

Uma prospectiva

MAURICIO T. TOLMASQUIM,
AMILCAR GUERREIRO E
RICARDO GORINI

RESUMO

O artigo apresenta uma prospectiva do setor energético brasileiro para o período 2005-30. As projeções apontam que o consumo de energia crescerá a taxas superiores às das últimas décadas e que a expansão da oferta energética poderá superar o dobro da atual capacidade instalada em todos os segmentos, especialmente os de petróleo, gás natural, etanol e eletricidade.

PALAVRAS-CHAVE: *matriz energética brasileira; oferta e demanda de energia; desenvolvimento sustentável.*

SUMMARY

The article presents a prospective for Brazilian energetic sector from 2005 to 2030. Projections state that consumption of energy will increase faster than in previous decades and that the supply of energetic power might be twice as big as today's capacity in all segments, specially oil, natural gas, ethanol and electricity.

KEYWORDS: *Brazilian energetic matrix; supply and demand of energy; sustainable development.*

Desde a Revolução Industrial, a competitividade econômica dos países e a qualidade de vida de seus cidadãos são intensamente influenciadas pela energia. Em um mercado global e em face das crescentes preocupações com o meio ambiente, essa influência se mostra cada vez mais decisiva. Nesse contexto, as economias que melhor se posicionam quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo custo e de baixo impacto ambiental obtêm importantes vantagens comparativas. Nas próximas décadas, essa questão se apresenta para o Brasil a um só tempo como um desafio e uma oportunidade. Desafio, porque o desenvolvimento econômico e social demandará uma expressiva quantidade de energia e com isso um alto grau de segurança e de sustentabilidade energéticas. Oportunidade, porque o Brasil dispõe de condições especialíssimas de recursos energéticos renováveis e de tecnologia para transformar suas riquezas naturais em energia e dessa forma agregar valor à sua produção de riqueza.

Para enfrentar esse desafio e aproveitar essa oportunidade, é necessário orientar e catalisar esforços de investidores, empreendedores e consumidores do setor energético, visando uma adequada interação entre esses atores. Nesse sentido, é fundamental a contribuição das instituições e equipes responsáveis pelo planejamento energético nacional, antecipando as situações, mapeando as alternativas, sugerindo estratégias, enfim, norteadando as decisões. As necessárias transformações no setor energético nacional nos próximos 25 anos compreendem capacitação tecnológica, capacidade de gestão e inovação, viabilização de recursos para os investimentos e capacidade de articulação institucional, entre outras ações. O presente artigo apresenta uma prospectiva do setor para esse período a partir de estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹.

VISÃO AGREGADA DO SETOR ENERGÉTICO

Ao longo do século XX o Brasil experimentou intenso desenvolvimento econômico, que se refletiu numa crescente demanda de energia primária. Entre os fatores que determinaram tal crescimento alinharam-se um expressivo processo de industrialização, com a instalação de plantas energia-intensivas, e uma notável expansão demográfica, acompanhada de rápido aumento da taxa de urbanização. Considerando-se apenas o período a partir de 1970, a série histórica da evolução do consumo de energia e do crescimento populacional indica que naquele ano a demanda de energia primária era inferior a 70 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo), enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. Em 2000 a demanda de energia quase triplicou, alcançando 190 milhões de tep, e a população ultrapassava 170 milhões de habitantes.

Note-se que o crescimento econômico não foi uniforme durante o período. A taxa média anual, de 3,5%, oscilou de 5,5% em 1970-80 a 2,2% e 3% nas décadas seguintes, quando o crescimento apresentou volatilidade em razão de crises macroeconômicas. No entanto, mesmo nos períodos de taxas menores — como aqueles que se seguiram aos planos Cruzado e Real — sempre se verificou significativa expansão do consumo de energia nos intervalos em que houve uma expansão mais vigorosa da economia. Isso indica que em um ambiente de maior crescimento econômico deve se esperar maior crescimento da demanda de energia.

Em conformidade com a prospectiva que se pode formular para a economia brasileira, os estudos de longo prazo conduzidos pela EPE apontam forte crescimento da demanda de energia nos próximos 25 anos. Estima-se que a oferta interna de energia crescerá a 5% ao ano no período 2005-10 e que nos anos subseqüentes haverá um cresci-

[1] Empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada em 2004 com a finalidade de elaborar estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético nacional [N.E.].

[2] Entre 1970 e 2005, a renda *per capita* cresceu à taxa de 1,9% ao ano. Considerando as projeções do IBGE para o crescimento da população, calcula-se que entre 2005 e 2030 uma expansão sustentada do PIB de 4% ao ano produzirá um aumento da renda *per capita* para 3% ao ano.

Por exemplo, decisões de investimentos em indústrias com perfil energo-intensivo e dinâmica de reposição tecnológica insuficiente para afetar significativamente a eficiência no uso de energia.

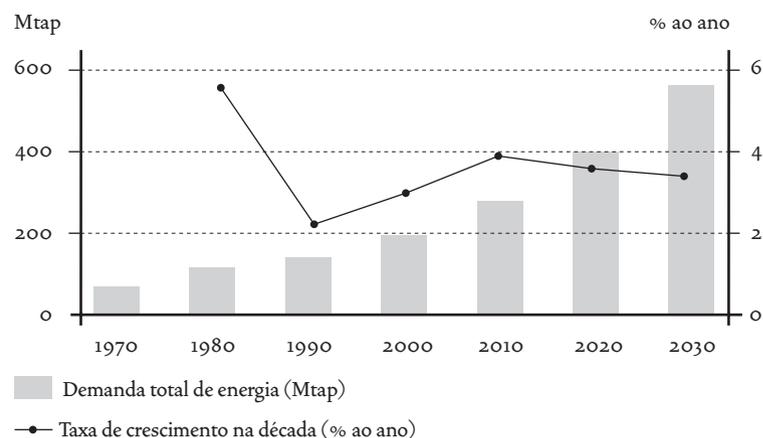
Essa participação inclui a geração elétrica a partir da energia hidráulica, do bagaço de cana-de-açúcar e de centrais eólicas, o uso do álcool como combustível automotivo e o emprego do carvão vegetal na siderurgia.

mento menor — de 3,6% e 3,4% ao ano nos períodos 2010-20 e 2020-30, respectivamente —, devido sobretudo a uma maior eficiência energética tanto do lado da demanda como da oferta. No entanto, esse crescimento deve ser qualitativamente diferente. Além de um crescimento sustentado, pode-se esperar um aumento muito mais intenso da renda *per capita*² e também uma melhor distribuição de renda. Esses fatores, aos quais se soma o consumo de energia *per capita*, atualmente muito baixo para os padrões mundiais (de 1.190 tep/10³ hab.), justificam o crescimento da demanda nacional de energia para 3,8% ao ano em 2030, superando 550 milhões de tep (ver Gráfico 1).

GRÁFICO 1

Evolução da demanda de energia e da taxa de crescimento econômico

Brasil - 1970-2030



Fonte: EPE.

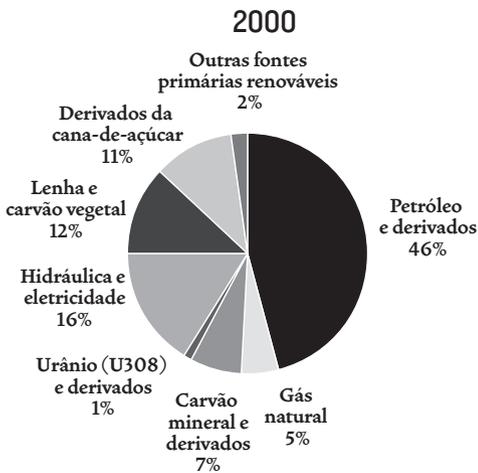
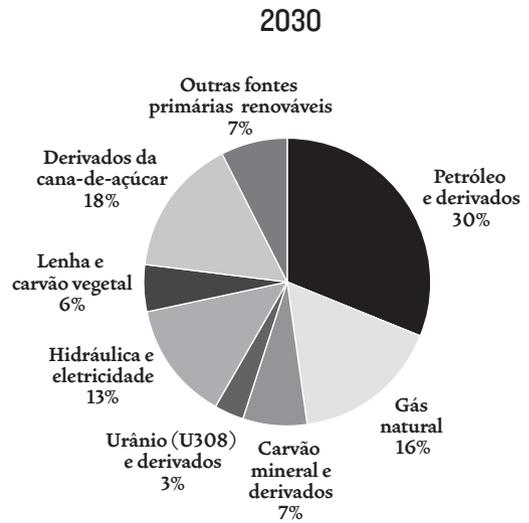
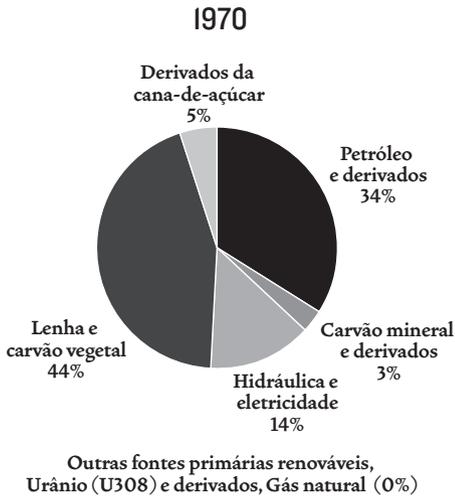
Cabe ressaltar uma clara tendência de diversificação da matriz energética brasileira. Como se pode observar no Gráfico 2, em 1970 apenas duas fontes de energia, petróleo e lenha, respondiam por 78% do consumo, enquanto em 2000 três fontes correspondiam a 74% do consumo: além de petróleo e lenha, a energia hidráulica. Projeta-se para 2030 uma situação em que quatro fontes serão necessárias para satisfazer 77% do consumo: além de petróleo e energia hidráulica, cana-de-açúcar e gás natural — com redução da importância relativa da lenha.

Destaque-se ainda a reversão da tendência de redução da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira. Em 1970 essa participação era superior a 58%, em virtude da predominância da lenha. Com a introdução de recursos energéticos mais eficientes, a participação das fontes renováveis caiu para 53% no ano 2000 e chegou a 44,5% em 2005. Essa tendência deve se manter nos próximos anos, mas visualiza-se a possibilidade de reversão a partir de 2010, como indicado no Gráfico 3.

GRÁFICO 2

Evolução da estrutura da oferta de energia

Brasil – 1970-2030



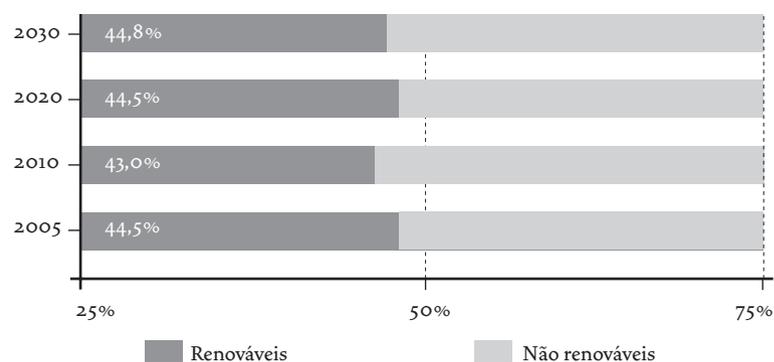
Fonte: EPE.

ENERGIA E DESENVOLVIMENTO O uso de energia no Brasil começou a apresentar incrementos elevados a partir do término da II Guerra Mundial, impulsionado pelo expressivo crescimento demográfico, por uma urbanização acelerada, pelo processo de industrialização e pela construção de uma infra-estrutura de transporte rodoviário de característica energo-intensiva. Entre 1940 e 1950, com uma população de cerca de 41 milhões de habitantes, dos quais 69% se concentravam no meio rural, o consumo brasileiro de energia primária era de apenas 15 milhões de tep. Em 1970, com uma população de mais de 93 milhões de habitantes, esse consumo já se aproximava de 70

GRÁFICO 3

Evolução da participação das fontes renováveis na matriz energética

Brasil - 2005-2030

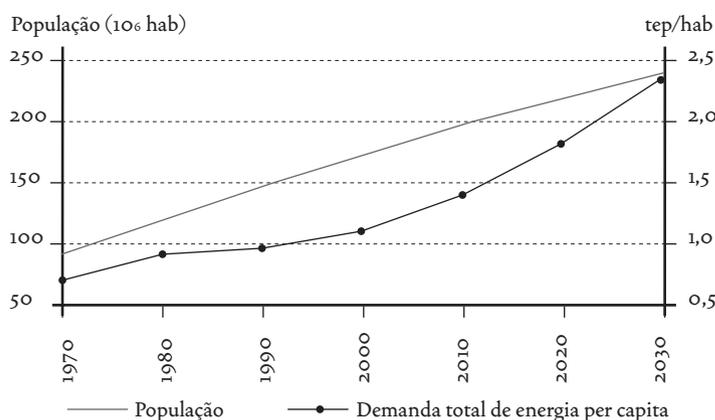


Fonte: EPE.

GRÁFICO 4

Evolução do crescimento populacional e da demanda de energia per capita

Brasil - 1970-2030



Fonte: EPE.

milhões de tep. Em 2000 a população já ultrapassava 170 milhões de habitantes e o consumo de energia se elevava a cerca de 190 milhões de tep, de modo que o crescimento quase triplicou, como já observado.

Contudo, o consumo *per capita* de energia sempre foi muito baixo. O crescimento da renda nacional e sua redistribuição deverão fazer com que esse consumo aumente. O cenário traçado para 2030 estima um consumo de energia primária de cerca de 560 milhões de tep para uma população de mais de 238 milhões de habitantes. Nessas condições, a demanda *per capita* aumentaria de 1.190 para 2.345 tep/10³ hab. entre 2005 e 2030 (ver Gráfico 4). Ainda assim, o consumo *per capita* estimado para 2030, de 2.330 tep/10³ hab., seria inferior ao consumo atual de países como Portugal, Grécia, Hungria, Hong-Kong ou África

do Sul, na faixa de 2.400 a 2.800 tep/10³ hab., e comparável ao consumo atual de venezuelanos e malaios, de 2.150 e 2.280 tep/10³ hab., respectivamente.

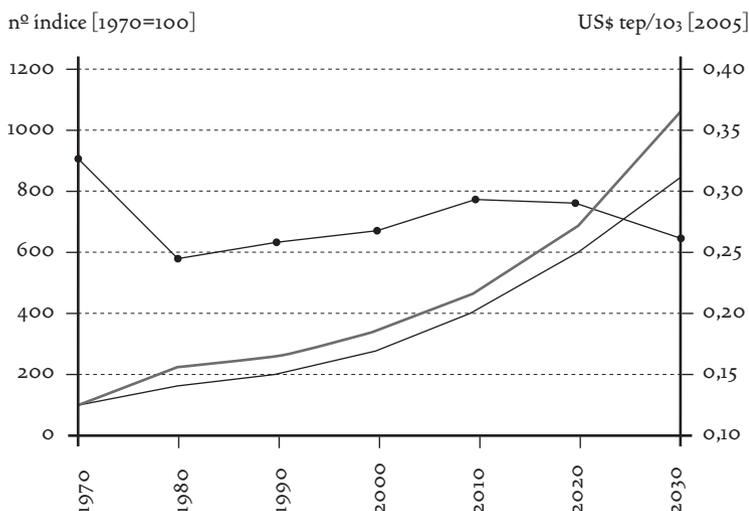
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA Como já ressaltado, em um cenário de crescimento econômico sustentado é de esperar um grande aumento da demanda de energia. Nessas condições, a estratégia de expansão da oferta de energia deve considerar iniciativas que promovam o uso mais eficiente das fontes. Uma medida dinâmica dessa eficiência é dada pela evolução do conteúdo energético do PIB. Entre 1970 e 1980 houve redução drástica desse parâmetro, indicando que o produto nacional aumentou com menor uso relativo de energia. O fator decisivo dessa dinâmica foi a substituição de fontes de energia menos eficientes (lenha) por outras mais eficientes (derivados do petróleo e eletricidade). Já nos períodos subseqüentes houve aumento da intensidade energética, o que encontra respaldo no estágio de desenvolvimento econômico do país, em especial no setor industrial.

Nos anos iniciais do período de projeção esse indicador ainda crescerá, em virtude de componentes inerciais da oferta e da demanda de energia. Essa tendência só se reverteria ao longo do período, na medida em que ações de eficiência energética produzam resultados mais efetivos. Nessas condições, o conteúdo energético do PIB em 2030 será aproximadamente igual ao de 1990, mas a economia será quatro vezes maior. Como indicado no Gráfico 5, a despeito do crescimento do PIB a intensidade energética cairá de US\$ 0,275 tep/10³ em 2005 para US\$ 0,262 tep/10³ em 2030 (em dólares de 2005).

GRÁFICO 5

Evolução da intensidade energética, da oferta de energia e do PIB

Brasil - 1970-2030



Fonte: EPE.

DEPENDÊNCIA EXTERNA A dependência de energia externa é definida como a relação entre o volume das importações líquidas de itens energéticos (diferença entre importações e exportações) e a oferta interna de energia. Haja vista a expansão da produção doméstica de petróleo e gás natural, tal dependência poderá manter trajetória decrescente ao longo dos quinze anos iniciais do período de projeção. Essa tendência deve se reverter nos anos subseqüentes, em razão do crescimento da demanda energética associado à expansão da economia, mas ainda assim o indicador não ultrapassaria 11%. Cabe observar que hipóteses mais arrojadas quanto à evolução das reservas e da produção de petróleo e gás natural poderiam permitir a expectativa de uma menor dependência.

EMIÇÃO DE GASES Diante da crescente preocupação mundial com as mudanças do clima global — em especial o aquecimento do planeta —, as emissões de gases de efeito estufa se tornam uma questão cada vez mais relevante. Em comparação com o resto do mundo, o Brasil tem se destacado por apresentar reduzidos índices de emissão de gases em sua produção de energia, o que se deve basicamente à elevada participação de fontes renováveis na oferta energética interna, que em 2005 foi da ordem de 44,5%. No horizonte de longo prazo, fatores como o ritmo de crescimento da economia e a estrutura da expansão do consumo de energia terão papel fundamental no volume das emissões de gás carbônico (CO₂). Mesmo levando-se em conta o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, o nível de emissões deverá se ampliar nos próximos 25 anos. Nas condições aqui consideradas, projetam-se emissões de cerca de 970 milhões de toneladas de CO₂ em 2030.

A evolução do perfil de consumo de energia primária implica distintos níveis de crescimento das emissões de CO₂. Assim, projeta-se que em 2030 as fontes renováveis (derivados de cana-de-açúcar, lenha reflorestada e carvão vegetal) terão participação (líquida) nula nessas emissões, ao passo que os derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, GLP [gás liquefeito de petróleo] e querosene) responderão pela maior parte das emissões, com participação de cerca de 50%. O gás natural, embora apresente fatores de emissão menores que os dos demais combustíveis fósseis, aumentaria sua participação para aproximadamente 17%, em conseqüência do maior emprego na indústria e na geração elétrica. Com a expansão da atividade siderúrgica e a difusão de plantas termelétricas a carvão, que levam a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, essa fonte energética passaria a responder por cerca de 16% das emissões. Note-se ainda que a geração elétrica poderá apresentar a maior taxa de crescimento de emissões nos próximos 25 anos — cerca de 7% ao ano —, fazendo com que a

participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030.

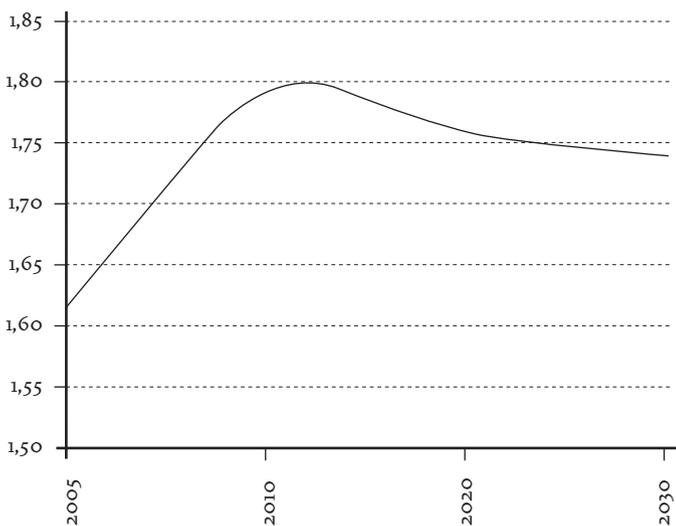
Quanto às emissões específicas (por unidade de energia consumida), admite-se que possam crescer a curto prazo. A longo prazo, porém, passados os efeitos das condições iniciais e dos fatores inerciais que condicionam o comportamento da economia e da demanda de energia, essas emissões passariam a apresentar tendência declinante em função do aumento da participação de fontes renováveis. No período em projeção, o índice das emissões específicas de gás carbônico seria de 1,62 tCO₂/tep em 2005, atingiria um valor máximo de 1,79 no início dos anos 2010 e declinaria para 1,74 em 2030 (ver Gráfico 6).

GRÁFICO 6

Evolução das emissões específicas de CO₂

Brasil – 2005-2030

Em tCO₂/tep, com base na oferta interna de energia



Fonte: EPE

Ainda que o índice das emissões específicas estimado para 2030 seja bastante inferior à média mundial atual, isso não significa que se deva minimizar a importância dessa questão no caso brasileiro. O aumento do nível de emissões a curto prazo deve por si só sinalizar a necessidade da implementação de medidas e iniciativas que assegurem a reversão dessa tendência. Se o desenvolvimento do país parece tornar irreversível o aumento dessas emissões, há que se empreender um esforço para tornar igualmente irreversível que a médio e longo prazos esse desenvolvimento não implique tal aumento. O cenário aqui formulado aponta que esse caminho é possível mesmo sem grandes alterações estruturais. Medidas voltadas a tornar energeticamente

mais eficiente a estrutura dos modais de transporte de carga são um exemplo de alternativa viável nesse sentido.

Cabe destacar que as estimativas de emissões aqui apresentadas consideram premissas quanto ao uso eficiente da energia e à maior penetração de fontes renováveis, refletindo políticas já definidas pelo governo federal — tais como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), o Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel), o Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet), o Programa Brasileiro de Etiquetagem, a Lei de Eficiência Energética, o Programa Nacional do Biodiesel e o Programa do Alcool — e medidas complementares a elas, como linhas de financiamento favoráveis a essas formas de energia e incentivos à co-geração. Isso significa que essas estimativas não devem ser tomadas *per se* como *proxy* do cenário básico das emissões a longo prazo, pois pressupõem iniciativas que não podem prescindir de mecanismos que as estimulem ou assegurem. Caso estas não fossem pressupostas na estratégia de expansão da oferta energética aqui considerada, o nível de emissões estimado certamente seria muito mais elevado.

AS PRINCIPAIS FONTES ENERGÉTICAS

PETRÓLEO E DERIVADOS Em face da política continuada de investimento em exploração e produção de petróleo, estima-se que a produção possa atingir 3 milhões de barris por dia em 2020. Do lado da demanda, o consumo de petróleo deverá seguir trajetória de vigoroso crescimento, acompanhando as condicionantes do cenário macroeconômico. Mesmo assim, espera-se que até 2030 haja superávit no balanço de produção e consumo de petróleo.

Já a produção de derivados de petróleo em 2030 é estimada em 3,7 milhões de barris por dia, com a conseqüente expansão da capacidade de refino, necessária para atender à demanda doméstica. O balanço de produção e consumo desses derivados deverá apresentar alterações importantes em relação à situação atual. No caso do óleo diesel, a expansão do refino, com perfis que privilegiam a produção de derivados leves e médios, e o aumento da oferta de biodiesel tendem a tornar o balanço superavitário. Destaque-se ainda a produção de diesel a partir de óleos vegetais (H-Bio), o que também contribui para a redução da demanda de óleo cru.

Em razão da disponibilidade do etanol e do aumento da frota de automóveis bicombustíveis, a gasolina deverá manter o balanço superavitário que apresenta atualmente, embora o crescimento do consumo indique tendência de reversão desse quadro nos últimos anos do período em projeção. No caso do GLP, item do qual o país é importador,

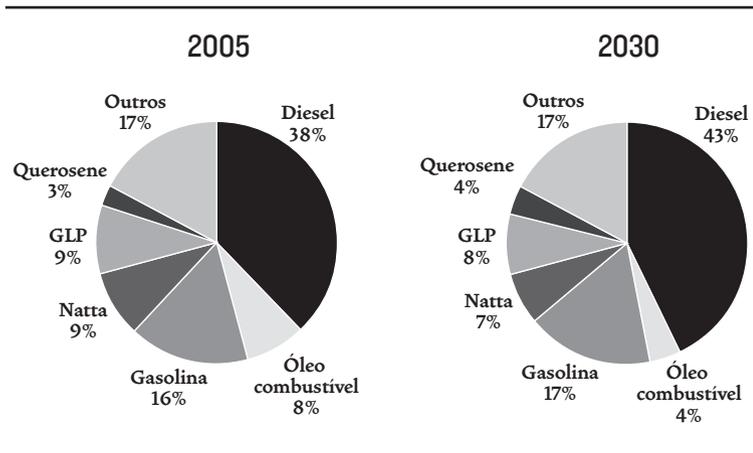
a expansão do refino poderá equilibrar o balanço produção/consumo com pequenos superávits. Óleo diesel, gasolina e GLP devem aumentar sua participação na matriz de consumo de derivados, ao contrário do que ocorre com o óleo combustível e a nafta, sobretudo em decorrência da substituição por gás natural na indústria em geral (óleo combustível) e na química e petroquímica em particular (nafta).

Em 2030 os derivados de petróleo manteriam a posição de liderança entre as fontes com uma participação de cerca de 30% da matriz energética brasileira, mas cerca de nove pontos percentuais em relação a 2005, acentuando-se assim a tendência verificada nos últimos anos. O Gráfico 7 apresenta a estrutura do consumo de derivados de petróleo em 2005 e a projetada para 2030.

GRÁFICO 7

Estrutura do consumo de derivados de petróleo

Brasil - 2005-2030



Fonte: EPE.

GÁS NATURAL A continuidade dos investimentos em exploração e produção de gás natural permitirá elevar a produção para mais de 250 milhões de m³ por dia em 2030, com uma taxa de crescimento média de 6,3% ao ano no período em projeção. Ainda assim, o aumento da demanda a longo prazo sinaliza a necessidade de complementação da oferta de gás natural com a importação de mais de 70 milhões de m³/dia em 2030, o que significa ampliar em 40 milhões de m³/dia a capacidade de importação atual (via gasoduto Bolívia–Brasil). Quanto à importação de gás natural liquefeito (GNL), planejada em 20 milhões de m³/dia até 2009, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m³/dia.

O setor industrial deverá permanecer como o principal consumidor do gás natural, em processo continuado de substituição do óleo combustível. Na geração de energia elétrica, a demanda de gás, atual-

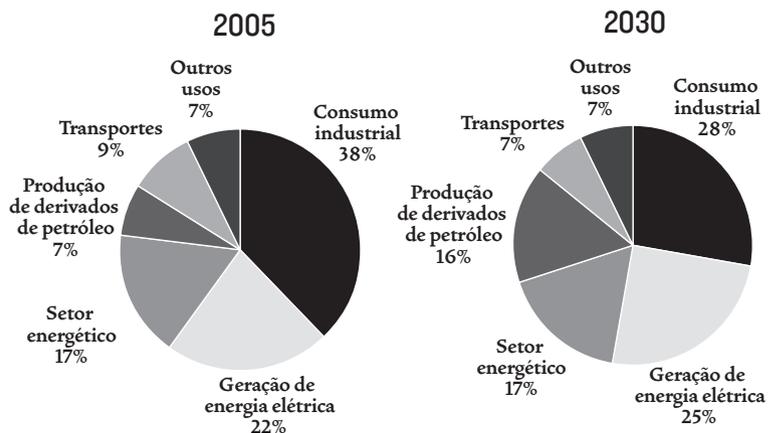
mente de 76 milhões de m³/dia, poderá ser acrescida de 35 a 40 milhões de m³/dia, na hipótese de despacho continuado das termelétricas em carga máxima. Desse modo, o volume de importação acima indicado poderá ser maior. Poder-se-ia adotar a estratégia de tratar a disponibilidade de GNL como um “pulmão” desse mercado (eventuais excedentes poderiam ser exportados) e, de modo complementar, proceder a uma importação adicional (em relação a 2005) de pelo menos 50 milhões de m³/dia, por gasodutos.

Sob essas condições, o gás natural ganhará participação expressiva na matriz energética brasileira, passando de pouco mais de 9% em 2005 para mais de 15% em 2030. O Gráfico 8 ilustra a estrutura do consumo de gás verificada em 2005 e a projetada para 2030.

GRÁFICO 8

Estrutura do consumo de gás natural

Brasil - 2005-2030



Fonte: EPE.

CANA-DE-AÇÚCAR Em um cenário macroeconômico de aproveitamento das potencialidades nacionais em meio a um ambiente externo favorável, a competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos é o principal fator da expressiva expansão da produção de etanol, inclusive com excedentes exportáveis. Nesse contexto, pode-se prever um aumento da produção dos demais derivados da cana-de-açúcar, em especial a biomassa destinada à geração de energia elétrica. Ao longo dos próximos anos, ademais, parte da biomassa produzida poderá ser destinada à produção de etanol mediante a consolidação de um avanço tecnológico: o processo da hidrólise.

O uso mais intenso do etanol como combustível automotivo reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre a demanda e o refino de petróleo. Em decorrência do crescimento do consumo interno de

energia no setor de transportes — associado principalmente ao aumento da frota de automóveis bicomustíveis num contexto de crescimento da renda —, poderá haver redução da disponibilidade de etanol para exportação em 2030. Contribuiriam ainda para essa redução eventuais limitações a uma maior expansão da área ocupada com a cultura da cana, a despeito do aumento na produtividade do setor. Nessas condições, a cana e seus derivados passariam a ser a segunda fonte de energia mais importante da matriz energética brasileira em 2030, com participação de 18,5% (13,8% em 2005), inferior apenas à participação do petróleo e derivados.

ELETRICIDADE De acordo com o cenário macroeconômico de referência, estima-se que em 2030 o consumo de energia elétrica no Brasil supere o patamar de 1.080 TWh, perfazendo uma expansão média de 4% ao ano no período considerado. Note-se que essa projeção inclui uma parcela de eficiência energética referente ao progresso autônomo, isto é, ao aumento de eficiência decorrente de melhores práticas no uso e principalmente da progressiva substituição de equipamentos elétricos por outros mais eficientes nos diferentes segmentos da economia e da sociedade, incorporando avanços tecnológicos disponíveis no mercado. Admitindo-se a continuidade de tal tendência, essa conservação de energia responderia por cerca de 5% da demanda em 2030.

No entanto, a estratégia de atendimento da demanda deve contemplar outras iniciativas na área de eficiência energética, que possam “suprir” mais uma parcela de cerca de 5% dessa demanda. Assim, o requisito de produção poderia ser reduzido para 1.030 TWh. A frustração dessa conservação adicional implicaria uma maior expansão da oferta, quantificada em 6.400 MW. Tendo em vista as eventuais limitações à expansão hidrelétrica dadas pela classificação socioambiental, essa oferta adicional seria basicamente constituída por termelétricas (94%, ou 6.000 MW). Ainda no campo da conservação, destaca-se do lado da oferta a possibilidade de redução das perdas totais, cujo índice, atualmente situado em quase 16%, passaria a menos de 14% em 2030.

Com relação à expansão da oferta, a geração hidrelétrica de grande porte mereceu uma abordagem específica em virtude do fato de que aproximadamente 60% do potencial a aproveitar se concentra na bacia Amazônica, em grande parte ocupada por reservas florestais, parques nacionais e terras indígenas, de modo que a exploração desse potencial irá demandar estudos especiais acerca de sua sustentabilidade ambiental. Assim, consideraram-se algumas restrições objetivas ao seu desenvolvimento (ainda que de um modo genérico) a fim de internalizar a questão ambiental.

Foram consideradas a priorização dos aproveitamentos hidrelétricos conforme o Plano Decenal de Energia Elétrica 2007-16, em elaboração pela EPE, e a priorização do desenvolvimento, nos próximos 25 anos, do potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas indicadas pelo Ministério das Minas e Energia (MME), com apoio do Ministério do Meio Ambiente, como objeto de estudos de avaliação ambiental integrada, bem como daquelas indicadas pelo MME como objeto de estudos de inventário e de viabilidade. Além disso, foram observados certos parâmetros referentes à interferência do projeto (usina e seu reservatório) em terras indígenas e em unidades de conservação de proteção integral e de uso sustentável. Tomou-se então como princípio geral retardar o aproveitamento avaliado como de maior complexidade ambiental. Aprioristicamente, excluiu-se do horizonte do estudo uma parcela de 30% do potencial hidrelétrico nacional à guisa de impactos ambientais.

Nessas condições, avalia-se que a participação da energia hidráulica na oferta de eletricidade, da ordem de 90% em 2005, cairia para pouco mais de 70% em 2030. Já a geração térmica convencional (nuclear, a gás natural e a carvão mineral) expandiria sua participação de 7% para cerca de 15%. As fontes renováveis (ou não-convencionais) não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também deverão experimentar crescimento expressivo, passando a responder por mais de 4% da oferta de eletricidade. Todas as formas de geração térmica irão se expandir mais de cinco vezes no período, aumentando o nível de emissões de gases na geração de energia elétrica. Essa é uma consequência natural de eventuais restrições ao desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro, não obstante a expansão que se possa admitir no parque gerador a partir de outras fontes renováveis. O Gráfico 9 mostra a estrutura da oferta de eletricidade em 2005 e sua projeção para 2030.

Do lado da demanda, avalia-se que o setor industrial continuará sendo o principal segmento do consumo de eletricidade (42% em 2030), mas deve-se destacar o crescimento tanto do setor terciário (quase 25%) como do setor residencial (em torno de 26%), refletindo as hipóteses de crescimento do nível de renda e de sua maior distribuição. Estima-se que o consumo de eletricidade residencial *per capita*, cujo índice atual é de apenas 38 kWh/mês/hab., possa chegar em 2030 a 99 kWh/mês/hab., que ainda é um valor bastante inferior aos parâmetros internacionais. O Gráfico 10 apresenta a evolução da estrutura do consumo de eletricidade entre 2005 e 2030.

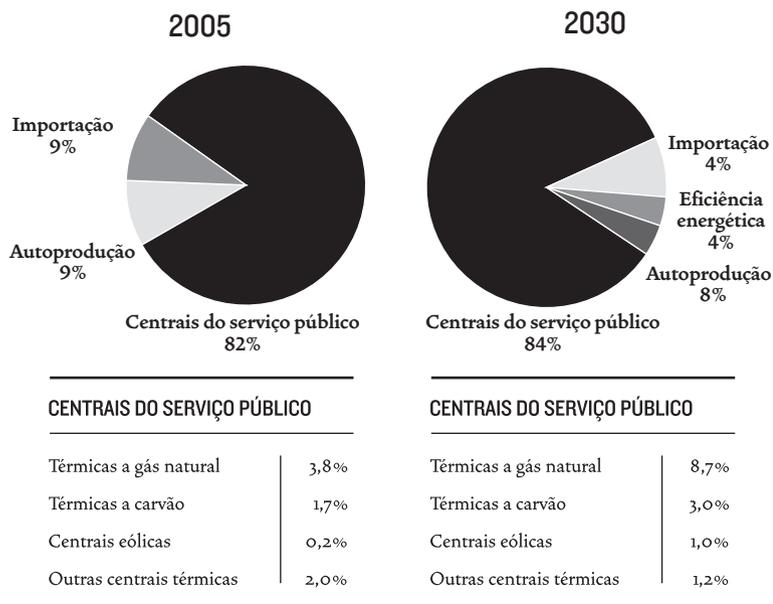
INVESTIMENTOS

PETRÓLEO E DERIVADOS Os principais itens do investimento demandado pela expansão da oferta de petróleo e derivados

GRÁFICO 9

Evolução da estrutura da oferta de eletricidade

Brasil – 2005-2030

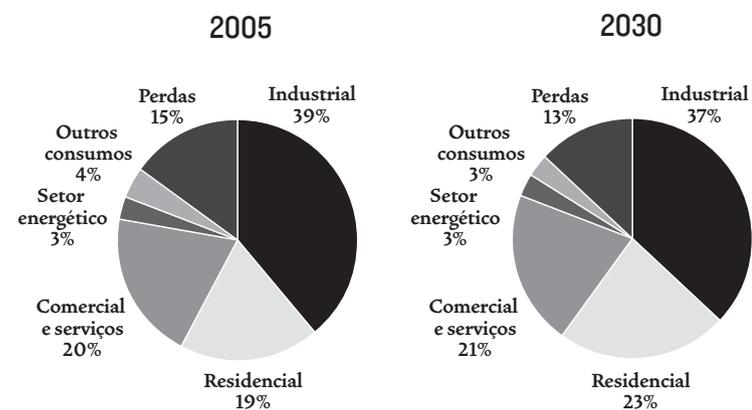


Fonte:EPE.

GRÁFICO 10

Evolução da estrutura do consumo de eletricidade

Brasil – 2005-2030



Fonte:EPE.

referem-se a duas grandes áreas de concentração de atividades e negócios: exploração e produção (E&P) e refino. Os investimentos no abastecimento e na distribuição também são relevantes, mas têm um caráter tipicamente disperso e envolvem múltiplos agen-

[3] As estimativas de investimento aqui apresentadas estão expressas em dólares americanos (US\$). Isso se deve ao fato de que uma parcela importante dos investimentos é relativa a equipamentos ou serviços cujas referências são internacionais (muitos desses equipamentos são importados). Para os itens de custo em que a referência está em moeda nacional, utilizou-se a taxa de câmbio US\$ 1,00 = R\$ 2,20. A base de preços adotada é do segundo semestre de 2006.

tes. Assim, as estimativas a seguir apresentadas se restringem a E&P e ao refino.

Na área de E&P, tomando-se como referência o índice calculado pela razão entre o Capex (*capital expenditure*) e a correspondente produção de óleo cru de diversas companhias petrolíferas, com base em valores projetados para o período 2005-08³, estima-se que serão demandados investimentos de US\$ 332,5 bilhões nos próximos 25 anos. Assumiu-se a premissa de que a partir de meados desse período será mantido o nível anual de produção doméstica de petróleo em torno de 3 milhões de barris/dia. Decorre dessa premissa a suposição de que haverá continuidade do empreendimento exploratório, de modo a manter uma confortável razão reserva/produção a longo prazo. Caso haja agregação de reservas de petróleo numa proporção maior do que aquela aqui pressuposta, os investimentos demandados por essa atividade serão naturalmente maiores.

Quanto às expectativas de investimentos no refino de petróleo, foram levados em conta os investimentos programados para a ampliação e a adaptação do parque existente e para a construção da refinaria do Nordeste e da refinaria petroquímica do Rio de Janeiro, de acordo com dados constantes no Plano de Negócios 2007-11 da Petrobras. Essa empresa — que controla 98% das instalações de refino do país — estima que até 2011 serão aplicados US\$ 10,4 bilhões na ampliação e adaptação do parque em operação. Esses investimentos se destinam a adequar a oferta e a demanda de derivados de petróleo conforme as características de cada refinaria e o perfil do mercado. A natureza desses investimentos sugere que eles têm um caráter permanente. Levando em conta que a instalação de novas refinarias pode reduzir a necessidade de tais investimentos, admitiu-se que entre 2010 e 2020 seria aplicado o mesmo montante na atualização do parque existente. Assim, estimaram-se investimentos para esse fim no valor de US\$ 20,8 bilhões entre 2005 e 2030.

Segundo os dados da Petrobras, a refinaria do Nordeste irá demandar investimentos de US\$ 4,5 bilhões. Prevê-se a instalação de quatro novas refinarias até 2030 para atender à demanda de derivados. Três delas apresentam complexidade similar à refinaria do Nordeste, e a quarta compreende unidades adicionais (de destilação a vácuo e de coqueamento, entre outras), o que implica um investimento maior. Nessas condições, estima-se que entre 2005 e 2030 o investimento na expansão da capacidade de refino (novas refinarias) envolverá recursos de US\$ 25 bilhões. Já a refinaria petroquímica do Rio de Janeiro envolve investimentos de US\$ 9,5 bilhões. Além da refinaria em si, esse valor compreende a instalação de todo o pólo petroquímico, inclusive as unidades de segunda geração. O investimento na refinaria tomado isoladamente chega a cerca de US\$ 5,2 milhões, valor

tomado como referência para uma segunda refinaria petroquímica prevista até 2030. Nessas condições, o investimento total no refino entre 2005 e 2030 é estimado em US\$ 60,2 bilhões.

Com relação à demanda de investimentos para produção de biodiesel nos volumes projetados (aproximadamente 11,7 bilhões de litros em 2030), estima-se um montante de recursos entre US\$ 2 e 2,5 bilhões, o qual compreende as aplicações na instalação das usinas de processamento dos óleos vegetais.

GÁS NATURAL Os investimentos na cadeia de oferta de gás natural aqui estimados contemplam as fases de E&P e de processamento e transporte em alta pressão, não considerando o âmbito da distribuição. Assim como no caso do petróleo, as estimativas de investimento em E&P de gás natural embutem incertezas quanto aos riscos geológicos envolvidos na atividade e aos riscos da viabilidade comercial do poço, que somente se conhece *ex-post* aos levantamentos de dados sísmicos e às perfurações exploratórias. A principal referência disponível para esses investimentos é o Plano de Negócios 2007-11 da Petrobras, do qual se infere que até 2010 essa empresa investirá cerca de US\$ 17 bilhões, com a produção chegando a cerca de 40 milhões de m³/dia e as reservas a 325 bilhões de m³.

A curto prazo, deve haver predominância da produção de gás associado à exploração de petróleo, pois boa parte dos investimentos feitos para produzir gás já está apropriada nas atividades de E&P de petróleo. A médio prazo, tendem a crescer os investimentos em E&P de gás não associado ao petróleo. Após 2010, o aumento da produção de gás envolverá o desenvolvimento de novos recursos, o que introduz elementos de incerteza que se traduzem em custos de E&P mais elevados. Para que se mantenha uma relação reserva/produção próxima da atual ao longo do período de projeção, estima-se que as reservas de gás deverão chegar a 1.020 bilhões de m³ entre 2010 e 2030. Mesmo supondo que a produção mantenha um patamar constante após atingir o volume de 250 milhões de m³/dia, serão demandados investimentos em E&P de modo a ampliar as reservas de gás.

Esse quadro sugere que a longo prazo os investimentos em E&P de gás natural aumentarão mais que proporcionalmente em relação ao valor que se infere do Plano de Negócios da Petrobras. Adotada a proporcionalidade, calcula-se que entre 2010 e 2030 tais investimentos estariam entre US\$ 50 e 55 bilhões, tomando-se como referência o aumento da produção ou o aumento das reservas, que pode ser considerado, portanto, como um valor mínimo para o cenário formulado. Um aumento mais que proporcional aumentaria a demanda de investimentos para algo entre US\$ 60 e 70 bilhões. Considerando-se o exposto e os investimentos já programados até 2010, os

investimentos em E&P do gás natural entre 2005 e 2030 são estimados em US\$ 80 bilhões.

O principal elemento constitutivo dos investimentos no processamento de gás natural é o custo de instalação das unidades. As referências utilizadas para a estimativa desse custo foram as da unidade de Cacimbas, da Petrobras, no Espírito Santo. Nessa instalação, os módulos têm capacidade de processamento de gás unitária de 3,5 milhões de m³/dia e investimento associado de cerca de US\$ 180 milhões. Neste trabalho, assumiu-se que uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) típica seria composta de módulos com capacidade de processamento de 5 milhões de m³/dia — uma escala similar à dos módulos de Cacimbas. Com base na referência de custo adotada, isso significa um custo de instalação de US\$ 260 milhões por módulo. Os estudos indicam que haveria a necessidade de vinte novos módulos em relação à capacidade nominal instalada em 2005. Nessas condições, os investimentos na expansão da capacidade de processamento do gás natural no período 2005-30 foram estimados em torno de US\$ 5,2 bilhões.

A instalação de novas UPGNs requer investimentos nas suas interligações com a malha de gasodutos, cuja estimativa de custo é bastante dificultada pelos diversos condicionantes de cada projeto, tais como a localização da unidade, sua distância da malha de gasodutos, o diâmetro da interligação e as condições do terreno. Não obstante, foram aqui considerados os seguintes parâmetros básicos para as interligações: diâmetro de 26 polegadas, extensão de 250 km e capacidade de 20 milhões de m³/dia. Gasodutos com tais características podem apresentar diferenças significativas em termos de custo. O gasoduto Sudeste–Nordeste (Gasene), por exemplo, tem características similares a essas em termos de diâmetro e capacidade, mas alcança uma extensão de 1.200 km; o investimento nesse caso é da ordem de US\$ 660 mil/km. O gasoduto Campinas–Rio de Janeiro, com uma extensão de 450 km e uma capacidade muito menor (5,8 milhões de m³/dia), apresenta um custo bem maior, em razão de sua menor escala e por atravessar uma área com intensa ocupação antrópica. Já o gasoduto Pilar–Mossoró, com 510 km de extensão e capacidade de 8 milhões de m³/dia, tem custo comparável ao do Gasene não obstante a menor escala do projeto⁴. A partir dessas referências, e considerando-se a expansão da capacidade de transporte compatível com as projeções do consumo entre 2025 e 2030 (em torno de 100 milhões de m³/dia), foram estimados para o período do estudo investimentos de US\$ 750 milhões no escoamento do gás processado nas UPGNs.

O investimento na ampliação da malha principal de gasodutos depende da estratégia de expansão adotada, e nesse caso as incertezas são ainda maiores. Em primeiro lugar, há que se considerar que esses

[4] Valores apresentados por José Sérgio Gabrielli de Azevedo, presidente da Petrobras, na feira Rio Oil & Gas 2006, em 14 de setembro de 2006.

custos são muito sensíveis às condições da rota e à sua extensão total. A travessia de regiões de acesso mais difícil, como rios, áreas pantanosas ou reservas ambientais, ou que apresentem condições ambientais agressivas, eventualmente impondo desvios de rota, pode implicar custos adicionais significativos. Além disso, a própria dinâmica do mercado a longo prazo introduz elementos de difícil controle e avaliação. Por fim, constituem elementos de incerteza as alternativas na importação de gás: ampliação de gasodutos regionais na América do Sul ou instalação de unidades de regaseificação de GNL.

Com relação à expansão da malha básica de gasodutos, estimam-se investimentos entre US\$ 1,6 e 2 bilhões até 2015 para a ampliação da capacidade de transporte em 30 a 35 milhões de m³/dia em relação a 2005. Em uma visão de mais longo prazo, em que o consumo de gás projetado para 2030 corresponde aproximadamente ao dobro do valor previsto para 2015, estima-se que no período 2005-30 serão demandados investimentos de pelo menos US\$ 4 bilhões.

Com relação aos investimentos destinados à importação de gás, podem-se conceber duas situações para efeito de estimativa de custo. A primeira consiste na ampliação da importação de países vizinhos por meio de gasodutos: nesse caso, além do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), com capacidade para 30 milhões de m³/dia, pode-se considerar, conforme indicado neste trabalho, importações de 50 milhões de m³/dia até 2030. A segunda é a ampliação das instalações de regaseificação de GNL: nesse caso, além das instalações previstas até 2009, com capacidade total de regaseificação de 20 milhões de m³/dia, pode-se considerar a instalação de plantas regaseificadoras com capacidade total entre 40 e 60 milhões de m³/dia.

No primeiro caso, a referência natural é o Gasbol, que, com extensão de cerca de 2.200 km, envolveu investimentos de US\$ 2 bilhões. Uma importação adicional envolveria ou a ampliação do Gasbol ou a importação da Venezuela, país detentor de extensas reservas de gás e com o qual o Brasil negocia a implantação de um gasoduto para o Nordeste. Nessa última alternativa as distâncias envolvidas são maiores (cerca de 4.000 km no Brasil) e a rota do empreendimento envolve travessias difíceis pela região Amazônica. No segundo caso, as instalações que a Petrobras programa para o Nordeste e o Rio de Janeiro, envolvendo investimentos de US\$ 1,3 bilhão, constituem importantes referências de custo. Estima-se que cada 10 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação envolva, em média, investimentos de US\$ 600 milhões.

Considerando-se que é ponto comum a ambos os casos a instalação das plantas de regaseificação da Petrobras até 2009, estima-se que o investimento na expansão da oferta de gás importado no período 2005-30 demandaria investimentos entre US\$ 4,3 e 6,3 bilhões. Nes-

sas condições, a expansão da oferta de gás natural no período demandaria investimentos de US\$ 90 bilhões (sem contar as aplicações na distribuição, como já observado).

CANA-DE-AÇÚCAR Os investimentos no setor sucroalcooleiro podem ser divididos em dois conjuntos claramente distintos: os relativos à fase agrícola e os destinados à etapa industrial de produção de etanol (os investimentos referentes à produção de eletricidade são considerados na seção seguinte). Na fase agrícola são requeridas inversões na implantação e formação do canavial, o que ocorre ao longo de um período de três a cinco anos; em etapas dizem respeito à aquisição de terras, à seleção e à aquisição das mudas de variedades adequadas e aos tratos culturais, os quais incluem equipamentos agrícolas. Tais investimentos são sensíveis à região escolhida, o que envolve não apenas o custo da terra, mas também suas características edafoclimáticas, que podem exigir mudas de cana-de-açúcar de variedades diferentes e com tratos culturais diversificados. Na etapa da produção de etanol os investimentos se referem às instalações comuns (obras civis, estação de recepção, preparo e moagem da cana, geração de vapor e de energia elétrica), à destilaria de etanol propriamente dita e a instalações auxiliares. O montante investido varia fundamentalmente em função da escala de produção (tamanho das unidades) e da tecnologia empregada.

As referências disponíveis para os investimentos na fase agrícola provêm de dados da Datagro [empresa de consultoria no setor sucroalcooleiro] de 2006 e de um estudo realizado pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (Nipe) da Unicamp em 2005. Segundo a Datagro, o índice que sintetiza o valor agregado dos investimentos por tonelada de cana produzida anualmente está situado entre R\$ 58 e 63, enquanto o Nipe aponta um valor de R\$ 75. Com base nessas referências, considerando-se a expansão da produção de cana prevista neste estudo e levando em conta que 60% dessa produção se destina à geração de etanol⁵ (o restante se destina à produção de açúcar), estima-se que entre 2005 e 2030 os investimentos na fase agrícola envolverão recursos de US\$ 11 a 14 bilhões.

A Datagro e o Nipe fornecem ainda referências de custo para a etapa industrial da produção do etanol. Segundo a Datagro, os investimentos iniciais requeridos nessa etapa são da ordem de R\$ 90 a 100 por tonelada de cana processada para etanol, ao passo que o estudo do Nipe indica um valor um pouco maior, de R\$ 102,50. Uma vez que esse estudo apresenta um maior detalhamento, permitindo exprimir o investimento inicial em termos da quantidade de etanol produzida anualmente, assumiu-se que o valor desse investimento é de R\$ 1.025 por m³. Nessas condições, e considerando-se o volume da produção de

[5] Os três gasodutos têm diâmetro entre 24 e 28 polegadas.

etanol projetado para 2005-30, de 39 milhões de m³, estima-se que os investimentos na fase industrial envolverão recursos de US\$ 18 bilhões no período. Dessa forma, os investimentos totais na cadeia de produção de etanol ao longo dos anos em projeção são estimados entre US\$ 29 e 32 bilhões, o que significa um índice de US\$ 740 a 820 por m³.

ELETRICIDADE Os investimentos na cadeia de produção de eletricidade abrangem três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição (inclusive instalações gerais). No âmbito da geração, destinam-se à implantação de novas usinas. Na transmissão, compreendem a construção de novas interligações entre os subsistemas mas também o reforço de toda a malha da rede básica, em consonância com o aumento da carga e dos fluxos de energia. A distribuição envolve a instalação de equipamentos e a expansão da rede elétrica de média e baixa tensão, de acordo com a evolução do consumo final.

Os investimentos na geração variam conforme a fonte utilizada e a estratégia de expansão adotada. Os custos de referência adotados estão resumidos no Quadro 1. Considerando a expansão do parque gerador comentada anteriormente, estima-se que entre 2005 e 2030 os investimentos na geração de energia elétrica possam atingir US\$ 168 bilhões, dos quais US\$ 117 bilhões (70%) em usinas hidrelétricas de

QUADRO 1

Referências dos custos de investimento na geração de energia elétrica

FONTES DE GERAÇÃO	Custos (em US\$/kW)
Usinas hidrelétricas ¹	1.330
Potencial até 60.900 MW ²	1.100
Potencial entre 60.900 e 70.900 MW	1.450
Potencial entre 70.900 e 80.900 MW	1.800
Potencial acima de 80.900 MW	2.500
Pequenas centrais hidrelétricas	1.200
Co-geração a partir da biomassa da cana	900
Centrais eólicas	1.200
Resíduos sólidos urbanos	1.250
Centrais nucleares	2.200
Térmicas a carvão mineral	1.600
Térmicas a gás natural	750
Outras usinas ³	500

Fonte: EPE.

(1) Valor médio, considerando instalação de 88.200 MW.

(2) Inclui a capacidade indicada nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-15 da EPE.

(3) Instalações nos sistemas isolados remanescentes (predominantemente motores a diesel).

grande porte, US\$ 22 bilhões (13%) em fontes de geração alternativa, US\$ 17 bilhões (10%) em termelétricas convencionais e US\$ 12 bilhões (7%) em centrais nucleares.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-15, elaborado pela EPE, o crescimento da carga do sistema interligado nacional nesse decênio, da ordem de 186,6 TWh, demandaria investimentos de US\$ 17,9 bilhões na rede de transmissão (básica), dos quais 68% em linhas com tensão igual ou superior a 69 kV e 32% em subestações e transformação. Considerada a mesma base de custos e tendo em vista uma expansão da carga nesse sistema entre 2005 e 2030 estimada em cerca de 700 TWh (já admitido o progresso induzido da eficiência energética), os investimentos totais na transmissão foram projetados em US\$ 68 bilhões (valor que inclui a expansão das interligações indicada nos estudos de longo prazo).

Ressalte-se que naquele plano decenal os investimentos no sistema de transmissão foram estimados em cerca de 50% do valor atribuído à geração, ao passo que os valores acima apresentados indicam que essa relação cai para 40%. A princípio isso poderia sugerir uma subestimação dos investimentos na transmissão, mas deve-se ter em conta que o custo da geração hidrelétrica é crescente na margem. Por outro lado, o custo da transmissão, a despeito da expansão da rede para regiões mais distantes e de acesso mais difícil, pode se apropriar mais intensamente de avanços tecnológicos, o que contribuiria para sua redução.

Historicamente, os investimentos em distribuição e instalações gerais situaram-se entre 15% e 20% das inversões totais no setor elétrico. Entre 1970 e 1987, a média foi de 17,7%⁶. Não há indicações de que essa proporção tenha se alterado ou que venha a se alterar substancialmente no futuro. Estudo da consultoria Tendências — tomando por base metodologias de estimação aceitas no mercado e considerando tanto as necessidades de financiamento para atender o aumento da carga como os investimentos requeridos para a reposição de equipamentos obsoletos ou que se aproximam do final de sua vida útil — estima que no período 2003-12 as inversões na distribuição correspondam a 17,1% dos investimentos totais no setor elétrico⁷. Com base nessas referências, e considerando as hipóteses assumidas para os custos de geração e transmissão, estima-se que entre 2005 e 2030 sejam demandados investimentos na distribuição na faixa de US\$ 48 a 52 bilhões.

SÍNTESE Considerando os principais recursos energéticos que compõem a oferta interna, estima-se que o montante de investimentos necessário para a expansão da matriz energética no período 2005-30 poderá ultrapassar US\$ 800 bilhões, concentrados nos setores de

[6] Atualmente a destinação da cana para a produção de etanol é menor, correspondendo a cerca de 48% na safra 2006/2007, mas projeções do próprio setor indicam que essa proporção deve se elevar para 60% na safra 2012/2013.

[7] No período 1970-74 a proporção foi de 20%; em 1975-79, de 15,7%; em 1980-83, de 13,8%; e em 1984-87, de 21,3% (cf. Fortunato, Luiz Alberto M. e outros. *Introdução ao planejamento da expansão e da operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói: Eduff, 1990, p. 26).

petróleo e energia elétrica em mais de 80% (ver Tabela 1). Em termos médios anuais, o investimento no setor energético deverá ser da ordem de US\$ 32,3 bilhões, o que representaria 2,2% do PIB.

TABELA 1

Distribuição dos investimentos no setor energético

Brasil - 2005-30

SETORES	INVESTIMENTOS TOTAIS (em US\$ bilhões)	MÉDIA (em US\$ bilhões)	ANUAL %
Petróleo e derivados	395,0	15,8	49,0
Gás natural	95,0	3,8	12,0
Cana-de-açúcar	30,0	1,2	4,0
Eletricidade	286,0	11,4	35,0
Total	806,0	32,2	100,0

Fonte: EPE.

É importante ressaltar que essas estimativas de investimento, muito embora incluam custos de redução e compensação de impactos ambientais, podem ser afetadas por restrições processuais no licenciamento de obras e empreendimentos, na medida em que alarguem os cronogramas de desembolso ou impliquem custos adicionais, e por outros elementos de risco, como a evolução da regulação das atividades de produção e uso da energia, a necessidade de adaptação de projetos a restrições físicas ou ocorrências não esperadas em sua execução, condições de financiamento etc. Note-se ainda que não estão considerados os custos financeiros ao longo da implantação dos projetos de investimento, as inversões na distribuição de gás e de combustíveis líquidos e o incremento da eficiência energética.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A disponibilidade de energia nas condições de quantidade e qualidade adequadas, a custos competitivos, tem-se constituído em um dos mais importantes pré-requisitos para o desenvolvimento econômico das nações. Em vista disso, a energia tem sido tratada como um bem de natureza estratégica, e não por acaso a segurança energética tornou-se um dos temas mais relevantes da agenda mundial.

De fato, o Brasil é uma nação com nível de desenvolvimento ainda insuficiente, ao qual se associam um baixo consumo específico de energia, carência de infra-estrutura energética e concentração do uso das riquezas naturais. O posicionamento do país no cenário internacional

é um fator essencial para o esforço de reverter esse quadro. Historicamente, o Brasil apresenta uma importante vantagem comparativa no setor energético, relacionada à abundância de recursos naturais a baixos custos em termos relativos. A questão que se coloca para o país os próximos anos é: quais desafios estaremos enfrentando e quais ações teremos de empreender para manter essa vantagem comparativa?

Nesse contexto, o Estado tem assumido papel essencial na condução dos rumos do setor energético, especialmente em relação a barreiras de mercado e a conflitos de interesses entre os vários agentes que atuam nesse mercado. Essa ação vem sendo claramente empreendida na direção da redução da pobreza e da ampliação do acesso à energia às camadas sociais menos desfavorecidas. Mais recentemente, a preocupação com os impactos ambientais da produção e do uso da energia, em especial as emissões de gases e seus efeitos sobre o clima do planeta, tem reforçado a necessidade de regulação e da definição de políticas especificamente orientadas para assegurar a sustentabilidade do desenvolvimento econômico, o que decerto exige planejamento e ação governamental.

Daí a importância do desenvolvimento de estudos para o planejamento energético de longo prazo, mediante os quais, com base no diagnóstico do quadro econômico e energético internacional e doméstico, podem-se identificar tendências e elementos que permitem orientar a definição de políticas públicas voltadas a assegurar uma disponibilidade energética adequada, a universalização do acesso à energia, o uso mais eficiente desse recurso, a minimização de seus custos e sua sustentabilidade ambiental. O setor energético brasileiro não pode prescindir de um processo de conhecimento contínuo, sistematizado e dinâmico em face dos desafios de criar condições para a rápida expansão de oferta que se avizinha e de implantar o processo de diversificação da matriz energética, fundamental como posicionamento estratégico perante o panorama energético mundial.

Recebido para publicação
em 25 de junho de 2007.

NOVOS ESTUDOS

CEBRAP

79, novembro 2007

pp. 47-69

MAURICIO TIOMNO TOLMASQUIM é presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);

AMILCAR GUERREIRO é diretor de Estudos Econômicos e Energéticos da EPE;

RICARDO GORINI é assessor da Superintendência de Economia da EPE.