



CADERNOS FECOMERCIO

Nº 01 - AGOSTO 2007

ENERGIA ANÁLISE DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

Cadernos Fecomercio de Energia
Número 1 - Agosto de 2007

“Análise do Setor Energético Brasileiro”

Iniciativa: Conselho para Assuntos de Energia
Presidente e
Responsável Técnico: Oscar Marcondes Pimentel



Federação do Comércio do Estado de São Paulo
Rua Dr. Plínio Barreto, 285 - 5º andar
Tel.: (11) 3254-1700 - Fax.: (11) 3254-1674/75
CEP: 01313-020 - São Paulo - SP

www.fecomercio.com.br

e-mail: cadernos@fecomercio.com.br

Presidente:
Abram Szajman

Diretor Executivo
Antonio Carlos Borges

Edição e Revisão
Assessoria de Comunicação
Raquel Aranha

Design Gráfico e Publicidade
Marketing

Editoração
AM&F - Informática

A Federação do Comércio do Estado de São Paulo se reserva os direitos autorais dos trabalhos produzidos, cuja reprodução, não obstante, poderá ser autorizada desde que citada a fonte.

Esse trabalho não retrata, necessariamente, a posição da Fecomercio sobre o tema apresentado.

ÍNDICE

APRESENTAÇÃO	4
PARTICIPANTES.....	5
O RISCO DE FALTAR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	6
Introdução	6
Projeção do Consumo de Energia.....	6
Projeção da Oferta de Energia	7
Risco de Racionamento	14
Conclusões.....	15
ENERGIA TÉRMICA DE BAGAÇO E PALHA DE CANA: A MAIOR OPORTUNIDADE DISPONÍVEL PARA MINIMIZAR O RISCO DE DESABASTECIMENTO	15
GÁS NATURAL: OFERTA, COMPETITIVIDADE E SEGURANÇA NACIONAL	21
TRIBUTOS E ENCARGOS SETORIAIS INCIDENTES SOBRE A ENERGIA ELÉTRICA..	26
Introdução	26
Caracterização do Problema.....	27
Breve Retrospectiva Histórica.....	30
Alternativas de Redução dos Encargos Setoriais: Questionabilidade Jurídica e Conceitual.....	33
Conclusões.....	33
ENERGIA NUCLEAR – PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA....	34

APRESENTAÇÃO

Nesta sua primeira edição o Cadernos Fecomercio de Energia reúne os textos das palestras realizadas no primeiro semestre de 2007 no âmbito do Conselho para Assuntos de Energia da Federação do Comércio do Estado de São Paulo. Constituído em 07 de março deste ano, o Conselho tem por objetivo discutir a questão energética no País, promover ações que estimulem a produção e o fornecimento de energia de boa qualidade, fundamentais ao desenvolvimento do Brasil. Ao mesmo tempo é seu propósito avaliar, periodicamente, todos os assuntos do setor energético pertinentes ao interesse dos consumidores. As palestras aqui condensadas atenderam a esses propósitos, enfocando os seguintes temas: Risco de faltar energia elétrica no Brasil; Energia térmica de bagaço e palha de cana: a maior oportunidade disponível para minimizar o risco de desabastecimento; Gás natural: oferta, competitividade e segurança nacional; Tributos e encargos setoriais incidentes sobre a energia elétrica, e Energia nuclear – participação na matriz energética brasileira.

É importante ressaltar que as apresentações demonstraram que há, sim, riscos concretos de restrições da oferta de energia elétrica no médio prazo. Os estudos aqui apresentados demonstram, também, que a produção térmica de energia a partir de combustíveis derivados de petróleo está ameaçada, principalmente porque não há garantias de suprimento satisfatório de gás natural. Por outro lado, deixam claro que, caso haja condições de se gerar energia a partir do gás, os preços finais da eletricidade serão certamente muito elevados.

Oscar Marcondes Pimentel
Presidente do Conselho para
Assuntos de Energia, da Fecomercio

PARTICIPANTES

- Oscar Marcondes Pimentel
- Cláudio Sales - Presidente do Instituto Acende Brasil
- David Waltenberg - Advocacia Waltenberg
- Ivan Marques de Toledo Camargo - Professor da Universidade de Brasília (UnB)
- Pedro Krepel – Diretor Gerente da KCE Consultoria Empresarial Ltda.
- Pio Gavazzi - Presidente da PPE Invex
- Plínio Nastari - Presidente da Datagro
- Ronaldo Fabrício - Ex-Presidente de Furnas Centrais Elétricas
- Shigeaki Ueki - Ex-Ministro das Minas e Energia

O RISCO DE FALTAR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL¹

Ivan Camargo²

Introdução

Este artigo pretende mostrar dados de demanda e de oferta de energia considerando a atual situação de armazenamento dos reservatórios, a oferta de gás natural e a projeção de instalações de novos geradores. Além disto, pretende discutir qual o melhor índice para medir a confiabilidade de suprimento de energia em um sistema com predominância hídrica, como é o caso brasileiro.

Projeção do Consumo de Energia

Pelo lado do consumo de energia, todas as previsões indicam que haverá um forte crescimento, motivado, inclusive, pela intenção do governo de acelerar o crescimento econômico. Olhando-se o histórico do consumo de energia elétrica nos últimos vinte anos e comparando-o com o crescimento do PIB, observa-se que há correlação entre os dois indicadores. A correlação é baixa (41%) devido à distorção provocada pelo racionamento de 2001. Ainda assim, o crescimento econômico é o melhor parâmetro para se prever o crescimento do consumo de energia. Expurgando os dados relativos à 2001, 2002 e 2003, que correspondem ao racionamento e à recuperação do consumo, a correlação chega a 73%. A série histórica mostra que enquanto a economia cresceu em média 2,4%, o crescimento do consumo de energia foi em média de 4,0% ao ano. A elasticidade consumo/renda foi de 1,67.

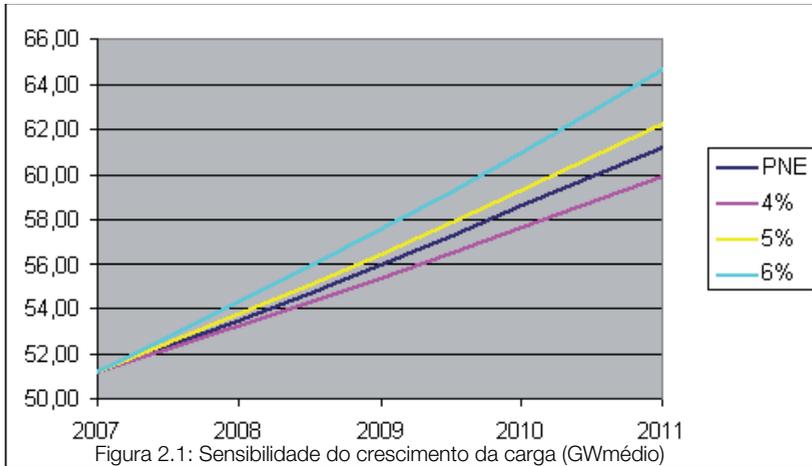
Tudo leva a crer que a taxa de crescimento do consumo vai continuar elevada uma vez que o nosso consumo per capita é muito baixo. Os dados internacionais mostram que o consumo de cada brasileiro é 28,7% inferior à média mundial. O nosso consumo *per capita* tem crescido aproximadamente 3% ao ano (a média mundial também). Se a média mundial parar de crescer, o que é razoável, uma vez que o consumo *per capita* dos países desenvolvidos tem se mantido estável, teremos que manter o mesmo nível de crescimento durante os próximos 10 anos para atingir a média.

Com base nessas informações, não é nenhum exagero considerar que o consumo de energia elétrica vai crescer dos 51,2 GW médios previstos para 2007 para aproximadamente 61,2 GW médios em 2011. A tabela 3.2 mostra estes dados, que correspondem a um crescimento médio do consumo da ordem de 4,5% ao ano. Essa é a previsão do Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2007 do ONS, baseado em uma taxa de crescimento do PIB de 4% ao ano. Esta taxa de crescimento foi baseada no cenário de referência projetado pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE, 2006-2015).

1- Resumo da palestra proferida na 1ª Reunião da Câmara de Assuntos de Energia da FECOMERCIO, realizada em 07.03.2007.

2 - Ivan Camargo é Professor Doutor da Universidade de Brasília e membro do Conselho para Assuntos de Energia da FECOMERCIO.

É evidente que qualquer previsão é muito sensível à taxa de crescimento da carga. Se o crescimento econômico atingir os níveis previstos pelo PAC, 5% ao ano, mantida a mesma elasticidade dos últimos anos, a demanda por energia elétrica poderia crescer mais que 6% ao ano. Para se ter uma idéia da sensibilidade do crescimento da carga a Figura 2.1 mostra o crescimento da carga para 6%, 5% e 4% ao ano, comparada com o crescimento previsto pelo PDEE.



Observa-se que, em 2011, a diferença entre a previsão usada como referência (PNE) e a uma taxa de 6% ao ano é de 3,4 GWmédios. Mais do que 5% da carga total prevista.

Projeção da Oferta de Energia

Do lado da oferta, as incertezas são muito maiores. Inicialmente é preciso considerar que, para se aumentar a capacidade instalada em 4,5% ao ano, serão necessários investimentos da ordem de R\$ 18 bilhões por ano. Parte significativa deste investimento deve vir da iniciativa privada. Será que o setor privado está disposto a fazer investimentos desta ordem considerando o atual nível de tributação do setor elétrico e as incertezas relativas à regulamentação do setor?

Um segundo aspecto essencial diz respeito às incertezas relativas à legislação ambiental. Será que os investidores terão as licenças ambientais em tempo hábil para viabilizar os seus investimentos?

Finalmente existe a incerteza intrínseca de um sistema hidrotérmico. Será que teremos água e combustível suficientes para atender a demanda futura? É este terceiro aspecto que esta palestra pretende explorar.

Como a geração de energia no Brasil é predominantemente hidráulica, o foco da análise tem que ser a energia assegurada com um determinado nível de risco e não a capacidade instalada. Hoje a nossa capacidade instalada é da ordem de 100 GW e a demanda máxima registrada foi igual a 61,4 GW (fevereiro de 2007) parecendo haver uma relativa folga. No entanto, a energia assegurada total pelo sistema, definida como a energia que o sistema hidrotérmico brasileiro consegue fornecer anualmente com uma confiabilidade de 95%, ou seja, com um risco de

5% de falha, é de 54,9 GW médios que é comparável à demanda prevista para 2007, de 51,2 GW médios. Como a oferta “assegurada” de energia é maior que o consumo pode-se inferir que o risco de suprimento de energia em 2007 é muito baixo ou mesmo inexistente. Entretanto, a situação, que parece confortável, é delicada, devido a fatores que serão mostrados adiante.

Talvez a questão de curto prazo mais importante em um sistema com predominância hídrica, como o brasileiro, é o nível de armazenamento de água nos reservatórios. Após as excepcionais chuvas deste verão, os reservatórios da região sudeste, por exemplo, estão em patamares muito confortáveis: 84,5%. Esse valor deve ser comparado com os 78% de 2006 e os 33,4% em 2001, nas vésperas da crise. A Tabela 3.1 mostra o armazenamento na região Sudeste/Centro-Oeste nos últimos oito anos.

Tabela 3.1: Nível de armazenamento dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste em porcentagem do armazenamento máximo.								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Jan	29	31,41	46,9	61,57	47,56	75,78	71,15	78,41
Fev	45	33,4	63,16	71,1	66,77	78,76	78,54	84,51
Mar	58,5	34,5	70,12	77,59	76,18	85,94	85,38	
Abr	59,4	32,18	69,14	78,89	81,1	85,75	87,29	
Mai	54,1	29,69	68,46	76,15	83,02	85,4	84,58	
Jun	47,5	28,55	65,86	72,97	82,56	82,6	78,23	
Jul	40,2	26,76	61,69	67,3	80,51	78,25	70,32	
Ago	32,43	23,39	55,56	59,26	74,67	70,12	59,14	
Set	30,75	20,61	51,26	50,19	66,1	65,34	49,59	
Out	22,99	21,3	43,14	40,94	62,03	60,42	45,23	
Nov	22,07	23,04	40,69	36,17	59,41	59,25	42,38	
Dez	28,52	32,27	43,72	37,36	64,7	67,13	53,3	
Varição do verão	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Fev–Nov		11,33	40,12	30,41	30,6	19,35	19,29	42,13
Fonte: ONS								

Para se ter uma idéia da intensidade das chuvas deste verão, vale a pena comparar qual foi a variação do armazenamento de água nos últimos verões. Neste verão, os reservatórios da região sudeste passaram de 42,4% (em novembro) para 84,5% (em fevereiro), ou seja, uma variação de 42,1%. No verão passado esta variação foi de 19,3% e no verão de 2000 para 2001 de apenas 11,3%.

Uma recuperação dos reservatórios da ordem de grandeza da deste ano só ocorreu em 2002, quando estávamos em pleno racionamento.

Observa-se também no setor elétrico brasileiro uma crescente participação das usinas térmicas. Nos últimos três leilões a energia proveniente de energia térmica foi de 57% enquanto que a energia hidráulica foi de 43%. Em 1997, 88% da capacidade instalada no Brasil era de usinas hidráulicas, hoje, esta participação é da ordem de 75%.

Essa diversificação das fontes de energia elétrica é positiva, por um lado, por que reduz o risco de dependência das chuvas. Por outro lado, por razões óbvias, aumenta a dependência de combustíveis fósseis. No caso brasileiro houve um aumento considerável da participação do gás natural na nossa matriz energética. Com isso, as térmicas a gás tornaram-se cada vez mais indispensáveis para garantir a energia “assegurada” do país. Na hipótese de indisponibilidade do suprimento de gás, a energia “assegurada” é inferior ao montante estimado e a confiabilidade de suprimento pode ser degradada, caso as vazões aos reservatórios sejam desfavoráveis. Este é, justamente, o maior risco no fornecimento de energia no curto prazo.

De fato, as projeções mostram um déficit estrutural importante de gás natural principalmente nos próximos três anos. Alguns números ajudam a entender este problema.

A Tabela 3.2 mostra o balanço estático de fornecimento de energia para os próximos cinco anos. Esse “balanço estático” considera a energia assegurada de cada fonte. Destacou-se, nesta tabela, a participação do gás natural.

Tabela 3.2: Oferta e demanda de energia elétrica (GWmédios)					
	2007	2008	2009	2010	2011
Gás Natural	5,5	6,5	6,9	6,9	6,9
Hídrica e outras	49,3	49,6	51,3	52,4	54,4
TOTAL	54,8	56,1	58,2	59,3	61,3
Consumo (PNE)	51,2	53,5	56	58,6	61,2
Fonte: NOS					

Como já foi mencionado, observa-se, na tabela 3.2, a importância do gás natural na geração de energia elétrica. É preciso, portanto, analisar a disponibilidade de oferta deste combustível nos próximos anos. A Tabela 3.3 mostra esta previsão.

Tabela 3.3: Previsão de oferta de gás natural (Mm3/dia)					
	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste/Sul					
GNL	0	0	0	7	14
Campos	14,2	16,5	17	17	16,5
Merluza+Lagosta	1,3	1,5	1,9	1,9	1,9
Santos	0	0	1,9	7,6	9,9
Gasbol	28	30	30	30	30
Espírito Santo	4,2	9,2	12,2	15,6	15,5
Subtotal	47,7	57,2	63	79,1	87,8
Nordeste					
GNL	0	0	0	3	6
Local	16	15,2	14,2	15,6	14
Subtotal	16	15,2	14,2	18,6	20
Brasil					
Total	63,7	72,4	77,2	97,7	107,8
Fonte: PSR Consultoria					

Depreende-se da Tabela 3.3 um forte incremento da oferta de gás natural, em 2010, principalmente devido à previsão de entrada de GNL no Brasil.

Para facilitar a comparação entre as unidades usuais de gás natural e de energia elétrica, vai-se supor que, para cada GWmédio gerado em uma usina térmica a gás natural, sejam necessários 5 Mm3/dia (milhões de metros cúbicos por dia). Assim, conhecendo-se a demanda de gás natural para outros fins (industrial, automotivo, etc...) é possível comparar a demanda total com a oferta prevista. A tabela 3.4 mostra esta comparação.

Tabela 3.4: Oferta e demanda de gás natural (Mm3/dia)					
	2007	2008	2009	2010	2011
Térmicas	27,5	32,5	34,5	34,5	34,5
Outros	48,4	50,8	53,1	55,3	60,3
TOTAL	75,9	83,3	87,6	89,8	94,8
Oferta	63,7	72,4	77,2	97,6	107,8
Déficit	12,2	10,9	10,4	-7,8	-13

Observa-se uma falta potencial de gás natural no país até 2009, aliviada a partir de 2010 com a entrada dos reforços programados (sobretudo o GNL) nos planos da Petrobrás. Vários analistas consideram improvável a sua implementação, principalmente pela baixa disponibilidade de oferta e preços elevados.

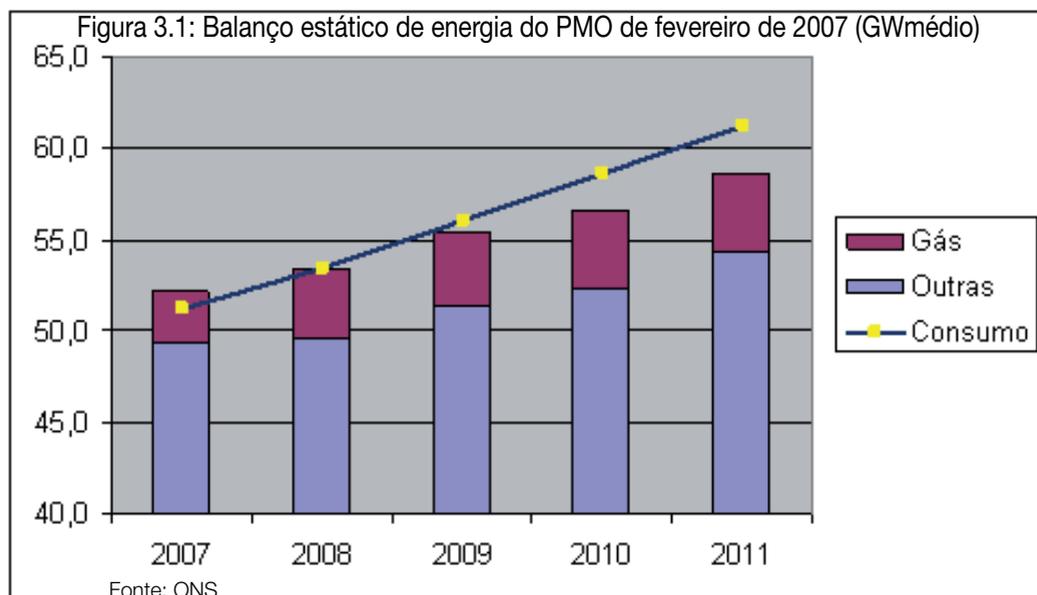
De qualquer forma, a Tabela 3.4 mostra que o equilíbrio entre oferta e demanda de gás natural no curto prazo é crítico. O Brasil não tem gás para acionar as suas usinas térmicas. Atualmente este déficit potencial de gás não é sentido porque, como mostrado na Tabela 3.1, os reservatórios estão cheios.

Entretanto, por determinação da Aneel, o ONS fez um teste de despacho simultâneo nas suas usinas térmicas a gás natural no final de 2006. Os resultados estão na Tabela 3.5. Verifica-se um déficit de 2,7 GWmédios. Usando a mesma hipótese de 5 Mm3/dia para cada GWmédio gerado, este déficit corresponde a cerca de 13,5 Mm3/dia já em 2007 o que, de certa forma, confirma os dados da tabela 3.4.

Tabela 3.5: Teste de despacho simultâneo nas usinas térmicas à gás natural (MWmédios)			
	Programado	Verificado	Desvios
Canoas	160	0	160
Araucária *	484	468,59	15,41
Nova Piratininga	370	0	370
Gov. Leonel Brizola (Termorio)	713	420,72	292,28
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	385	26,2	358,8
Ibirité	226	0	226
Termomacaé	922	0	922
Três Lagoas	252	193,04	58,96
Juiz de Fora	84	84	0
Norte Fluminense	868	798,14	69,86
Willian Arjona	172	159,54	12,46
Piratininga	180	0	180
Roberto da Silveira	30	0	30
TOTAL	4846	2150,23	2695,77

Fonte: ONS, 22 de janeiro de 2007

Considerando a falta de gás natural a energia assegurada mostrada na Tabela 3.2 passa, já em 2007, de 54,8 para 52,1 GWmédios. O ONS mostra, no programa mensal de operação (PMO) do mês de janeiro de 2007 que, com esta falta de gás natural, o balanço estático de energia já apresenta um déficit de 0,8 GWmédios em 2008. A figura 3.1 mostra o balanço de oferta e demanda de energia construído a partir dos dados do PMO do ONS.



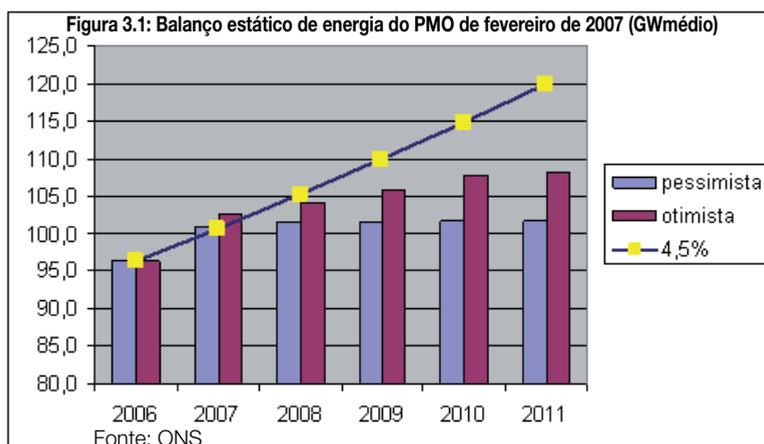
Evidentemente, esta análise estática do balanço entre oferta e demanda não retrata as condições reais de despacho das usinas. As usinas térmicas só serão despachadas, por ordem de mérito, no caso de escassez de água. Como foi dito, não é o nosso caso atual. Para se ter uma idéia da ordem de grandeza do despacho das térmicas, no ano de 2006, a energia assegurada das térmicas a gás natural era de 4 GWmédios, com as hipóteses adotadas, corresponderia a um consumo de 20 Mm3/dia. O consumo médio das térmicas no ano de 2006 foi de apenas 7,7 Mm3/dia. As ótimas condições atuais de armazenamento nos levam a crer que o consumo de gás para as térmicas em 2007 seja ainda menor.

Um segundo aspecto que deve ser analisado é a viabilidade da entrada de novas usinas para garantir a oferta futura. De acordo com o relatório de acompanhamento da Aneel, de janeiro de 2007, o crescimento da capacidade instalada na hipótese otimista apresenta um crescimento de 2,4% ao ano (muito inferior aos 4,5% ao ano necessários para o atendimento ao consumo previsto). No caso pessimista, ou conservador, a taxa de crescimento anual é da ordem de 1%. Infelizmente os agentes do setor avaliam que a previsão pessimista é a mais provável. A Tabela 3.6 mostra a previsão de entrada de novas usinas apresentada pela Aneel.

Tabela 3.6: Previsão de Capacidade Instalada (MW)		
	Pessimista	Otimista
2006	96294,47	96294,47
2007	100706,38	102693,29
2008	101401,86	104318,69
2009	101495,46	105807,62
2010	101677,76	107862,97
2011	101677,76	108280,57

Fonte: ANEEL, janeiro de 2007

A figura 3.2 mostra a comparação da projeção da capacidade instalada (pessimista e otimista, da tabela 3.6) com a necessidade considerando que um aumento do consumo da ordem de 4,5% ao ano necessite um aumento da capacidade instalada da mesma ordem.



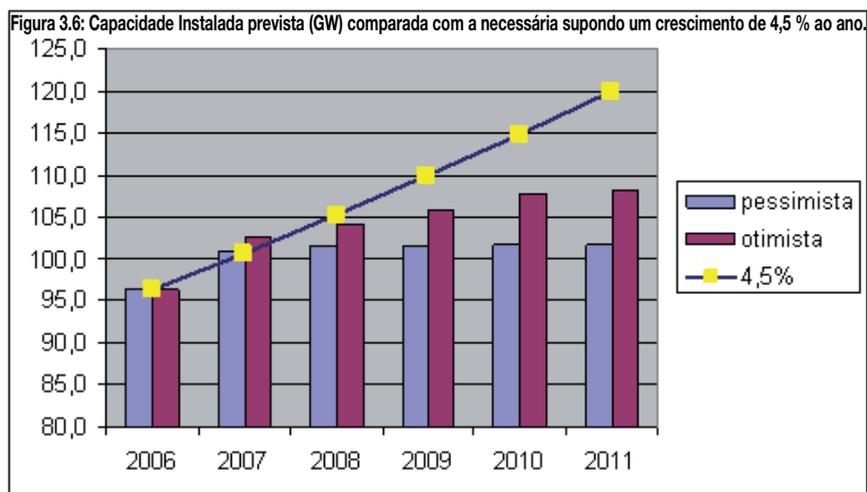
Evidentemente, esta análise estática do balanço entre oferta e demanda não retrata as condições reais de despacho das usinas. As usinas térmicas só serão despachadas, por ordem de mérito, no caso de escassez de água. Como foi dito, não é o nosso caso atual. Para se ter uma idéia da ordem de grandeza do despacho das térmicas, no ano de 2006, a energia assegurada das térmicas a gás natural era de 4 GW médios, com as hipóteses adotadas, corresponderia a um consumo de 20 Mm³/dia. O consumo médio das térmicas no ano de 2006 foi de apenas 7,7 Mm³/dia. As ótimas condições atuais de armazenamento nos levam a crer que o consumo de gás para as térmicas em 2007 seja ainda menor.

Um segundo aspecto que deve ser analisado é a viabilidade da entrada de novas usinas para garantir a oferta futura. De acordo com o relatório de acompanhamento da Aneel, de janeiro de 2007, o crescimento da capacidade instalada na hipótese otimista apresenta um crescimento de 2,4% ao ano (muito inferior aos 4,5% ao ano necessários para o atendimento ao consumo previsto). No caso pessimista, ou conservador, a taxa de crescimento anual é da ordem de 1%. Infelizmente os agentes do setor avaliam que a previsão pessimista é a mais provável. A Tabela 3.6 mostra a previsão de entrada de novas usinas apresentada pela Aneel.

Tabela 3.6: Previsão de Capacidade Instalada (MW)		
	Pessimista	Otimista
2006	96294,47	96294,47
2007	100706,38	102693,29
2008	101401,86	104318,69
2009	101495,46	105807,62
2010	101677,76	107862,97
2011	101677,76	108280,57

Fonte: ANEEL, janeiro de 2007

A figura 3.2 mostra a comparação da projeção da capacidade instalada (pessimista e otimista, da tabela 3.6) com a necessária considerando que um aumento do consumo da ordem de 4,5% ao ano necessite um aumento da capacidade instalada da mesma ordem.



Vários fatores apontam para a direção pessimista. A licença ambiental prévia (indispensável para a licitação) das usinas do Rio Madeira, prevista para o final de fevereiro de 2007, ainda não saiu. Os técnicos do Ibama não deram nova previsão de prazo. A grande usina do Rio Xingu deve passar pelos mesmos problemas. O Proinfa, que previa a entrada de 3,3 GW, só conseguiu viabilizar 1,8 GW. Existem outras usinas com restrição para entrada em operação que corresponderiam a uma redução da ordem de 1 GW médio em 2010 e 2 GW médios em 2011.

Risco de Racionamento

Tendo sido apresentados os dados, ainda falta responder à questão fundamental: qual o risco de faltar energia no Brasil? Este é mais um ponto de discussão. O parâmetro que tem sido usado no setor elétrico para medir a confiabilidade de suprimento é o chamado “risco de déficit”. Trata-se de um índice obtido através de simulações numéricas, considerando 2000 séries sintéticas de previsão de vazão dos rios afluentes aos reservatórios das usinas. Se em uma destas séries houver um forte esvaziamento dos reservatórios de forma a resultar em um déficit de energia, considera-se que exista um risco de déficit de 0,05% (1/2000). Um aspecto interessante é que essa medida não dá uma real dimensão do problema uma vez que, como foi feito em 2001, o racionamento deve ser decretado muito antes dos reservatórios esvaziarem fortemente. Ou seja, o ato de decretar um racionamento é uma medida preventiva.

Este índice tem, também, o problema de depender muito dos dados de entrada. Dependendo do “custo do déficit”, os resultados podem ser substancialmente diferentes. No ano passado, viu-se que os resultados apresentados pela EPE eram bastante diferentes daqueles apresentados pela CCEE e pelo ONS. Todos, órgãos do governo e, muitas vezes, utilizando as mesmas configurações de oferta e demanda.

A EPE, usando um único e elevado patamar para o “custo do déficit”, como critério, induzia o programa de otimização a reduzir o “risco de déficit”. A razão é que, se um déficit de 1 MW possui o mesmo custo econômico que um déficit de 1000 MW, certamente vale a pena esperar o esvaziamento completo dos reservatórios na esperança de ocorrer uma afluência “salvadora”. O ONS e a CCEE, considerando que o déficit de energia tem custos diferentes dependendo da profundidade, fazia a mesma simulação com o “custo do déficit” dividido em patamares. Os resultados mostravam riscos bem maiores que os cálculos efetuados pela EPE. A razão é a oposta da anterior: como um déficit de 1 MW é bem mais “barato” que um déficit de 1000 MW, vale a pena trocar um déficit de maior profundidade por vários déficits de menor profundidade.

Tecnicismos a parte, a pergunta que cabe é: qual o verdadeiro “risco de racionamento”? A discussão atual mostra algumas possibilidades. A PSR Consultoria (referência 4, por exemplo, propõe que o risco de racionamento seja calculado simulando o real processo de decisão utilizado para decretar o racionamento de 2001, ou seja, reconhecendo que “decretar” um racionamento é uma decisão preventiva, tomada sempre no final do período úmido e após uma simulação considerando a pior série de vazões prevista.

A proposta consiste em simular, através das 2000 séries sintéticas, a situação do reservatório ao final do período úmido (final do mês de abril). Conhecida as diversas possibilidades de

armazenamento, impõe-se ao sistema a sua pior vazão histórica. O risco de racionamento será dado pelo número de casos onde esta simulação provoque a necessidade de redução compulsória do consumo.

O Instituto Acende Brasil e a PSR [8] apresentam um risco de decretar racionamento, em 2011, igual a 14% -- muito superior ao valor considerado razoável pelo setor elétrico (5%). Este risco foi calculado usando um caso de referência. Considerando que a demanda aumente e que se confirmem os atrasos das obras de expansão de fornecimento de gás e de aproveitamento hidrelétrico, este risco sobe para 30% na região sudeste.

Conclusões

- A situação hidrológica do sistema de geração de energia está muito favorável.
- Não existe a possibilidade de falta de energia elétrica no ano de 2007.
- As perspectivas de investimentos na geração de energia elétrica são muito negativas.
- A questão ambiental é a mais importante na definição da expansão.
- O Brasil passa por um período de déficit estrutural de gás natural.
- Sem resolver os problemas de investimento (na produção de energia elétrica e de gás natural) estaremos, simplesmente, adiando o problema de racionamento para o próximo governo.
- O risco de faltar energia elétrica em 2011 é enorme.

ENERGIA TÉRMICA DE BAGAÇO E PALHA DE CANA: A MAIOR OPORTUNIDADE DISPONÍVEL PARA MINIMIZAR O RISCO DE DESABASTECIMENTO¹

Plinio Mario Nastari²

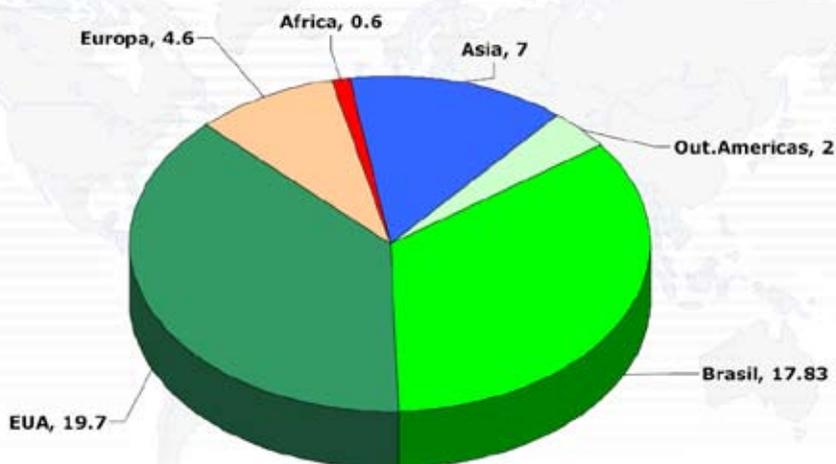
Acredito que o mesmo papel desempenhado pelo etanol de cana-de-açúcar, a partir de meados da década de 70, como impulsionador de uma grande onda de desenvolvimento no setor sucro-alcooleiro, deverá ocorrer com o aproveitamento do bagaço e da palha de cana-de-açúcar nos próximos anos. No fundo, trata-se do melhor aproveitamento de mais uma parcela da energia da cana. Com o etanol, foi o aproveitamento de açúcares contidos no melaço, que eram remunerados a preços inferiores ao preço do açúcar, e que passaram a receber um preço maior, mais próximo ao do açúcar, ao serem transformados em etanol. Com o bagaço e a palha, igualmente, estaremos assistindo à geração de renda adicional, a partir da mesma base de produção agrícola.

¹ Resumo da palestra proferida na 1ª Reunião da Câmara de Assuntos de Energia da FECOMERCIO, realizada em 07.03.2007.

² Presidente da Datagro Ltda., mestre e doutor em economia agrícola, pela Iowa State University, participou dos Grupos de Assessoria da Comissão Nacional de Energia (1985/86) e Comissão para Reexame da Matriz Energética (1991/92), é membro do Conselho para Assuntos de Energia da FECOMERCIO.

Que o impacto deste desenvolvimento deve ser positivo para o setor sucro-alcooleiro há pouca dúvida. O que precisamos avaliar é qual o potencial que esta energia pode representar, e como ela representa uma oportunidade para toda a sociedade, no momento em que várias avaliações indicam que devemos encontrar desafios crescentes para atender a demanda de energia elétrica na próxima década.

Produção Mundial Etanol 2006 - 51,73 bilhões de litros



57 países produtores no mundo

Fonte: DATAGRO

Avaliar o potencial da geração de energia a partir do bagaço e da palha de cana, não seria possível sem tratar daquilo que é o cerne e justifica a geração de bagaço, que é o açúcar e o álcool.

No que tange a produção de etanol, o Brasil tem um destaque muito grande em todo o mundo. Já foi por vários anos o maior produtor mundial, mas em 2006 foi superado pelos Estados Unidos, que produziram 19,85 bilhões de litros, contra os 17,85 bilhões de litros da produção brasileira. A produção mundial de 51,32 bilhões de litros cresceu 10,7% ao ano no período 2000-2006, 34,5 bilhões de litros dos quais para uso como combustível.

Esta produção cresce impulsionada pela constatação de que o etanol de biomassa é hoje uma das poucas estratégias disponíveis para a humanidade resolver dois de seus principais problemas: encontrar um substituto viável, econômica e tecnicamente, ao petróleo e seus derivados; e ao mesmo tempo mitigar a emissão de gases causadores do efeito estufa, responsáveis pelo aquecimento global.

Na safra 2006/07 foram processadas 429 milhões de toneladas de cana para uso industrial, transformadas em 30,05 milhões de toneladas de açúcar e 17,85 bilhões de litros de etanol. Isso significa que 49,5% da sacarose foi transformada em etanol, e o saldo, em açúcar. Esta produção teve a seguinte destinação (safra 2006/07 – considerando a variação de estoques):

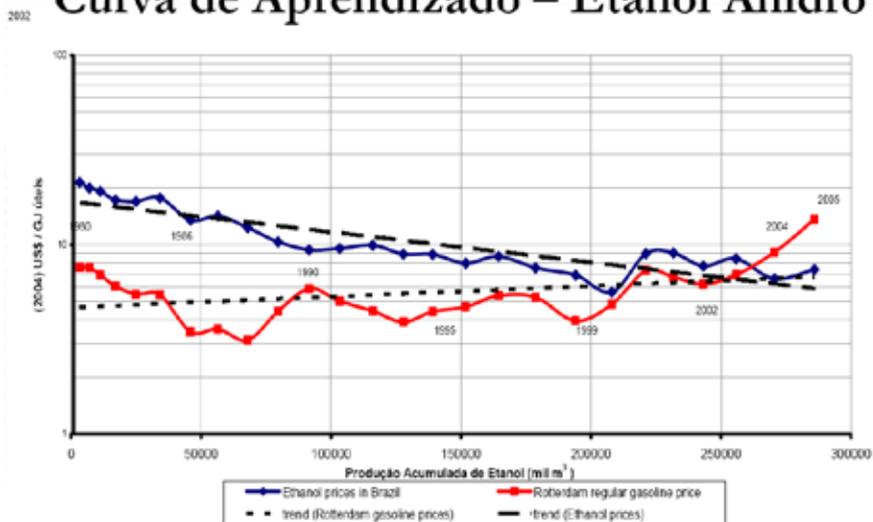
- No caso do açúcar, 10,22 milhões de tons foram consumidos internamente, e 19,9 milhões de tons foram exportados;
- No caso do etanol, 5,24 bilhões de litros consumidos em mistura com a gasolina (anidro), 7,77 bilhões de litros consumidos pelos carros a álcool e pela frota flex (hidratado), 1,2 bilhão de litros consumidos para outros fins (usos industriais e doméstico) e 3,85 bilhões de litros exportados.

O etanol tem um papel de destaque na matriz energética brasileira. Ele representa 13,2% (em t.e.p.) do consumo de energia do setor de transporte rodoviário, e 40,4% (em gasolina equivalente) do consumo total de combustíveis do ciclo Otto. Nos Estados Unidos, esta percentagem é bem menor, 3,4%.

Desde a criação do Programa Nacional do Álcool, em 1975, a maior conquista do setor produtor foi a competitividade, a preços de mercado, com a gasolina, o que permitiu que o etanol passasse a ser visto como seu substituto factível, em várias partes do mundo. As externalidades positivas associadas à sua produção (geração empregos, redução de emissões veiculares, controle de GHG, poupança de divisas) passaram, de ponto focal, a mero bônus adicional.

Esta competitividade fica aparente pelo exame da Curva de Aprendizado, que mostra como evoluíram os preços do etanol e da gasolina, em dólares norte-americanos, constantes de 2004 por GJ (portanto já levando-se em conta o menor poder calorífico do etanol em relação à gasolina), a medida que foi se acumulando experiência com a produção de etanol (na abcissa é indicada a produção acumulada de etanol ao longo do tempo). Esta Curva de Aprendizado mostra que, ao longo do tempo, o custo de produção foi caindo; este custo menor foi repassado ao mercado na forma de preço menor e, em 2003, o preço da gasolina no mercado mundial (Rotterdam, preço de gasolina regular) já ultrapassava o preço do etanol comercializado no Brasil.

Curva de Aprendizado – Etanol Anidro



Fonte: Nastari, P., Competitividade da Produção de Etanol de cana-de-açúcar: as 3 ondas de desenvolvimento, V Conferência da Datagro, São Paulo, 20 setembro 2005, 12 pp.

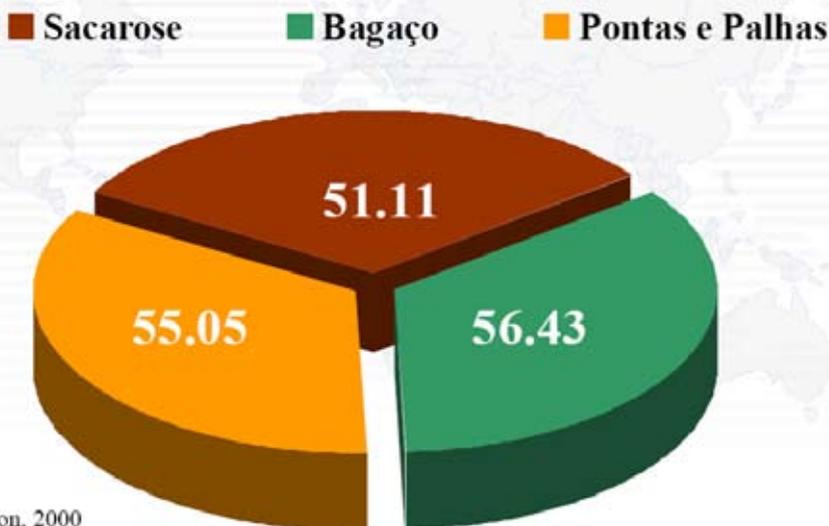
Esta eficiência na produção de etanol de cana advém, em grande parte, do seu balanço energético altamente positivo, que chega a 8,9 unidades de energia renovável geradas para cada unidade de energia fóssil utilizada. Enquanto isso, no caso do etanol de milho, este quociente é de 1,34 para 1; no caso do trigo, de 1,2 para 1 e, no caso da beterraba açucareira, de 1,9 para 1.

De cada tonelada de cana-de-açúcar se extrai, em média, 84,9 litros de etanol anidro, 270 kilogramas de bagaço com 50% de umidade, utilizados, em grande parte, para geração do vapor e da energia elétrica utilizados no processo produtivo. Esta é uma indústria totalmente auto-suficiente em energia, e que é capaz, ainda, de gerar excedentes de energia. No processo produtivo ainda sobram 10-20% do bagaço total, que podem ser utilizados para a geração térmica de excedentes e estes, colocados na rede de transmissão. Em futuro muito próximo este setor estará recuperando a palha, para que a mesma também seja aproveitada economicamente.

Estimamos que até 2013/14, a demanda de açúcar e de álcool, para os mercados interno e externo, atinja níveis que irão demandar o processamento de aproximadamente 700 milhões de toneladas de cana-de-açúcar. Isso significa que a indústria precisará continuar crescendo 7,3% ao ano para que possa atender a esta demanda. Em 2013/14, estimamos que:

- consumo de açúcar no mercado interno será de 11,9 milhões de toneladas, e as exportações serão de 27 milhões de toneladas;
- consumo de etanol no mercado interno será de 27,9 bilhões de litros e as exportações, de 7 bilhões de litros

Energia Contida em 1.000 tons de Cana (em toneladas de petróleo equivalente)

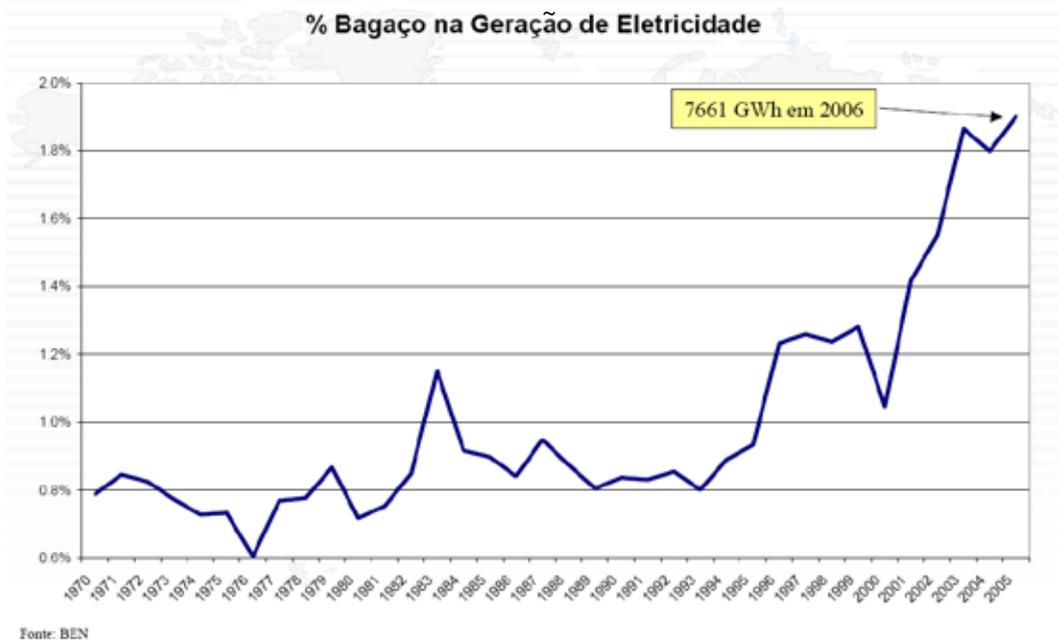


Fonte: Nastari, Lisbon, 2000

O ideal, durante este processo, será fazer com que não seja desperdiçado o enorme potencial que a cana de açúcar representa como energia. Atualmente, utiliza-se eficientemente apenas um terço da energia da cana (51,11 t.e.p. em 1000 tons de cana), que é representado pela parcela da sacarose. A parcela do bagaço (56,43 t.e.p. em 1000 tons de cana) ainda é utilizada de forma ineficiente, muitas vezes em caldeiras de baixa pressão. E a terceira parcela (55,05 t.e.p. em 1000 tons de cana) é descartada totalmente, queimada, antes da colheita, ou deixada sobre o solo, no caso da colheita mecanizada.

Não estamos tratando de pouca energia. Mesmo com o uso ineficiente, os derivados da cana representam 13,5% da oferta interna de energia do Brasil, avaliados em milhões de t.e.p., enquanto a hidroeletricidade representa 14,4% (dados de 2006).

A geração de energia a partir de resíduos de cana (bagaço) vem crescendo, e já representa 1,9% da geração total de eletricidade, ou 7661 GWh em 2006 --mas o potencial é ainda mais significativo.



Na tabela abaixo indicamos o potencial de geração com bagaço e palha de cana para diferentes níveis tecnológicos, avaliados a partir da pressão de caldeiras, entre 21 e 81 ata (atmosfera, ou bar). Para cada nível tecnológico indicamos qual a potencia média possível de geração de excedente, em MW, para cada um milhão de toneladas de cana processada. Calculamos, qual o potencial de geração de energia excedente, tendo como referencia a moagem de cana verificada em 2006 (429 milhões de toneladas de cana) e a esperada para 2013/14, de 700 milhões de toneladas. É fácil verificar que em 2013/14, a geração de energia excedente, com resíduos de cana, poderá atingir até 33.600 MW de potencia instalada – um número muito significativo quando levamos em conta que o consumo de eletricidade no Brasil em 2006 foi de médios 51.200 MW.

Considerando a geração durante 5000 horas, na safra de cana de açúcar, estamos nos referindo a um potencial de 168.000 GWh, certamente um número impressionante diante da eletricidade total produzida por geradores públicos, APEs e PIEs em 2006, de 403.030 GWh. Há, ainda, as seguintes vantagens a serem consideradas para a geração de energia térmica a partir de resíduos da cana:

- Ocorre principalmente nos meses de abril a novembro, cobrindo os meses de seca e inverno, quando o regime hídrico de nosso sistema de geração hidroelétrico opera no seu limite, devido à menor precipitação pluviométrica no período;

Potencial de geração com Bagaço					
Tecnologia	MW/mmtc	429	700	429	700
		2006 - MW	2013 - MW	2006 - GWh	2013 - GWh
Bagaço excedente (21 ata)	7.72	3,312	5,404	16,559	27,020
Bagaço excedente (42 ata)	15.83	6,791	11,081	33,955	55,405
Bagaço excedente (63 ata)	18.34	7,868	12,838	39,339	64,190
Bagaço excedente (81 ata)	20.94	8,983	14,658	44,916	73,290
Bagaço (81 ata) + 50% palha	48.00	20,592	33,600	102,96	168,000

Fonte: Datagro

- Como as usinas de açúcar e álcool são próximas de regiões urbanas, há muito menor perda de transmissão quando comparada com a geração em regiões remotas do país;
- É renovável, podendo gerar créditos de emissão de carbono quando comparada com outras fontes de geração.

Apesar deste potencial estar disponível há vários anos, muito pouco tem sido aproveitado desta formidável fonte de energia, limpa e renovável. Com a cana de açúcar já disponível o Brasil poderia estar gerando energia excedente de resíduos de cana equivalente a até 20.592 MW de potencia instalada, ou 102.960 GWh de energia, exatamente no período crítico de seca – equivalente a 25% de toda a energia elétrica gerada em 2006.

Para que esta energia seja aproveitada, falta pouco. Na realidade faltam políticas na área de energia que acelerem e incentivem a sua geração e eliminem os entraves a sua distribuição.

O maior desafio deve ser o de fazer com que a sazonalidade da geração com resíduos de cana seja valorizada positivamente, pois complementa, perfeitamente, o regime hídrico do sistema hidroelétrico interligado e apresenta menores perdas de transmissão.

A geração térmica com resíduos de cana vai tornar o etanol e o açúcar produzidos no Brasil ainda mais competitivos do que são hoje – o etanol já sendo produzido hoje a um custo que o torna competitivo com a gasolina, quando o preço do petróleo é igual ou superior a US\$ 38 por barril.

Para tanto, é necessário que o planejamento energético nacional promova estudos e recomendações para a adaptação dos atuais sistemas de geração de base hídrica e de distribuição para que seja absorvida a bem-vinda produção sazonal de energia térmica da cana.

Haverá, também, uma enorme oportunidade para que consumidores comerciais (supermercados, hotéis, shoppings) e industriais de menor porte contratem geração com resíduos de cana afim de mitigar os riscos de racionamento. Uma atividade que deve ser facilitada e incentivada.

GÁS NATURAL: OFERTA, COMPETITIVIDADE E SEGURANÇA NACIONAL¹

Pedro Andréa Krepel²

Diante do quadro atual de incerteza quanto à futura situação de oferta de gás natural e de seus preços relativos, é inevitável que a expansão do uso deste energético tenha sofrido diminuição no seu ritmo de crescimento. O gás natural é um energético cuja utilização em escala mundial está em expansão e de forma mais intensiva, o fenômeno também se repete em nosso País. O Brasil possui reservas pequenas, quando comparadas ao total mundial, porém bem adequadas às necessidades projetadas para as próximas décadas, principalmente porque somente agora, é que se amplia o esforço exploratório direcionado às bacias potencialmente mais promissoras para o gás.

De forma realística e geral, o ser humano somente reage e muda seus padrões de consumo e hábitos durante crises. As mudanças climáticas estão claramente indicando que o mundo estará experimentando extremos climáticos com crescente freqüência e intensidade nos próximos anos, configurando uma situação em que há pouca dúvida de que a crise está chegando rapidamente e de que os padrões atuais terão forte estímulo para mudar no curto prazo. Os correspondentes impactos econômicos foram bem focados em recentes estudos do Governo Britânico e da ONU, entre outros.

Segundo a AIE, a projeção de aumento do consumo de energia no mundo apresenta uma taxa média de 1,2% a.a. até 2030, admitindo-se a implementação de medidas de conservação. O consumo de energia crescerá de 11,2 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (teP) em 2004 para 15,5 bilhões em 2030. No que se refere às fontes de energia fóssil, o gás natural e a energia nuclear são as que projetam algum crescimento de participação, sendo que o Petróleo (35,2% para 32,2%) e o Carvão (de 24,8% para 22,8%) projetam declínios significativos. No campo das energias renováveis, o crescimento será generalizado. Para o item mais sensível, o petróleo, a AIE projeta, para 2030, uma produção de 93,3 milhões de barris diários (mm bpd) que devem ser comparados com os 82,5 mm bpd atuais (OPEP aumenta sua participação com relação aos 41,6% atuais). Para o Brasil, verifica-se uma projeção de aumento de demanda por energia de 1,7% a.a., dentro de um cenário em que a conservação de energia seja promovida.

Quanto ao petróleo, se considerarmos a auto-suficiência como sendo a ausência de dependência do mercado externo, falta ao Brasil o término de investimentos em adequação das refinarias existentes para o pleno processamento do petróleo do tipo pesado, mais comumente

1 - Resumo da palestra proferida na 2ª Reunião da Câmara de Assuntos de Energia da FECOMERCIO, realizada em 18.04.2007.

2 - Pedro Andréa Krepel é Diretor Gerente da KCE Consultoria Empresarial Ltda. e membro do Conselho para Assuntos de Energia da FECOMERCIO.

encontrado no País e o término de projetos de expansão do parque nacional de refino. O carvão continuará com participações declinantes, enquanto a fonte hídrica projeta um quadro quase estável. O gás natural, a energia nuclear e a biomassa, em contrapartida, estarão ampliando sua presença na matriz. Atualmente, o petróleo e o carvão respondem por quase 50% da matriz e a projeção é que estas fontes, ricas em Carbono, apresentem um decréscimo de participação para 43% em 2030. Isto não é, no entanto, motivo para comemoração, já que em valores absolutos, da mesma forma que no resto do mundo, a quantidade de carbono queimado será maior (35% de aumento no Brasil e 27% no mundo).

O meio ambiente já dá mostras de não estar suportando a carga atual de CO₂ com a cobertura vegetal existente e, se esta continua a diminuir, por desmatamento, conclui-se que o problema (a crise) somente tende a aumentar e medidas adicionais terão que ser tomadas para evitar que as condições ambientais afetem a sustentabilidade da qualidade de vida. O quadro é claro e indica que os esforços desenvolvidos em direção às alternativas menos agressivas ao meio ambiente se tornarão cada vez mais viáveis e obrigatórias. Se o Brasil criar condições para que a sociedade tenha consciência, estímulo e condições de antecipar-se e estar preparada para o quadro inevitável que se avizinha, ganhará condição competitiva e qualitativa importante.

Outro aspecto importante a ser considerado, quando se analisa as perspectivas futuras do gás natural, consiste na oferta de energia elétrica. Qualquer estrangimento de oferta de energia elétrica gerado por afluência insuficiente de água para os reservatórios das hidroelétricas ou por indisponibilidade de vazões suficientes para geração (é crescente a tendência para as novas hidroelétricas serem a fio de água) levará à necessidade de ativação de térmicas, muitas das quais, movidas a gás natural. A mais recente versão do Projeto de Lei aprovado pelo Senado para preencher o vazio existente de marco regulatório neste setor, indica que até 2010 o uso do gás natural para mover as térmicas será considerado prioritário, caso isto venha a ser necessário. Ora, até 2012, “o cobertor está curto”, isto é, não há suficiente oferta de gás natural para atender simultaneamente aos atuais consumidores e as termoelétricas a gás natural e isto gera preocupação a todos os que acreditaram neste energético.

A ampliação do parque de geração hidroelétrica sofre adicionalmente de uma ainda confusa gestão ambiental que, entre outros fatores igualmente importantes, também atrasa e encarece mais do que deveria os empreendimentos. Um tempo maior que o normal para bem equacionar a questão ambiental nos novos projetos leva a desbalanceamentos entre oferta e demanda (com impacto sobre preços) ou condena o País a crescer de forma tímida e, ainda pior, estimula a implantação de projetos de geração com menor prazo de maturação, mas que emitem CO₂ e geram energia a custos mais elevados.

Um estudo recente, analisando a oferta e demanda de gás natural no Brasil, realizado em conjunto pela Petrobrás, distribuidoras de gás canalizado, consumidores de uso energético intensivo e pelas entidades FIESP/CIESP indicou claramente a atual situação de vulnerabilidade do país em caso de falha na oferta de gás boliviano.

O estudo contemplou o cenário até 2012, prazo este importante para balizar as ações e investimentos imediatos dos agentes de oferta e demanda. Os principais aspectos a serem destacados são os seguintes:

- Em 2005 a oferta total alcançou a média de 51,4 milhões de m³/dia (48% importados). Deste total, 44,1 milhões de m³/dia foram disponibilizados para comercialização (56% dos quais importados da Bolívia).
- Para 2008, o balanço de oferta e demanda indica uma falta de 7,7 milhões de m³/dia caso as térmicas tiverem que ser integralmente ativadas e, neste caso, restaria torcer para que São Pedro se mostre generoso conosco. Nesta ocasião, a produção nacional deverá crescer para 57,3 milhões m³/dia e a importação da Bolívia, se bem que prevista para estar em seu volume máximo, terá caído para cerca de 34% da demanda total.
- Em 2010, a oferta global disponível está projetada para alcançar cerca de 95 milhões de m³/dia dos quais 55% nacionais, 27% da Bolívia e 18% como gás natural liquefeito (GNL), mais caro, já a partir de 2009.
- Em 2011, os projetos indicam uma disponibilidade líquida para comercialização de 99,9 milhões de m³/dia.
- Somente a partir de 2012 é que haverá possibilidade real de entrada de gás natural proveniente da Bacia de Santos (há dificuldade em se conseguir os equipamentos e plataformas em função da alta demanda neste momento), o que aliviará decisivamente (mas não eliminará) o quadro de estrangulamento de oferta em caso de falha da Bolívia.
- Como visto acima, o gás natural passou a se constituir numa alternativa essencial para assegurar a continuidade de fornecimento de energia de boa qualidade para a economia brasileira. No entanto, isto precisa ser feito dentro de um ambiente de máxima eficiência para assegurar preços competitivos que permitam agregar valor aos produtos e serviços.

O suprimento a partir da Bolívia continua vulnerável à instabilidade política e institucional naquele país e o Brasil, por ausência de política energética nos últimos governos, não descentralizou suas fontes de suprimento. A maioria dos países recebe gás natural de muitas fontes. A Espanha, só para citar um exemplo menos conhecido que EUA, Japão, França, Alemanha, Itália e outros, recebe gás natural de 11 fontes diferentes (Nigéria, Argélia, Malásia, Noruega, Golfo Pérsico, Austrália, entre outros), via gasoduto e via gás liquefeito.

Os números de oferta e demanda brasileiras para o próximo quinquênio demonstram, claramente, uma decrescente, porém ainda clara, dependência do gás boliviano, neste período, e o início da descentralização com a importação de gás natural liquefeito.

A lamentar a dificuldade dos países sul-americanos de se integrarem e viabilizarem incrementos de comércio regional, desprezando os inúmeros exemplos bem sucedidos em outras partes do mundo. O governo brasileiro cedeu às pressões da Bolívia e encontrou uma fórmula de pagar mais sem caracterizar claramente um rompimento formal do contrato. A aceitação brasileira transmitiu uma aparência passiva frente à pressão boliviana, o que se constitui num precedente perigoso.

A política de preços para o gás natural no Brasil tem privilegiado o curto prazo. Os preços têm sido guiados por um misto de necessidade de remuneração ao agente de oferta (Petrobras), atendimento a objetivos macroeconômicos (controle da inflação) e promoção para a massificação do uso do gás natural (objetivando aumentar sua participação na matriz energética).

Neste contexto, o consumo do gás natural no País cresceu de forma rápida, saindo do patamar de 2% da matriz para a situação atual de mais de 9% -- tudo isto em apenas 10 anos, com aumentos anuais em torno de 20%. Isto, agora, vai mudar e o novo cenário sinaliza para um realinhamento progressivo dos preços.

Já a partir deste ano a Petrobras inicia a negociação com as distribuidoras para mudar a sistemática de precificação, que tenderá a seguir mais de perto a variação dos preços internacionais. O aspecto mais importante é que o preço remunere adequadamente os agentes de oferta, mas se mantenha competitivo para que este energético promova o crescimento econômico.

Nosso País se caracteriza por uma dinâmica e complexidade exageradas. A legislação tributária e trabalhista, por exemplo, recebe cerca de 50 novos decretos por dia, a burocracia é infernal, o gasto somente para se manter atualizado e atender tanta mudança consome boa parte do tempo do executivo e onera os custos. A carga tributária é exagerada e a necessidade de enfrentar a economia informal, que é estimulada por esta carga surrealista, absorve muito do tempo e da prioridade das empresas. Assim, a falta de uma Política Energética clara direcionada para o longo prazo adiciona insegurança ao empresário e inibe os investimentos dos segmentos mais vulneráveis a preços e interrupções de fornecimento.

Neste sentido, é cada dia mais importante uma lei para o gás natural, com regras claras que estimulem investimentos na ampliação da oferta de energia, devendo atender a alguns objetivos básicos, a saber:

- Promover o investimento criando um ambiente atrativo para a expansão das atividades de transporte com regras para livre acesso, de armazenagem, de exploração e produção (E&P) e de comercialização;
- Aperfeiçoar a condição para regulação dos agentes de oferta e do mercado, formulando um conjunto de regras estáveis, transparentes e previsíveis para investidores e consumidores;
- Estimular a concorrência combatendo práticas anticompetitivas e promovendo tarifas e preços eficientes para os consumidores.

Deve-se destacar que nenhuma lei, por si só, será suficiente para que os objetivos de competitividade, qualidade e concorrência sejam alcançados. Este é um tema de extrema importância, quando se assiste atualmente ao esvaziamento de praticamente todas as agências reguladoras federais. O que se tem verificado é um forte contingenciamento de recursos arrecadados com fim específico para regulação sendo desviados para a vala comum do Tesouro Nacional. Adicionalmente, extremamente preocupante, é a situação de ameaça e erosão sistemática das estruturas técnicas das Agências e a vacância de cargos de direção e do corpo permanente (que quando finalmente preenchidos, o são muitas vezes obedecendo a critérios mais político-partidários que técnicos). As agências comprovaram, internacionalmente, constituírem-se no melhor instrumento para regular, fiscalizar e arbitrar as relações entre monopólios naturais e o consumidor e sua eficácia é fundamental para viabilizar a execução de qualquer lei que venha a regulamentar o setor de gás ou outro qualquer de

infra-estrutura. O Senado está aprovando uma PEC que objetiva conferir autonomia financeira e maior independência às Agências e, também, uma lei para as agências. Isto é fundamental para a criação de um ambiente equilibrado e confiável para a realização de investimentos no setor energético.

Há que se preocupar com o quadro atual, caracterizado por uma antevéspera de “apagões” em alguns setores da infra-estrutura. É o caso não somente da energia integrada eletricidade - gás natural, mas, também, no setor de transportes e logística, por exemplo. O Governo parece ter entendido isto no início do seu segundo mandato e resta torcer e colaborar para que a implementação seja feita com eficácia.

As medidas para mitigar o espectro de deficiência na oferta de energia de boa qualidade, ampla, confiável e competitiva são as seguintes:

1. No Ambiente Microeconômico

- Muitas empresas racionalizaram seu consumo de energia, mas há ainda em muitas, um excelente campo para avanços adicionais neste setor. Há que se realizar estudos e estar pronto para implementações rápidas antes que crises eclodam e afetem sua operação.
- Sempre que possível as empresas devem estar preparadas para flexibilizar sua matriz energética interna. Em outras palavras, um equipamento que utiliza gás precisa ser adaptado para poder também utilizar outra fonte -- o mesmo ocorre com relação à energia elétrica.

2. Ambiente Macroeconômico

- É importante que, de imediato, apoiar explicitamente na Câmara de Deputados o PL 334/07, a Lei do Gás, conforme a versão atual, amplamente discutida com a sociedade e aprovada pelo Senado.
- É necessário iniciar já a diversificação de fontes de suprimento de gás natural para o País, pois é uma decisão que leva tempo para ser implementada. A opção pelo GNL como complemento, constitui-se em bom início. O esforço desenvolvido pela Petrobrás e alguns agentes privados na exploração e produção (E&P) de novas bacias produtoras de petróleo e/ou gás natural é o que trará crescente segurança e diversificação do suprimento nacional.
- É vital uma ação decisiva em direção ao resgate das Agências Reguladoras, retirando-as da atual situação de fragilidade e vulnerabilidade em que se encontram.
- Há que se insistir em planos estratégicos e na adoção de uma matriz energética claramente definida, discutida com a sociedade e os agentes setoriais. Estes planos têm que representar uma realidade factível e ser objeto de ação integrada de todos os setores do Governo.
- Há que se concentrar recursos e tempo de gerência em alternativas reais, evitando-se as aventuras das chamadas “soluções mágicas ou estruturantes”, que significam repetições de erros e desperdício dos recursos financeiros e humanos disponíveis.

- O Governo não desenvolve uma ação sistemática de estímulo à conservação de energia. As diferentes crises já demonstraram quanto potencial de redução esta atividade pode ainda proporcionar. Lutar por linhas de financiamento preferenciais e outros estímulos para esta atividade, além de ampla divulgação, é o que falta.

Finalmente, há que se desmistificar a questão do meio ambiente, que trava e encarece desnecessariamente a ampliação da oferta. Energia de origem hidráulica precisa ser estimulada para ser implementada de forma a não destruir o meio ambiente, mas não desprezando o fato de que um projeto adequado causa menores danos ao meio ambiente que o uso de térmicas a óleo combustível, a carvão ou, até mesmo, a gás natural. Neste sentido, há urgência em reformular a gestão do meio ambiente para torná-la eficaz, rápida, previsível e tecnicamente capacitada.

TRIBUTOS E ENCARGOS SETORIAIS INCIDENTES SOBRE A ENERGIA ELÉTRICA¹

David A. M. Waltenberg²

Introdução

O tema objeto deste trabalho é de grande importância e atualidade, porque diz respeito aos ônus que impactam diretamente o custo final da energia elétrica, pondo em cheque a chamada “modicidade tarifária”.

Esses ônus são compostos por uma grande variedade de tributos e encargos setoriais que incidem em toda a cadeia produtiva da energia elétrica, passando pela geração, transmissão, distribuição e comercialização, chegando ao fornecimento desse insumo básico aos seus destinatários finais, os consumidores, com tarifas ou preços que são fortemente influenciados por esses ônus adicionais.

Para a adequada abordagem do tema, vamos, inicialmente, procurar caracterizar o problema existente, tanto no que se refere à carga tributária, quanto no que diz respeito ao conjunto de encargos setoriais incidentes sobre a energia elétrica.

Em seguida, vamos verificar de que forma se deu, ao longo do tempo, a evolução dos tributos e encargos setoriais incidentes sobre as atividades de energia elétrica, bem como qual é a sua situação atual e sua perspectiva para o futuro próximo, considerado o horizonte da atual gestão federal, no segundo mandato do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, de 2007 a 2010.

1 - Resumo da palestra proferida na 3ª Reunião da Câmara de Assuntos de Energia da FECOMERCIO, realizada em 17.05.2007.

2 - David A. M. Waltenberg é advogado especializado em Direito da Eletricidade, membro do Conselho para Assuntos de Energia da FECOMERCIO e sócio da Advocacia Waltenberg.

Finalmente, tendo em conta a gravidade da situação, vamos discutir de que modo ela pode ser enfrentada, quer sobre a ótica jurídica - quanto a possibilidade de questionamento da consistência jurídica dos encargos setoriais -, quer sobre a ótica conceitual - questionando a sobreposição da cobrança concomitante de diversos encargos com idênticas finalidades, duplicando, triplicando ou multiplicando a oneração sobre o custo final da energia.

Caracterização do Problema

Nos últimos sete dias colecionamos diversas notícias aparentemente contraditórias sobre a situação da economia brasileira. De um lado, notícias favoráveis, dando a impressão de que a economia brasileira vai se desenvolvendo num ritmo muito bom, muito positivo. De outro lado, notícias negativas, indicando problemas existentes na economia brasileira, evidenciando a contradição nas análises da situação econômica atual, feitas por diferentes especialistas.

Na verdade, como vamos ver a seguir, tanto umas quantos outras são procedentes, porém, abordam a realidade da economia brasileira sob diferentes enfoques, o que acaba produzindo resultados aparentemente contraditórios.

Tome-se, como exemplo, a notícia de que uma das mais conceituadas agências internacionais de classificação de riscos, a Fitch Ratings, acaba de elevar a classificação do Brasil, aproximando-a do chamado “grau de investimento”, que é o desejado, visto que estimula investimentos externos do país, reduzindo os seus custos³. A decisão da Fitch baseou-se em fatores que evidenciaram a melhoria geral das condições de solvência do país, o acúmulo de reservas internacionais, seu superávit em conta corrente, as sucessivas e robustas entradas de capital e a redução da dívida geral do governo, de 75% para 67% com relação ao PIB, embora esta redução tenha sido consequência da revisão dos critérios do cálculo do Produto Interno Bruto.

É bem verdade que a Fitch também apontou problemas que devem ser enfrentados e solucionados para que no futuro o Brasil possa ter melhor classificação na escala de risco chegando, finalmente, ao grau de investimento. Dentre os problemas apontados destacam-se a dívida interna elevada, o baixo nível de crescimento do PIB nos últimos anos, os juros elevadíssimos praticados no Brasil, o também elevado custo fiscal, as limitações da infraestrutura e, finalmente, o baixo nível dos investimentos públicos.

Outra notícia alvissareira, divulgada em 16 de maio de 2007, dá conta que diversos indicadores econômicos apontam para a ocorrência de um aquecimento geral na economia brasileira nos primeiros meses de 2007⁴. Dentre esses indicadores constam o crescimento das vendas no varejo, da ordem de 10% no primeiro trimestre de 2007, quando comparadas com o mesmo período de 2006, e o crescimento do nível de emprego no Estado de São Paulo, de 2,25% no mês de abril, em relação a março de 2007, consistindo este o melhor desempenho desde o ano de 2000.

3 - Cf. Gazeta Mercantil de 11.05.2007.

4 - Cf. Gazeta Mercantil de 16.05.2007.

Ademais, foi registrada a falta de equipamentos para transporte e moagem da cana, tendo em conta o aquecimento dessa atividade econômica, assim como o crescimento da demanda por soja no mercado interno, 7% maior em 2007 do que em 2006, enquanto a safra cresceu 6% de um ano para outro. De acordo com a matéria, “mantido o atual ritmo da economia, não será surpresa o PIB crescer além dos 4,1% hoje previstos pelo relatório de mercado do Banco Central e ficar bem próximo – ou até ultrapassar, avaliam os mais otimistas – os 4,5% defendidos pelo governo”.

Todavia, em contraste com essas notícias favoráveis, no mesmo período, nos últimos sete dias, tivemos também notícias desfavoráveis, como por exemplo, a que indicou que o Brasil perdeu cinco posições no ranking de competitividade mundial calculado pelo International Institute for Management Development – IMD, em parceria com a Fundação Dom Cabral, do Brasil⁵.

De acordo com o levantamento do IMD, o Brasil, depois de ter caído duas posições no ranking da competitividade mundial em 2006 perdeu, de 2006 para 2007, mais cinco posições ocupando, atualmente, a 49ª colocação entre as 55 economias pesquisadas. A notícia dá conta de que “os fatores determinantes para a queda do Brasil do ranking em 2007, mais uma vez foram, custo do capital, taxa de juros e carga tributária.”

Segundo a coordenadora pesquisa, Suzanne Rosselet, “em dois anos o Brasil perdeu performance econômica devido ao fraco crescimento do PIB. O governo brasileiro também não está conseguindo criar um ambiente favorável à competitividade dos negócios, principalmente em razão da alta carga tributária.”

Na mesma linha, a imprensa divulgou ontem o resultado da pesquisa feita pela LIDE – Liderança Empresarial e pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, o chamado “Índice LIDE - FGV de Clima Empresarial”, baseado numa pesquisa feita junto a presidentes das principais companhias instaladas no Brasil, de acordo com a qual, “a pesada carga tributária brasileira, segue como principal obstáculo ao crescimento das empresas na opinião de 77% dos 150 altos executivos ouvidos na pesquisa.”⁶

A conclusão que se pode tirar desse conjunto de notícias é que, apesar dos avanços verificados em diversos fundamentos da economia brasileira, ela continua padecendo ainda de muitas fraquezas, a maior parte delas conseqüentes da alta carga tributária que inibe os investimentos, prejudica as atividades econômicas de uma forma geral, afetando, também, gravemente, o consumidor.

Dessa visão não discorda o próprio governo federal, como se verifica pela proposta disponível no “site” do Ministério da Fazenda desde o mês de abril de 2007, sob o tema Reforma Tributária. De fato, nesse trabalho consta que “a complexidade e a falta de neutralidade do sistema tributário brasileiro tem representado um grande entrave ao crescimento”.

5 - Gazeta Mercantil de 10.05.2007

6 - Gazeta Mercantil de 16.05.2007.

Ao avaliar os reflexos do sistema tributário brasileiro sobre os investimentos, o estudo do Ministério da Fazenda aponta, dentre outras distorções, que “os regimes aplicados aos tributos indiretos não estão permitindo a desoneração integral dos investimentos”, que “o ICMS dificulta a desoneração dos investimentos, pois o Estado que recebe os investimentos arca com o ônus do ICMS incidente sobre máquinas e equipamentos, em geral pago a outro Estado”, e também que há um “impacto negativo sobre a competitividade da economia, tanto maior quanto mais elevados os juros”.

Entre as conseqüências das distorções do sistema tributário sobre bens e serviços, o estudo do Ministério da Fazenda indica o “desestímulo aos investimentos produtivos” e a “insegurança jurídica”. Em razão disso, o Ministério da Fazenda propõe uma Reforma Tributária que tem, dentre seus principais objetivos, os de “desonerar os investimentos produtivos” e “eliminar as distorções que prejudicam os investimentos”.

É bem verdade que esse estudo do Ministério da Fazenda não fala em redução da carga tributária, mas ele é importante por mostrar que o próprio governo reconhece que a estrutura tributária vigente no País incorpora graves distorções que prejudicam os investimentos e as atividades econômicas de uma forma geral.

De igual modo, no que diz respeito aos encargos setoriais incidentes sobre as atividades de energia elétrica – que são repassados ao custo final de energia fornecida aos consumidores – a situação também é dramática pelo acúmulo, multiplicidade e onerosidade do conjunto de encargos. Isso ficou demonstrado em um estudo realizado em 2005 pela PriceWaterhouseCoopers para um grupo de associações setoriais, divulgado pelo Instituto Acende Brasil, que apontou a participação crescente dos encargos sobre o custo total da energia elétrica, chegando a 9,38% em 2005, com estimativa de passar a casa dos 10% em 2006⁷.

Somados os tributos e os encargos setoriais incidentes sobre as atividades de energia elétrica, de acordo com o mesmo estudo da PriceWaterhouseCoopers, a perspectiva para 2006 era de superação da casa dos 50% do custo total da energia elétrica. Ou seja, no caso da energia elétrica, paralelamente à alta carga tributária, tem-se também o problema adicional da extrema onerosidade dos encargos setoriais que compõem o custo final da energia.

Também no caso dos encargos setoriais, dessa realidade não discorda o governo federal, como se verificou em quadro apresentado recentemente pela ANEEL, no voto do diretor relator do processo de reajuste anual das tarifas da Companhia Energética de Pernambuco, a CELPE, que indicou que para um consumidor residencial pernambucano os encargos setoriais e tributos incluídos na conta de energia elétrica somam 36,42% de seu total⁸.

Importante destacar que no mesmo voto, em seguida a aludido quadro, constou que “... destacamos apenas os tributos incidentes diretamente sobre a venda da distribuidora: ICMS,

7 - I Fórum Instituto Acende Brasil sobre Tributos e Encargos do Setor Elétrico Brasileiro – 29.08.2006.

8 - Matéria discutida e aprovada na Reunião da Diretoria da ANEEL de 24.04.2007.

PIS/PASEP e COFINS. Quando computada toda a carga tributária incidente sobre a cadeia do processo de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a participação dos tributos é bem mais elevada, podendo chegar a mais de 50%, segundo recentes estudos elaborados sobre a carga tributária do setor elétrico brasileiro.”

Como se vê, não são apenas os órgãos de imprensa ou os agentes setoriais que apontam a gravidade do problema dos tributos e encargos setoriais incidentes sobre o custo final da energia no Brasil. O próprio governo federal reconhece e admite a gravidade da situação.

Breve Retrospectiva Histórica

No chamado “período estatal” de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro -- que foi da segunda metade da década de 1940 até a promulgação da Constituição Federal de 1988, em que tivemos como característica marcante a predominância dos investimentos estatais federais e estaduais do setor elétrico brasileiro, por meio de um grande número de empresas estatais -- o que se verificou foi a criação de uma ampla estrutura de apoio aos investimentos públicos no setor elétrico.

Para tanto, foram adotadas providências de duas ordens: de um lado, por meio de dotações orçamentárias e da vinculação de receitas tributárias e de encargos setoriais a aplicações e investimentos no setor elétrico; e, de outro, por meio da redução da carga tributária geral incidente sobre a energia elétrica.

Na primeira linha, foram criados alguns tributos e encargos setoriais com recursos vinculados diretamente a investimentos ou despesas de custeio do setor elétrico, como foram os casos de empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, do imposto único sobre energia elétrica, da reserva global de reversão - RGR e da conta de consumo de combustíveis fósseis - CCC.

Na segunda linha, promoveu-se a redução da carga tributária geral incidente sobre as atividades de energia elétrica, mediante a isenção dos tributos sobre a propriedade imobiliária, tanto urbana, quanto rural, - isenção essa que durou quase cinco décadas -, a adoção de uma alíquota reduzida de 6% para o imposto de renda incidente sobre as empresas de energia elétrica e a implantação de um pacote de isenções tributárias - do imposto de importação, IPI e ICM - na importação de bens e equipamentos para o setor de energia elétrica que não tivessem similar nacional.

Foi esse conjunto de providências que ensejou o extraordinário desenvolvimento do setor elétrico brasileiro ao longo de mais de quatro décadas, à época do modelo estatal.

Essa situação começou a se modificar de forma bastante significativa a partir da promulgação da Constituição Federal de 1988, que eliminou uma série de vantagens de que gozava o setor elétrico. Com efeito, a nova Constituição estabeleceu a diretriz da extinção dos subsídios tributários gerais, que acabou acarretando o fim da alíquota privilegiada de imposto de renda, de 6%, para as empresas de energia elétrica.

A Constituição também proibiu à União dar isenções com relação a tributos de competência dos estados e dos municípios, o que acarretou a extinção da isenção do IPTU para as empresas de energia elétrica, por ser o IPTU um tributo de competência municipal e aquela isenção ter sido dada no passado por meio de um Decreto-Lei Federal.

A nova Constituição também determinou a extinção do imposto único sobre a energia elétrica - o antigo tributo cujas receitas eram vinculadas ao setor elétrico - e sua substituição pelo ICMS, tributo estadual com receitas não vinculadas ao setor elétrico e com alíquotas muito mais elevadas do que as do imposto único.

A Constituição também criou a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para geração de energia elétrica, a COFHUR, que viria ser estabelecida pela legislação ordinária respectiva no elevadíssimo percentual de 6,75% da receita anual produzida pelos aproveitamentos hidrelétricos.

Tudo isso contribuiu para a derrocada final do antigo modelo estatal do setor elétrico, abrindo caminho para a implantação do novo modelo que viria na metade da década de 1990, o chamado “modelo neoliberal”, marcado pelas diretrizes da desestatização, privatização e competição, contando não mais com os investimentos públicos, mas sim, em seu lugar, com os investimentos privados.

Face a tais diretrizes, não haveria mais necessidade da arremetida dos recursos dos fundos setoriais para garantir os investimentos estatais, que seriam substituídos por recursos oriundos dos investidores privados. Esse foi o mote para o desenvolvimento da campanha de combate ao “custo Brasil setorial”, que desembocou nas medidas contidas na Lei nº 9.648, de 1998, voltadas à redução gradativa dos encargos setoriais incidentes sobre energia elétrica.

Com efeito, a Lei nº 9.648/98 previu a extinção da RGR no final de 2002, além de também prever a extinção da CCC dos Sistemas Interligados no ano de 2005 - extinção esta que seria precedida pela diminuição gradativa do encargo nos três anos anteriores, à razão de 25% ao ano - e da CCC dos Sistemas Isolados em 2013⁹.

Todavia, “para não perder hábito”, paralelamente às promessas de futuras reduções de encargos setoriais, a legislação da época também criou novos ônus, como foi o caso da taxa de fiscalização da ANEEL, de 0,5% ao ano sobre as receitas dos diversos agentes do setor elétrico, e a obrigatoriedade de aplicação de 1% ao ano em pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética por todos os agentes setoriais.

Também nessa época foi criado o pagamento pelo uso do bem público - PUBP nas suas duas versões, a primeira em substituição ao pagamento da RGR por parte dos geradores hidrelétricos que fossem privatizados e alterassem o seu regime de geração de serviço público para produção independente, e a segunda, sob a roupagem do pagamento pela outorga das concessões resultantes de licitações.

9 - A CCC dos Sistemas Isolados foi criada pela Lei nº 8.631, de 1993.

Porém, antes que se cumprissem as promessas de redução, a médio prazo, dos encargos setoriais, ocorreu a crise setorial marcada pelos “apagões”, de março de 1999 em diante e pela grave crise do racionamento, de maio de 2001 a fevereiro de 2002, que acarretaram a revisão do modelo neoliberal, ainda durante o segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso.

ruto dessa revisão, que resultou na proposta de “revitalização” do modelo institucional setorial, ainda no governo Fernando Henrique Cardoso, somada às propostas do novo modelo institucional setorial implementado no primeiro mandato do Presidente Lula, ocorreu uma alteração substancial do arranjo institucional do setor elétrico, com a retomada dos investimentos estatais, para o que se fez também uma revisão da antiga proposta de extinção dos encargos setoriais, de modo que pela Lei 10.438, de 2002, foi adiada a extinção da RGR, de 2002 para 2010, assim como a extinção da CCC dos Sistemas Isolados, de 2013 para 2018.

Com relação à CCC dos Sistemas Interligados, embora mantido o cronograma de sua extinção para 2005, criou-se um novo encargo setorial para ocupar o seu espaço na oneração da energia elétrica, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada com previsão de ser cobrada por 25 anos.

Paralelamente à CDE, também foi criado o PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia, com a finalidade de subsidiar o desenvolvimento de fontes alternativas como a biomassa, a geração eólica e a geração através das PCHs, as pequenas centrais hidrelétricas.

Tudo isso acabou criando um quadro bastante preocupante, de grande onerosidade de encargos e novos custos tarifários sobre a energia elétrica, quadro esse que não apresenta perspectiva de modificação a curto e médio prazo, visto que a Proposta de Governo para o 2º mandato do Presidente Lula, de 2007 a 2010, não contém qualquer referência a medidas que tenham a finalidade ou objetivo de diminuir a carga tributária e os encargos setoriais¹⁰.

Ao contrário, as principais propostas referentes ao setor elétrico contidas no Programa de Governo Lula para o período 2007/2010 apresentam perspectivas de encarecimento da energia elétrica, mediante a manutenção do incentivo às fontes alternativas, com custos mais caros do que o das fontes tradicionais hidrelétricas, o incentivo aos chamados “projetos estruturantes”, que, como se sabe, são implementados sem observância da “ordem de mérito econômico”, e também a manutenção do “programa de universalização” de fornecimento de energia elétrica que, paralelamente ao seu extraordinário mérito social, voltado à disponibilização desse insumo essencial para toda a população brasileira, também importa em maior oneração do custo final da energia elétrica.

Portanto, a situação atual é a do pior dos mundos, marcada por uma pesadíssima carga tributária incidindo sobre as atividades de energia elétrica, somada à multiplicidade de encargos setoriais, como é o caso da RGR, da CDE, da COFURH, das aplicações em P&D, do PUBP e da CCC dos Sistemas Isolados. Além disso, o custo final da energia elétrica também é impactado

10 - Cf. www.pt.org.br/site/assets/plano_governo.pdf

pelos sobrecustos tarifários decorrentes do custeio dos projetos estruturantes, do PROINFA e do programa de universalização.

Tudo isso prejudica os investidores, os consumidores e, em última instância, o próprio novo modelo institucional do setor elétrico que tinha, dentre suas metas, a de propiciar a modicidade tarifária, que pretendia “assegurar que não sejam apropriados às tarifas/preços, custos estranhos à prestação dos serviços”. Pois bem, atualmente, muitos “custos estranhos” pegam carona nas tarifas e preços de energia elétrica, comprometendo a modicidade tarifária.

Alternativas de Redução dos Encargos Setoriais: Questionabilidade Jurídica e Conceitual.

Tudo isso levou à necessidade de avaliar a consistência jurídica e conceitual dos encargos setoriais. Avaliação Jurídica feita pela Advocacia Waltenberg em 2004, para o Conselho de Consumidores da Bandeirante Energia S.A., concluiu que quatro dos encargos setoriais - a RGR, a CCC dos Sistemas Isolados, a CDE e a taxa da ANEEL - eram passíveis de questionamento quanto à sua consistência jurídica, sendo que os dois primeiros, ainda de acordo com essa avaliação, apresentavam razoáveis probabilidades de êxito em caso de questionamento judicial.

Já a avaliação sob a ótica conceitual dos encargos setoriais identificou uma multiplicidade de sobreposições de destinações dos seus recursos como, por exemplo, no que diz respeito às fontes alternativas de energia elétrica, que recebem recursos da RGR, da CDE, além do próprio PROINFA.

De igual forma, para os estudos de inventário, de viabilidade de potenciais hidráulicos e de planejamento da expansão do sistema energético são destinados recursos da RGR, COFURH e, também, das aplicações obrigatórias em P&D.

Ora, essa situação sugere a necessidade de uma ampla revisão crítica de toda estrutura de encargos setoriais voltada, no mínimo, a sua racionalização e, se possível, à redução da sua carga total.

Conclusões

O certo é que a situação atual é grave e requer que algo seja feito com urgência para reverter o quadro que aí está, de sobreoneração dos custos de energia elétrica, em decorrência da elevadíssima carga de tributos e encargos setoriais incidentes sobre esse insumo essencial.

Atualmente não é possível falar-se em modicidade tarifária sem considerar os tributos e os encargos que oneram a energia elétrica. Com efeito, diante dessa situação, “a modicidade tarifária” perde significado; é preciso buscar-se “a modicidade do custo final” da energia elétrica.

É preciso ouvir e considerar os gritos de alerta que ecoam contra esse estado de coisas como, por exemplo, a justa e indignada revolta manifestada pelo professor Ives Gandra da Silva Martins, renomado jurista e presidente do Conselho Superior de Direito da FECOMERCIO.

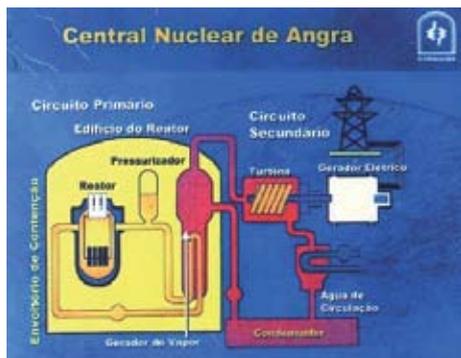
Em artigo publicado no jornal Gazeta Mercantil, de 16.05.2007, sob o título “Cidadão, um mero objeto fiscal”, o ilustre jurista bradou contra a sanha fiscalista nacional dizendo que “na república fiscal brasileira, caminhando para a plena ditadura do Fisco, o cidadão é mesmo, e cada dia mais, um mero objeto, um ‘patrimônio personificado’, que deve ser confiscado em prol de se manter o alto nível de subsídios e mordomias dos detentores do poder”.

De igual modo, é preciso levar a sério o grito de socorro manifestado pelo Instituto Acende Brasil, em seminário realizado sobre a matéria em agosto de 2006, que terminou com o brado “Conta de luz é para pagar a luz!”.

7. ENERGIA NUCLEAR – PARTICIPAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Ronaldo Fabrício¹

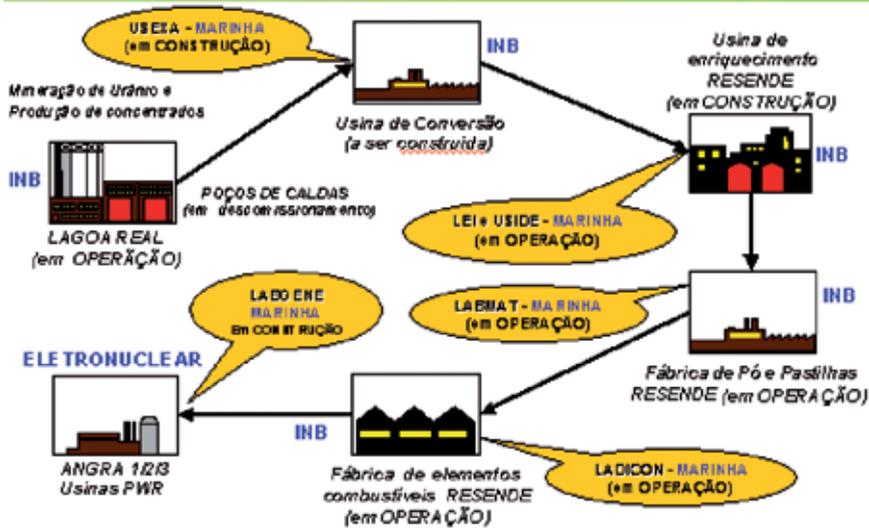
A geração de energia nuclear para fins pacíficos foi decidida em um Seminário realizado pelas Forças Armadas americanas após a 2ª guerra mundial. Analisando as estratégias adotadas e as armas utilizadas foi consenso que o submarino tinha tido uma participação fundamental, na medida em que cortava as linhas de abastecimento do inimigo. Movido a corrente contínua fornecida por baterias ele precisava emergir para carregá-las com a utilização de geradores diesel que precisam de ar. Uma vez emerso o submarino se transformava em um alvo fácil para aviões. Foi então contratado com a Westinghouse e a General Electric estudo que viabilizasse a energia nuclear para propulsão naval. Como resultado surgiram 2 tipos de reator; de água fervente da GE e pressurizado da Westinghouse. Construído o reator de propulsão naval ambas as empresas resolveram ampliar a escala e construir usinas para a geração de energia elétrica. O reator PWR (pressurized water reactor) da Westinghouse foi o escolhido para a propulsão do submarino e é hoje adotado pela maioria dos países, inclusive o Brasil para geração de energia elétrica. O calor que produz a evaporação da água é produzido por uma fissão nuclear e não gera gases do efeito estufa.



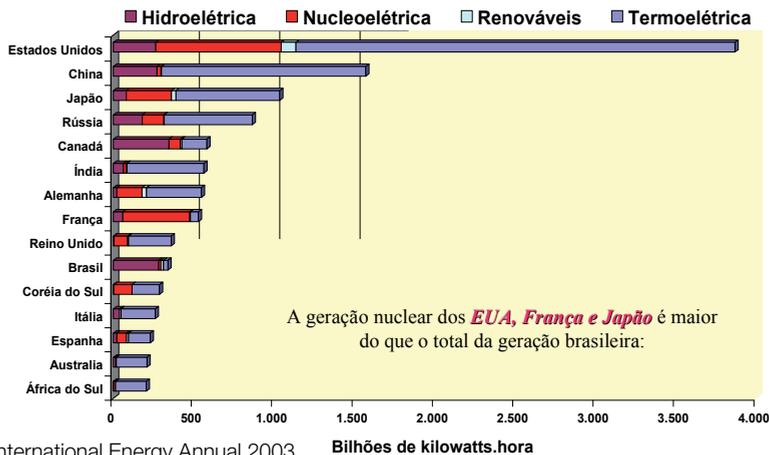
1 - Ronaldo Fabrício é ex-Presidente de Furnas Centrais Elétricas e membro do Conselho para Assuntos de Energia da FECOMERCIO.

O urânio físsil, contudo, é o U235 que é encontrado na natureza misturado com o Urânio 238, na proporção de 0,7%. Para servir de combustível para usinas ele deve ter uma proporção da ordem de 4%, para o reator do submarino 20% e para a bomba atômica 90%. A tecnologia deste enriquecimento (aumento da proporção de U235 no U238) é possuída por pouquíssimos países, inclusive o Brasil, graças ao desenvolvimento tecnológico realizado pela Marinha do Brasil.

CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR NO BRASIL



O Brasil ocupa a 10ª posição entre os 15 maiores geradores de energia elétrica e a 2ª com contribuição relativa de fonte hídrica com 83%, só superado pela Noruega e pelo Paraguai, este em função da Usina de Itaipu. Em compensação, em termos de consumo per capita em KWh/ habitante ano ocupa a 90ª posição, ou seja, é necessário que se disponibilize energia em grandes quantidades, utilizando todas as fontes possíveis, para que o país possa chegar próximo do consumo médio mundial.



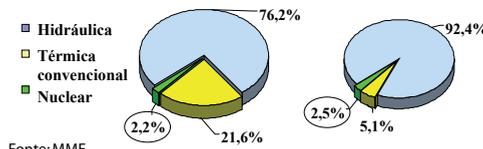
Fonte: International Energy Annual 2003

Bilhões de kilowatts-hora

A evolução da matriz energética nos últimos anos demonstra um acréscimo percentual da geração térmica, embora continue sendo majoritariamente hidrelétrica. Isto porque o sistema precisa de uma regulação térmica para atender aos períodos de estiagem, ou anos denominados secos. Tanto é assim que em 1980 a capacidade instalada de térmicas era de 5.823 MW num total de 33.472 MW, ou seja, de 17,4% e, em 2005, passou para 21777 MW num total de 92.865, ou seja, 23,4%. Isto porque razões ambientais tem tornado quase impossível construir usinas com grandes reservatórios, como se fazia no passado; como conseqüência a evolução da matriz nos últimos anos apresenta um crescimento da potência hidrelétrica instalada sem um aumento proporcional na capacidade de armazenamento, aumentando o risco de desabastecimento nos períodos hidrológicos desfavoráveis.

MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA NACIONAL

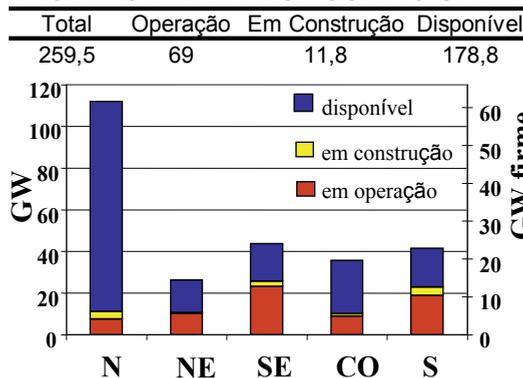
Fonte	Capacidade instalada (status: dezembro/2005)		Geração (ano de 2005)	
	MW	%	MW médios	%
Hidráulica	69.631	76,2	42.272	92,4
Térmica convencional	19.778	21,6	2.329	5,1
Nuclear	2.007	2,2	1.125	2,5
Total	91.416	100,0	45.726	100,0



Fonte: MME

Muito se fala no potencial hidráulico brasileiro ainda não aproveitado, mas uma análise geográfica mostra que dos 178 GW supostamente disponíveis mais de 100 GW se encontram na região norte, notadamente na Amazônia, onde há muita água mas poucas quedas, por se tratar de terreno plano; assim barragens de baixa elevação inundam áreas enormes, como aconteceu com a Usina de Balbina, no Amapá. Acresce o fato de que embora a tendência dos últimos anos seja o deslocamento da construção de hidrelétricas naquela direção, com as centrais de Serra da Mesa, Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, aquela região é povoada de áreas indígenas, Unidades de Conservação estaduais e federais, bem como propostas do Plano de Contenção do Desmatamento.

POTENCIAL HIDRÁULICO NACIONAL



Fonte: Balanço Energético Nacional 2005

Cabe lembrar que os processos sumários de desapropriação utilizados no passado e que permitiram o aumento extraordinário da geração hidrelétrica não podem mais ser utilizados. Hoje há necessidade de estudos prévios, geológicos e antropológicos para evitar a eventual inundação de relíquias valiosas, bem como interferência das prefeituras, do Ministério Público e de várias ONGs. A mais recente destas ONG defende o estudo da potencialidade de áreas a serem inundadas no desenvolvimento do agronegócio.

Embora a matriz elétrica brasileira deva continuar sendo majoritariamente hidrelétrica, a necessidade de geração térmica como complementação é cada vez mais evidente. As chamadas energias alternativas, eólica e solar devem ser utilizadas, mas são caras e dificilmente poderiam produzir grandes blocos de energia como o país vai precisar para manter um desenvolvimento sustentado.

Surgem, portanto, como essenciais à complementação hidrelétrica as gerações térmicas a partir do óleo combustível, carvão, diesel, gás, biomassa ou urânio. Considerando o esforço mundial em favor da redução do aquecimento global gás, biomassa e urânio surgem como as fontes mais econômicas e recomendáveis.

O gás é uma commodity com preço volátil, pouca emissão de CO₂, com oferta nacional limitada e com preço de geração estimado em 130 R\$/ MWh. A biomassa tem preço estável (nacional) não emite CO₂ a oferta nacional pode ser ampliada e terá preço estimado em 100 a 120 R\$/ MWh. O urânio tem preço estável (nacional) não emite CO₂ e tem oferta ampla porque o Brasil tem a 6ª reserva mundial, com apenas 30% do seu território prospectado. As 309.000 toneladas de urânio já detectadas, segundo a Eletronuclear equivalem ao dobro das reservas da Bolívia, a 238 anos de operação do GASBOL (gasoduto Bolívia-Brasil) e a 40 anos de operação do projeto GASVEN (gasoduto da Venezuela).

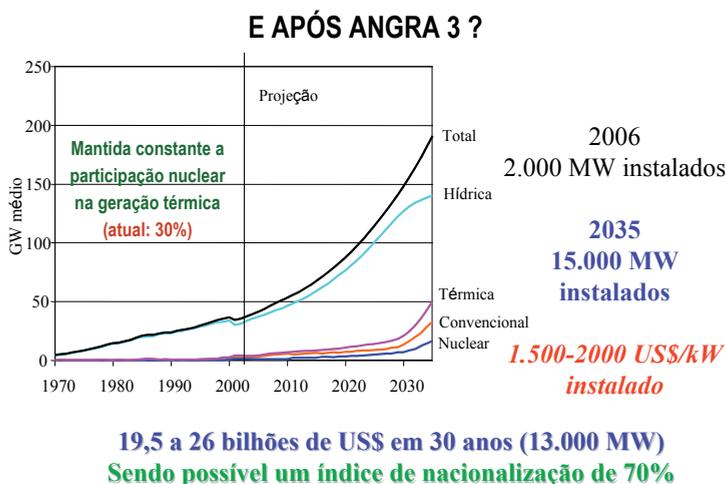
OPÇÕES TÉRMICAS NACIONAIS (usinas a serem implantadas)				
COMBUSTÍVEL	VOLATILIDADE DE PREÇOS	EMISSÃO DE CO₂	OFERTA Nacional	PREÇO (R\$/MWh)
CARVÃO	ESTÁVEL Nacional	SIM Muita	LIMITADA Localizada	140 - 145
BIOMASSA	ESTÁVEL Nacional	NÃO	LIMITADA Localizada	100 - 120
GÁS NATURAL	VOLÁTIL Commodity	SIM Pouca	LIMITADA Requer transporte	130 - 150
PETRÓLEO	VOLÁTIL Commodity	SIM Muita	LIMITADA Requer transporte	>> 150
NUCLEAR Angra 3	ESTÁVEL Nacional	NÃO	AMPLA Transporte fácil	135-140

O governo vem de autorizar a retomada das obras da Usina Nuclear de Angra 3, que a partir de 2013 injetará no centro de carga do sistema 1450 KW sem necessidade de linhas de transmissão, e que consolidará uma tecnologia de ponta obtida pelo Brasil e que poucos países possuem.

E após Angra 3?

Como já dissemos, a matriz energética brasileira continuará a ser majoritariamente hidrelétrica, porém, com participação crescente da geração térmica.

Para manter a atual participação da energia nuclear de 30% na geração térmica global será necessária a instalação de mais 13000 MW até 2035, o que corresponde a 10 usinas do porte de Angra 2 e 3, ou seja uma nova usina aproximadamente a cada 3 anos.



A questão da segurança das usinas nucleares do Ocidente e a disposição final dos rejeitos da geração nuclear, já tecnicamente assegurados, seriam objeto de outra apresentação.

As usinas em operação e em construção, constantes da tabela anexa, demonstram o uso mundial desta modalidade de energia sem que tenha havido qualquer acidente com vazamento de radiação, à exceção de Chernobyl, na Rússia. A usina russa, contudo, era totalmente diferente daquelas construídas no ocidente, sem qualquer medida efetiva de segurança para o caso de um acidente.

Nas usinas como Angra 2 e 3 é postulado um acidente e o projeto prevê todas as medidas para evitar vazamento de radiação; o acidente de Three Mile Island nos Estados Unidos, semelhante ao de Chernobyl, não causou nenhum dano ao meio ambiente.

A conclusão é que a energia nuclear precisará ter uma participação significativa na geração térmica nacional, principalmente pelo fato de o Brasil ter grandes reservas de urânio e já dispor de toda a tecnologia necessária para completar o ciclo do combustível, além de projetar, construir e operar usinas nucleares.

País	Reatores em Operação		Reatores em Construção		Energia Nuclear fornecida em 2004		Experiência total de operação até 2004	
	No.de unidades	Total MW (e)	No.de unidades	Total MW (e)	TW.h	% do total	anos	meses
Argentina	2	935	1	692	7.3	8.2	52	7
Armênia	1	376			2.2	8.3	37	3
Bélgica	7	5.801			44.9	8.4	198	7
Brasil	2	1.901			11.5	8.5	27	2
Bulgária	4	2.722	1	953	15.6	8.6	133	2
Canadá	18	12.599			85.3	8.7	509	7
China	9	6.572	3	3.000	47.8	8.8	47	11
República Checa	6	3.368			24.8	8.9	80	10
Finlândia	4	2.676	1	1.600	21.8	8.10	103	4
França	59	63.363			426.8	8.11	1.405	2
Alemanha	17	20.339			158.4	8.12	666	0
Hungria	4	1.755			11.2	8.13	78	2
Índia	15	3.040	8	3.602	15.0	8.14	237	5
Iran			1	915		8.15		
Japão	56	47.839	1	866	273.8	8.16	1.176	4
Koréa	20	16.810			124.0	8.17	239	8
Lituânia	1	1.185			13.9	8.18	38	6
México	2	1.310			10.6	8.19	25	11
Holanda	1	449			3.6	8.20	60	0
Paquistão	2	425	1	300	1.9	8.21	37	10
România	1	655	1	655	5.1	8.22	8	6
Rússia	31	21.743	4	3.775	133.0	8.23	791	5
Slovaquia	6	2.442			15.6	8.24	106	6
Slovenia	1	656			5.2	8.25	23	3
África do Sul	2	1.800			14.3	8.26	40	3
Espanha	9	7.588			60.9	8.27	228	2
Suécia	10	8.910			75.0	8.28	322	1
Suíça	5	3.220			25.4	8.29	148	10
Ucrânia	15	13.107	2	1.900	81.8	8.30	293	6
Inglaterra	23	11.852			73.7	8.31	1.354	8
Estados Unidos	104	99.210			788.6	8.32	2.975	8
Taiwan	6	4.904	2	2.600				
Total	443	369.552	26	20.858	2616.9	16%	11.588	6

Fonte: Dados AIEA - Abril de 2006

