

Abril de 2013

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

ESTUDO TEMÁTICO

TENDÊNCIAS DE LONGO PRAZO NO CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL: AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA – WEO 2012

ÍNDICE

1. Introdução	3
2. Cenários e tendências	3
3. Petróleo	5
4. Gás natural	13
5. Brasil nas projeções	18
6. País em destaque: Iraque	18
7. Síntese	24
8. Referências	24

Diretora-Geral

Magda Maria de Regina Chambriard

Diretores

Florival Rodrigues de Carvalho

Helder Queiroz Pinto Júnior

José Gutman

Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

Elias Ramos de Souza

Superintendente Adjunta de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

Tathiany Rodrigues Moreira de Camargo

Equipe Técnica

Alice Kinue Jomori de Pinho (SPD)

Maria das Graças Mendes da Fonseca (SPD)

Daniela Godoy Martins Corrêa (Dir IV)

Revisão de Texto

Fabio Cavalcante Moraes (SCI)

Leonardo de Vasconcelos Machado Rodrigues (SCI)

[Estudo Temático 02/2013/SPD]



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Apresentação

Este informe destaca os principais resultados do *World Energy Outlook 2012*, publicação de referência da Agência Internacional de Energia, que apresenta projeções de longo prazo nos mercados de energia.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**Diretora-geral**

Magda Maria de Regina Chambriard

Diretores

Florival Rodrigues de Carvalho

Helder Queiroz Pinto Junior

José Gutman

Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

Elias Ramos de Souza - Superintendente

Tathiany Rodrigues Moreira de Camargo – Superintendente-adjunta

Anália Francisca Ferreira – Assessora de Superintendência

Coordenação de Banco de Dados e Estatística

José Lopes de Souza - Coordenador

Denise Coutinho da Silva

Felipe Accioly Vieira

Márcio Bezerra de Assumpção

Roberta Salomão Moraes da Silva

Victor Manuel Campos Gonçalo

Coordenação de Estudos Estratégicos

José Carlos Tigre – Coordenador

Alice Kinue Jomori de Pinho

Jacqueline Barboza Mariano

Krongnon Wailamer de Souza Regueira

Ney Mauricio Carneiro da Cunha

Patricia Huguenin Baran

Coordenação de Formação e Capacitação Profissional

Ana Maria Botelho M. da Cunha – Coordenadora

Bruno Lopes Dinucci

Diego Gabriel da Costa

Isabelle de Araújo Carvalho

Luiz Enrique Gonzalez

Marcelo Macedo Cromack

Rafael Cruz Coutinho Ferreira

Coordenação de Pesquisa e Desenvolvimento

Luciana Maria Souza De Mesquita – Coordenadora

Alex de Jesus Augusto Abrantes

Anderson Lopes Rodrigues De Lima

Antônio José Valleriote Nascimento

Joana Duarte Ouro Alves

Leonardo Pereira de Queiroz

Luiz Antonio Sá Campos

Marcos de Faria Asevedo

1. Introdução

O *World Energy Outlook* (WEO), da Agência Internacional de Energia (AIE), é uma publicação de referência, que traça cenários e realiza projeções de médio e longo prazo para o setor energético. A edição 2012 do WEO, lançada em novembro do referido ano, apresenta perspectivas de evolução dos mercados de petróleo, carvão, gás natural, renováveis e energia nuclear até o ano de 2035, além de trazer análises relativas a emissões e mudança climática, investimentos, segurança energética, desenvolvimento econômico, entre outros¹.

Este Informe apresentará os principais resultados do WEO 2012. A próxima seção será dedicada à apresentação dos cenários adotados pela AIE e das tendências gerais relativas ao consumo de energia, participação por fonte, principais resultados em termos regionais, e emissões.

Na sequência, o Informe trará uma seção dedicada ao petróleo e outra ao gás natural. Nessas seções serão abordados aspectos de oferta, demanda, tendências regionais e setoriais e comércio internacional.

A quinta seção consolida as principais projeções feitas para o Brasil. A seguinte tratará do Iraque, país de destaque na edição de 2012 do WEO. Por fim, a sétima e última seção apresentará uma breve conclusão, destacando os aspectos mais relevantes do documento.

2. Cenários e tendências

2.1. Cenários

Desde 2010, a AIE oferece projeções considerando três diferentes cenários: New Policies Scenario (NPS), Current Policies Scenario (CPS), e o 450 Scenario (450 S), cujas definições e objetivos são resumidos no Quadro 1. Na versão de 2012 do documento, foi introduzido um cenário adicional, o Efficiency World Scenario (EWS), que avalia as implicações para a economia, o meio ambiente e para a segurança energética dos avanços em termos de eficiência energética.

Quadro 1 - Definição e Objetivos dos Cenários WEO 2012

	CPS	NPS	450 S	EWS
Definição	Manutenção das políticas anunciadas ou adotadas até meados de 2012.	Cenário de referência do <i>Outlook</i> . Políticas existentes são mantidas e compromissos e planos já anunciados são implementados.	Adoção de políticas que colocam o mundo em uma trajetória consistente com a chance de 50% de limitar o aumento global da temperatura média de longo prazo em 2° C, em comparação com os níveis pré-industriais.	Todos os investimentos economicamente viáveis são realizados e todas as políticas necessárias para a eliminação de barreiras à eficiência energética são adotadas (não há, no entanto, inovações tecnológicas disruptivas).
Objetivo	Oferecer visão de como mercados evoluiriam caso as tendências atuais de oferta e demanda não se alterassem.	Oferecer um <i>benchmark</i> para avaliar o potencial dos desenvolvimentos recentes das políticas energéticas e climáticas.	Demonstrar uma trajetória plausível com a meta de controle do aumento da temperatura global.	Explorar os resultados do aumento da eficiência energética em termos economicamente viáveis.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

¹ A AIE enfatiza as fortes incertezas de curto e médio prazo no delineamento das projeções, derivadas da falta de previsibilidade em relação ao ritmo da recuperação da atividade econômica mundial.

O NPS é o cenário de referência do WEO. A menos que sejam feitas as devidas ressalvas, os resultados apresentados neste documento refletirão esse cenário.

2.2. Principais tendências

De acordo com a AIE, o mapa da energia global está mudando, com potenciais consequências de longo alcance para os mercados de energia e para o comércio internacional. Esse redesenho se deve essencialmente ao ressurgimento da produção de óleo e gás nos EUA, e pode ser aprofundado com a redução dos investimentos em energia nuclear em alguns países, pelo avanço das tecnologias solar e eólica, e pela disseminação da produção de gás não convencional em escala mundial. No que diz respeito ao mercado internacional de petróleo, as perspectivas dependem fortemente do sucesso do Iraque na revitalização de seu setor petrolífero. Apesar de alguns esforços², o mundo continua falhando na tentativa de colocar o sistema global de energia em uma trajetória mais sustentável. A Tabela 1 apresenta as projeções da AIE para 2020 e 2035, nos três cenários centrais, bem como o nível de emissões associado a cada um deles.

Espera-se, até 2035, um crescimento da demanda global por energia superior a 30% no cenário de referência, em comparação ao nível atual. Em termos regionais, China, Índia e Oriente Médio respondem por mais de 60% desse aumento. A demanda por energia nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) cresce pouco, mas há uma migração significativa do petróleo e gás (e, em alguns casos, da energia nuclear) para o gás natural e renováveis. Apesar do crescimento das fontes de baixo teor de emissões, os fósseis continuam dominantes na matriz de energia global, apoiados por subsídios que chegaram a US\$ 523 bilhões em 2011 (quase 30% a mais do que em 2010, e seis vezes mais do que os subsídios dados aos renováveis).

Tabela 1 - Demanda primária por energia e emissões de CO2 por cenário, Mtoe

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	2000	2010	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Total	10 097	12 730	14 922	17 197	15 332	18 676	14 176	14 793
Coal	2 378	3 474	4 082	4 218	4 417	5 523	3 569	2 337
Oil	3 659	4 113	4 457	4 656	4 542	5 053	4 282	3 682
Gas	2 073	2 740	3 266	4 106	3 341	4 380	3 078	3 293
Nuclear	676	719	898	1 138	886	1 019	939	1 556
Hydro	226	295	388	488	377	460	401	539
Bioenergy*	1 027	1 277	1 532	1 881	1 504	1 741	1 568	2 235
Other renewables	60	112	299	710	265	501	340	1 151
<i>Fossil fuel share in TPED</i>	80%	81%	79%	75%	80%	80%	77%	63%
<i>Non-OECD share of TPED**</i>	45%	55%	60%	65%	61%	66%	60%	63%
CO₂ emissions (Gt)	23.7	30.2	34.6	37.0	36.3	44.1	31.4	22.1

* Includes traditional and modern biomass uses. ** Excludes international bunkers.

Note: TPED = total primary energy demand; Mtoe = million tonnes of oil equivalent; Gt = gigatonnes.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

Apesar da manutenção do predomínio dos fósseis, a participação dos renováveis na matriz energética mundial cresce³ de 13% para 18%. O consumo de biocombustíveis chega a 4,5 milhões de barris por dia (mb/d), frente aos atuais 1,3 mb/d, basicamente por efeito das misturas obrigatórias⁴. A participação da energia nuclear mantém-se praticamente estável, respondendo por 12% da geração

² Os principais consumidores mundiais de energia anunciaram novas medidas de incentivo à eficiência energética: a China estabeleceu como meta uma redução de 16% em sua intensidade energética até 2015; os EUA adotaram novos padrões de economia para combustíveis; a UE se comprometeu com uma redução de 20% na sua demanda por energia, e o Japão pretende cortar seu consumo energético em 10% até 2030.

³ A maior parte do crescimento se deve à geração de energia elétrica, onde a participação passa de 20% para 31%.

⁴ O etanol é o biocombustível dominante, com oferta passando de 1 mboe/d para 3,4 mboe/d em 2035.

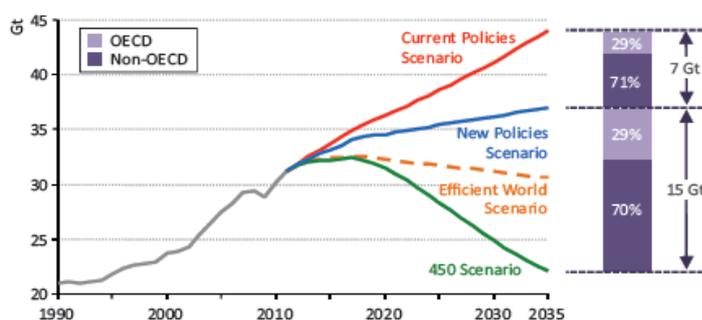
elétrica em 2035. A grande mudança diz respeito ao deslocamento da capacidade, com os países não OCDE respondendo por 94% do aumento da capacidade instalada.

Em termos regionais, verifica-se o aumento da participação dos países não OCDE na demanda global (de 55% em 2010 para 65% em 2035). A China, isoladamente, será responsável por 33% do aumento da demanda global por energia. O carvão ainda será a principal fonte primária de energia do país, porém, sua participação cai de 66% em 2010 para 51% em 2035. Na Índia, o consumo de energia dobra no período analisado; o carvão é a principal fonte de energia (43%), mas há esforços para aumentar a participação do gás e da energia nuclear na matriz do país. O Oriente Médio também merece destaque, com taxa de crescimento anual da demanda de 1,9% no período, devido ao aumento da população e da renda, e aos elevados subsídios dados aos fósseis.

Nos países OCDE, a demanda por energia cresce apenas 3% no período. O fato mais marcante é a mudança na matriz energética desses países. A participação dos fósseis cai de 81% para 70% (petróleo e carvão, juntos, caem de 57% para 42%), em favor do gás natural e dos renováveis. A geração de energia a partir de fonte nuclear se retrai levemente no período, de 21% para 19%. Nos Estados Unidos, os ganhos de eficiência e a expansão de etanol e do biodiesel reduzem o consumo de petróleo no setor de transportes.

No que diz respeito às emissões de CO₂, o ano de 2011 foi marcado pelo recorde de emissões originadas a partir da combustão de fósseis, cerca de 31 gigatoneladas (Gt), com contribuição destacada da China (aproximadamente ¼ do total). Pelas previsões do cenário de referência, as emissões em 2035 chegarão a 37 Gt, levando a um aumento de 3,6°C na temperatura média do planeta. A participação dos países OCDE no total de emissões cai de 41% em 2010 para 28% em 2035⁵; as emissões chinesas, por sua vez, serão maiores do que as dos Estados Unidos e União Europeia combinados (as emissões per capita, porém, serão apenas metade do que é observado nos países OCDE). O Gráfico 1 apresenta as emissões de CO₂ estimadas por cenário.

Gráfico 1 - Emissões de CO₂ por cenário, Gt



Note: There is also some abatement of inter-regional (bunker) emissions which, at less than 2% of the difference between scenarios, is not visible in the 2035 shares.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

3. Petróleo

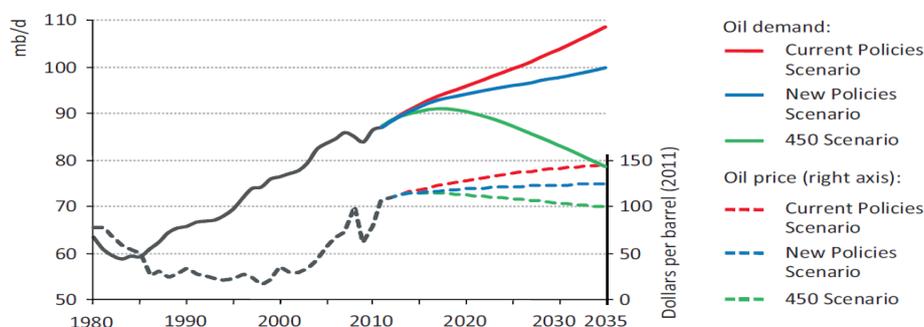
3.1. Demanda

A trajetória de consumo de petróleo no WEO 2012 varia consideravelmente entre os cenários, refletindo as diferentes hipóteses sobre políticas governamentais de aumento da eficiência e combate às emissões. No CPS e no NPS, a demanda por petróleo cresce em termos absolutos, em função do crescimento populacional e econômico dos países em desenvolvimento, enquanto o cenário 450S apresenta queda na procura em resposta à forte atuação das políticas públicas para redução do uso de fósseis (Gráfico 2).

⁵ Os Estados Unidos têm a maior redução em termos absolutos, cerca de 20%.

No cenário de referência (NPS), a demanda pelo produto alcança, em 2035, 99,7 mb/d, 12,3 mb/d acima do nível registrado em 2011, sendo todo aumento líquido oriundo do setor de transportes das economias emergentes⁶. Os preços em cada cenário respondem às variações da demanda, e atingem US\$145, US\$ 125 e US\$ 100 por barril no CPS, NPS e 450S, respectivamente.

Gráfico 2 - Demanda e preço de petróleo por cenário, mb/d e dólares de 2011



* Average IEA crude oil import price.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

3.1.1. Tendências regionais

As trajetórias da demanda por petróleo são bem diferentes entre as regiões. Enquanto o conjunto de países OCDE apresenta queda em todos os cenários analisados, nos países fora do bloco, há forte incremento na demanda. Essa redução na demanda por parte dos países OCDE é resultado de ganhos de eficiência veicular e mudança da matriz de combustíveis no setor de transportes, assim como de maiores preços ao consumidor. Fora do setor de transportes, a demanda por petróleo também apresenta queda pela baixa competitividade frente a outras fontes de energia.

Na contramão da queda de 8,8 mb/d experimentada pelo países da OCDE, os países não OCDE têm crescimento de 18,8 mb/d no consumo entre 2011 e 2035. O volume demandado pelos países emergentes ultrapassa os países da OCDE a partir de 2015 e, em 2035, representarão 63% da demanda mundial. Os significativos crescimentos econômico e populacional, associados a uma forte demanda por mobilidade, mais do que compensam os ganhos de eficiência no transporte.

A China responde pelo maior crescimento em termos absolutos no cenário de referência, cerca de 50% do incremento da demanda global. Outras regiões emergentes, notadamente Índia, África, Sudeste da Ásia e Oriente Médio, puxadas pelo crescimento econômico e populacional, também apresentam crescimento acelerado da demanda.

A trajetória da demanda no Oriente Médio, em particular, é crítica para determinar o excedente exportável da região. Como resultado do crescimento econômico robusto e dos subsídios, houve grande elevação do consumo de petróleo na região nos últimos anos⁷. No cenário de referência, a taxa de crescimento da demanda é de 1,4% a.a. Essa projeção, no entanto, depende da realização de algumas hipóteses, como a redução de subsídios aos combustíveis, expansão da oferta de gás natural e introdução de medidas para elevar a eficiência energética.

Outro destaque é a redução de 5 mb/d no consumo de petróleo pelos EUA. As políticas bem sucedidas de elevação de eficiência energética no setor de transportes, combinadas com o aumento da

⁶ Particularmente na China, Índia e Oriente Médio. A adoção de políticas de promoção da eficiência energética, sobretudo nos países desenvolvidos, combinada com preços mais elevados, redução de subsídios em grandes consumidores, e aumento de impostos sobre os derivados ajudam a compensar, parcialmente, o forte crescimento na demanda por mobilidade.

⁷ Ilustrativamente, entre 2000 e 2011, o consumo da Arábia Saudita praticamente dobrou, para 2,8 mb/d, em parte devido ao aumento do uso de petróleo na geração de energia. No mesmo período, o consumo de petróleo do Oriente Médio cresceu 60%, uma taxa de crescimento médio de 4,4% a.a.

participação do gás natural e da energia elétrica nos outros setores resultam em queda significativa da demanda por petróleo no país.

A Tabela 2 apresenta a demanda primária de petróleo por região, bem como as projeções para o horizonte do estudo. Os Estados Unidos são destaque graças às perspectivas de redução do consumo, apoiadas nos fatores já mencionados. China e Índia, por sua vez, apresentam as maiores taxas de crescimento da demanda entre 2011 e 2035.

Tabela 2 - Demanda primária regional de petróleo no NPS, mb/d

	1990	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
								Delta	CAAGR*
OECD	39.5	42.1	41.2	39.4	37.4	35.2	33.3	-8.8	-1.0%
Americas	19.8	22.2	22.0	21.2	20.0	18.6	17.5	-4.7	-1.0%
United States	16.4	17.6	17.5	16.6	15.4	13.9	12.6	-5.0	-1.4%
Europe	12.8	12.6	12.0	11.4	10.9	10.4	10.0	-2.6	-1.0%
Asia Oceania	6.9	7.3	7.2	6.7	6.4	6.1	5.9	-1.4	-0.9%
Japan	5.1	4.3	4.1	3.7	3.5	3.2	3.1	-1.2	-1.4%
Non-OECD	22.9	38.4	43.2	47.1	50.5	53.9	57.1	18.8	1.7%
E. Europe/Eurasia	8.8	4.8	5.0	5.2	5.3	5.5	5.6	0.8	0.6%
Russia	4.9	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.5	0.4	0.5%
Asia	6.2	18.3	21.3	23.8	26.2	28.6	30.9	12.6	2.2%
China	2.3	9.0	11.0	12.7	13.9	14.7	15.1	6.1	2.2%
India	1.2	3.4	3.8	4.3	5.0	6.2	7.5	4.1	3.3%
Middle East	2.9	6.8	7.5	8.1	8.6	8.9	9.4	2.7	1.4%
Africa	1.8	3.1	3.4	3.8	4.0	4.2	4.5	1.4	1.6%
Latin America	3.2	5.5	6.0	6.3	6.5	6.6	6.8	1.3	0.9%
Brazil	1.4	2.4	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1	0.7	1.1%
Bunkers**	3.9	6.9	7.2	7.7	8.2	8.7	9.3	2.4	1.2%
World oil	66.3	87.4	91.6	94.2	96.1	97.7	99.7	12.3	0.6%
European Union	n.a.	11.6	11.0	10.3	9.8	9.2	8.7	-2.9	-1.2%
World biofuels***	0.1	1.3	1.8	2.4	3.0	3.7	4.5	3.1	5.1%
World total liquids	66.4	88.8	93.4	96.6	99.1	101.4	104.2	15.5	0.7%

*Compound average annual growth rate. **Includes international marine and aviation fuel. *** Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

3.1.2. Tendências setoriais

O setor de transportes responde por mais da metade da demanda global por petróleo, enquanto o setor industrial consome aproximadamente 8%, e o de geração elétrica, 7%. Fora do setor de transportes, a elevação dos preços de petróleo incentivou a redução de seu uso, por meio da substituição por outros recursos. Nesse contexto, destaca-se o gás natural, principalmente para a finalidade de aquecimento e para a indústria, em países da Ásia e outros não OCDE.

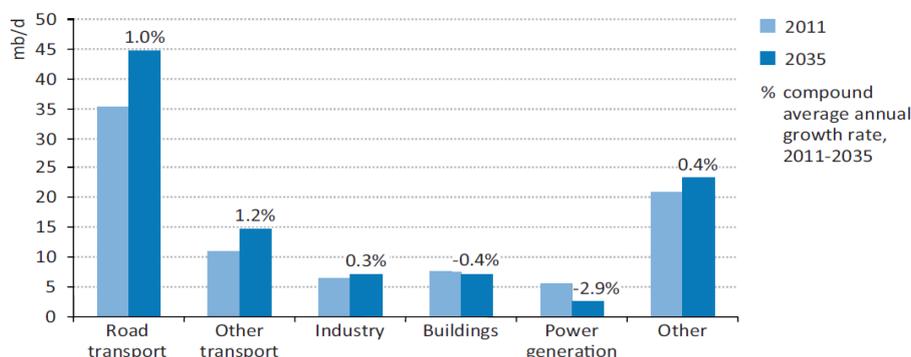
A projeção de crescimento anual da demanda no longo prazo considera a substituição do petróleo no setor industrial e de edificações, que apresentam taxas anuais de crescimento (0,3% e 0,4%, respectivamente) muito mais baixas do que o setor de transportes (1%) (Gráfico 3). Em alguns países, como a China, a maior disponibilidade e a forte demanda por recursos energéticos pode levar o carvão a ser forte substituto do petróleo.

A demanda por petróleo no setor de transporte deve chegar a 60 mb/d em 2035, crescimento de 14 mb/d em relação aos níveis de 2011⁸. Como, nesse caso, a substituição do petróleo por outra fonte

⁸ A AIE projeta, para o período analisado, a duplicação da frota de automóveis, e crescimento da demanda de frete rodoviário. Este último é responsável por quase 40% do aumento da demanda global por petróleo: o consumo de caminhões – predominantemente movidos a óleo diesel – aumenta muito mais rápido do que o de veículos leves, em parte porque padrões mínimos de eficiência para caminhões são menos adotados internacionalmente.

de energia ainda é bastante limitada, a participação do produto cresce, apesar das perspectivas de manutenção dos preços elevados. Como mencionado anteriormente, a demanda por mobilidade nos países emergentes lidera esse crescimento.

Gráfico 3 - Demanda por petróleo, por setor e taxa de crescimento médio, no NPS, mb/d e %



Note: Other includes non-energy use, including feedstocks for industry.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

A regulamentação e a adoção de padrões para o consumo dos combustíveis tem sido a principal resposta dos países OCDE ao aumento dos preços de petróleo e às preocupações em relação à segurança energética e mudança climática. Além dos países da OCDE, o relatório destaca que a China também tem adotado medidas com vistas à melhoria da eficiência energética. O foco tem sido os veículos pesados, considerando o crescimento acima da média do setor de transporte rodoviário de carga.

De acordo com a AIE, há grande potencial de economia de combustível com a adoção de regras mais restritas. Considerando-se apenas os padrões de eficiência que estão em vigor e aqueles planejados para veículos leves nos EUA, União Europeia, Índia e China, 17 bilhões de barris de petróleo devem ser economizados até 2035.

3.2. Oferta

3.2.1. Reservas e produção

As reservas mundiais de petróleo não serão um fator limitador para a demanda nos próximos 25 anos, embora os custos associados a sua exploração e desenvolvimento apresentem tendência crescente. De acordo com o *Oil and Gas Journal*, as reservas mundiais provadas somaram 1.523 bilhões de barris em 2011 (crescimento de 3,6% em relação ao ano anterior), enquanto a BP estimou em 1.653 bilhões (+1,9%). Os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) detêm 70% dessas reservas.

Estimativas dos recursos recuperáveis remanescentes (RRR), que incluem reservas provadas, mais o petróleo existente nos campos em produção e que pode ser “provado” no futuro, assim como o petróleo que ainda vai ser descoberto, são uma indicação melhor do potencial de produção no longo prazo, apesar de existir maior incerteza quanto ao seu montante. A AIE estimou os RRR em 5.900 bilhões de barris em 2012, 9% acima do valor de 2011⁹.

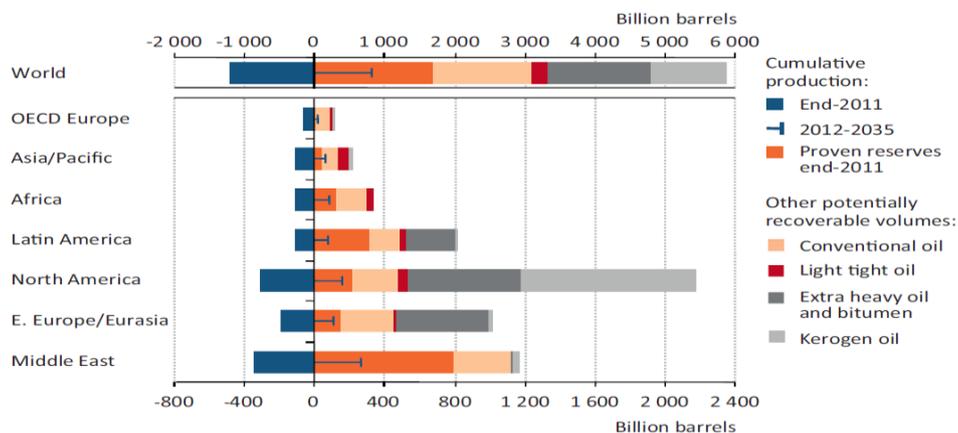
Cerca de 3.200 bilhões de barris dos RRR são classificados como recursos não convencionais, cujas estimativas são menos confiáveis do que as de recursos convencionais. A avaliação e produção dos recursos não convencionais estão mais avançadas na América do Norte, enquanto em outras regiões, como Oriente Médio, este tipo de recurso recebe menos atenção. Entre os não convencionais,

⁹ Houve elevação significativa das reservas em relação a 2011 em função da inclusão da estimativa da AIE sobre reservas potenciais de *light tight oil* e pela incorporação da revisão da *US Geological Survey*, que realizou a primeira grande revisão das reservas recuperáveis mundiais desde 2000. Foram incluídas diversas novas áreas, aumentando o número de bacias analisadas de 246 para 313.

destacam-se o *light tight oil* e o *kerogen oil* dos Estados Unidos, as *oil sands* do Canadá e o petróleo extra pesado da Venezuela.

O Gráfico 4 traz as estimativas da AIE sobre os recursos recuperáveis e a produção acumulada, por região e tipo de produto.

Gráfico 4 - Recursos recuperáveis e produção acumulada por região e tipo, NPS



Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

A oferta de petróleo segue a mesma trajetória da demanda nos três cenários propostos, já que a variação da capacidade ociosa não faz parte do modelo. No cenário de referência, a produção de petróleo cresce de 84 mb/d para 97 mb/d em 2035. A Tabela 3 apresenta dados relativos à produção e oferta por fonte e cenário.

Todo aumento líquido da produção vem de líquidos de gás natural (LGN) e fontes não convencionais. A produção de petróleo convencional flutua entre 65-69 mb/d entre 2011 e 2035, sem alcançar o pico de 70 mb/d atingido em 2008.

Tabela 3 - Produção e oferta por fonte e cenário, mb/d

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2011	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OPEC	23.9	35.7	38.5	46.5	39.2	50.5	36.6	35.6
Crude oil	21.9	29.3	29.8	33.8	30.2	36.4	28.4	25.9
Natural gas liquids	2.0	5.7	7.0	9.8	7.3	10.9	6.6	7.5
Unconventional	0.0	0.7	1.8	2.8	1.8	3.2	1.7	2.2
Non-OPEC	41.8	48.8	53.2	50.4	54.3	54.9	51.5	41.1
Crude oil	37.6	39.2	37.1	31.6	37.8	34.5	36.1	25.6
Natural gas liquids	3.7	6.4	8.2	8.3	8.3	8.6	7.6	6.9
Unconventional	0.4	3.2	8.0	10.4	8.2	11.8	7.7	8.6
World oil production	65.7	84.5	91.8	96.8	93.5	105.4	88.2	76.6
Crude oil	59.6	68.5	66.9	65.4	68.0	70.8	64.5	51.5
Natural gas liquids	5.7	12.0	15.2	18.2	15.5	19.5	14.2	14.4
Unconventional	0.4	3.9	9.7	13.2	10.0	15.0	9.5	10.8
<i>Processing gains</i>	1.3	2.1	2.5	2.9	2.5	3.2	2.4	2.3
World oil supply*	67.0	86.6	94.2	99.7	96.0	108.5	90.5	79.0
World biofuels supply**	0.1	1.3	2.4	4.5	2.1	3.7	2.8	8.2
World total liquids supply	67.1	87.9	96.6	104.2	98.2	112.2	93.3	87.2

*Differences between historical supply and demand volumes are due to changes in stocks. **Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

No total, a produção acumulada de líquidos para o período da projeção alcança 800 bilhões de barris. A produção de LGN é um dos destaques do cenário de referência, passando de 12 mb/d em 2011 para 18 mb/d em 2035, o que representa 50% do crescimento líquido global da produção no período. Essa elevação se deve ao aumento da produção de gás natural, principalmente no Oriente Médio, onde o gás natural é mais rico em LGN do que nas outras regiões.

A produção de *light tight oil* também cresce rapidamente, de 1 mb/d em 2011 para 4,3 mb/d na década de 2020, assim como a produção nas *oil sands* canadenses que aumentam de 1,6 mb/d em 2011 para 4,3 mb/d em 2035 (assumindo que as questões ambientais serão superadas). A Venezuela contribui com o aumento de produção de petróleo extra pesado da faixa do Orinoco, que vai de 1,5 mb/d em 2011, para 2,1 mb/d em 2035. A produção de petróleo a partir do querogênio é projetada para se iniciar apenas no fim do período de projeção, já que a tecnologia é imatura e cara, chegando a 200 mil b/d em 2035.

De acordo com a estimativa da AIE, deve haver aceleração da produção não OPEP até 2020, principalmente nos EUA e no Canadá, enquanto no período de 2020 a 2035 a produção de petróleo convencional da OPEP é a principal responsável pelo atendimento da variação da demanda.

Produção não OPEP

No cenário de referência, a produção não OPEP sobe para mais de 53 mb/d em 2025, declinando gradualmente até 50 mb/d em 2035. Os países que mais contribuem para o incremento da produção são Brasil, Canadá, Cazaquistão e EUA, enquanto China, Reino Unido, Noruega e Rússia apresentam redução da produção. O aumento da produção de petróleo não convencional compensa a maior parte do declínio da produção convencional. A Tabela 4 traz estimativas de produção para países e regiões selecionados.

Tabela 4 - Produção não OPEP no NPS por região e países selecionados e por tipo, mb/d

	1990	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
								Delta	CAAGR*
OECD	19.0	18.9	21.0	22.1	22.2	21.7	20.9	1.9	0.4%
Americas	13.9	14.6	17.0	18.6	18.9	18.7	18.1	3.5	0.9%
Canada	2.0	3.5	4.3	4.9	5.4	5.9	6.3	2.7	2.4%
Mexico	3.0	2.9	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	-0.3	-0.5%
United States	8.9	8.1	10.0	11.1	10.9	10.2	9.2	1.1	0.5%
Europe	4.3	3.8	3.4	2.9	2.6	2.3	2.1	-1.7	-2.5%
Asia Oceania	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.2	1.1%
Non-OECD	22.8	29.9	30.9	31.1	30.8	30.3	29.5	-0.4	-0.1%
E. Europe/Eurasia	11.8	13.7	13.8	13.4	13.4	13.8	13.9	0.2	0.1%
Kazakhstan	0.5	1.6	1.8	2.0	2.7	3.4	3.7	2.1	3.5%
Russia	10.4	10.6	10.5	10.1	9.5	9.3	9.2	-1.4	-0.6%
Asia	6.0	7.7	7.9	7.5	6.9	6.1	5.3	-2.4	-1.5%
China	2.8	4.1	4.3	4.3	4.0	3.3	2.7	-1.4	-1.7%
India	0.7	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	-0.3	-1.4%
Middle East	1.3	1.6	1.5	1.2	1.0	0.8	0.7	-0.9	-3.3%
Africa	1.7	2.6	2.8	3.0	2.8	2.6	2.4	-0.2	-0.3%
Latin America	2.0	4.2	5.0	6.0	6.8	7.0	7.1	2.8	2.2%
Brazil	0.7	2.2	2.8	4.0	5.0	5.5	5.7	3.5	4.1%
Total non-OPEC	41.8	48.8	52.0	53.2	53.0	51.9	50.4	1.5	0.1%
Non-OPEC market share	64%	58%	58%	58%	57%	55%	52%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Conventional	41.4	45.6	46.4	45.3	43.7	41.9	40.0	-5.6	-0.5%
Crude oil	37.6	39.2	39.0	37.1	35.4	33.5	31.6	-7.6	-0.9%
Natural gas liquids	3.7	6.4	7.4	8.2	8.3	8.4	8.3	2.0	1.1%
Unconventional	0.4	3.2	5.6	8.0	9.4	10.1	10.4	7.2	5.0%
Canada oil sands	0.2	1.6	2.3	2.9	3.4	3.8	4.3	2.7	4.1%
Light tight oil	-	1.0	2.6	3.8	4.3	4.0	3.4	2.3	5.1%
Coal-to-liquids	0.1	0.2	0.2	0.4	0.7	1.0	1.3	1.1	8.8%
Gas-to-liquids	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	10.2%
Share of total non-OPEC	1%	7%	11%	15%	18%	19%	21%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>

* Compound average annual growth rate.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

O ressurgimento da produção dos EUA, ocorrido nos últimos anos, deve se sustentar. A crescente produção de *light tight oil* é complementada pela produção em águas profundas, CTL (*coal to liquids*), GTL (*gas to liquids*) e petróleo gerado a partir de querogênio. A oferta projetada para o Canadá leva em conta o crescimento da produção nas *oil sands*, que alcança 4,3 mb/d em 2035. O Cazaquistão apresenta elevação da produção, em especial no mar Cáspio. A oferta da América Latina se eleva substancialmente, como resultado do crescimento da produção do Brasil, a partir do desenvolvimento dos campos do pré-sal.

Por outro lado, a AIE projeta queda na produção na Europa, de 3,85 mb/d em 2011 para 2,1 mb/d em 2035, em função da redução da produção no Mar do Norte. A Rússia deve manter o patamar de produção de 11 mb/d nos próximos anos, apresentando um declínio gradual a partir de 2020, até 9,2 mb/d em 2035. O país possui enormes reservas convencionais, com elevado potencial de produção, porém, localizadas em áreas remotas ao norte, onde as condições de operação são bastante complexas. Novos campos na Sibéria, somados ao aumento da produção de LGN, devem gerar as maiores contribuições à capacidade projetada.

Produção OPEP

A participação dos países da OPEP na oferta mundial cresce no longo prazo (Tabela 5), refletindo custos de exploração e produção relativamente baixos e grandes reservas disponíveis. No cenário de referência, a produção OPEP cresce lentamente no médio prazo, de 35,7 mb/d em 2011 para 38,5 mb/d em 2020, e acelera para 46,5 mb/d em 2035. A produção de petróleo convencional responde por 40% do aumento, a de LGN 20% e outros 40% de petróleo não convencional (principalmente da Venezuela).

Tabela 5 - Produção OPEP no NPS por região e países selecionados e por tipo, mb/d

	1990	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
								Delta	CAAGR*
Middle East	16.4	25.8	26.3	27.8	29.4	31.4	34.4	8.5	1.2%
Iran	3.1	4.2	3.2	3.3	3.6	4.0	4.5	0.3	0.3%
Iraq	2.0	2.7	4.2	6.1	6.9	7.5	8.3	5.6	4.7%
Kuwait	1.3	2.7	2.8	2.7	2.7	2.8	3.1	0.4	0.5%
Qatar	0.4	1.8	1.9	1.8	2.0	2.2	2.5	0.7	1.4%
Saudi Arabia	7.1	11.1	10.9	10.6	10.8	11.4	12.3	1.2	0.4%
United Arab Emirates	2.4	3.3	3.4	3.3	3.3	3.4	3.7	0.4	0.4%
Non-Middle East	7.5	9.8	11.0	10.7	11.0	11.6	12.1	2.3	0.9%
Algeria	1.3	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	0.2	0.4%
Angola	0.5	1.7	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	-0.1	-0.3%
Ecuador	0.3	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	-0.2	-2.3%
Libya	1.4	0.5	1.6	1.6	1.8	1.9	2.0	1.5	6.1%
Nigeria	1.8	2.6	2.6	2.4	2.5	2.7	2.7	0.2	0.2%
Venezuela	2.3	2.7	2.6	2.7	2.9	3.2	3.5	0.8	1.0%
Total OPEC	23.9	35.7	37.3	38.5	40.4	43.0	46.5	10.8	1.1%
OPEC market share	36%	42%	42%	42%	43%	45%	48%	n.a.	n.a.
Conventional	23.9	35.0	36.0	36.8	38.3	40.6	43.6	8.7	0.9%
Crude oil	21.9	29.3	29.6	29.8	30.6	31.7	33.8	4.5	0.6%
Natural gas liquids	2.0	5.7	6.4	7.0	7.7	8.8	9.8	4.2	2.3%
Unconventional	0.0	0.7	1.3	1.8	2.1	2.5	2.8	2.1	6.1%
Venezuela extra-heavy	0.0	0.6	0.9	1.4	1.6	1.8	2.1	1.5	5.6%
Gas-to-liquids	-	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	11.3%
Share of total OPEC	0%	2%	3%	5%	5%	6%	6%	n.a.	n.a.

* Compound average annual growth rate.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

A Arábia Saudita, detentora das maiores reservas de petróleo convencional do mundo, tem capacidade de elevar sua produção nas próximas décadas, porém está restrita pela política de cotas do cartel. A AIE projeta um aumento na produção de 11 mb/d em 2011 para 12,3 mb/d em 2035. Quase

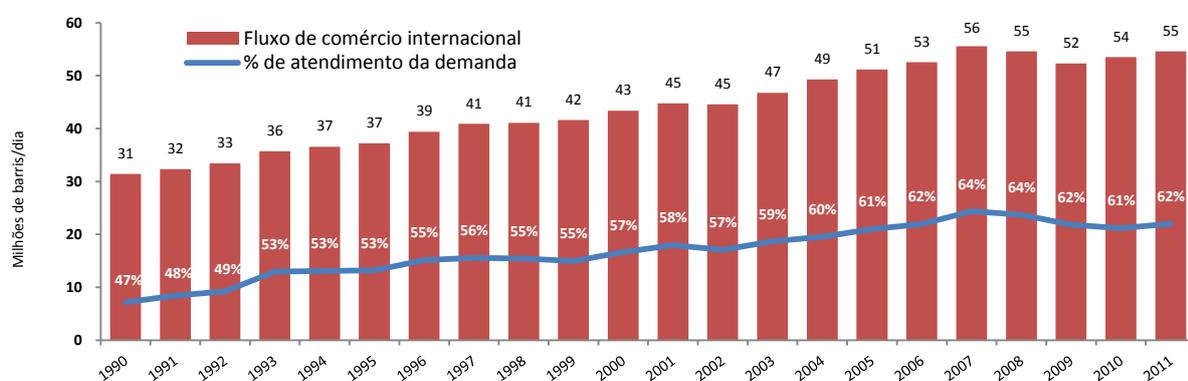
metade da elevação vem do LGN, acompanhando a projeção de crescimento da produção de gás natural.

O Iraque, que será tema de seção especial neste informe, é país que apresenta atualmente o maior crescimento da produção no mundo. A Venezuela, por sua vez, sofre com a falta de capacidade de investimentos de sua empresa estatal e com a política governamental de elevação do controle sobre a produção, que desestimulou os investimentos estrangeiros. A projeção é de que a produção venezuelana de petróleo convencional caia a partir da década de 2020; esse declínio, porém, é mais do que compensado pelo crescimento da produção de petróleo extra-pesado da faixa do Orinoco.

3.3. Comércio internacional

Nos últimos anos, o ritmo de crescimento do comércio internacional tem ficado bem acima daquele verificado para a demanda (Gráfico 5). De acordo com dados da BP¹⁰, a parcela da demanda atendida via importações subiu de 47% em 1990 para 62% em 2011.

Gráfico 5 - Fluxo de comércio internacional e percentual da demanda atendida por importações



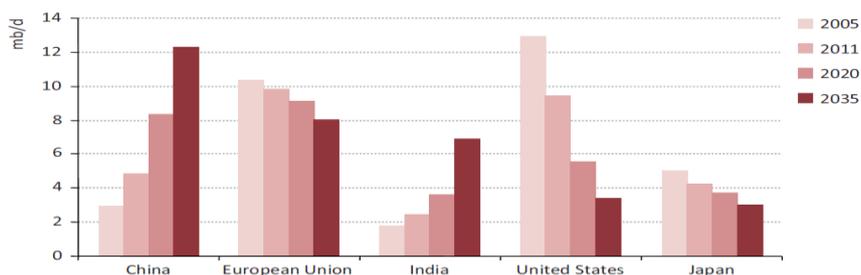
Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2012

Nas projeções da AIE para o cenário de referência, o comércio internacional de energia tem crescimento significativo, de 42,1 mb/d em 2011 para 50,2 mb/d em 2035, acentuando a dependência das importações em todas as regiões, com exceção do continente americano.

Uma mudança estrutural no comércio internacional é esperada, com o direcionamento das importações da América do Norte para a Ásia. As importações chinesas crescem de 4,9 mb/d em 2011 para 12,3 mb/d em 2035 e, na Índia, de 2,5 mb/d para 6,9 mb/d no mesmo período. As importações da Europa, por sua vez, declinam marginalmente no período, mantendo-se no patamar de 8 mb/d, enquanto as importações dos EUA caem de 9,5 mb/d para apenas 3,4 mb/d em 2035.

O Oriente Médio contribui com o maior crescimento das exportações líquidas – de 20,7 mb/d para 25,7 mb/d entre 2011 e 2035. As exportações líquidas da Europa Oriental/Ásia declinam suavemente, pelo aumento da demanda interna, enquanto as exportações da África e da América Latina crescem. O Gráfico 6 mostra, para países e regiões selecionados, a evolução da importação líquida de petróleo em períodos recentes e as projeções de médio e longo prazos.

¹⁰ BP Statistical Review of World Energy 2012

Gráfico 6 - Importação líquida em países selecionados e regiões NPS, Mb/d

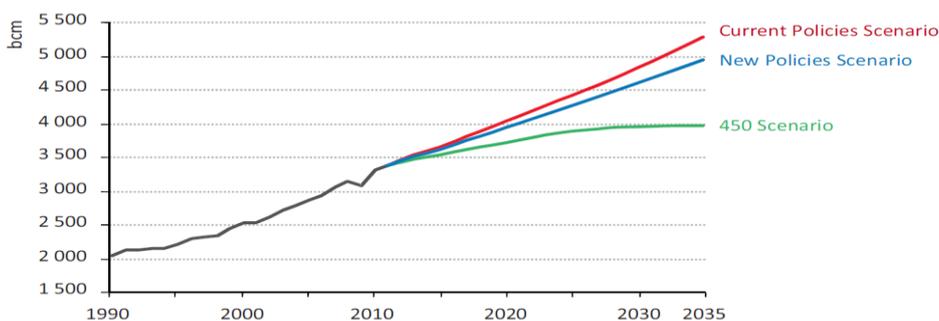
Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

4. Gás natural

4.1. Demanda

O gás natural é o único fóssil cuja demanda cresce nos três cenários projetados¹¹. A ampla oferta mantém os preços competitivos, e o fato de o gás natural ser menos intensivo em carbono do que os combustíveis fósseis faz com que o produto seja menos afetado por políticas de redução das emissões.

Como indica o Gráfico 7, há diferenças importantes entre as taxas de crescimento dos cenários, principalmente a partir de 2020. No cenário de referência, a demanda mundial por gás natural cresce de quase 3,4 trilhões de metros cúbicos (tmc) em 2011 para 5 tmc em 2035, variação média anual de 1,6%. No cenário de políticas correntes (CPS), a demanda cresce mais rapidamente (1,9% a.a.), já que o consumo de gás e eletricidade é maior. No cenário 450, políticas radicais visando limitar a elevação da temperatura global a 2°C tornam o crescimento da demanda mais comedido, em torno de 0,7% ao ano.

Gráfico 7 - Demanda de gás natural por cenário, bmc*

* bmc = bilhões de metros cúbicos

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

¹¹ A procura pelo produto cresce na China, na Índia e no Oriente Médio; no caso chinês, a demanda quadruplica no período considerado. Espera-se que, em 2030, o gás natural ultrapasse o petróleo na matriz energética dos EUA, tornando-se o principal combustível. Já a Europa deve levar pelo menos uma década para voltar aos níveis de demanda verificados em 2010. O crescimento do consumo no Japão também é limitado pelos preços do produto, e pela ênfase das políticas públicas em renováveis e eficiência energética.

4.1.1. Tendências regionais

A Tabela 6 apresenta as projeções de demanda de gás natural por regiões e países selecionados. Entre os países da OCDE, destacam-se os EUA, cuja demanda cresce em ritmo acelerado desde 2009. A projeção de evolução dos preços de gás natural é de alta, porém, o consumo continuará em expansão, principalmente no setor industrial, na geração de energia elétrica e no setor de transportes. O gás natural ultrapassará o petróleo em importância na matriz energética americana até 2035, e o país se tornará exportador do produto já a partir de 2020.

A demanda por gás natural na Europa se recupera lentamente no médio prazo, e mais fortemente no longo prazo, em função da demanda de usinas de geração elétrica à gás e das políticas de redução de emissões que beneficiam a troca de outros combustíveis fósseis por gás natural.

Os países não OCDE impulsionarão a demanda futura por gás natural, respondendo por cerca de 80% do aumento da procura, refletindo taxas de crescimento econômico mais elevadas e a relativa incipiência de seus mercados. No cenário de referência, o crescimento médio anual desses países alcança 2,3%, contra apenas 0,8% a.a. dos países da OCDE. Entre os países não OCDE, a China deve apresentar o maior crescimento da demanda em termos absolutos, seguida da Índia. O Brasil apresentará crescimento médio anual de 4,3% e a sua demanda em 2035 corresponderá a 31% da demanda da América Latina.

Na Rússia e na Europa Oriental/Eurásia a demanda cresce de forma modesta quando comparada a outros países não OCDE. A combinação de mercados maduros de gás, baixo crescimento populacional e, em alguns países, políticas declaradas de redução da dependência do gás natural na geração de energia elétrica justificam essa realidade.

Já no Oriente Médio, a demanda cresce fortemente, puxada por projetos de geração de energia, dessalinização de água e petroquímicos. O uso do gás na África é limitado pela falta de investimentos no *upstream* e em projetos de infraestrutura de transporte. No caso da América Latina, espera-se que a geração elétrica seja o principal fator de expansão da demanda.

Tabela 6 - Demanda regional de gás natural no NPS, bmc

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010-2035	
								Delta	CAAGR*
OECD	1 036	1 597	1 652	1 731	1 796	1 864	1 937	341	0.8%
Americas	628	845	898	940	962	995	1 032	187	0.8%
United States	533	680	712	728	736	749	766	86	0.5%
Europe	325	569	550	585	619	643	669	100	0.7%
Asia Oceania	82	182	204	206	214	225	236	53	1.0%
Japan	57	104	120	115	118	122	123	20	0.7%
Non-OECD	1 003	1 710	1 963	2 213	2 472	2 746	3 018	1 307	2.3%
E. Europe/Eurasia	737	692	731	747	777	810	842	150	0.8%
Caspian	100	106	117	127	136	142	149	42	1.4%
Russia	447	466	488	492	508	530	549	83	0.7%
Asia	84	393	514	660	801	949	1 111	717	4.2%
China	15	110	195	304	390	469	544	434	6.6%
India	13	64	75	92	116	144	178	115	4.2%
Middle East	87	376	437	485	538	594	640	264	2.1%
Africa	35	103	118	139	153	166	176	73	2.2%
Latin America	60	146	163	182	203	227	249	103	2.2%
Brazil	4	27	30	38	49	63	78	50	4.3%
World	2 039	3 307	3 616	3 943	4 268	4 610	4 955	1 648	1.6%
European Union	368	536	509	540	570	592	618	82	0.6%

* Compound average annual growth rate.

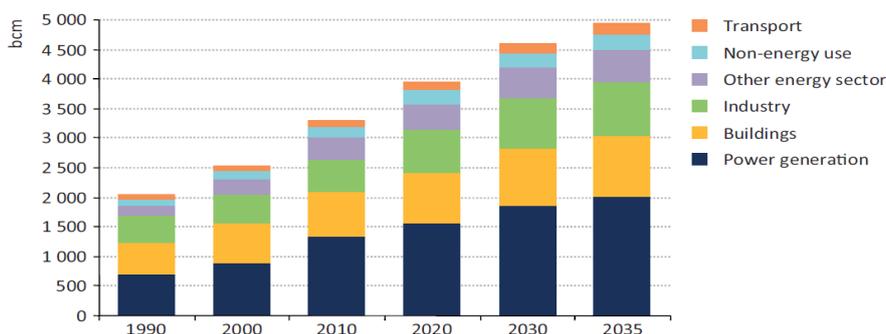
Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

4.1.2. Tendências setoriais

O setor de geração elétrica se mantém como a principal fonte de demanda de gás natural (Gráfico 8). No cenário de referência, o uso de gás na geração de energia elétrica é responsável por 40% do aumento total da demanda em relação aos níveis atuais (crescimento de 1,6% a.a.). A demanda de gás na indústria cresce mais fortemente do que em outros setores, 1,9% a.a. entre 2010-2035, liderada pelos países não OCDE.

O consumo voltado para aquecimento nas edificações avança mais lentamente (1,3% a.a.), graças ao aumento da eficiência dos equipamentos. A China apresenta o maior crescimento na demanda residencial e comercial, respondendo por mais de 30% do aumento da demanda global em edificações, devido ao rápido processo de urbanização do país.

Gráfico 8 - Demanda de gás natural por setor no NPS, bcm



Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

O uso do GNV se expande rapidamente (4,7% a.a.), principalmente nos EUA e Índia. Ainda assim, sua participação na matriz veicular alcança apenas 4% em 2035. Existe potencial para um crescimento bem maior da participação do setor, porém, isso está condicionado a ações de políticas públicas mais incisivas. Apesar das vantagens ambientais, a expansão da frota de GNV enfrenta diversas barreiras, tais como custo de estocagem do gás no veículo, e o desenvolvimento de infraestrutura para entrega e distribuição do combustível nos postos de revenda existentes.

4.2. Oferta

4.2.1. Reservas e produção

Segundo o WEO 2012, os recursos mundiais de gás natural são suficientes para acomodar expansão vigorosa da demanda por décadas. No fim de 2011, as reservas provadas de gás natural somavam 208 tmc, aumento de 12 tmc em relação a 2010.

A estimativa da AIE para os recursos recuperáveis remanescentes (RRR) foi revisada para cima (acréscimo de 60 bcm nos RRR convencionais, chegando a 460 bcm), refletindo os resultados de estudo da *US Geological Survey*. No total, os recursos recuperáveis de gás natural totalizam 790 tmc, o que equivale a mais de 230 anos de produção nos níveis atuais. A Rússia e o Oriente Médio são os maiores detentores de reservas de gás convencional, enquanto América do Norte e a região Ásia-Pacífico detêm as maiores reservas de gás não convencional, como aponta a Tabela 7.

Tabela 7 - Reservas recuperáveis por região e tipo, tmc

	Conventional	Unconventional				Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane	Sub-total	
E. Europe/Eurasia	144	11	12	20	44	187
Middle East	125	9	4	-	12	137
Asia-Pacific	43	21	57	16	94	137
OECD Americas	47	11	47	9	67	114
Africa	49	10	30	0	40	88
Latin America	32	15	33	-	48	80
OECD Europe	24	4	16	2	22	46
World	462	81	200	47	328	790

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

Os países não OCDE dominam a produção de gás nos três cenários, aumentando sua participação de 65% em 2010 para valores entre 69% e 72% em 2035 (Tabela 8).

Tabela 8 - Produção mundial de gás natural por grandes regiões e cenários, bmc

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2010	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	881	1 178	1 328	1 446	1 334	1 481	1 259	1 230
Non-OECD	1 178	2 106	2 616	3 509	2 700	3 805	2 457	2 741
World	2 059	3 284	3 943	4 955	4 034	5 286	3 716	3 971
<i>Share of unconventional</i>	3%	14%	20%	26%	20%	25%	20%	27%

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

No conjunto de países OCDE, espera-se crescimento da produção da América do Norte (Tabela 9), principalmente em função da expansão do *shale gas* nos EUA. A projeção para a Austrália também é otimista, com previsão de triplicar a produção de gás natural para cerca de 160 bmc, direcionada a projetos de exportação da GNL.

Entre as regiões não OCDE, a Europa Oriental contribui com o maior crescimento em volume. Prevê-se uma elevação da produção da Rússia, que se move das áreas tradicionais na parte oeste da Sibéria para novas fronteiras, mais desafiadoras e caras, na região do Ártico e na parte leste da Sibéria. A produção de gás no Turcomenistão também deve ter um crescimento robusto, liderado pelo desenvolvimento do campo de Galkynysh, segundo maior do mundo em reservas.

Tabela 9 - Produção de gás natural NPS, bmc

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010-2035	
								Delta	CAAGR*
OECD	881	1 178	1 239	1 328	1 360	1 395	1 446	268	0.8%
Americas	643	816	893	970	993	1 026	1 067	251	1.1%
Canada	109	160	165	171	169	174	188	28	0.7%
Mexico	26	50	47	51	57	66	75	25	1.6%
United States	507	604	679	747	765	784	800	196	1.1%
Europe	211	304	267	250	238	226	215	- 89	-1.4%
Norway	28	110	114	118	116	115	113	3	0.1%
Asia Oceania	28	58	80	107	129	143	164	106	4.3%
Australia	20	49	73	102	125	139	161	112	4.9%
Non-OECD	1 178	2 106	2 377	2 616	2 908	3 215	3 509	1 403	2.1%
E. Europe/Eurasia	831	842	893	968	1 057	1 136	1 204	362	1.4%
Russia	629	657	675	704	737	808	856	199	1.1%
Turkmenistan	85	46	66	84	110	120	138	92	4.5%
Asia	130	420	502	548	607	684	775	356	2.5%
China	15	95	134	175	217	264	318	223	5.0%
Middle East	92	472	565	609	660	722	809	336	2.2%
Iran	23	143	143	150	159	180	219	76	1.7%
Iraq	4	7	13	41	73	82	89	82	10.7%
Qatar	6	121	170	177	187	204	223	102	2.5%
Africa	64	209	221	277	346	402	428	220	2.9%
Algeria	43	80	83	105	123	140	147	67	2.5%
Latin America	60	163	195	213	238	271	292	129	2.4%
Argentina	20	42	46	49	58	64	66	23	1.8%
Brazil	4	15	21	32	49	69	87	72	7.3%
Venezuela	22	24	30	37	44	63	73	48	4.5%
World	2 059	3 284	3 616	3 943	4 268	4 610	4 955	1 671	1.7%

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

O Oriente Médio possui grandes reservas, porém, o crescimento da produção é restrito no médio prazo pela escassez de projetos de exportação de GNL. Já a China, país líder na tecnologia de gás natural a partir do carvão, apresenta crescimento da produção de gás não convencional.

Na América Latina o crescimento da oferta atende a demanda da própria região.

4.3. Comércio internacional

No cenário de referência, o comércio internacional de gás natural cresce cerca de 80% entre 2010 e 2035 (de 675 bmc para cerca de 1.200 bmc), superando o crescimento da oferta, que fica em torno de 50%. A participação do gás que é comercializado internacionalmente aumenta de 20% em 2010 para 24% em 2035, e a Rússia se mantém como maior exportador mundial, alcançando 310 bmc em 2035. O crescimento das exportações do Oriente Médio, lideradas por Catar e Irã, também é destaque.

A AIE projeta grande crescimento na necessidade de importação da Europa, chegando a 85% da sua demanda em 2035, contra 63% em 2011. A maior parte do comércio global, porém, é direcionada à Ásia, principalmente China, cujas importações devem acontecer via gasoduto da Ásia Central e Mianmar e pela aquisição de GNL. A partir de 2020, espera-se que o país importe gás da Rússia, através de gasoduto vindo do Leste da Sibéria. As importações da Índia também se expandem significativamente.

Atualmente, a maior parte do comércio internacional ocorre via gasoduto (58% de participação em 2011), mas no longo prazo, aumenta a importância do comércio via GNL¹². Nos últimos anos, o comércio global de GNL vem crescendo rapidamente, liderado pelo Catar, que possui a maior

¹² Nos EUA e Canadá, estão previstas construções de diversos terminais de GNL.

capacidade de exportação do produto, 105 bmc por ano. Durante o período de projeção, o comércio mundial de GNL dobra para 575 bmc, passando de 42% para quase 50% do total de gás natural comercializado.

No que diz respeito aos preços, a combinação de aumento do comércio via GNL e das transações no mercado de curto prazo, além da maior flexibilidade operacional (resultante da maior padronização das tecnologias de liquefação, transporte e regaseificação) deve elevar as conexões entre as regiões e diminuir os diferenciais de preços atualmente verificados.

5. O Brasil nas Projeções

De acordo com as projeções da AIE, o Brasil terá o mais rápido aumento de produção de petróleo fora do Oriente Médio, chegando a 4 mb/d em 2020 e 5,7 mb/d em 2035 (Tabela 10), sobretudo graças aos campos do pré-sal. As exportações atingirão 1,3 mb/d e 2,6 mb/d em 2020 e 2035, respectivamente.

A AIE aponta como potenciais dificuldades para a realização dessas projeções os custos elevados e desafios tecnológicos associados ao pré-sal (profundidade dos campos, complexidade da perfuração da camada de sal, distância para o continente, e dificuldades da Petrobras para gerenciar um programa de investimentos do montante exigido¹³).

O relatório aponta ainda que a previsão de conteúdo local mínimo de 65% nos contratos de partilha pode asfixiar as companhias petrolíferas e contribuir para adiamentos de entrada em produção. As projeções da AIE são mais conservadoras por conta dos desafios listados anteriormente, mas ainda assim projetam volumes excedentes significativos, que tornariam o país um importante *player* no comércio internacional.

No caso do gás natural, as projeções para o Brasil também são otimistas, em função das descobertas do pré-sal incluírem grandes volumes de gás associado. Projeta-se que a produção brasileira passe de 15 bmc em 2011 para 87 bmc em 2035, que serão direcionados primordialmente para o atendimento da demanda interna.

Tabela 10 - Oferta e demanda de petróleo e gás natural no Brasil, no NPS

	1990	2011	2015	2020	2025	2030	2035	Variação (mb/d)	2011-2035 % a.a.
Petróleo (mb/d)									
Oferta	0,7	2,2	2,8	4	5	5,5	5,7	3,5	4,1
Demanda	1,4	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	0,7	1,1
Saldo	-0,7	-0,2	0,2	1,3	2,2	2,6	2,6	-	-
Gás Natural (bmc)									
Oferta	4	15	21	32	49	69	87	72	7,3
Demanda	4	27	30	38	49	63	78	50	4,3
Saldo	0	-12	-9	-6	0	6	9	-	-

Fonte: Elaboração própria com base no WEO 2012, Agência Internacional de Energia

6. País em destaque: Iraque

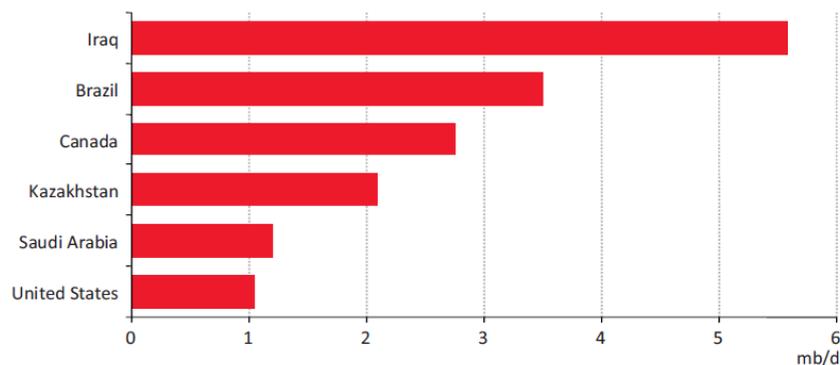
6.1. Situação atual

O Iraque é, atualmente, o terceiro maior exportador de petróleo do mundo, possui o quinto maior volume de reservas provadas de petróleo e o décimo terceiro maior volume de reservas provadas

¹³ O Plano de investimentos da Petrobras 2012-2016 prevê investimentos de US\$ 60 bilhões no pré-sal e produção de 4,2 mb/d em 2020.

de gás natural, além de ter um enorme potencial para novas descobertas. Esses fatos fizeram com que a AIE classificasse o país como principal contribuidor no que diz respeito ao aumento da oferta de petróleo no horizonte de 2035, como revela o Gráfico 9. De acordo com a AIE, os níveis futuros de produção de petróleo e gás natural do Iraque serão determinantes não apenas para o futuro econômico do país, mas também influenciarão todo o mercado mundial de petróleo.

Gráfico 9 - Maiores contribuições, por país, para o crescimento da oferta de petróleo em 2035, Cenário Base



Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

A energia possui papel primordial na economia iraquiana, com as exportações respondendo por 95% da receita governamental e 75% do PIB em 2011. O ritmo da recuperação do país, marcado por mais de três décadas de guerras e instabilidade interna, depende fortemente do setor de petróleo e gás. Em 2012, o país produziu 3 mb/d de petróleo (Gráfico 10), sendo 2,4 mb/dia destinados à exportação, com uma parcela crescente desse volume destinado à Ásia.

Um grande obstáculo ao crescimento do Iraque é a escassez de oferta confiável de energia elétrica. As geradoras, apesar da produção recorde de eletricidade obtida, não conseguem atualmente atender inteiramente a demanda, levando a apagões frequentes e à necessidade, por conseguinte, de uso de geradores a diesel, cujo uso é bastante disseminado no país. Assim, torna-se premente a construção de infraestruturas modernas para o suprimento de energia elétrica.

A participação do petróleo na matriz energética iraquiana supera os 80%, muito acima da média verificada nos demais países do Oriente Médio, que é de menos de 50%. Apesar das vantagens significativas do uso do gás natural (em substituição aos combustíveis líquidos) - principalmente na geração elétrica -, quase 60% da produção desse energético foi simplesmente queimada em 2011, uma vez que as instalações não permitem que o gás seja aproveitado¹⁴.

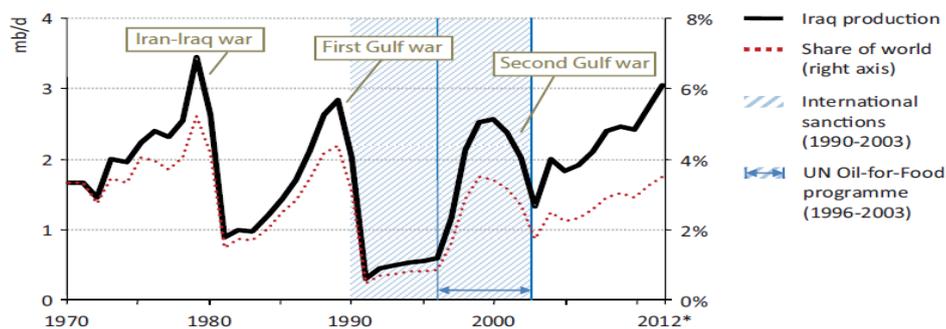
Nos últimos cinco anos, tanto a produção quanto a exportação de petróleo aumentaram mais de 40%, e o *grid* de oferta de energia elétrica aumentou cerca de 70%. Apesar desse progresso, o estado atual das infraestruturas de transporte, armazenagem e exportação ainda representa um sério gargalo para a indústria petrolífera.

O Iraque tem planos de investimentos ambiciosos que necessitarão, cada vez mais, da participação das companhias internacionais. A construção de novos dutos para escoamento da produção¹⁵, o desenvolvimento de uma malha de transporte de gás e a instalação de novas térmicas a gás natural são as principais prioridades do Governo.

¹⁴ Somente a partir de 1980 o Iraque começou a investir em instalações de gás natural de grande porte, mas a manutenção e a expansão dessas unidades não acompanhou o crescimento da produção. Devido à insuficiência de capacidade de processamento, em 2011, de uma produção total de 20 bilhões de m³, cerca de 12 bilhões de m³ foram queimados.

¹⁵ As sanções internacionais, em vigor desde a década de 90, prejudicaram a manutenção das instalações não destruídas pelas guerras, comprometendo a capacidade de exportação de petróleo, que se encontra em níveis inferiores aos alcançados em 1979.

Gráfico 10 - Evolução da produção de petróleo no Iraque e participação na produção mundial, mb/d e %

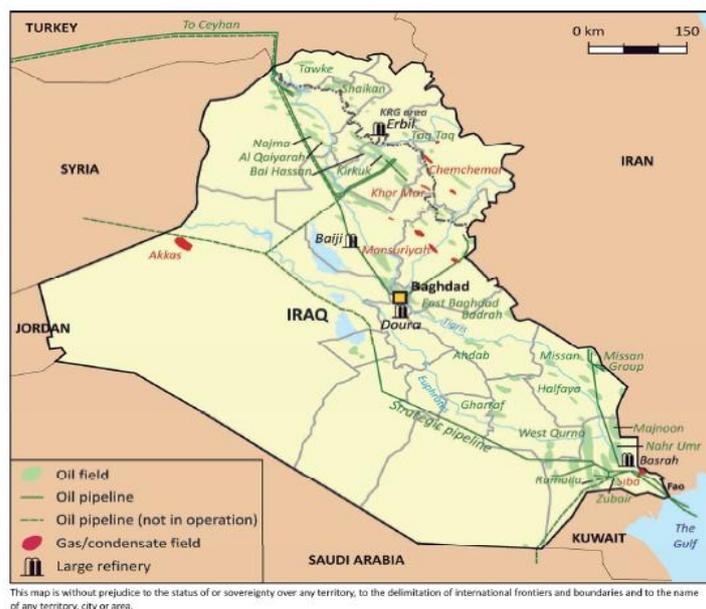


Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

A insuficiência de instalações de armazenamento também é um sério problema no país, já que qualquer interrupção ou atraso no carregamento dos petroleiros nas instalações *offshore* acarreta parada na produção. Em 2012, novas instalações aumentaram a capacidade de exportação para 3,4 mb/d. No entanto, outros gargalos impediram a utilização integral desse potencial. A Figura 1 retrata a infraestrutura precária do país no que diz respeito à capacidade de escoamento e refino da produção.

O Iraque possui uma capacidade de refino instalada de 960 mil b/d, dos quais apenas 770 mil b/d são operacionais. Três refinarias respondem por 70% da produção (45% de óleo combustível e menos de 15% de gasolina). O país importa 8,5 milhões de litros de gasolina e 2,6 milhões de litros de óleo diesel. Parte (150 mil b/d) do enorme superávit de óleo combustível foi misturado ao petróleo em 2011, o que ocasionou perda de qualidade e, conseqüentemente baixou o preço do *blend*.

Figura 1 - Reservas de hidrocarbonetos e infraestrutura de transporte e refino



Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

Os campos do Sul são conectados às regiões Central e Norte do Iraque pelo Oleoduto Estratégico, uma ligação doméstica reversível projetada para dar ao Iraque a opção de bombear o petróleo de Kirkuk em direção ao sul, exportar pelo Golfo, ou transportar o petróleo do sul em direção ao Norte, onde poderia ser exportado via Turquia ou enviado às refinarias situadas ao redor de Bagdá. Sua capacidade nominal é de 850 mil b/dia, mas sua capacidade operacional em junho de 2012 situava-se abaixo de 200 mil b/d. Outras tentativas de diversificação das opções de exportação fracassaram devido aos conflitos e à política regional.

6.2. Demanda setorial

O transporte, dominado pelo modal rodoviário, corresponde a 60% do uso final de energia. O aumento da frota de veículos leves, especialmente no período recente – dos 3 milhões de veículos leves que compõem a frota atual, mais da metade foi importada de 2003 em diante –, levou a um grande crescimento na demanda por gasolina.

A geração elétrica é o segundo maior consumidor de combustível. Grandes quantidades de óleo combustível e óleo diesel são utilizadas nos geradores particulares e nas grandes unidades geradoras que fazem parte do *grid*. Nas edificações, o consumo está relacionado ao GLP para cocção e ao querosene para aquecimento durante o inverno.

O consumo industrial é bastante reduzido (ligeiramente maior do que 3 milhões de toneladas de óleo equivalente (mtoe), e tem se mantido estagnado desde o início dos anos 90. A base industrial assenta-se fortemente em ativos estatais, seja na indústria pesada (ferro e aço, fertilizantes, química, petroquímica, cimento, vidro e cerâmica) ou na leve (têxteis, couro, moveis, etc.), todos defasados tecnologicamente e sem condições de concorrer num ambiente de mercado competitivo. Muitas empresas operam bem abaixo da sua capacidade nominal ou estão inativas.

O consumo de derivados é em parte sustentado por elevados subsídios. O preço interno da gasolina representa apenas 28% do preço de importação e, no caso do diesel, o valor corresponde a apenas 11% do preço de importação. Mesmo considerando que as medidas do Governo para reduzir os subsídios, em 2007, ajudaram a limitar o crescimento da demanda, estima-se que os gastos com subsídios, com base nos preços internacionais, chegaram a US\$ 20 bilhões em 2011, valor correspondente a cerca de 13 semanas de receita de exportação de petróleo.

6.3. Infraestrutura de energia elétrica

A escassez de oferta de energia elétrica com fornecimento confiável, decorrência de um parque de geração obsoleto e sucateado, é um dos principais obstáculos ao desenvolvimento econômico e social do Iraque¹⁶. A disponibilidade média de energia elétrica situa-se entre 11-13 horas por dia, e varia entre as diversas regiões do país¹⁷. Perdas altíssimas são registradas na transmissão e na distribuição, devido aos danos causados pelas guerras do Golfo, sabotagens e falta de manutenção. Os preços da energia elétrica no Iraque são fortemente subsidiados, refletindo padrões históricos de precificação e a dificuldade política de majorar preços frente à qualidade precária do serviço prestado.

Como o preço da eletricidade da rede pública é bem inferior ao da energia fornecida pelos geradores particulares, os usuários têm incentivo a concentrar o seu consumo nas horas em que há disponibilidade de energia elétrica da rede pública, o que exacerba os problemas de confiabilidade do

¹⁶ Pouco mais da metade da capacidade foi instalada antes de 1990, cerca de 47% após 2000 e, durante a década de 90, apenas 2% (250MW).

¹⁷ Cerca de 90% das residências iraquianas complementam a oferta de energia da rede pública com geradores particulares, ou compartilhados por determinada vizinhança. Estima-se que, em 2011, esses geradores particulares forneceram 3 TWh, enquanto 37 TWh foram supridos pela rede pública. Mesmo com combustível subsidiado, esse tipo de energia elétrica é mais caro e poluente. No caso do Curdistão, contratos com produtores independentes têm, atualmente, contribuído para aumentar a oferta de energia na região, que usa uma rede separada.

sistema. Há ainda muitas conexões ilegais, e apenas um terço da receita correspondente ao consumo é efetivamente recebida.

6.4. Arcabouço legal

Desde a promulgação da Constituição de 2005, o gerenciamento do petróleo extraído e as políticas estratégicas para o desenvolvimento do setor são atribuição da esfera federal. Entretanto, não foi explicitada a jurisdição no que se refere à exploração e ao desenvolvimento.

A nova regulamentação para o setor, que vem sendo discutida desde 2006, estabelece que a coordenação entre as esferas federal e regional deve ficar a cargo de um Conselho Federal de Petróleo e Gás Natural, mas ainda não houve consenso em relação à composição e às competências desse Conselho. Entre o pacote de medidas em estudo está a recriação da estatal do petróleo INOC (*Iraq National Oil Company*). A divisão das receitas entre o poder central e as regiões é o pano de fundo das discussões sobre a nova legislação.

O atraso na aprovação de uma lei federal de hidrocarbonetos leva à coexistência de dois regimes no país, um baseado em contratos de serviços (sistema federal), e outro baseado em contratos de partilha, adotado pelo Governo Regional do Curdistão (KRG), que vem tendo sua legitimidade contestada pelo governo central¹⁸.

6.5. Perspectivas

Na avaliação da AIE, para que o potencial energético do Iraque se torne realidade, o país deve remover os impedimentos ao investimento, definir melhor os planos para a geração de valor a partir de seus recursos energéticos, consolidar a estabilidade política, e desenvolver recursos humanos¹⁹. A consecução desses resultados envolve a disponibilidade de sonda em tempo hábil, garantia de quantidade de água suficiente para injeção²⁰, além de desenvolvimento de capacidade de transporte, armazenamento e infraestrutura de exportação.

A área do Curdistão, no norte do Iraque, é uma das províncias petrolíferas mais atrativas do mundo, e segundo a AIE, a solução dos impasses entre o poder central e o regional aumentará as possibilidades de crescimento acelerado da produção, podendo chegar a valores entre 500-800 mil b/d em 2020 e entre 750 mil b/d - 1,2 milhão b/d em 2035.

A produção de gás natural deve chegar a quase 90 bilhões de metros cúbicos no Cenário Central e para quase 115 bilhões de metros cúbicos no Cenário Favorável (Tabela 11). A maior parte desse gás seria proveniente dos campos de Basrah no sul, cuja produção será impulsionada pelas novas instalações para processamento de gás, que reduzirão a queima. Além disso, projeta-se a produção de grandes volumes de gás não associado, principalmente no norte.

No Cenário Central, o investimento necessário estimado para o período 2012-2035 é de quase US\$ 400 bilhões (US\$ 16 bilhões/ano), chegando a US\$ 580 bilhões (US\$ 24 bilhões/ano) no cenário favorável. O nível de investimentos, em 2011, foi de US\$ 7 bilhões, que corresponde ao Cenário Desfavorável. Mantido esse nível, a produção atingiria apenas 4 mb/d em 2020 e 5,5 mb/d em 2035.

¹⁸ O governo federal assinou 13 contratos de serviço. A baixa remuneração por barril das contratadas é compensada parcialmente pelos grandes volumes e pelo baixo risco técnico. O KRG, por sua vez, firmou 50 contratos de partilha com empresas de médio porte, além de alguns contratos de serviço para o desenvolvimento de dois campos de gás natural.

¹⁹ A AIE projetou três cenários para a produção do Iraque até 2035. O Cenário Central (cenário base) assume uma trajetória razoável para o desenvolvimento do Iraque, considerando apenas as políticas e projetos atualmente em curso ou já anunciadas. No Cenário Favorável, a produção ultrapassa os 9 mb/d em 2020, e segue aumentando até um nível 25% maior do que o do cenário central no final do período. Já no Cenário Desfavorável, o investimento se dá mais lentamente (corresponde a 60% do nível de investimento considerado no Cenário Central) e restringe o ritmo de desenvolvimento do setor.

²⁰ Os aumentos na produção previstos serão oriundos principalmente dos supercampos gigantes no sul do país, onde os requisitos para injeção de água são elevados. São necessários investimentos para trazer água do Golfo para os campos do sul e reduzir a pressão sobre as reservas de água doce.

Tabela 11- Projeções de produção, receita, exportações e investimentos no Iraque

	2011	Central Scenario		High Case		Delayed Case	
		2020	2035	2020	2035	2020	2035
GDP (MER, \$ billion)	115	289	552	384	649	186	331
Oil production (mb/d)	2.7	6.1	8.3	9.2	10.5	4.0	5.3
Oil export (mb/d)	1.9	4.4	6.3	7.1	7.9	2.7	3.8
Gas production (bcm)	9	41	89	63	114	18	49
Gas export (bcm)	0	2	17	8	37	0	7
Billion dollars (2011)		2012-2035		2012-2035		2012-2035	
Oil sector investment		319		503		178	
Oil export revenue		4 880		6 644		3 288	
Gas sector investment		71		81		35	
Gas export revenue		106		211		17	
Power sector investment		142		154		103	

Notes: MER = market exchange rate; mb/d = million barrels per day; bcm = billion cubic metres.

Fonte: WEO 2012, Agência Internacional de Energia

Espera-se um forte crescimento da participação do gás natural na matriz energética²¹, de modo que este produto se torna o principal combustível na geração elétrica, com uma demanda de mais de 70 bilhões de m³ em 2035. Um grande esforço permitirá que a capacidade instalada de geração praticamente quadruple em 2020 e chegue a mais de 80GW em 2035. Com a entrega de nova capacidade, a demanda de pico passa a ser atendida em 2015, mas a geração ainda é insuficiente considerando a manutenção e as paradas não programadas.

O setor elétrico requer investimentos de mais de US\$ 6 bilhões/ano até 2035, sendo metade desse montante até 2020. Esse montante destina-se principalmente à adição de capacidade de geração, e pouco menos de 30% do total vai para a melhoria das redes de transmissão e distribuição, onde ganhos de eficiência podem significar uma economia equivalente ao gasto anual de combustível de seis térmicas a gás de ciclo combinado.

O consumo final de energia mais do que dobra em 2020 e quase quadruplica em 2035. O aumento na frota de veículos leves, de 3 milhões de unidades em 2011 para 15 milhões em 2035, faz com que a demanda por petróleo cresça 6% a.a. no setor de transportes (de 0,8 mb/d em 2011 para 1,7 mb/d em 2020 e 2 mb/d em 2035). A demanda reprimida de energia para uso doméstico vai impulsionar o consumo residencial, enquanto as indústrias intensivas em energia (cimento, fertilizante e petroquímica) atrairão cada vez mais investimentos. Se nada for feito para eliminar os subsídios dos combustíveis fósseis, eles chegarão a US\$ 65 bilhões em 2035.

Além de resolver questões internas, o crescimento esperado dos investimentos e da produção de petróleo e gás do Iraque depende fortemente da manutenção dos preços internacionais em patamares elevados no longo prazo. Assim como em outros países muito dependentes do petróleo, o aumento dos gastos do governo do Iraque fez com que o preço de petróleo necessário para atender os planos de gastos governamentais tenha aumentado nos últimos anos e se encontre bem próximo dos preços do mercado (acima de US\$ 100/barril).

Adicionalmente, grande parte dos gastos com infraestrutura projetados deverá ser realizada pelo governo, o que torna fundamental a manutenção da estabilidade social e institucional em uma região historicamente conflituosa.

²¹ As térmicas a gás surgem como a tecnologia de menor custo, fazendo a transição do uso massivo de petróleo e derivados para o gás natural das térmicas de ciclo combinado. Sem essa transição, a demanda interna de petróleo será 1,2 mb/d maior em 2035 e o país renunciará a US\$ 520 bilhões em receita acumulada de exportação de petróleo.

7. Síntese

O papel dos países não OCDE é um dos grandes destaques do WEO 2012. Além do crescimento da demanda global por energia ser capitaneado por esses países (em especial, China, Índia e Oriente Médio), eles ainda responderão por todo o aumento líquido na produção agregada de combustíveis fósseis entre 2010 e 2035, apesar do desempenho marcante de países como EUA e Canadá. De acordo com o relatório, as reservas não serão um fator restritivo ao atendimento da demanda, porém, os custos associados à exploração e desenvolvimento apresentam tendência crescente.

O gás natural, beneficiado pelo aumento da produção e queda nos preços, apresenta forte expansão no consumo, substituindo outras fontes fósseis nos segmentos industrial e residencial. Os renováveis são a fonte energética de maior taxa de crescimento no período (especialmente energia hidrelétrica e eólica). Apesar disso, em 2035, sua participação na matriz energética global não ultrapassa 18%. Em relação ao petróleo, todo aumento líquido da produção vem de líquidos de gás natural (LGN) e fontes não convencionais, com destaque para o *light tight oil* e as *oil sands*.

Em termos setoriais, os transportes respondem por mais da metade da demanda global por petróleo em 2035 (apesar dos elevados preços de petróleo, no setor de transportes não há substitutos que façam frente à demanda crescente por mobilidade). O aumento da frota, sobretudo nos países em desenvolvimento, mais que compensa a queda no consumo pelos ganhos de eficiência dos países OCDE. Essa grande participação do setor no consumo de petróleo evidencia o papel estratégico da ampliação no uso de biocombustíveis e novos combustíveis, e abre uma janela de oportunidade importante para o Brasil.

Outro ponto enfatizado no WEO 2012 é o aumento da dependência de importações, que atinge todas as regiões, com exceção dos EUA. Esse dado condiciona outro fenômeno bastante destacado no relatório, que é o direcionamento do fluxo de comércio rumo à Ásia.

O Iraque, país de destaque na edição de 2012 do WEO, é o país que mais contribuirá para o aumento da oferta de petróleo no horizonte de 2035, porém, a realização desse potencial depende da superação de vários desafios em termos de infraestrutura e estabilidade social.

Em relação ao Brasil, a AIE aponta que o país terá o mais rápido aumento de produção de petróleo fora do Oriente Médio. Custos elevados (e concentrados na Petrobras), desafios tecnológicos na exploração do pré-sal, e a política de conteúdo local são elementos apontados como potenciais dificuldades para a realização das projeções.

8. Referências

- (1) International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2012*.
- (2) *BP Statistical Review of World Energy 2012*.