

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás

Julho/Agosto de 2007 – Ano 8 – n.4

Grupo de Economia da Energia – Instituto de Economia – UFRJ

www.gee.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

O Editorial do Mês debate a crise energética na Argentina, ressaltando suas causas, consequências e lições.

No primeiro artigo do mês, Patrícia Castro e Helder Queiroz Pinto Jr. analisam as experiências alemã e espanhola na produção de energia elétrica por fontes alternativas.

No segundo artigo, Ronaldo Bicalho examina as dificuldades enfrentadas pela reformas liberais do setor elétrico no mundo, e aponta suas lições para o caso brasileiro.

No Ensaio do Mês, Gerardo Rabinovich discute o panorama político e econômico do gás natural na América Latina, a partir dos pontos discutidos no seminário *Gas Summit Latin America 2007*.

As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.

EQUIPE

Secretária Executiva:

Mariana Iooty

Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

Edição

Mariana Iooty

Juliana de Carvalho

Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

NESTA EDIÇÃO

Editorial	2
Petróleo	
As Políticas de Promoção de Fontes Renováveis de Energia: uma Análise das Experiências Alemã e Espanhola	4
A Reforma Elétrica e Nós: Dúvidas e Reflexões em Momentos de Crise	11
Ensaio do Mês	
Gas en America Latina: Panorama Político y Económico.	18
Fatos Marcantes do Mês	21
Anexo Estatístico	23

Crise Energética Argentina: Causas, Conseqüências e Lições

Neste inverno a Argentina foi palco de uma grave crise de suprimento de energia. Esta crise já era esperada e por pouco não aconteceu nos dois últimos invernos. A forte expansão econômica da Argentina dos últimos 4 anos não foi acompanhada por investimentos na oferta de energia. A política energética argentina mudou radicalmente após a crise financeira de 2002, com uma maior intervenção estatal no setor energético, caracterizada pelo controle de preços e pela falta de um planejamento adequado para a expansão da indústria. A crise energética argentina teve efeitos importantes para a integração energética do Cone Sul. O esforço de integração de quase uma década vive um período de forte retrocesso, com possíveis conseqüências de longo prazo. Neste sentido, é importante entender as causas e conseqüências desta crise, e buscar tirar algumas lições para os outros países da região.

Durante a década de 1990, a Argentina havia mudado de forma radical sua política energética, em favor de uma abertura do setor aos investimentos privados num contexto de competição. As reformas das indústrias energéticas argentinas atraíram grandes volumes de investimentos privados, permitindo uma forte expansão da oferta na década de 1990. Por esta razão, o modelo de organização do setor energético argentino passou a ser apontado como uma referência para os outros países da região.

Vale ainda ressaltar que, no contexto liberalizado das indústrias energéticas, o gás natural assumiu um papel central na oferta de energia. A privatização do setor de hidrocarbonetos abriu caminho para uma grande elevação da produção e também das reservas de gás. Os preços do gás na Argentina permaneceram em patamares baixos quando comparados com outros mercados mundiais, em um primeiro momento em função do controle de preços que durou até 1994, e, em seguida, em função do crescimento da oferta com a elevação dos investimentos privados. Junta-se a isto o fato do governo argentino ter dado incentivos fiscais visando o aumento do consumo de gás em detrimento dos derivados do petróleo (que podiam ser exportados). Finalmente, o gás natural foi eleito o combustível preferencial para a expansão do setor elétrico argentino. Neste contexto, a participação do gás saltou do já elevado patamar

de 40% da matriz energética em 1990 para 50% em 2005.

Com base no seu modelo liberal, a Argentina foi um importante protagonista no processo de integração energética que se desenrolou na década de 1990. Mesmo o país sendo muito dependente do gás no seu suprimento energético, a política energética argentina buscou promover exportações de gás para os países vizinhos. Ademais, os baixos preços do gás natural no mercado doméstico representaram um grande incentivo para as empresas buscarem exportações como forma de monetização das suas reservas. Em contrapartida, a relação reservas/produção começou a cair significativamente devido à ampliação da produção e das exportações. Desta forma, a Argentina foi o principal ator da integração energética regional na década de 1990, através de construção de gasodutos e linhas de transmissão com quase todos os seus vizinhos.

A crise financeira argentina do início desta década mudou radicalmente o cenário das indústrias energéticas deste país. O processo de desvalorização cambial de 2002, seguido do congelamento das tarifas, deixou as empresas energéticas numa situação financeira difícil. O setor de gás natural foi particularmente atingido, já que as empresas haviam realizado pesados investimentos na infraestrutura com base em financiamentos externos. Assim, enquanto a receita destas empresas reduziu-se para 1/3 do seu valor original em dólares, a dívida externa das empresas, contratada em dólares, permaneceu inalterada. Com o congelamento das tarifas, o preço do gás natural na Argentina, que já era em média 50% mais barato que os preços praticados no mercado internacional, reduziu-se para cerca de 20% do valor médio do mercado europeu e americano.

Após a crise de 2002, o governo argentino insistiu na política de controle dos preços do gás natural e vem introduzindo, de forma discricionária, impostos sobre exportação de forma a equalizar o preço do gás vendido no mercado internacional e doméstico. A conseqüência de tal política foi a redução da atratividade dos investimentos no setor energético argentino e o rápido aumento da demanda de gás natural. O descompasso entre demanda e oferta de gás forçou o governo argentino a restringir as exportações para os países

vizinhos, afetando de forma importante a credibilidade dos acordos de integração energética.

Diante das dificuldades de oferta de energia na Argentina, o governo adotou uma posição de antagonismo com as empresas privadas. A política energética abandonou as diretrizes de liberalização do mercado energético, mas não assumiu o papel de planejar as condições da oferta. Optou por uma queda de braço com as empresas, transferindo para estas a responsabilidade da garantia do suprimento. O resultado desta política foi o racionamento de eletricidade e gás natural dos últimos meses.

O estado argentino não planejou de maneira adequada sua matriz energética nos dois contextos. Durante o período de liberalização, cometeu o erro de não promover um nível adequado de diversidade de oferta de energia, permitindo uma exagerada concentração da oferta doméstica em gás natural. Além disto, autorizou exportações deste energético, permitindo o conflito atual entre a segurança do suprimento doméstico e as exportações de gás. Na atual fase de intervenção estatal, a política energética privilegiou a modicidade tarifária, transferindo para as empresas a responsabilidade sobre a segurança do abastecimento. Entretanto, para o consumidor que fica sem energia, não importa quem deixou de produzir. A responsabilidade pela segurança do abastecimento será sempre da política energética implementada pelo governo.

Dada a proximidade das eleições presidenciais na Argentina, não obstante o favoritismo da candidata da situação, a questão central que se coloca diz respeito aos rumos da política energética no próximo mandato presidencial. A continuidade da forma de intervenção governamental no setor energético só levará a exacerbar os antagonismos com as empresas de energia. Por outro lado, ainda não é possível identificar claramente o norte das orientações de política energética daqui para frente. Mas não seria surpreendente a adoção de um pacote de medidas de mudanças setoriais logo após a posse do novo Presidente da República.

A crise energética argentina pode oferecer algumas lições importantes para os responsáveis pela política energética nos países da região. A primeira lição é que o planejamento energético tem seu papel relevante tanto num contexto de mercados livres quanto de intervenção estatal, pois é de responsabilidade do Estado a garantia da segurança do abastecimento e da modicidade tarifária. No caso de um setor energético com ope-

radores privados, a segurança de abastecimento passa pela atratividade dos investimentos. Portanto, neste caso, a política energética deve zelar por um equilíbrio entre a modicidade tarifária e a atratividade dos investimentos.

Por fim, os recentes acontecimentos na Argentina deixam claro que a integração energética na região será inviável se não houver um mínimo de coordenação entre as políticas energéticas dos países em questão. Esta coordenação requer que os países aceitem compatibilizar os objetivos nacionais de política energética, incorporando neste processo uma visão regional do setor. Caso isto não ocorra, o processo de integração energética continuará enfrentando obstáculos de difícil superação.

Conselho Editorial

As Políticas de Promoção de Fontes Renováveis de Energia: uma Análise das Experiências Alemã e Espanhola*

Patrícia Castro¹

Helder Queiroz Pinto Jr.²

O aquecimento global associado aos recentes desastres naturais tem suscitado a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias e fontes de energia eficientes do ponto de vista ambiental. Por esta razão, em alguns países já existem movimentos em favor da substituição das fontes convencionais e poluentes pelas denominadas fontes alternativas.

É importante notar que, aliado ao desafio de atendimento às novas demandas ambientais, nos últimos anos recrudescer a preocupação com o problema da segurança do suprimento de energia. Com as incertezas geradas acerca do preço do petróleo, cujas reservas se concentram em áreas de instabilidade política, se torna cada vez maior a preocupação dos países em reduzir a sua dependência externa do óleo. Assim, as fontes de energia renováveis constituem o principal caminho para a conciliação entre a questão ambiental e a segurança do abastecimento energético, na medida em que reduzem a dependência externa de combustíveis fósseis e contribuem para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa.

As tecnologias e as fontes usadas na diversificação da matriz energética dos países são as mais variadas. No entanto, estas ainda estão sujeitas a barreiras à entrada, superadas apenas através de programas governamentais de incentivo à sua utilização. Esses programas são, em sua maioria, baseados em políticas de incentivos fiscais, subsídios ou prêmios pagos pelo governo aos agentes de mercado.

Na União Européia (UE), em particular, torna-se ainda mais urgente e necessário o uso das fontes renováveis, em decorrência do aumento da demanda e da dependência externa de energia na região.

O Contexto Europeu

A dependência externa da região em energia primária, que hoje é de 49%, pode chegar a 80% em 2020, com o aumento para 25 do número de países-membros que compõem o bloco econômico (Waldau, 2005). Também é importante

destacar que, além das preocupações acerca da segurança do suprimento energético, há na Europa um movimento crescente em favor da preservação ambiental, dada a projeção que teve essa questão na região, ao longo dos últimos anos. Dessa forma, os maiores desafios da União Européia atualmente são:

- 1) A conciliação entre crescimento econômico, preservação do meio ambiente e segurança do suprimento de energia;
- 2) A segurança do abastecimento energético;
- 3) A segurança do setor em relação aos possíveis acidentes, à estabilidade política e a dependência das importações.

Fontes Renováveis na Geração Elétrica na Europa

A superação dos desafios listados está diretamente associada com dois objetivos centrais de política energética: i) a redução da intensidade do uso de energia através do aumento da eficiência no consumo e ii) a ampliação da participação das fontes de energia renovável na geração elétrica. Este artigo se concentra no exame deste segundo objetivo.

A adoção das fontes renováveis na geração elétrica enfrenta obstáculos de ordem econômica e estrutural, o que limita a sua competitividade vis-à-vis as tecnologias convencionais de geração de eletricidade, tais como carvão, petróleo, gás natural e nuclear. A ausência de economias de escala e o investimento inicial para a construção de plantas, baseadas em fontes renováveis, tornam o preço da energia limpa produzida mais alto do que o das fontes tradicionais, muitas delas dispostas de ativos já amortizados. Este aspecto dificulta as condições de competição dos projetos de fontes renováveis, especialmente no contexto atual marcado pela liberalização e integração dos mercados nacionais de energia na Europa.

Assim, para que a promoção do uso das renováveis seja bem sucedida, tem se revelado indispensável algum tipo de programa governamental de incentivo. O desenho do tipo adequado

de incentivo já se constitui em uma preocupação da União Européia há mais de uma década. Com base no fato de que as renováveis poderiam contribuir para a redução da dependência das importações e para o aumento da segurança do abastecimento, e, considerando os efeitos positivos em termos de emissões de CO₂, em 1997, o "European Council" e o "European Parliament" adotaram o "White Paper for a Community Strategy and Action". Este documento tinha como uma de suas principais metas a duplicação da participação das renováveis no atendimento do consumo até 2010 (de 6,0% em 1996 para 12,0% em 2010) e levava em consideração a meta de redução de 8% das emissões de gases de efeito estufa, até 2010, prevista em Kyoto.

Além disso, foram criados dois dispositivos normativos visando à promoção das renováveis na UE: a instrução para a promoção da produção de eletricidade através das renováveis (Directive 2001/77/EC) e a instrução para a promoção do uso de biocombustíveis e outros combustíveis renováveis nos transportes (Directive 2003/30/EC). A primeira tinha como principais aspectos a determinação de uma meta para a participação das renováveis na geração elétrica de cada país membro, sendo o modo – tanto de avaliação do progresso, quanto de criação de incentivos – pelo qual cada um atingiria sua meta, livre até 2005, e a apresentação obrigatória de um relatório de progresso, a cada dois anos, pelos países membros. A segunda diretriz impunha, a cada país membro, a disponibilização de uma cota de combustíveis renováveis e/ou biocombustíveis para consumo da população. Esta participação deveria estar de acordo com as metas determinadas pelo próprio país.

A forma de atendimento às instruções da União Européia fica a critério de cada país membro. Contudo podem-se identificar dois instrumentos políticos utilizados na promoção das renováveis, são eles: o "feed in tariff" e o "sistema obrigatório de cotas" que pode ser de dois tipos: via "licitação" ou com "certificados verdes". O primeiro consiste em um processo de concorrência pública no qual será comprada aquela energia produzida pelo menor preço. Já o segundo sistema trata da determinação, pelo governo, de cotas de geração e consumo de energia limpa. Neste caso, os agentes são obrigados a cumprir as cotas e aqueles cuja geração ou consumo é maior ou igual aos determinados pelo governo recebem certificados verdes que podem ser negociados no mercado. Baseado no pagamento de uma recom-

pensa aos produtores de energia e na garantia de um preço competitivo, o sistema de "feed in tariff" tem sido considerado o mais bem sucedido no apoio às renováveis, por se tratar de um sistema de baixo custo (para o investidor), tornando menos arriscado o investimento no, ainda pouco desenvolvido, mercado de fontes renováveis.

Aqui, é importante que se faça uma ressalva com relação aos cuidados que devem ser tomados na adoção do "feed in tariff", com o pagamento de recompensa aos produtores, como incentivo à utilização das renováveis. Esse sistema é recomendado apenas como um primeiro passo para a introdução das energias renováveis no mercado. Os governos, ao utilizá-lo, devem sempre levar em conta a relação custo/eficiência do programa como um todo, já que os seus resultados podem ser perversos, na medida em que esta política pode elevar os custos totais da economia. Assim, manter preços capazes de garantir bons retornos aos produtores, por tempo ilimitado, torna a atividade "sobre subsidiada". Dessa forma, é necessário que no médio e no longo prazo existam limites, tais como uma quota de produção obrigatória com base no sistema de troca de certificados verdes (Green Certificates Trading System). Na UE, dois países têm se destacado no uso destes instrumentos, visando à ampliação das fontes renováveis na geração elétrica: Alemanha e Espanha. Estes dois casos são apresentados, de forma esquemática, a seguir.

A Experiência Alemã

Mesmo fazendo parte da União Européia e por isso, tendo o dever de atender às condições impostas ao Bloco, e, diferentemente de outros países que vêem as renováveis como uma solução para os seus problemas de eficiência e segurança energética, a motivação alemã para a criação de um programa de incentivo a estas fontes de energia foi essencialmente, devido à projeção, no plano político, da questão ambiental ao longo dos últimos anos.

Desde os anos 1980, a Alemanha investe em projetos de incentivo ao desenvolvimento de técnicas de aproveitamento de fontes renováveis. Desde então, uma série de aperfeiçoamentos nos instrumentos de incentivo foram progressivamente realizados. Primeiro, com o intuito de testar a viabilidade técnica de algumas destas fontes e, depois, por motivos de proteção em relação à volatilidade dos preços do petróleo e de segurança energética, a implementação destes projetos foi crucial para estabelecimento da indústria das re-

nováveis, em particular da energia eólica, no país. O sucesso do "Rational Energy Utilization and Use of Renewable Energy Sources" - "REN Program" - cujo fim era a geração de 300 MW através de um parque eólico e 11 MW por células fotovoltaicas até 1998, levou o governo federal a apoiar o desenvolvimento de programas como este pelos estados alemães. Aqui, é importante destacar que o fato de as três esferas do governo poderem legislar independentemente sobre o setor elétrico do país, facilitou a difusão do apoio às renováveis em âmbito nacional, uma vez que confere à máquina pública uma maior flexibilidade.

Em 1990, o governo federal decretou o "Electricity Feed in Act". Este decreto determinava um preço mínimo a ser pago por KWh vendido para o sistema e obrigava as distribuidoras à, além de conectarem a energia limpa, reduzirem a compra de energia obtida por fontes convencionais. O resultado disto foi o aumento da geração elétrica por fonte eólica no país. O sucesso desta lei veio da capacidade de reforma do Estado alemão. Incentivado pelos governos estaduais, o governo federal reformulou suas leis em 1996, favorecendo a criação de novas plantas baseadas em fontes renováveis de energia, em nível nacional.

Em 1998, o "Electricity Feed in Act" sofreu sua primeira revisão. O ato que garantia 90% do preço pago pela eletricidade convencional na forma de prêmio para aqueles que dessem preferência à compra de energia eólica e solar, e 80% deste mesmo valor na compra de energia produzida por qualquer outro tipo de fonte limpa, no ano anterior, teve sua constitucionalidade questionada pelas companhias elétricas em desacordo com o sistema de "Feed in Tariff". Aliado a isso, a própria indústria de renováveis se encontrava insatisfeita com a redução do valor do prêmio recebido pela geração elétrica limpa e pedia a reforma do ato.

A revisão da lei consistiu na criação de uma cláusula segundo a qual, se mais de 5% do suprimento de energia vendido pelas distribuidoras fosse proveniente de fontes renováveis, o seu custo adicional seria coberto pela distribuidora seguinte¹. Esta cláusula gerou um aumento ainda maior da produção elétrica através da energia eó-

lica. No entanto, ao mesmo tempo em que contribuía ainda mais para a promoção das renováveis, a nova cláusula gerou efeitos negativos. Exemplo disso é o fato de que o parque eólico alemão se concentra principalmente nas áreas litorâneas, gerando uma maior resistência dos distribuidores regionais ao sistema de "Feed in Tariff".

Em 2000, uma nova lei foi decretada. O "Renewable Sources Act" tornou o sistema elétrico alemão mais homogêneo, na medida em que dividia os custos dos prêmios pagos aos geradores entre todas as distribuidoras do país, em todos os níveis da rede. A lei também estabelecia um preço fixo para todas as novas instalações, dando novo fôlego ao desenvolvimento de técnicas com base em fontes renováveis de energia. O ato determinava a não compensação por perdas com a inflação e um prazo mais longo para o pagamento dos prêmios de incentivo.

Quatro anos depois, a lei foi reformulada com o objetivo de aumentar a participação das renováveis na geração elétrica para 12,5% em 2010 e 20% em 2020, rever o total de prêmios pagos e melhorar as condições de acesso à rede de transmissão e de distribuição de energia. Aqui é importante dizer que o "Renewable Sources Act" não é um subsídio de longo prazo, pois ao invés de reduzir os custos de geração e aumentar a sua eficiência, este introduz um mecanismo de redução de preços, permitindo assim o aumento da participação das renováveis no mercado elétrico alemão. Além disso, associado ao ato, foram criados instrumentos políticos de incentivo financeiro e programas de apoio à introdução de tecnologias baseadas em fontes renováveis, no mercado elétrico do país.

Resultados Obtidos na Alemanha

O programa de incentivo às renováveis adotado na Alemanha produziu resultados bastante positivos. Em 1990, a geração de energia elétrica por fontes renováveis, era menor do que 10,0% do total da capacidade instalada do país. Já em 2004 esta participação mais que dobrou, atingindo o nível de 22,3% (tabela 1).

Tabela 1. Alemanha
Geração Elétrica
Evolução da Capacidade Instalada por Fontes (GW): 1990-2004

Fontes	1990		2000		2004	
	GW	Part. (%)	GW	Part. (%)	GW	Part. (%)
Nuclear	22,26	26,44	22,40	20,67	20,55	17,99
Hidráulica	6,31	7,49	8,98	8,29	8,17	7,15
Solar	0,00	0,00	0,11	0,10	0,71	0,62
Eólica	0,00	0,00	6,10	5,63	16,63	14,56
Combustíveis para queima*	55,63	66,07	70,79	65,32	68,19	59,69
Total da Capacidade	84,20	100,00	108,38	100,00	114,24	100,00

Fonte: IEA/OCDE Electricity Statistics 2006

* inclui carvão, petróleo e derivados, gás natural e combustíveis renováveis e resíduos

Além disso, é possível perceber que o aumento da capacidade instalada entre 2000 e 2004 se deu basicamente na geração eólica, efeito dos incentivos à utilização de fontes renováveis no país. O parque eólico alemão que em 2000 tinha 6,1GW de potência, em 2004 passou a dispor de 16,63GW, tendo a capacidade total nacional passado de 108,3 GW para 114,24 GW, no período. (tabela 1)

A Alemanha é, hoje, o maior gerador de energia elétrica por fonte eólica do mundo, com uma capacidade instalada de 20GW, havendo dificuldades para aqueles que pretendem investir no setor, como a falta de locais apropriados à instalação dos equipamentos. Também é importante ressaltar que a revisão dos prêmios pagos à produção de eletricidade por meio de renováveis, estabelecida no "Renewable Sources Act", gerou a redução das intenções de investimento no setor.

A indústria das renováveis gerou benefícios ambientais e é responsável pela criação de 110.000 postos de trabalho diretos e 10.000 indiretos, no país (DIW, 2002, apud Costa et al, 2006). Contudo, um sistema de incentivos desta magnitude demanda elevados gastos do governo, de modo que sua duração deve ser a mínima possível.

A Experiência Espanhola

Atualmente, o consumo de energia elétrica, na Espanha, é proveniente principalmente do carvão (80,3 TWh), da energia nuclear (63,6 TWh) e do gás natural (55,5 TWh). A quarta maior fonte de energia elétrica do país é a fonte hidráulica (34,4 TWh), porém esta tem participação variável por ser altamente influenciada pelo clima.

O setor elétrico espanhol é regulado e operado pelo Ministério da Indústria, Turismo e Comércio. Este órgão do governo também é responsável pelo planejamento das linhas de transmissão de energia. Além disso, o mercado elétrico do país é aberto ao capital privado nacional e internacional, desde 1998. A abertura do mercado permitiu uma maior competição entre os agentes, beneficiando os consumidores em termos de preço e qualidade.

Em relação à segurança do suprimento de energia, a Espanha, é altamente dependente de importações. Segundo a Agência Internacional de Energia - IEA - em 2003, 75,0% do total de energia primária - TEPs - foram importados pelo país, número que se eleva quando é levada em consideração a energia nuclear (87,0%) (IEA, 2005).

Durante a última década, o consumo espanhol de energia elétrica cresceu 5,3% ao ano (IEA,2003). Em 2004, este crescimento atingiu um total de 237 TWh (IEA, 2006), caracterizando o mais alto ritmo de crescimento já registrado entre os países associados à IEA. Este comportamento está ligado, fundamentalmente, ao forte crescimento econômico do país.

Dessa forma, na Espanha, a diversificação da matriz energética através da utilização de fontes renováveis se deu, basicamente, em razão da necessidade de atendimento às novas diretrizes impostas pela UE e à necessidade de garantia do suprimento de energia, dados o elevado ritmo de crescimento da demanda elétrica e a crescente dependência externa do país. Assim, como na Alemanha, o instrumento político adotado na formulação do programa nacional de incentivo às renováveis foi o "feed in tariff".

O "Plano para a Promoção de Energias Renováveis na Espanha (2000-2020)" foi criado em 2000. Com metas bastante ambiciosas, o plano previa o aumento de 12,0% na participação das fontes renováveis no total das reservas de energia primária e de 29,4% na geração elétrica até 2010. Segundo as regras do programa, o sistema elétrico seria monitorado de forma a garantir o controle da qualidade e da eficiência na construção de plantas baseadas no uso de fontes renováveis de energia, e as tarifas seriam diferenciadas por tecnologias.

Dividido em duas fases, a primeira até o horizonte 2006 e a segunda prevista para 2006 a 2010, o plano que abrange todos os tipos de fontes renováveis foi responsável pela considerável expansão da geração por fonte eólica, no país. Até o fim de 2003, o plano havia sido apenas parcialmente cumprido. Apesar do significativo aumento da participação das renováveis no estoque total de energia primária - TPEs - (2 milhões tep anuais produzidos), apenas 42,2% da energia prevista para o período de 1999 a 2006, haviam sido despachados. Em termos financeiros, do total de investimento previsto para o setor no mesmo período, apenas 58,9% foram realizados e 10,2% do apoio público¹¹ concedido.

Em 2004, visando à redução dos custos e o aumento da eficiência, o governo introduziu um novo regime de venda de eletricidade, em que os produtores de energia renovável estariam livres para vender sua força, recebendo por isso o preço pago no mercado mais um valor bônus diferenciado, calculado com base no preço de mercado da energia vendida. No entanto, para não tornar a atividade "sobre subsidiada", problema comum quando se adota um programa de incentivo baseado no "feed in tariff" com bônus pagos aos agentes, o governo espanhol faz revisões dos prêmios pagos a cada quatro anos e controla o desenvolvimento das tecnologias, no país, de forma que estas venham a atender as metas previstas no plano.

Resultados Obtidos na Espanha

Motivada pela dependência de importações e pela conseqüente necessidade de diversificação de suas fontes, a Espanha despendeu grandes esforços no sentido de desenvolver a produção de energia através das renováveis. Hoje, o país é um dos líderes na geração elétrica por fonte eólica, ocupando o terceiro lugar no ranking dos países que mais fazem uso desta fonte, com 11,6 GW instalados, perdendo apenas para a Alemanha com 20 GW e os EUA, em segundo lugar, com 11,7 GW instalados.

Em termos de energia primária, a Espanha possui um grande potencial energético renovável. Cabe salientar que o "carro chefe" na produção de eletricidade por fontes renováveis é a energia hidráulica (2/3 do total produzido). O país dispõe de um parque hidráulico extenso e capaz de gerar 34,4 TWh (IEA, 2006), dependendo da incidência de chuvas e do inverno.

Entretanto, a geração elétrica por fonte eólica, que vem se destacando nos últimos anos no país, em 2004, atingiu o nível de 15% do total de energia gerado através de fontes renováveis (15,6 TWh) (IEA, 2006). Esta capacidade continua crescendo, apoiada no generoso programa de incentivos, criado pelo governo, composto por altos investimentos diretos no setor.

A análise da tabela a seguir mostra que, apesar do significativo aumento no aproveitamento da fonte eólica (de 0% em 1990, para 12% em 2004), houve uma redução importante na utilização da fonte hidráulica (de 37% em 1990, para 26% em 2004). Ao mesmo tempo, o uso de combustíveis para queima, dentre eles o carvão e o óleo combustível, continuou crescendo (de 46% em 1990, para 51% em 2004). (tabela 2)

Tabela 2. Espanha
Geração Elétrica
Evolução da Capacidade Instalada por Fontes (GW): 1990-2004

Fontes	1990		2000		2004	
	GW	Part. (%)	GW	Part. (%)	GW	Part. (%)
Nuclear	6,97	16,56	7,50	15,25	7,58	10,92
Hidráulica	15,66	37,20	17,96	36,52	18,12	26,10
Solar	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,06
Eólica	0,00	0,00	2,21	4,49	8,22	11,84
Combustíveis para queima*	19,46	46,22	21,50	43,72	35,48	51,10
Total da Capacidade	42,10	100,00	49,18	100,00	69,43	100,00

Fonte: IEA/OCDE Electricity Statistics 2006

* inclui carvão, petróleo e derivados, gás natural e combustíveis renováveis e resíduos

Alguns Limites Técnicos à Expansão da Energia Eólica

Apesar dos expressivos resultados, é importante ressaltar que existem restrições operacionais à expansão das fontes renováveis, em particular no que concerne a energia eólica. Vale notar que o bem eletricidade tem como característica o fato de ser não-estocável. Este aspecto restringe as condições de operação, exigindo do operador do sistema um regime de despacho da carga das diferentes usinas que permita o equilíbrio instantâneo da oferta e da demanda.

No caso da energia eólica, o problema da não-estocabilidade do produto é estendido para o principal insumo, ou seja, o vento também não é estocável. Ademais, não é tampouco possível controlar o regime de ventos, fazendo com que a produção eólica apresente um caráter aleatório e instável.

Do ponto de vista operacional, é possível reduzir a geração de eletricidade através da diminuição da velocidade dos rotores na planta eólica, entretanto, o aumento da sua produção não é assegurado, pois não há como prever a velocidade e o regime de ventos. Isto caracteriza a geração elétrica como uma produção inflexível (Hiroux, 2007). Em outras palavras, ao "chamar" uma planta de geração eólica para ser despachada no sistema, nem a empresa de geração nem o operador do sistema têm certeza da quantidade de eletricidade que efetivamente poderá ser colocada na rede. Desse modo, a produção eólica tende a ter prioridade no despacho o que dificulta a sua inserção no sistema com base no critério de ordem de mérito com relação aos custos. Este aspecto evidencia a necessidade de adoção de mecanismos de preço fixo para a geração eólica.

Na Europa, esta característica técnica tem se constituído num problema para os operadores do sistema de eletricidade e também para os contratos de venda a serem estabelecidos no mercado elétrico. Assim, a ampliação da participação da energia eólica engendra um elevado grau de incerteza no volume de produção e uma forte variabilidade no curto prazo. Isto torna mais complexa e mais cara a coordenação operacional e contratual no setor elétrico. Por um lado, para o operador do sistema, é essencial adaptar seus critérios de despacho para oferecer prioridade às usinas eólicas, por outro, para o produtor, é impossível prever a sua capacidade de oferta no curto e no longo prazo, o que requer arranjos contratuais particulares.

Conclusão

A diversificação da matriz energética através da geração elétrica por meio de fontes renováveis de energia é consistente com o objetivo de atendimento às novas demandas ambientais e de segurança do suprimento energético.

Dessa maneira, a análise das experiências alemã e espanhola permite concluir que, a superação das barreiras econômicas impostas à adoção das renováveis na geração elétrica, somente é possível com a criação de programas de incentivo governamentais bem estruturados. Ainda que distantes de suas metas, se considerado o futuro aumento da demanda por eletricidade, estes países deram um grande passo no sentido da diversificação de sua matriz energética, tornando-a mais limpa e contribuindo para a preservação do meio ambiente, sem que a segurança do seu abastecimento de energia seja comprometida. Porém, é necessário notar que, no caso da energia eólica, esta expansão eleva os custos de operação do sistema elétrico devido à imprevisibi-

lidade do regime de ventos e, logo, da capacidade de geração eólica. O balanço entre os ganhos com a eliminação das externalidades negativas da geração elétrica a partir de combustíveis fósseis e as externalidades de rede em função das restrições técnicas da oferta eólica revelam, por ora, um saldo positivo para a expansão destes programas. Mas mostram igualmente que a expansão destas fontes renováveis continuará ainda por muito tempo encontrando barreiras estruturais e operacionais à entrada no mercado e sistema elétricos. Isto reflete a importância de um adequado regime de incentivos que atenda prioritariamente aos objetivos fixados pelas políticas energéticas nacionais.

¹ Economista IE-UFRJ

² Professor do IE-UFRJ/Pesquisador do GEE

* A maior parte deste artigo está baseada na monografia intitulada "A Produção de Energia Elétrica por Fontes Alternativas: Lições da Experiência Internacional para o Brasil", de autoria de Patrícia Castro, sob orientação do Prof. Helder Queiroz, apresentada em junho de 2007 no IE-UFRJ.

¹ Entende-se distribuidora seguinte como aquela cuja área de atendimento é mais ampla do que a área da distribuidora anterior, ex.: a distribuidora estadual é seguinte à local.

² Apoio público aqui, significa investimentos direcionados à infra-estrutura do setor, excluindo bônus e subsídios.

Referências Bibliográficas:

- COSTA, C. V.; LA ROVERE, E.; ASSMANN, D. Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Brasil, 2006, v. 1, p. 1-26. Disponível em: <<http://elsevier.com/locate/rser>>. Acesso em: 23 setembro 2006.
- HIROUX, C., "L'Insertion d'une Production Inflexible dans des Marchés Concurrentiels : l'Énergie Éolienne", Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Paris, Université de Paris XI, 2007.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Electricity Information*. Paris, 2006, ocde/iea, 2006. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 13 fevereiro 2007.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries: Germany 2002 Reviews*. Paris, ocde/iea, 2002. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 13 fevereiro 2007.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries: Spain 2005*. Paris, ocde/iea, 2005. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 13 fevereiro 2007.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Key World Energy Statistics*. Paris, nppdf, 2006. Disponível em: <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/key2006.pdf>>. Acesso em: 24 janeiro 2007.
- WALDAU, A. J. Photovoltaics and renewable energies in Europe. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Italia, 2005, p. 1-24. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/rser>>. Acesso em: 21 setembro 2006.

A Reforma Elétrica e Nós: Dúvidas e Reflexões em Momentos de Crise

Ronaldo Bicalho¹

"A história é um labirinto. Acreditamos saber que existe uma saída, mas não sabemos onde está. Não havendo ninguém do lado de fora que nos possa indicá-la, devemos procurá-la nós mesmos. O que o labirinto ensina não é onde está a saída, mas quais são os caminhos que não levam a lugar algum"

Norberto Bobbio

Diante do aumento das preocupações com a garantia do suprimento de energia elétrica no início da próxima década, surgem questionamentos sobre a validade do modelo institucional do setor elétrico brasileiro, adotado a partir de 2004. A crítica principal repousa sobre um suposto afastamento do nosso modelo da experiência internacional atual de organização desse setor, o que nos colocaria na contramão do movimento reformista da indústria elétrica, que segue firme e célere na direção da introdução da competição, através de avanços significativos e incontestes na direção da definição de um novo padrão tecnológico, organizacional e institucional para essa indústria. Em outras palavras, mais uma vez, estaríamos fora do passo, a tentar inventar a roda, enquanto a indústria elétrica desliza suavemente sobre os seus novos fundamentos competitivos. Tomando-se em conta algumas análises recentes sobre a reforma elétrica no mundo, um observador cuidadoso terá dúvidas sinceras sobre o alcance dessa afirmação, principalmente no que concerne à existência de um passo certo, de um novo padrão, de um novo arranjo, capaz de convergir as expectativas em torno de um determinado e promissor futuro para a indústria elétrica e, por conseguinte, sobre a extemporaneidade da reforma brasileira.

Paul Joskow, em um artigo publicado em janeiro de 2006¹, indagava sobre os rumos da reforma competitiva nos Estados Unidos:

"After nearly 25 years of federal and state restructuring, regulatory reform and deregulation initiatives affecting almost every U.S. industry that had been subject to price and entry regulation prior to 1980, the deregulation policy ship appears to

have run aground as it tries to lead the U.S. electric power industry along a path to competition. What is the problem? Are things as bad as opponents of competition suggest? Or does it depend on whether one looks at the glass being half empty or half full?"

Na conclusão do artigo, o renomado professor do MIT aponta as razões para o encaixe do navio reformista nos Estados Unidos:

"Creating competitive wholesale markets that function well is a significant technical challenge and requires significant changes in industry structure and supporting institutional and regulatory governance arrangements. It requires a commitment by policymakers to do what is necessary to make it work. That commitment has been lacking in the U.S. The major barrier to a successful restructuring and competition program in the U.S. at the present time is political."

Em resposta à pergunta inicial, se o copo reformista estaria meio cheio ou meio vazio, Joskow, um dos mais importantes teóricos das reformas competitivas na indústria elétrica, afirma:

"There is growing evidence that competition can lead to cost and price reductions if policymakers will support the regulatory and institutional changes needed to allow competitive market forces to work. However, the creation of competitive market forces has also encountered some significant and costly problems and it is important that future policies reflect the lessons learned from this experience. My interim assessment is that the glass is half full rather than half empty at the present time."

E finaliza, cauteloso:

"(...) it seems clear that about half of the country is focused on moving forward with pro-competition policies, at least at the wholesale level, and half is not. Going forward I suspect that we will see a sort of contest between the performance of the regulated monopoly framework and the competitive market framework for governing the electric power sector in the U.S. With continuing

analysis of comparative performance of alternative institutional arrangements we will be able to determine more definitively what is the best that we can do in an imperfect world.”

Van Doren & Taylor^{II}, do CATO Institute, um conhecido centro defensor de políticas liberais, são menos otimistas do que Joskow em relação à evolução das reformas competitivas nos Estados Unidos:

“We do not expect full genuine deregulation to happen in the foreseeable future. But we do expect that the case for restructuring as it is currently conceived (mandatory open access) will continue to come under increasing political and economic stress. Market-oriented analysts should thus consider going backwards to regulated, vertical integrated balkanized companies rather than support mandatory open access.”

Outro autor já havia chamado a atenção para as dificuldades encontradas pela implantação das reformas competitivas na indústria elétrica americana. Costello escrevia ao final do seu artigo^{III}:

“I recognize the strong forces acting in this industry against the development of more competition. I concur that deregulation and restructuring of other industries have generally worked well towards the betterment of consumers and society as a whole. But what we have found so far is that such efforts for the U.S. electricity industry will require much patience and resilience. (...) We are living in a fantasy world to believe that we can remove political interests from the restructuring debate and, arguably, we should not.”

“(...) Analysts have not yet resolved the issue of identifying those institutional arrangements that would, for example, provide the correct incentives for transmission capacity expansion, achieve low transaction costs, and create efficient risk allocations among market players. It could be argued that policymakers, politicians, regulators are playing with fire if they proceed with restructuring at other than a gradual pace.”

Nessa mesma linha, Chao, do Electric Power Research Institute, argumenta em um artigo de 2006^{IV}:

“As electric restructuring spreads rapidly across countries and states, however, a growing concern is that in many instances, policy makers are pushing their proposals into practice more quickly than policy analysts can provide answers to difficult questions of market design. In this process, different structures for organizing this industry are evolving without a firm basic understanding of their

implications for long-term market performance. There is a risk that the process may be inadvertently locked into an inferior market design which will be costly to change. In particular, there is a critical need for integrated market design and risk management research to improve the process of market transformation by taking a more evolutionary approach to discover a “Third Way” between vertical integration and full unbundling. Such research can offer a crucial feedback link to the restructuring process by identifying important lessons to be learned from past experience and developing new analytical tools to help introduce more successful market designs for the future.”

Do outro lado do Atlântico, Glachant e Saguan, a partir da experiência europeia, agregam novos desafios à reforma competitiva^V:

“Donc, en définitive, il semble que les Etats Membres ne cherchent pas encore à construire un “marché européen” de l’électricité, mais à établir des conditions minimales de va-et-vient entre des marchés nationaux bilatéraux d’opérateurs verticalement intégrés. Ce qui est déjà un objectif louable en soi, car il entretiendrait une petite “frange” concurrentielle d’origine extérieure sur chacun de ces marchés nationaux. Mais ceci ne crée pas un “marché unique européen” au sens de l’Acte Unique de 1986. On retrouve ainsi les conclusions de Marcel Boiteux, économiste de premier rang et ancien “opérateur et régulateur intègre” du monopole français, qui constatait, en 2003-2004, que le marché européen n’existait pas en tant que marché de l’énergie, mais se développait fort bien comme marché du capital agissant em tous sens par cessions, fusions et acquisitions.”

“Si le marché européen de l’électricité se forme essentiellement par fusions et acquisitions, et seulement secondairement par l’organisation européenne de ses marchés de puissance ou d’énergie, la politique de concurrence devrait être placée en son centre comme la politique européenne décisive.”

Quando a análise sobre o desempenho das reformas na indústria elétrica abrange os países em desenvolvimento, a complexidade se amplia. Como constata Jamasb^{VI}:

“It is now evident that implementing sustainable market-oriented electricity reforms is more complex than initially anticipated. Even reforms in developed countries, have led to some unanticipated problems and unintended consequences. Developing countries have had to reform technically and financially less efficient systems with less developed private sectors, weaker economic and

political institutions, and less regulatory experience and skilled human resources.”

“It is also increasingly recognized that reforms need to pay ample and equal attention to the systemic characteristics of the sector as well as the inherent institutional capabilities and contextual factors of the country.”

“(…) Although there is now considerable experience and lessons from reforms, the task of designing well-functioning reforms remains work in progress. In the light of the problems experienced in some reforms, design issues that remain unsettled, and incomplete understanding of the equity and distributional consequences; for some countries, a gradual or even delayed implementation may be a plausible option.”

Chong radicaliza a crítica à proposta de um modelo único de reformas para os países em desenvolvimento^{vii} :

“Several lessons can be drawn from the reform experience in the electricity industry. First, the drive for reform in the sector came from a belief in the market and market competition rather than economic realities. The belief is strong enough for some economists to insist that a perfectly designed market model for reform can be implemented, regardless of the political and economic systems or development stages of the country and the industry. (...)The actual reform experiences, however, have shown that even if changes are needed in the sector, the short-run benefits are likely to be small or non-existent, and the long-run benefits, while compellingly supported in theory, may be very difficult to document in practice.”

“Second, market power remains prevalent in the electricity sector and can only be managed with even stronger regulation, which by definition requires more active and effective government involvement. Treating the problems in the electricity sector, whatever they may be, all as the result of government involvement while prescribing a technical remedy raises questions about both the diagnosis and remedy. After all, electricity reforms are as much political as economic issues.”

“Finally, even if a model for reform may work in one circumstance, it cannot simply be copied as it stands. In an increasingly integrated world, policy transfer is inevitable. There is a question, however, whether “imitating external models” should mean “following an idea” - an abstraction, a stylization - about a foreign reality or literally copying everything. Policy transfer involves three components:

the overarching goals that guide policy, the techniques or policy instruments used to attain those goals, and the settings of these instruments. It would be more realistic and effective to adopt the same guiding principles and to modify the policy instruments to suit local conditions. It is almost impossible to create the same settings for the similar instruments to work.”

Henisz, Zelner, e Guillen introduzem a dimensão política à análise das reformas elétricas nos países em desenvolvimento^{viii} e a tornam mais complexa:

“We simultaneously assess the impact of three international influences (international coercion, normative emulation, and competitive mimicry) on the adoption of privatization, regulatory separation, regulatory depoliticization and market liberalization in two infrastructure industries – telecommunications and electricity. We find that, after taking domestic political and economic factors into account, international forces have had a strong effect on the domestic adoption of market-oriented infrastructure policies. Moreover, this effect has varied by reform element. International coercive pressures have increased the likelihood of majority privatization and regulatory separation, but not of regulatory depoliticization and liberalization of competition. Normative emulation among countries has increased regulatory separation and market liberalization in telecommunications. Competitive mimicry has increased the likelihood of regulatory depoliticization in both electricity and telecommunications and of regulatory separation in electricity.”

“(…) Despite the normative policy-making prescription espoused by the World Bank, the International Monetary Fund, and some academics that countries should undertake privatization, regulatory reform, and market liberalization in tandem, we find that multilateral exposure has had a positive effect on privatization and formal regulatory separation, but not on the factio regulatory depoliticization and market liberalization. Privatization of state-owned utilities coupled with de jure regulatory reform only, and unaccompanied by any true competition, imbues private (and often foreign) investors with unchecked market power and is thus likely to have a deleterious effect on consumers and citizens. In such case, citizens in “reformed” countries may end up worse off, fueling a domestic political backlash against market-oriented reform. Indeed, the current backlash against neoliberalism in many parts of the world driven partly by the fact that local and foreign investors have benefited

from reform disproportionately and sometimes at the expense of consumers.”

Murillo e Gallardo, analisando as reformas nos setores de infra-estrutura – telecomunicações e energia elétrica – na América Latina, reforçam as conclusões dos parágrafos anteriores e introduzem um novo vetor propulsor dessas reformas em nosso continente nas décadas de oitenta e noventa: a competição política^{IX} :

“In comparing different policy reforms, we find that economic pressures had an influence in policy adoption for both privatization and the establishment of regulators - through different mechanisms - in line with Henisz, Zelner, and Guillen (2005). However, political competition seems to have been a stronger determinant of the timing of privatization - the more visible and politically sensitive of the three reforms - than of the decision to undertake regulatory reforms or open the electricity market to private investment [open the market to private investors beyond those buying privatized assets and allow them to compete for the same customers]. For this last reform, we find that neither economic effects nor executive capacity have significant effects. The possibility of by passing the legislature to achieve this reform may explain these effects as well as the fact that right-wing incumbents were more likely to adopt it.”

Reconhecendo que o conjunto de citações apresentado neste artigo apreende apenas uma parte da complexa discussão sobre os rumos da reforma elétrica no mundo de hoje, algumas reflexões de caráter geral, contudo, podem dele ser extraídas.

A primeira delas é que a agenda da reforma liberal do setor elétrico, ao longo dos últimos 25 anos, foi se tornando cada vez mais indeterminada e, em função disto, reduziu, significativamente, o seu poder normativo. O reconhecimento da complexidade intrínseca à reforma - complexidade esta, reiteradamente, subestimada nas décadas anteriores - fez com que ocorresse uma importante mudança na percepção das dificuldades envolvidas na concepção e implantação dos processos de liberalização dos mercados elétricos. É essa mudança que explica as crescentes dificuldades encontradas na mobilização política necessária à sustentação da implantação e do avanço das reformas, que simplesmente traduzem a crescente complexidade do cálculo dos custos e dos benefícios, tanto econômicos quanto políticos, a elas associados. Em contraste com o ambiente das décadas anteriores, no qual a simplificação inicial do debate, entre um presente em crise e

uma agenda interdita (monopólio), por um lado, e um futuro que prometia a redenção sem custos e uma agenda aparentemente desobstruída (competição), por outro, desequilibrava o jogo a favor do sucesso prometido em relação ao fracasso constatado, favorecendo sobremaneira a referida mobilização política a favor das reformas. Assim, entre um modelo em crise e as promessas de um novo modelo ainda não testado, a balança pendeu para o lado deste último.

Foram-se esses tempos e surgiram os novos fracassos (Califórnia) e as novas interdições, agora relacionados à própria agenda reformista, que a tornaram muito mais pesada em termos teóricos, econômicos e políticos. Se isto vale para os países desenvolvidos, vale muito mais para os países em desenvolvimento, marcados pela fragilidade das suas instituições políticas e econômicas. Quadro este agravado pelo enfraquecimento daquelas organizações multilaterais que tanto apoiaram as reformas (FMI e BIRD), e pelas mudanças dos ventos políticos, principalmente, na América Latina. Enfim, mudou o natal e mudamos nós. Mudaram-se os tempos e os desafios. As agendas de problemas e soluções não são mais as mesmas. Compreende-se a nostalgia em relação aos antigos natais, aqueles da infância das reformas, afinal o mundo parecia mais simples. Não é mais. Para ser exato, nunca foi.

Nesse sentido, é preciso reconhecer que não há mais uma receita pronta e aviada para um país ao sul do Equador reorganizar a sua indústria elétrica. Quando miramos os países desenvolvidos, constatamos que eles estão em busca da sua própria receita, portanto, o que eles têm para nos oferecer são agendas sofisticadas, pesadas e abertas de modelos institucionais que estão em processo de construção, e não padrões institucionais incontestavelmente bem-sucedidos e, acima de tudo, replicáveis. Logo, estamos condenados a encontrar a nossa própria saída do labirinto. Ninguém de fora irá nos tirar dele. O que podemos aprender com a experiência desses países, e com a nossa própria experiência, é apenas sobre aqueles caminhos que não levam a lugar nenhum. O velho Bobbio pode parecer pessimista, contudo é bastante sensato. Caso contrário, estaríamos tentados a repetir os anos noventa, nos quais implementamos uma estratégia para o setor elétrico brasileiro baseados em uma experiência internacional que era, de fato, uma miragem. As consequências são bastante conhecidas de todos, não cabendo aqui rememorar. A exceção do inescusável comportamento de alguns analistas pátrios que defenderam, até o final, a agenda re-

formista genérica, mesmo na véspera do racionamento. Como a orquestra do Titanic, eles tocaram até o final. Elegante? Não. Insensato.

Portanto, a experiência atual de reforma institucional do setor elétrico brasileiro é tão legítima quanto qualquer outra, carrega promessas de sucessos e ameaças de fracassos como qualquer outra. Nesse sentido, para o bem e para o mal, não apresentamos nenhuma originalidade. Este fato não deve causar estranheza, pois desde que iluminamos a estação da corte em 1879, andamos *pari passu* com a indústria elétrica mundial. Assim, mais do que modernos, no setor elétrico, sempre fomos contemporâneos, tanto no sucesso quanto no fracasso. Por conseguinte, nossos problemas atuais no setor elétrico não nascem da extemporaneidade da institucionalidade elétrica tupiniquim.

Nesse sentido, o retorno de certos acordes da velha orquestra do Titanic causa estranheza, não só pela sua qualidade menor, mas pela sua inadequação ao atual contexto, que permite classificá-los entre aqueles caminhos que não nos levam a lugar nenhum, de que nos falava Bobbio. Uma alma generosa poderia colocá-los na conta da nostalgia pelos velhos natais, porém, em um setor de atividade marcado pelo grande peso das instituições, no qual os lobies correm soltos, e nada é o que parece ser, cabe sempre perguntar quem pôs o jabuti na árvore, já que eles não costumam nelas subirem ou nascerem.

Nesse caso, o jabuti não é pequeno, tampouco são pequenos os interesses que o colocaram na árvore. Observando o atual “apagão de contratos” no mercado livre brasileiro, e identificando certas inquietações e, principalmente, a natureza dos remédios propostos para acalmá-las, talvez seja possível saber mais sobre a mão “invisível” que “desinteressadamente” balança esse berço.

É do conhecimento, até mesmo do mundo mineral, que a existência de margem excedente de capacidade (de transmissão e geração) é essencial para a introdução da competição e, sem ela, a necessidade de coordenação cresce violentamente, gerando uma forte pressão sobre a dotação institucional de cada país. Essa pressão, com raríssimas exceções, implode o sistema de contratos e, em consequência, o processo reformista, ou, no mínimo, o deforma de maneira irreversível. Portanto, quem está no “osso” não se aventura em uma estratégia como esta, simplesmente porque acelerar o trem reformista nestas condições implica em sentar e aguardar o seu descarrilhamento. E aí, não tem jeito: ou é inépcia; ou é irresponsabilidade; ou é esperteza.

As duas primeiras nascem da ignorância e do voluntarismo, só restando lamentar, entender e aprender com o erro. Contudo, a terceira é velha conhecida. Trata-se da tradicional estratégia do “barata - voa”, aplicada em situações em que posições estratégicas fragilizadas, resultantes de apostas erradas, só podem ser revertidas bagunçando o jogo. Assim, a incompetência dos jogadores é transferida para o próprio jogo, e sintetizada na clássica máxima: eu ganho, nós empatamos, vocês perdem. Dessa forma, os custos da má gestão individual dos riscos são empurrados para o sistema, que é obrigado a injetar “liquidez” para garantir a sua própria integridade. Ao final, de forma surpreendente, os vícios privados almejam o auxílio das virtudes públicas para sancionar o seu próprio exercício, expurgado de qualquer risco. Quando a “liquidez” é alta, bate-se o bumbo a favor da qualidade superior da gestão individual dos riscos e, quando ela se retrai, tocam-se as trombetas contra a inépcia da gestão sistêmica, trazendo o mercado regulado para o centro da roda, a fim de, através da unificação dos dois mercados, injetar “liquidez” naquele mercado que precisa desesperadamente dela: o mercado livre. E, para dar um toque irônico à proposta, ela é feita em nome do exercício das livres forças do mercado, da concorrência e da gestão individual dos riscos, que capotaram, justamente, no espaço institucionalmente a elas destinado.

Assim, em nome da contemporaneidade, defende-se uma proposta totalmente extemporânea, que, mais uma vez, subestima todos os problemas envolvidos na construção de um mercado elétrico competitivo - que pode ser uma proposta legítima e defensável, desde que os custos e os benefícios envolvidos nesta empreitada sejam claramente explicitados -, em nome da resolução de problemas conjunturais que nascem de comportamentos inadequados dos agentes que não entenderam - ou fizeram de conta que não entenderam - a natureza do mercado no qual eles estavam transacionando livremente. É a velha orquestra do Titanic, qual Fênix revivida, entoando, funebremente, o réquiem da tragédia anunciada.

Para terminar, cabe, em contrapartida, recorrer a um autor genuinamente brasileiro, Lima Barreto, que, em sua novela “Recordações do Escrivão Isaías Caminha”, relata uma passagem que mostra a maneira como a eletricidade era vista no início do século passado por seus contemporâneos, e que parece não ter sido ultrapassada pelo tempo.

“O Coronel Figueira, que falava quando entrei, desejoso de continuar a palestra interrompida, lo-

go que percebeu acabados os cumprimentos, dirigi-se a mim de supetão:

— Dr., pode haver ladroeira na loteria?

Pensei um instante, mas sem encontrar base para uma resposta segura, respondi dubitativamente:

— Pode.

(...)

— Mas como pode haver ladroeira... É impossível... As rodas são examinadas, suspensas do solo... Se houvesse qualquer fio, dava-se logo com ele - não acha?

— Mas então, "seu" Laje, como explica que o "gato" possa ficar "preso" três meses?

— É a sorte, objetou Laje.

— Qual sorte, fez o Coronel furioso. É bandalheira; é eletricidade... Ninguém me tira disso... Olhe: há vinte dias sigo a "Borboleta"... Dava sempre, agora não dá mais... Vejo os jornais, a Joanhinha, a Chapinha, compro o Palpite, a Mascote, a Ronda - todos dão a "Borboleta". Jo-go... "Borboleta" não dá. Faça o favor, doutor, veja aqui o Jornal do Brasil."

Tem gente que segue apostando na "Borboleta" e não compreende - ou não quer compreender

- por que não dá a "Borboleta". Fiquem tranqüilos, senhores. Não é bandalheira; é eletricidade.

¹ Professor do IE-UFRJ/Pesquisador do GEE

^I Joskow, P.L. (2006) - Markets for Power in the United States: An Interim Assessment. In: The Energy Journal, Vol. 27, No. 1.

^{II} Van Doren, P. and J. Taylor (2004). "Rethinking Electricity Restructuring," Policy Analysis PaperNo. 530. Cato Institute, Washington, D.C.

^{III} Costello, K. (2003) - The Shocking Truth about Restructuring of the U.S. Electricity Industry. In: The Electricity Journal. V. 16, June.

^{IV} Chao, H. (2006) - Global electricity transformation: The critical need for integrated market design and risk management research. In: Energy. V. 31, May-June.

^V Glachant, J. M. & Saguán, M. (2006) - Le commerce européen de l'électricité dans le respect des contraintes du système électrique: pour un dialogue économistes - ingénieurs. Working Paper 6. Groupe Réseaux Jean Monnet. Université Paris-Sud 11

^{VI} Jamasb, T. (2006) - Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. In: Utilities Policy. V. 14, March.

^{VII} Chong, X.Y. (2006) - The myth of the single solution: electricity reforms and the World Bank. In: Energy. V. 31, May - June.

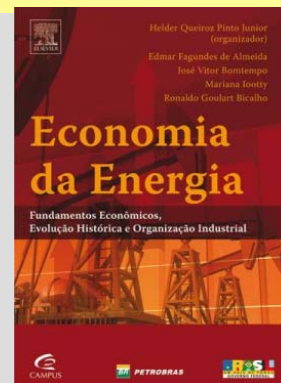
^{VIII} Henisz, W. J., Zelner, B. A., Guillen, M. F. (2005) - The Worldwide Diffusion of Market-Oriented Infrastructure Reform, 1977-1999. In: American Sociological Review 70(6).

^{IX} Murillo, M. V. & Gallardo, C. M. (2007) - Political Competition and Policy Adoption: Market Reforms in Latin American Public Utilities. In: American Journal of Political Science, Vol. 51, No. 1, January.

Lançado em agosto de 2007, o Livro “Economia da Energia – Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial”, pela Editora Campus.

O livro pretende proporcionar ao leitor os instrumentos necessários à compreensão das dimensões técnica e político-institucional da energia , bem como o entendimento das relações geopolíticas e dos objetivos de política energética de diferentes países.

Para maiores
informações sobre
vendas: 3873-5270



Helder Queiroz Pinto Junior
(organizador)
Edmar Fagundes de Almeida
José Vitor Bomtempo
Mariana Iotty
Ronaldo Goulart Bicalho

Gas en America Latina: Panorama Político y Económico

Gerardo Rabinovich ¹

Entre los días 21 y 23 de Mayo se organizó en San Pablo la 4ª Edición del Seminario Gas Summit Latin America 2007: "Panorama Político y Económico frente a las Inversiones Privadas y las Condiciones Reales de la Oferta de Gas en el Continente". La organización estuvo a cargo de Internacional Business Communication (IBC), y contó con el auspicio de grandes empresas petroleras y el apoyo de importantes instituciones.

Se realizaron cinco sesiones, en las que se trataron los temas de la regulación, oferta de gas en la Región, el escenario macro regional, los escenarios de exploración y producción y los mercados consumidores, la integración energética y las fuentes renovables en la matriz energética regional. Pude exponer representando al IAE "General Mosconi" en la Sesión Plenaria dedicada a "Los sustitutos del gas natural", presentando un análisis de las posibilidades de diversificación de la matriz energética nacional, con la aparición de combustibles alternativos regionales (Biocombustibles) en el marco de una profunda crisis estructural centrada en el abastecimiento de gas natural y en la insuficiencia de la infraestructura para seguir el crecimiento económico de los últimos tres años.

Al analizar el escenario económico macro, la Articulación Público Privada en la Industria del Gas en América Latina tuvo un papel destacado. Los factores de sustentabilidad de las relaciones Público/Privadas, la existencia de un consenso capaz de administrar la vulnerabilidad económica y social que presentan hoy los países de la Región se pueden sintetizar en: a) la capacidad de atenuar la percepción del riesgo, y b) fortalecer la seguridad jurídica y la responsabilidad social tanto del Estado como de las empresas.

Se presentaron exposiciones resaltando el fuerte crecimiento de las inversiones en el upstream petrolero mundial, y las fuertes necesidades generadas por el crecimiento económico en todos los países de América Latina y el Caribe. En el año 2006 el crecimiento promedio fue de 5,3%, con picos del 10% en Venezuela y República Dominicana y del 8,2% en la Argentina. A fines del

2007 la Región tendrá cinco años de crecimiento sostenido del PBI y del PBI per cápita con condiciones económicas muy favorables.

El optimismo no esconde la preocupación frente a otros indicadores como la baja inversión, el aumento del gasto público y de la tasa de inflación, y la apreciación del tipo de cambio real en varios países, en particular la Argentina, Bolivia, Nicaragua y Panamá.

Se observa una buena cartera de proyectos energéticos y las empresas petroleras estatales han pasado a ser grandes protagonistas promoviendo alianzas estratégicas con el sector privado. La Región presenta además diversos acuerdos de cooperación para incrementar integración gasífera, pero las realizaciones efectivas en este campo son pocas, explicadas en gran medida por alternativas nacionales que están en marcha y contradicen las acciones en favor de esta integración.

La visión general se puede resumir en que para que se concrete una mayor integración gasífera, deberán continuar los esfuerzos para desarrollar las negociaciones multilaterales: por ejemplo el proyecto de gasoducto Venezuela o el anillo energético de Camisea, y dinamizar los esfuerzos bilaterales abiertos a terceros países, en particular las exportaciones de Bolivia a la Argentina y Brasil.

Según la visión de grandes empresas petroleras la demanda de gas natural en la Región sigue creciendo a pesar de las dificultades, particularmente la disminución de las reservas y el estancamiento de la producción en Argentina y las dificultades estructurales para la aplicación de un suministro masivo procedente de Bolivia. Resulta absolutamente necesario el desarrollo de nuevos recursos en la Región, para lo cual Bolivia debería incrementar su presupuesto de exploración y producción (E&P) en 2 mil millones de u\$s, y concretarse los proyectos de Venezuela con inversiones hasta el año 2020 por 40 mil millones de u\$s. Petrobras piensa invertir en Argentina 2,4 mil

millones de u\$s hasta el 2011 y Repsol 4,6 mil millones de u\$s hasta el 2009.

En Brasil Petrobras, invertirá 11 mil millones de u\$s en E&P hasta el 2011, y 6,6 mil millones de u\$s en Gas & Energia, incluyendo los Gasoductos "Gasene", uniendo las redes del sureste y noreste del país, el gasoducto "Malhas" incrementando la capacidad de transporte entre San Pablo y Río de Janeiro, y dos terminales de GNL (gas natural licuado) ubicadas en Fortaleza, Ceará y en Río de Janeiro.

Otros proyecto de importancia citados en la reunión son: a) el gasoducto entre Argentina y Bolivia con una capacidad inicial de 20 millones de m³/día, b) la posible expansión del gasoducto a Brasil en 4 millones de m³/día adicionales, c) la terminal de regasificación de Quintero en Chile, que comenzaría en el 2010 con una capacidad inicial de 10 millones de m³/día y d) el desarrollo del yacimiento gasífero de CAMISEA que contempla la exportación de Gas Natural Licuado (GNL) a América del Norte, el desarrollo de la industria petroquímica y el acceso al sur del Perú.

Petrobras, por su parte, ratificó su fuerte compromiso en el desarrollo de nuevas áreas y reservas brasileñas con el objetivo de mantener el autoabastecimiento alcanzado en materia petrolera, y reducir la dependencia externa en relación al abastecimiento de gas natural.

Entre las empresas petroleras regionales más importantes, la colombiana, ECOPETROL, presentó como objetivo el desarrollo comercial de sus reservas no probadas en los yacimientos de Gibraltar y Cusiana y las nuevas reservas provenientes de la actividad exploratoria donde piensan invertir hasta 200 millones de u\$s en los próximos tres años, destacando también su participación en otros proyectos en la Región, como el área de exploración adjudicada en el bloque Tucano, en el estado de Bahía, Brasil.

El fuerte desarrollo gasífero y la potencialidad de la región abrió lugar al análisis sobre las fortalezas y debilidades que se presentan para su sustentabilidad, esencialmente la fuerte penetración del gas natural en la matriz energética de la Región en los últimos quince años, pese a las dificultades que atraviesan países exportadores como Argentina y Bolivia para cumplir sus compromisos.

El sector energético en América Latina se encuentra frente a un cambio de los paradigmas consolidados a fines del siglo pasado, y ello produce incertidumbres que llevan a una intervención pública creciente, para sostener el autoabastecimiento energético, priorizando el uso de los recursos naturales domésticos, y requiriendo una mayor intervención en los mercados, luego de la evolución de las experiencias de la década de los '90. Estos cambios, que alcanzan también a las políticas ambientales limitan las inversiones privadas en proyectos del área energética, provocando la necesidad de crear escenarios de convergencia público-privada.

Como complemento al abastecimiento energético de la Región, las energías renovables juegan un papel marginal, con una tendencia creciente en el largo plazo. Argentina piensa alcanzar una oferta del 5% de biocombustibles hacia el año 2010, y producir el 8% de la energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Quedó claramente expuesta la situación crítica del sector energético argentino, con problemas estructurales en toda la cadena energética, producto del fuerte crecimiento de la demanda y la ausencia de inversiones para la expansión de la capacidad de los sistemas desde fines de los años '90. Las nuevas fuentes de energía en ningún caso pueden resolver esta situación crítica que afecta a más del 80% de la matriz energética del país.

Brasil, por su parte, planteó como alternativa a los hidrocarburos fósiles, la incorporación de un tercer reactor nuclear en Angra de 1.360 MW hasta el año 2015, la incorporación de entre 4.000 y 8.000 MW nucleares hasta el año 2030, y el fuerte desarrollo la producción de biocombustibles, previendo un abastecimiento de 2,4 millones de m³ de biodiesel en el año 2013.

Un capítulo adicional y apasionante merecean los proyectos de importación de GNL que actualmente está realizando Brasil, a través de Petrobras, previendo la construcción de dos terminales de regasificación localizadas en Pecem, en las proximidades de Fortaleza, Ceará, y en la bahía de Guanabara, en las puertas de Río de Janeiro. La capacidad en esta última localización permitiría una inyección a las redes de 14 millones de m³/día a través de un gasoducto que une la terminal marítima con las instalaciones en tierra, con un diámetro de 28" y una extensión de 16 kilómetros. En Fortaleza la capacidad de inyección sería de 7 millones de m³/día. Los primeros ensayos podrían realizarse hacia fines del año próximo.

Como conclusión, se pudo apreciar la fortaleza del crecimiento del uso de gas natural en América del Sur, y la importancia de los proyectos que desarrollan las principales empresas de la Región, en particular Petrobras, generando desarrollo tecnológico y empleo altamente especializado para la solución del problema energético, que compromete fuertemente el desarrollo económico nacional y regional. En este sentido, los aspectos de integración energética quedan fuertemente subordinados a las estrategias nacionales que continúan predominando intensamente.

¹ **Diretor do Departamento Técnico do Instituto Argentino da Energia “General Mosconi”**

Fatos Marcantes

ANP Dá a Largada para a Nona Rodada

Serão ofertados 313 blocos (dentre os quais, 153 de elevado potencial exploratório nas bacias de Campos, Espírito Santo e de Santos) em 20 setores, abrangendo 98 mil km² em nove bacias sedimentares.

Ainda de acordo com informações da ANP, o pré-edital apresenta os procedimentos propostos para a Nona Rodada e o documento "segue o modelo utilizado na Sétima Rodada, quanto aos fatores de licitação: 40% para o bônus de assinatura, 40% para o Programa Exploratório Mínimo (PEM) e 20% para o conteúdo local".

Para proporcionar mais segurança jurídica à rodada, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis retirou o item que limitava o número de ofertas vencedoras por empresa operadora para as áreas oferecidas, "sejam elas de elevado potencial, de novas fronteiras ou em bacias maduras". Essa limitação foi responsável por decisões judiciais que levaram à suspensão da Oitava Rodada ainda na primeira fase.

Brasil Já Tem Mais Biodiesel do Que Precisa

A febre do biodiesel deverá provocar sobras do combustível e prejuízos para empresas que investiram nesse mercado no Brasil. Muitas delas podem encerrar as atividades antes mesmo do empreendimento decolar.

Segundo o Ministério das Minas e Energia, o País já tem capacidade de produzir mais que o dobro da quantidade de biodiesel necessária para atingir a cota de 2% de adição ao óleo diesel, que passa a ser obrigatória a partir de janeiro de 2008.

Até o fim de agosto deste ano, 40 usinas já estavam em operação, com capacidade total para produzir 1,685 bilhão de litros por ano. Para completar a cota de 2% prevista na lei federal que estabeleceu o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel são necessários apenas 840 milhões de litros.

Arnoldo Campos, coordenador do Programa Nacional do Biodiesel no Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA), lembra que o presidente Lula já anunciou que pretende antecipar de 2013 para 2010 a segunda fase do

programa que prevê adição obrigatória de 5% de biodiesel ao diesel. Segundo ele, o cronograma pode ser acelerado ainda mais.

Meta para 2007 é Reduzida, mas Garante Auto-Suficiência, Diz Diretor da Petrobras

A produção média diária de petróleo da Petrobras neste ano deverá ser de 1,840 milhão de barris de petróleo, mas até o final de 2007 a estatal deverá atingir 2 milhões de barris por dia.

A informação sobre a revisão da meta inicial, de encerrar 2007 com produção de 1,9 milhão de barris por dia, é do diretor de Exploração e Produção da companhia, Guilherme Estrela, que atribuiu a redução a problemas decorrentes da entrada em operação de algumas plataformas e também a problemas operacionais em outras.

Dos quatro projetos previstos para entrar em operação neste ano, a Petrobras só conseguiu emplacar o módulo II do Campo de Espadarte, na Bacia de Campos, em janeiro. A produção prevista é de 100 mil barris de petróleo por dia.

Estrela estimou ainda, para 2008, produção média de 2,050 milhões de barris por dia, quantidade superior à previsão do consumo, que é de 1,992 milhão de barris por dia. Em 2010, a estatal espera produzir 2,296 milhões de barris/dia (consumo de 2,39 milhões) e chegar a 2012 com uma produção média diária anual de 2,421 milhões de barris.

Gás Terá Mais Peso na Matriz Que Hidrelétrica em 2030, Diz EPE

A escassez de gás natural no Brasil deve se prolongar até 2008, mas no longo prazo o combustível vai ultrapassar a energia hidrelétrica na matriz energética brasileira, afirmou o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquim.

Segundo estudos da EPE, o peso do gás natural vai passar dos atuais 9 por cento da matriz energética para 16 por cento em 2030, enquanto o peso da hidrelétrica será de 14 por cento no mesmo ano.

A EPE também prevê uma redução da dependência externa do gás de 52 para 27 por cento em 2030, estimou o executivo.

O cenário leva em conta um crescimento do Produto Interno Bruto de 4,8 por cento ao ano, e

preço do gás natural equivalente a 80 por cento do óleo combustível, também utilizado por usinas termelétricas.

Tolmasquim citou como fatores que levarão ao aumento da oferta os projetos da Petrobras como o Plangas e a introdução do Gás Natural Liquefeito (GNL) na matriz energética.

Ele lembrou que a Petrobras já anunciou que irá elevar a oferta de GNL em mais 10 milhões de metros cúbicos e procura um local para instalar o terceiro terminal, provavelmente no Sul do país, já que os dois primeiros ficarão no Ceará e Rio de Janeiro.

O presidente da EPE não descartou também, no longo prazo, uma expansão no gasoduto Bolívia-Brasil, para possibilitar o aumento do envio de gás natural boliviano.

Bolívia Planeja Vender Eletricidade ao Brasil

A exportação de eletricidade para países vizinhos será um dos pilares fundamentais da nova Empresa Nacional de Eletricidade (Ende), que logo será reorganizada para ingressar em todos os segmentos dos mercados de eletricidade, geração e distribuição, adiantou o vice-ministro de Eletricidade, Jerjes Mercado.

Mercado esclareceu que no momento em que o Estado boliviano começar a exportar eletricidade aos países vizinhos, por meio da Ende, só com a taxa interna de retorno e com a renda de co-gestão, cuja criação está programada a curto prazo, os lucros líquidos serão superiores a US\$ 1 bilhão.

Para que a Ende possa voltar a participar da cadeia produtiva do setor elétrico, serão modificados os artigos 15 e 65 da Lei de Eletricidade, que atualmente não permitem que a empresa estatal ingresse ativamente em todos os segmentos desse mercado.

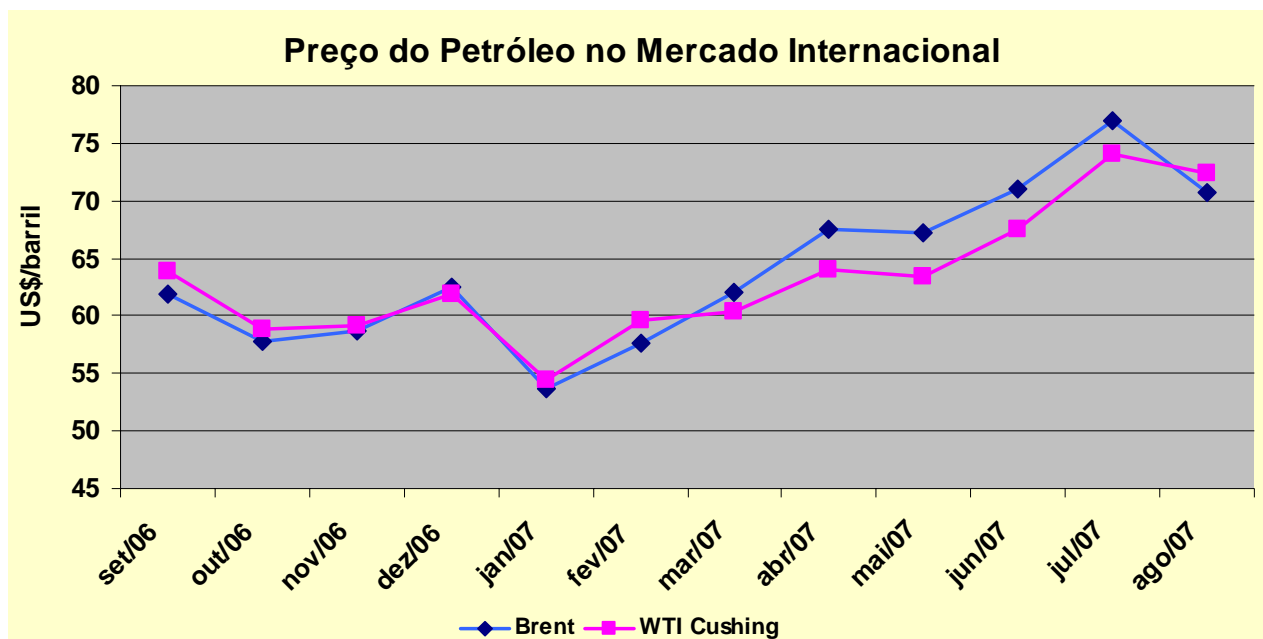
Para esse propósito recorreu-se à experiência de empresas elétricas como a ISA, da Colômbia, da CF, do México, e da Eletrobrás. A estatal boliviana tem planos de participar das duas usinas do Complexo Madeira, num acordo bilateral com o Brasil.

Petrobras Pára de Produzir H-Bio

A alta do preço do óleo de soja levou a Petrobras a suspender a produção do H-Bio, um novo tipo de diesel apresentado com destaque pela estatal, em maio do ano passado, como uma evolução na tecnologia de produção de derivados de petróleo. O produto, de menor impacto ao meio ambiente, leva óleos vegetais em sua mistura e, segundo a empresa, não vale a pena, neste momento, vendê-lo ao mesmo preço do diesel derivado de petróleo.

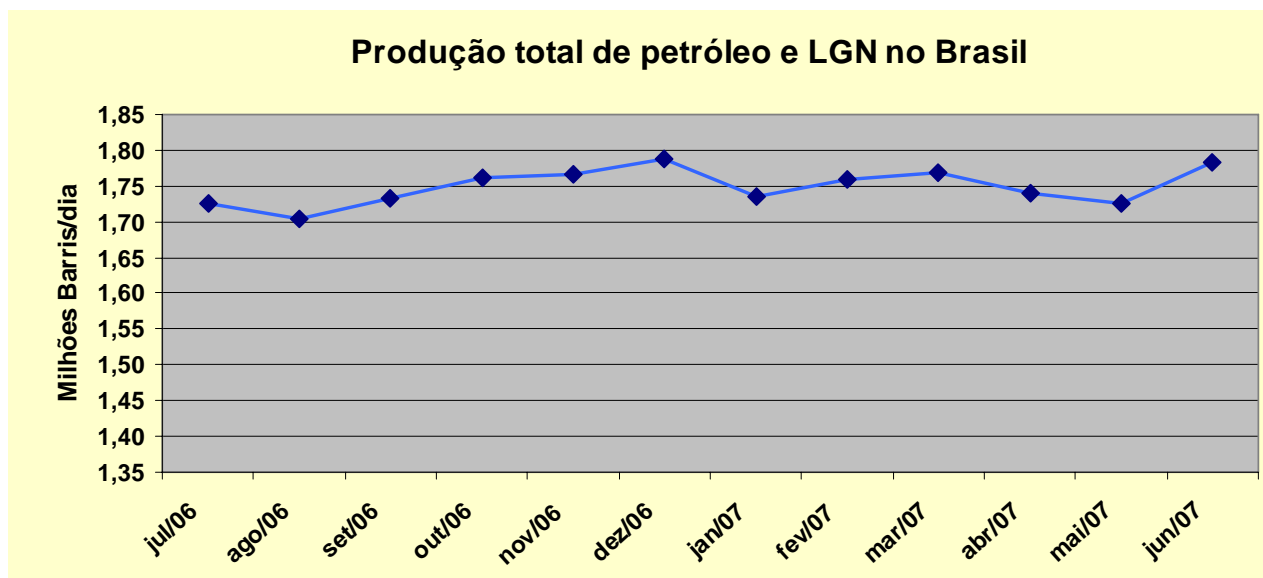
As altas cotações dos óleos vegetais são motivo de preocupação também para as distribuidoras de combustíveis, que começam a negociar contratos de fornecimento de biodiesel para o ano que vem. Segundo dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada da USP (Cepea), a cotação do óleo de soja bateu recorde na Bolsa de Chicago em julho, atingindo os US\$ 832,26 por tonelada.

Gráfico 1



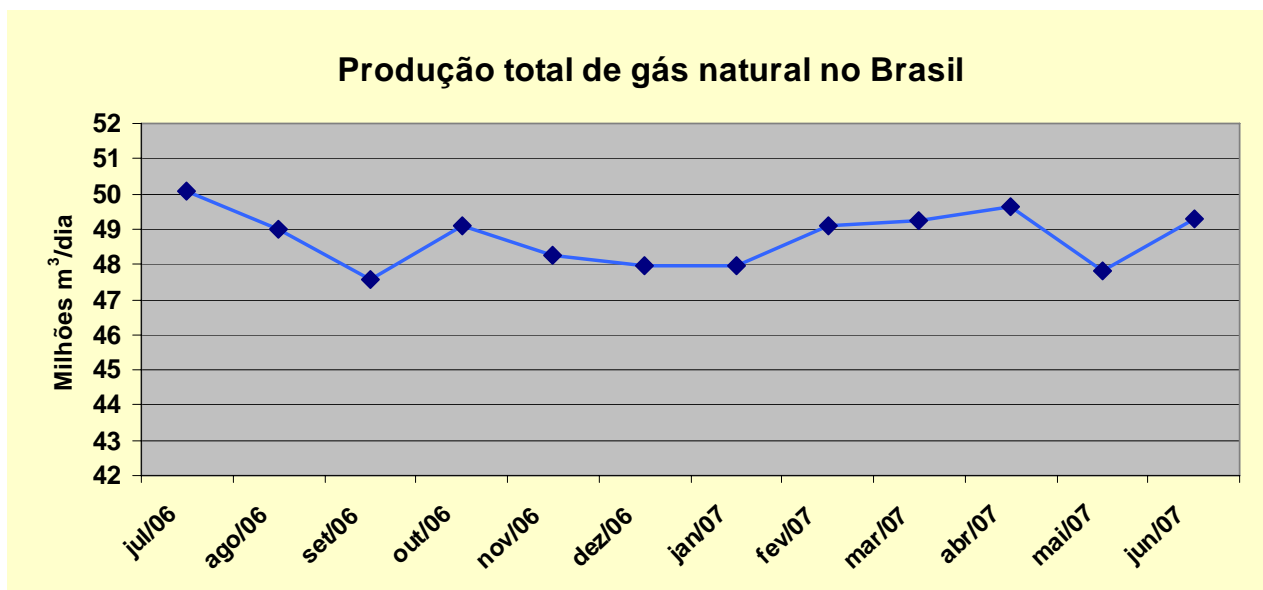
Fonte: EIA

Gráfico 2



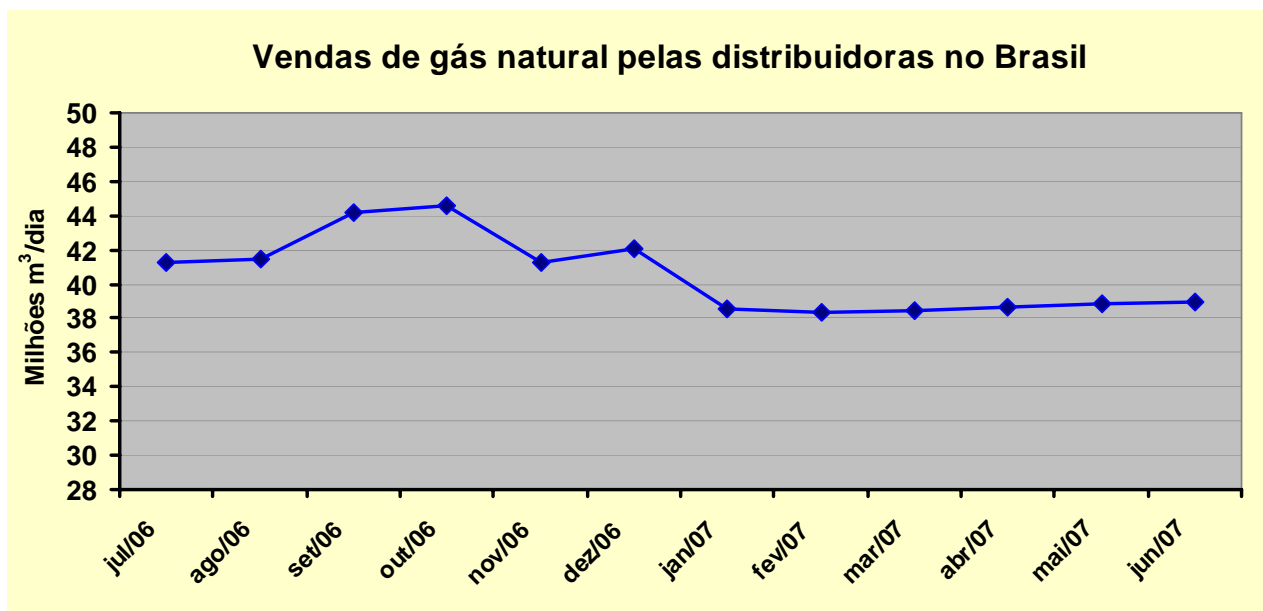
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia