

I. OS DESAFIOS DA ENERGIA

19 de maio de 2006

COORDENADOR:

João Lizardo Hermes de Araújo
Diretor do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)

EXPOSITORES:

Celso Lucchesi.
Diretor gerente de Estratégia e Desempenho Empresarial, Petrobras.

“Linhas estratégicas de ação da Petrobras”

Adilson de Oliveira
Professor do Instituto de Economia/UFRJ.

“Gás e petróleo: comentários sobre problemas e perspectivas”

Maurício Tolmasquin
Presidente da Empresa de Pesquisa Energética.

“O Plano decenal de energia”

Roberto Pereira d'Araújo
Professor da COPPE/UFRJ.

“Resistências ambientais a hidrelétricas e possíveis alterações estruturais”

J. L. HERMES DE ARAÚJO. Dou início a mais um seminário do Centro Celso Furtado, cujo tema é Energia. Este seminário é composto de duas partes. Na primeira trataremos das questões relativas ao petróleo e na segunda, relativas à energia elétrica. Com a palavra o dr. Celso Lucchesi, da Petrobras.

CELSO LUCCHESI.* (*ver power point à p. 181*) Boa tarde. Agradeço à professora Maria da Conceição o convite para vir aqui, representando o presidente da Petrobras, dr. José Sergio Gabrielli de Azevedo. Tentarei não fazer propaganda da Petrobras, mas creio que será inevitável. A empresa tem hoje um papel importante que é motivo de orgulho para o Brasil (*figura 1*).

O que gostaria de apresentar em minha exposição é um pouco do planejamento da empresa e, para tal, iniciaremos com alguns dados internacionais, o que não tem a pretensão de esgotar a questão geopolítica nem a da importância do petróleo no cenário internacional. Isso é importante para sabermos onde se coloca o Brasil, hoje, relativamente ao tamanho do setor de energia no mundo, especificamente o de petróleo e gás. Rapidamente apresentaremos o Plano de Investimento e as linhas estratégicas da Petrobras, e também nossa expectativa de contribuição para o desenvolvimento brasileiro em termos de valor adicionado, de questões estratégicas e de atendimento aos consumidores.

(*figura 2*) Em relação à produção de petróleo, o país que possui o maior volume é a Arábia Saudita, com quase 11 milhões de barris por dia. Segundo previsões para o ano de 2006, o consumo mundial atingirá cerca de 83 milhões de barris/dia. O segundo maior produtor é a Rússia e, em terceiro lugar, se encontram os Estados Unidos. Este país ainda possui um papel relevante na produção, embora venha decaindo assustadoramente, pois já produziu mais de 15 milhões de barris por dia e hoje está produzindo algo em torno de 7 milhões de barris por dia, segundo dados de 2004-2005. Isso é grave para a economia americana pois ao mesmo tempo seu consumo atinge mais de 21 milhões de barris por dia. Logo, segundo palavras do próprio presidente George W. Bush, os Estados Unidos hoje são viciados em petróleo, e sua dependência é crescente.

O Brasil, de acordo com os dados de 2004, é o 17º produtor mundial, embora fique em 12º lugar no *ranking* do consumo. Podemos dizer que nosso consumo é muito baixo, dadas as dimensões da economia brasileira. O Fórum Econômico Mundial lançou um relatório no qual mostra previsões até 2015, e podemos observar alguns dados interessantes. É importante fazer a ressalva de que o padrão

* O texto apresenta uma visão estratégica do ano de 2006. (N. E.)

norte-americano não é um padrão de comparação, mas um número que pode ser usado como referência. Hoje, cada cidadão americano consome, em média, 26 barris de petróleo por ano, enquanto na China o consumo fica em torno de 4 barris. No Brasil, pois também fizemos essa conta, o consumo *per capita* se situa em torno de 4 barris. Mas o que o texto do Fórum Econômico nos mostra é que, em relação à China, que cresce a taxas muito elevadas, há um enorme espaço de crescimento para o consumo de petróleo, ainda que esta não venha a atingir o padrão norte-americano. Hoje a China se encontra ainda seis vezes abaixo do consumo médio do padrão norte-americano. O importante é frisarmos que esses dados se referem apenas ao petróleo e não consideram o consumo de energia como um todo. Além disso, nos mostram que a China é o grande destaque, o que não é nenhuma novidade, dado o seu vetor de crescimento em relação ao vetor de crescimento do consumo do petróleo no mundo.

Na questão do gás natural (*figura 3*), os atores são quase os mesmos mas o panorama da produção é um pouco diferente, ainda mais quando nos referimos às reservas. A Rússia é o maior produtor, assim como é o país que possui a maior reserva de gás natural. Tal como no caso do petróleo, os Estados Unidos também apresentam uma reserva decrescente, ou seja, a vida útil das reservas é decrescente. E o que é esta medida: vida útil? A vida útil é um cálculo que se faz dividindo-se a reserva conhecida pela produção daquele momento, e segundo essa medida as reservas norte-americanas estariam, hoje, em torno de 6 a 7 anos, ou seja, podem ser consideradas muito baixas. Para termos uma idéia, a vida média das reservas brasileiras, se considerados os níveis atuais de produção e se não houvesse novas prospecções e descobertas, se situariam em torno de 17 a 18 anos.

Se olharmos o mercado de derivados de petróleo, considerando as vendas da Petrobras, que é praticamente o mercado todo, hoje estaríamos no mesmo nível de consumo de derivados que o país teve em 1997, ou seja, há dez anos atrás. Tivemos oscilações, para cima e para baixo, mas o fato é que o consumo — e é bom frisar que o álcool está incluído porque teve sua participação aumentada — se encontra no mesmo nível que o de dez anos atrás, ou seja, o consumo brasileiro não cresceu significativamente.

(*figura 4*) Em relação aos preços em médias históricas, estamos ainda em patamar abaixo das décadas de 70 e 80. A média dos últimos 7 anos, ou seja, de 1999 a 2005, em termos reais, em nada se aproxima do que aconteceu durante as crises dos anos 1970.

Quanto aos fundamentos de oferta e demanda, o que tem ocorrido? Qual é a mudança percebida na demanda? Verdade é que o mundo está crescendo e há uma redução na elasticidade de preços da demanda, ou seja, a maior parte do consumo de derivados de petróleo é no setor de transportes, que tem baixa capacidade de substituição por fontes alternativas. Há mudanças esperadas, como o aumento dos custos de produção não OPEP, que é o que tem acontecido fortemente, e alguma desaceleração da produção.

(*figura 5*) O aumento da dependência da produção da OPEP é um dos pontos mais importantes para destacarmos a fim de entendermos sua importância. O mundo ficará, cada vez mais, dependente da OPEP e o motivo é simples: as reservas fora da OPEP são, em linhas gerais, decrescentes. Por mais recursos que as empresas, as chamadas *majors*, tenham para investir, não existem oportunidades abundantes pois as áreas não estão disponíveis assim como as reservas conhecidas. Há concentração e ela deverá continuar. Hoje, a OPEP abastece cerca de 24% a 25% do mercado e a tendência é de que chegue a 40% e até a 50%. Na perspectiva geopolítica, nos próximos 10 a 20 anos haverá aumento da dependência e aumento do poder dos países que têm petróleo. Em relação à possibilidade de substituição de recursos, o prazo com que se trabalha é o de um horizonte de 15 a 20 anos. Isto para que haja uma substituição expressiva do gás e do petróleo, além do carvão.

O quadro que apresentamos é complexo e inclui todos os fatores que condicionariam a formação de preços. No topo temos a questão do dólar depreciado e o forte crescimento econômico mundial. Temos um momento de crescimento econômico com o dólar depreciado, e isso afeta o mercado de capitais, cujo movimento é muito forte. No curto prazo, sabemos, essa volatilidade é criada fortemente pela especulação, pelo investimento no mercado futuro. O quadro abaixo sintetiza os fatores e dimensões envolvidos na formação dos preços do petróleo.

(*figura 6*) O forte crescimento mundial, evidentemente, eleva o nível da demanda do mercado por derivados médios e leves. Os países em geral estão aumentando a especificação e estão exigindo produtos de melhor qualidade. O aumento da demanda tem elevado a produção da OPEP e reduzido a capacidade ociosa dos países produtores. Claro, entendemos que isso pode ser temporário mas tem pressionado muito os preços, especialmente nos Estados Unidos e na Europa. Também reconhecemos a existência de um gargalo na infra-estrutura, ou seja, hoje o gargalo se dá mais na oferta, devido ao refino, do que por causa

da produção. Esses fatores somados, inclusive a necessidade de baixar estoques, especialmente os estoques estratégicos dos americanos, também pressionam os preços do petróleo.

No campo geopolítico, a incerteza quanto ao fornecimento, seja pela crise eventual do Irã ou do Iraque, que se prolonga, trouxe novas questões. Por exemplo, o Iraque até hoje não recuperou o nível de produção que tinha pré-invasão. Podemos afirmar, sem medo, que não há informações seguras sobre a quantidade de petróleo que hoje o Iraque vem produzindo. A própria Venezuela não conseguiu voltar aos níveis que tinha e, igualmente, há greves na Nigéria, afetando a oferta. Enfim, todas essas questões que lemos nos jornais criam incertezas e acabam pressionando os preços.

A OPEP tem uma economia referenciada em duas moedas praticamente, ou seja, ela recebe em dólar e paga em euros. Hoje, os países do Oriente Médio têm suas economias internas baseadas em euros ou fortemente influenciadas pelos preços dos bens que adquirem nos mercados europeus. Entretanto, suas receitas são nomeadas em dólar, e isto faz que seus preços tragam embutido um percentual de proteção. Esses fatos levam a um movimento de elevação de preços, sem dúvida. Entretanto, a pergunta que fica no ar é se isto é um novo choque ou não. Fato é também que as economias estão absorvendo com mais facilidade do que no passado, pelo menos aparentemente, os preços altos. Ainda em relação aos preços, para fecharmos essa parte em que abordamos cenários, o quadro abaixo mostra as principais instituições que fazem os cenários de preços e apontam suas variações.

(*figura 7*) Para a Petrobras fazer seu planejamento, consideramos premissas que vão influenciar os investimentos e a análise da qualidade do retorno dos investimentos. Por exemplo, estamos em 2006 e a previsão, ou o cenário que consideramos, situa o preço em torno de US\$ 60,00, no mínimo, e em patamar mais elevado, no qual o preço pode chegar a US\$ 90,00, com tendência de redução ao longo do período. Seja por questões relativas à geopolítica, à depreciação do dólar, seja por questões de mercado, o certo é que não podemos em nossa avaliação olhar variáveis isoladamente, ainda mais quando somos obrigados a fazer planejamento de longo prazo. Assim, construir cenários plausíveis é extremamente difícil.

De qualquer maneira, por uma questão de proteção, o planejamento das empresas ou das organizações acaba trabalhando com a idéia de que os preços irão cair em algum momento, pois não há como ficar ampliando investimentos

pelos quais não se poderá responder no futuro, mesmo que seja uma postura conservadora. Os dados que apresentamos representam o cenário construído com metodologia semelhante a que a indústria em geral emprega, assim como os bancos e consultorias. Assim, trabalhamos normalmente com 3 cenários, sendo um de referência. Podemos considerar que o setor bancário tem a tendência de trabalhar com preços mais altos, assim como as empresas de petróleo têm o compromisso de apresentar resultados a seus acionistas.

O posicionamento estratégico da Petrobras, dentro do espírito de que a empresa vem imprimindo à sua expansão, pode ser visto no quadro acima.

(*figura 8*) A missão da empresa definida pela atual administração é atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental nas atividades da indústria de óleo e gás, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes, e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua. Vale destacar a contribuição ao desenvolvimento do Brasil.

(*figura 9*) Apesar do processo de revisão por que vem passando, a visão que temos é a de que a Petrobras será uma empresa integrada de energia, com forte presença internacional, líder na América Latina, atuando com foco na rentabilidade e na responsabilidade social e ambiental. Todos sabem que, hoje, na América Latina, a venezuelana PDVSA tem a mesma estratégia e deseja disputar a liderança e o que está em jogo não são apenas os mercados nacionais, mas o mercado latino americano

A Petrobras tem se esmerado em alcançar excelência não apenas operacional, mas também em qualidade e em gestão, inclusive ambiental (*figura 10*). Depois de vários acidentes com plataformas e derramamento de óleo etc., que causaram enormes danos ambientais e prejuízos à imagem da empresa, houve claramente a intenção de retomar sua qualidade e os investimentos realizados para que a empresa alcançasse esses objetivos são de grande monta. Hoje, além de ter uma cultura de excelência na parte operacional, ela alcança padrões muito bons na área de segurança.

Na área de Exploração e Produção, de forma simples podemos afirmar que nossa estratégia é de crescimento, evidentemente, de reservas e de produção. No Brasil, fortalecer o posicionamento da empresa em águas profundas, e também muito profundas, está entre as prioridades junto com a exploração de áreas terrestres e em águas rasas. Aportar e desenvolver novas tecnologias e esforços na ampliação de novas fronteiras complementa nossa estratégia. (*figuras 11 e 12*)

Dada a mudança do arcabouço legal no Brasil, sabemos que a empresa não possui liberdade para fazer a exploração onde deseje. As áreas têm que ser adquiridas nos *bids* (leilões de áreas) da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Na área de abastecimento, ou seja, na de refino, transporte, comercialização e petroquímica, a empresa tem que possuir, evidentemente, uma visão muito grande dos segmentos em que atua e de seus clientes. O destaque que desejamos fazer é a tentativa que a Petrobras vem fazendo para aumentar a sua participação no setor de petroquímica.

(*figura 13*) Depois de um processo de privatização, que no Brasil foi muito forte em vários setores, a Petrobras procura se reposicionar. No caso da petroquímica brasileira, esta, ao ser montada, foi assentada em três pilares. O primeiro era o da empresa estatal, no caso, a Petrobras; o segundo, o capital privado brasileiro, e o terceiro pilar, o capital estrangeiro. Em 1990, a Petrobras foi obrigada a vender suas participações, ficando com resíduos, e hoje procura recompor uma carteira na qual a forma mais fácil e proveitosa tem sido a de entrar em novos projetos. Entendamos: a Petrobras está participando de novos projetos em que acredita que a tendência do mercado seja a do crescimento.

Na área de distribuição (*figura 14*), a Petrobras Distribuidora é líder, logo a estratégia é a de manutenção da liderança e a de ser a bandeira preferida dos consumidores brasileiros. Mais recentemente, a Petrobras entrou no negócio de distribuição de gás liquefeito de petróleo (GLP). Na área de gás e energia (*figura 15*), que hoje podemos identificar como a área mais crítica, até porque o noticiário a trouxe para a ordem do dia, a Petrobras está crescendo em capacidade de oferta. Esta é uma área relativamente jovem e vem enfrentando um arcabouço regulatório que ainda precisa evoluir. O marco regulatório brasileiro, por vezes, tem servido de limitador para o desenvolvimento da indústria brasileira de gás, para a atuação no negócio de energia elétrica e para o desenvolvimento de energias renováveis.

Na parte internacional, como já enunciado (*figura 16*), a Petrobras procura alcançar um lugar de liderança como empresa integrada na América Latina. Fora da América Latina, a Petrobras tem foco no Golfo do México e no Oeste da África. Conforme citamos anteriormente, nossa principal concorrente na América Latina, com estratégia muito semelhante, é a venezuelana PDVSA.

Em 2005 a produção brasileira ficou em torno de 1 milhão e 700 mil barris (*figura 17*) e a empresa trabalha com previsão de atingir, no mínimo, 2 milhões e 300 mil barris em 2010. O desafio é muito grande e cada bloco que podemos

observar no quadro acima é um projeto de produção, a maioria na parte marítima. Se olharmos a produção brasileira *versus* o consumo de derivados do país, a curva verde representa o consumo e podemos verificar que estamos alcançando a auto-suficiência, com razão bastante festejada. A questão é como manter um nível de crescimento que nos dê sustentação (*figura 18*). O cenário de crescimento que apresentamos, no qual está incluído o consumo de derivados do Brasil, mostra a tendência de crescimento de 2,6% a.a., menor que o crescimento da produção, dando portanto sustentabilidade à auto-suficiência.

(*figura 19*) Acima podemos analisar o mercado brasileiro de derivados no período 2004-2005, e a previsão é de que em 2010 este mercado chegue a 2 milhões de barris por dia. Existem relações interessantes de serem observadas, como por exemplo: à medida que cresce o consumo de gás, decresce o de óleo combustível, pois se tornam produtos substitutos. Destaque para o crescimento do consumo e óleo diesel, o combustível mais consumido no Brasil.

No caso do gás natural (*figura 20*) o fato a destacar é que o mercado projetado para 2010 prevê algo em torno de 100 milhões de metros cúbicos por dia para o Brasil, enquanto no ano passado o consumo foi de 40 milhões. Para termos uma idéia, para as termoeletricas foram, praticamente, 9 milhões de metros cúbicos/dia e cerca de 25 milhões de metros cúbicos/dia para uso industrial. Para o mercado residencial e veicular, que aparece como outros usos, o consumo foi de 6,4 milhões de metros cúbicos/dia.

Nessa projeção, temos um crescimento muito grande de consumo por termoeletricas, o que exige trabalharmos com a premissa de termos capacidade de suprimento total incluindo a conversão de combustível das térmicas, manejo, etc. Esta é uma visão de mercado, ou seja, da demanda que trabalha com a premissa de que todas as térmicas teriam que ter gás disponível caso o necessitassem ao mesmo tempo. Creio que o dr. Tolmasquim, em sua exposição, fará essa abordagem. O que é importante guardarmos dessa visão é que há necessidade de ampliação da oferta de gás, seja ou não importado da Bolívia. A Petrobras e outras instituições do governo brasileiro estão trabalhando para reduzir o risco, ou a dependência, vamos chamar assim, da importação de gás.

Para atender a estratégia global da Petrobras, há um planejamento de investimentos da ordem de 56 bilhões de dólares (*figura 21*), em revisão neste momento, para o período 2006-2010. Desse montante, 60% serão alocados em atividades de exploração e produção, mas vale destacar que 87% serão destinados a investimentos no Brasil, o que dá algo em torno de US\$ 50 bilhões.

Este é um esforço historicamente sem igual. Se considerarmos a estratégia de internacionalização para a América Latina, praticamente 93% dos investimentos estarão concentrados nesta região.

Destacamos também o esforço que a Petrobras faz em relação ao seu posicionamento no mercado nacional (*figura 22*). Os gráficos que apresentamos mostram os esforços de investimentos no Brasil e no exterior, mas como podemos observar são nas atividades de exploração e de produção onde os desafios são maiores. Há um investimento na construção de plataformas, mas há também investimentos pesados em equipamentos na parte de geração e de infra-estrutura para produção de petróleo, e isto implica em importações.

(*figuras 23, 24, 25*) Resumindo, podemos observar a distribuição dos investimentos por região e o grau de conteúdo nacional. Destacamos que esses números se encontram em revisão pela Petrobras, mas o Brasil tem uma capacidade grande e existem vários projetos e programas para aumentar a capacitação e a oferta no Brasil, mas são de curto prazo. Vale ressaltar que os dados acerca da colocação no mercado estão em dólares americanos. Assim, temos US\$14 bilhões na área de construção e montagem, US\$10 bilhões na aquisição de materiais, com os impostos embutidos perfazem os 65% de nacionalização.

A Petrobras trabalha com uma programação transparente e todos esses projetos estão contidos no Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Hoje o Brasil procura criar um ambiente de capacitação, no qual estão envolvidas organizações governamentais e não governamentais, para aumentar a oferta de serviços, produtos e equipamentos para o crescimento do setor de petróleo brasileiro.

No campo daquilo que denominamos de valor adicionado para o plano apresentado anteriormente (*figura 26*), temos uma média anual de R\$ 92 bilhões, no período de 2006-2010, considerando apenas o valor gerado pela Petrobras. Se avançarmos ao longo da cadeia de investimentos e gastos operacionais, o valor gerado seria algo em torno de R\$ 176 bilhões por ano. Obviamente, não estamos desconsiderando a questão dos preços e do câmbio, mas em termos comparativos atinge a cerca de 10% do PIB brasileiro.

(*figura 27 e 28*) À guisa de conclusão, o plano apresentado é um plano aprovado, que trabalha com continuidade e prevê o crescimento da produção de petróleo no Brasil, inclusive após o ano de 2010. A idéia de auto-suficiência sustentável é um ponto importante do Planejamento Estratégico da Petrobras e do setor de petróleo no Brasil. Em relação ao gás não temos o mesmo cenário,

mas há uma série de providências e de negociações em curso. Há necessidade da consolidação no Brasil de uma infra-estrutura para o desenvolvimento desse tipo de fonte energética e, a custos de 2005, há previsão de investimentos em gasodutos de cerca de US\$ 5 bilhões. É bom ressaltarmos que temos dificuldades até em capacitação na área de engenharia, além do aprendizado na área de licenciamento ambiental. Espera-se que até o final da década a infra-estrutura de gás no Brasil tenha avançado, atingindo os padrões de excelência e com contratos mais estáveis.

Além da operação das térmicas a gás, ou seja, da questão de garantia da oferta de combustível, há necessidade de manejo para contingência. O plano ainda prevê investimentos na adequação do refino, pois estamos aumentando a produção brasileira e tentando colocar o máximo possível de petróleo nacional nas refinarias do Brasil, aumentando os indicadores de aproveitamento. Entretanto, temos que lembrar que a saída, que são os produtos, tem que se adequar ao consumo brasileiro e hoje este possui um perfil que não é atendido apenas por petróleo nacional. Logo, existe uma complementação de importação, seja de derivados ou de petróleo, para atender o perfil de consumo brasileiro. Os projetos de expansão seletiva do setor petroquímico prevêem investimentos em um enorme complexo petroquímico no Rio de Janeiro, já em etapa de finalização, que usará como matéria-prima petróleo pesado.

Mantido o programa de renovação da frota, também há um grande esforço de se voltar a construir navios no Brasil. Na área de energias renováveis, o destaque é para o envolvimento da Petrobras em vários projetos de biodiesel que podem ampliar-se além da demanda legal. Hoje, a regulamentação ou a orientação para o uso do biodiesel segue metas e prevê sua utilização junto com o diesel mineral. Em relação ao álcool, estamos entrando neste mercado e o impacto nas vendas da Petrobras já é muito grande como produto substituto da gasolina, basicamente, nos levando a exportar gasolina.

Além do esforço na melhoria do refino, de usar mais petróleo nacional, também a melhoria da qualidade da gasolina e do diesel são estratégias importantes. A Petrobras tem buscado manter a liderança do mercado, entrando também no negócio de GLP através da compra da Liqüigás. Na área internacional, cerca de 82% dos recursos estão direcionados para países foco, ou seja, nas 3 áreas foco, sendo que 87% estão comprometidos com atividades de exploração e produção em que a empresa tem grande capacitação. Os preços elevados de petróleo e o crescimento da produção no Brasil têm permitido

financiar o plano sem necessidade de financiamentos adicionais elevados. A geração de caixa da Petrobras é bastante robusta para suportar os investimentos e isto tem permitido a manutenção dos vetores chave do crescimento, da rentabilidade e da responsabilidade social e ambiental. Acredito que cumpri o que me propus apresentar e agradeço o convite do Centro Celso Furtado.

J. L. HERMES DE ARAÚJO. Com a palavra, o professor Adilson de Oliveira.

ADILSON DE OLIVEIRA. (*ver power point à p. 186*) Vou dedicar minha exposição à análise da estratégia da Petrobras, tendo como perspectiva o cenário atual do mercado internacional do petróleo. Ao final da apresentação farei uma breve análise da questão boliviana, que é muito complexa.

O consumo de petróleo encontra-se em expansão, como já nos indicou o dr. Lucchesi. O crescimento é moderado nos países desenvolvidos mas é forte nos países emergentes, especialmente na China e na Índia. A pressão de demanda tem origem principalmente nesses países. Essa situação (*figura 1*) é preocupante para os maiores consumidores de petróleo (Estados Unidos, Europa, China, Índia). Neles, o horizonte de reservas (*figura 2*), tendo como perspectiva o consumo doméstico, está caindo rapidamente, sinalizando dependência crescente de importações para atender a demanda doméstica. Quando analisamos o cenário global, o horizonte de reservas é bastante confortável e aparece estabilizado. Portanto, em termos globais, aparentemente não haveria razão para maiores preocupações.

Esses dados sugerem que, apesar de haver muito petróleo no mundo, os grandes consumidores poderão tornar-se inteiramente dependentes de importações de petróleo em pouco mais de uma década. Esse cenário indica que a questão petrolífera não é de natureza física. O problema é de natureza geopolítica. Vamos olhar essa questão com um pouco mais de cuidado.

A *figura 3* indica que a maior parte das reservas e da oferta de petróleo (e também crescentemente as reservas e a oferta de gás) é controlada por empresas estatais de países em desenvolvimento. Porém, a oferta de derivados é controlada por empresas privadas multinacionais, com sede nos países do Norte. Vale dizer, as estatais controlam o início da cadeia produtiva petrolífera (*upstream*) enquanto as *majors* (*figura 4*) controlam o acesso aos mercados relevantes e a valorização do petróleo no consumo final (*downstream*). Essa ruptura da cadeia produtiva é um fenômeno relativamente novo, pois até a década de 1970 as

* O texto se refere a uma apresentação feita em 2006. (N.E.)

majors controlaram todos os elos da cadeia produtiva petrolífera. A mudança, aparentemente singela, tem efeitos radicais no comportamento do mercado.

A oferta dos países exportadores enfrenta forte instabilidade. Falou-se aqui do Iraque, do Irã, da Nigéria, da Venezuela, da Bolívia. Todos esses países enfrentam forte instabilidade política, ainda que alguns deles com forte apoio popular. Como uma das características fundamentais exigida do suprimento de energia é a sua segurança, é fácil visualizar como são percebidas as importações de petróleo (ou de gás natural) desses países.

O fato de grande parte do suprimento de petróleo dos maiores consumidores vir de zonas politicamente instáveis está provocando uma tensão elevada no mercado de petróleo. Essa tensão reflete-se em preços elevados e voláteis, como se pode notar na *figura 5*. O preço do petróleo sobe e desce, sem uma lógica clara que possa balizar decisões. Não é razoável tomar decisões com base em projeções de US\$10,00 para o custo do barril. Tampouco é razoável tomar US\$ 80,00 como parâmetro para decisões.* O ideal seria definir um regime de preços mais estável, oscilando entre um piso e um teto razoáveis. Países consumidores e países produtores concordam com esse conceito. A dificuldade reside em definir o piso e o teto para a flutuação do preço.

Como o Brasil situa-se nesse cenário? Nossa situação é radicalmente diferente da vivida na década de 1970. As condições atuais são muito favoráveis para o Brasil. Somos 2% do mercado mundial de petróleo, o que parece pouco mas corresponde à dimensão da Inglaterra ou da França. Nosso mercado está em franca expansão, assim como nossa produção, que já é suficiente para atender ao mercado doméstico e, ainda assim, gerar um excedente para exportação. A maior parte de nossas bacias sedimentares permanece ainda inexplorada e a regulação do mercado petrolífero oferece condições de risco adequadas para atrair investimentos.

A Petrobras encontra-se em posição muito favorável para atuar no mercado doméstico e também no mercado internacional. No Brasil, sua cadeia produtiva está totalmente integrada, pois ela explora, produz, refina, transporta e distribui petróleo. Além de controlar o mercado doméstico, domina tecnologia de fronteira que a capacita para atuar no mercado internacional competitivamente. A expansão das atividades internacionais da Petrobras não tem se limitado apenas ao *upstream*: ela já tem refinarias na América Latina e nos Estados Unidos. Sem dúvida, a Petrobras é a nossa mais preciosa “jóia da coroa”.

(*figura 6*) Até 2010, a Petrobras deverá investir US\$ 56 bilhões. Em um trabalho feito no Instituto de Economia da UFRJ, avaliamos outro programa de

investimentos da ordem de US\$ 52 bilhões, a partir de 2010, se o preço do petróleo ficar em US\$ 40,00 por barril. Dessa forma, o investimento sustentado da Petrobras será da ordem de US\$ 10 bilhões por ano por toda uma década. Historicamente, nunca a indústria brasileira do petróleo esteve em situação tão favorável. É uma oportunidade histórica para a consolidação da indústria petrolífera brasileira que é necessário sabermos aproveitar.

O desafio é enorme. Teremos que construir cerca de 8000 km de dutos (*figura 7*). (Hoje, temos 8500 km.) Teremos que construir outras refinarias, além das duas que já estão programadas, e ampliar a capacidade das existentes. Para manter em 15 anos a relação reservas/produção de petróleo, teremos que investir fortemente em exploração, desenvolver novos campos e construir muitas plataformas. As bacias brasileiras têm potencial para isso, porém esse é um grande desafio. A Petrobras tem recursos para um plano dessa dimensão e vai necessitar de muito aço, de muitos equipamentos e muito apoio da engenharia nacional para equacionar esse desafio.

(*figuras 8, 9 e 10*) Vale ressaltar que a Petrobras fará investimentos fora do Brasil, o que significa que terá a capacidade de arrastar consigo fornecedores brasileiros de bens e equipamentos para o exterior. A presença desses fornecedores no exterior deve gerar um efeito demonstração favorável ao parque industrial do Brasil. A Venezuela, apesar de sua política anti-americana, compra todos os seus equipamentos e adquire seus serviços para a indústria do petróleo nos Estados Unidos; praticamente, nada compram no Brasil. Acredito que podemos ser um parceiro mais interessante para a Venezuela que os Estados Unidos.

O Brasil tem a oportunidade de se transformar na base de suprimento de bens e serviços da indústria do petróleo no Atlântico Sul. Hoje existem 3 bases de atendimento: Houston, no Golfo do México, Stavanger-Aberdeen, no Mar do Norte, e Cingapura-Coréia, na Ásia. A Argentina vai desenvolver o seu *off-shore*, nós estamos lá na costa da África, onde a produção angolana é muito promissora. Todos esses mercados podem ser atendidos a partir do Brasil em condições favoráveis. A indústria de petróleo já representa 10% do PIB brasileiro e deve seguir aumentando sua participação nos próximos anos.

O Brasil adotou historicamente uma estratégia vencedora para a apropriação da renda petrolífera. Após sua criação, a Petrobras buscou conquistar o mercado (*figura 11*). Na década de 70, a empresa desenvolveu o refino e estruturou a logística nacional de suprimento de derivados. A partir da década de 80, ela desenvolveu a capacitação tecnológica para encontrar e produzir petróleo. O

próximo passo é o desenvolvimento da rede doméstica de fornecedores de bens e serviços para a indústria do petróleo, visando articular a indústria brasileira do petróleo para ampliar sua atuação no Atlântico Sul. É um projeto ambicioso, porém factível. A crise com a Bolívia deve ser olhada nesse contexto. Com todas as contradições e dificuldades que a integração energética sugere, o Brasil deve ser o grande vetor de articulação desse processo. O momento é muito favorável para enfrentar esse desafio, apesar dos grandes riscos existentes. A volatilidade no preço, fruto em larga medida da instabilidade política, é preocupante, mas oferece uma oportunidade única para nossa região, que é superavitária na oferta de petróleo e de gás natural.

Para entender a natureza da situação acho importante analisar o mecanismo de formação do preço do petróleo. Sendo um combustível fóssil, o petróleo é necessariamente finito e sua escassez crescente. Sendo assim, Hotelling teorizou que o seu preço deve ser crescente, até o patamar em que uma fonte substituta torne-se competitiva. Em condições de perfeita informação, conhecendo-se o custo da fonte alternativa e as reservas globais de petróleo, é possível estimar a trajetória de crescimento do preço do petróleo (*figura 12*). Quanto menor o preço da fonte alternativa e quanto maiores as reservas de petróleo, menor o preço atual do petróleo. Como essa curva sugere, a exploração de petróleo inicia-se com a busca de reservas nas bacias de custo baixo, e progressivamente, migra para as bacias mais caras. Quando o custo de produção iguala-se ao preço da fonte alternativa, a exploração de petróleo pára. Vale dizer, o petróleo esgota-se economicamente, ainda que não tenha se esgotado fisicamente.

Se o problema é fácil de equacionar teoricamente, é bem mais difícil na prática. A estimativa do comportamento dessa curva depende de variáveis com incertezas e o cálculo depende em larga medida da taxa de desconto utilizada para trazer para valor presente os fluxos de renda futuros dos produtores de petróleo. Para começar, que horizonte de tempo para o esgotamento os recursos de petróleo oferecem? Esse horizonte depende dos avanços na tecnologia e da abertura que os países produtores oferecerão para a exploração. Dessa forma, não é tarefa simples determinar o horizonte de reservas, tampouco o comportamento futuro do preço.

Ao analisarmos os custos de produção dos diversos petróleos ofertados no mundo (*figura 13*), o preço está muito acima do patamar de preço atual. A Arábia Saudita produz o barril a US\$ 2,50 e o Brasil tem custo marginal próximo de US\$ 16,00. Como explicar esse fato? Aqui entra a geopolítica.

Na verdade, a renda do petróleo é distribuída entre os países produtores, as

empresas operadoras do mercado e os países consumidores (*figura 14*). Os países criam impostos, taxas, participações especiais e/ou *royalties* com o objetivo de recuperar uma parcela dessa renda. Em todo o mundo, com exceção dos Estados Unidos, que criaram menos, esses “tributos” encarecem o produto final e reduzem a rentabilidade das empresas. As empresas buscam colocar os países competindo entre si pela redução do seus “tributos” para aumentar sua lucratividade.

Imaginemos que: i) o custo do refino mais a logística de transporte e distribuição seja de US\$10,00 por barril; ii) o custo de produção seja US\$10,00 o barril; iii) o preço de venda para as empresas de petróleo seja de US\$33,00 e que o consumo mundial chegue aos 90 milhões de barris por dia; iv) que o preço de venda para as empresas final para o consumidor esteja na faixa dos US\$160,00 por barril; v) que a margem das empresas seja de US\$5,00. Como se reparte a renda líquida da indústria do petróleo nesse exemplo hipotético? Neste caso, o país produtor de petróleo estaria se apropriando de apenas 10% da renda petrolífera, a empresa operadora de 5%, enquanto o país consumidor estaria se apropriando de 85%. Se o preço do petróleo aumenta para US\$70,00 o barril, o quadro muda radicalmente, sendo o resultado final largamente dependente da decisão do país consumidor quanto ao repasse do aumento do preço do petróleo para os consumidores. Caso a decisão seja pelo não repasse, os “tributos” terão que ser reduzidos para permitir a manutenção do preço para os consumidores finais. A questão que se coloca é a da repartição da renda petrolífera entre países consumidores, países produtores e empresas. Estas, como pontes necessárias entre os dois grupos de países, buscam maximizar seus lucros tirando proveito das contradições entre os interesses dos países envolvidos na cadeia petrolífera.

O Brasil tem contradições incríveis. Por exemplo, 30% da população brasileira vivem em situação de indigência familiar, segundo dados governamentais. No entanto, na área de energia, querem que o governo subsidie a soja para produzir óleo diesel que será utilizado nos automóveis. Vejam bem! São cerca de 30% da população brasileira em situação de insegurança alimentar e nós vamos produzir soja para substituir petróleo doméstico que será destinado à exportação. Faz sentido?

As flutuações drásticas no preço do petróleo são fruto dos movimentos desses atores para aumentarem sua parcela da renda petrolífera. Por que a maioria dos analistas acredita que o US\$70,00 por barril não é sustentável? Porque esse patamar de preço provoca uma enorme transferência de renda dos países consumidores para os produtores. Grosso modo, quando o preço passa do

patamar dos US\$30,00 para US\$70,00, cerca de US\$ 1 trilhão por ano está sendo transferido dos consumidores para um pequeno conjunto de empresas e governos. Essa brutal transferência de renda não me parece sustentável por prazo muito longo. Acredito que o preço do petróleo, mais cedo ou mais tarde, deve recuar para patamar mais baixo, ainda que acima do patamar vigente anteriormente. Essa percepção é fruto do fato de eu não acreditar que os americanos aceitem uma transferência de renda dessa magnitude. Há que ter presente que o patamar de preço atual, se repassado integralmente para os consumidores, acabará produzindo inflação, recessão etc.

A *figura 15* apresenta cenários para o preço futuro do petróleo de instituições internacionais. Com base nesses cenários elaboramos, no Instituto de Economia da UFRJ, cenários para a evolução da produção brasileira de petróleo e procuramos avaliar a perspectiva das exportações brasileiras. As figuras a seguir (*figuras 16 a 23*) apresentam os resultados da nossa cenarização para preços do petróleo oscilando entre US\$28,00 e US\$40,00 por barril. Esses números sugerem que o Brasil deverá se tornar importante exportador de petróleo no futuro e que a Petrobras, com sua produção no exterior, deverá se tornar um ator central no mercado mundial em alguns anos.

Para terminar gostaria de falar um pouco sobre a crise com a Bolívia, pois creio que o problema está muito mal analisado e equacionado. As pessoas que defenderam a construção do gasoduto são muito criticadas hoje pelo fato de terem mal avaliado o risco político daquela decisão. No entanto, o simples fato de o preço do petróleo ter atingido o patamar atual é indicação de que o gasoduto foi uma decisão acertada. Se o preço do barril de petróleo permanecesse em torno de US\$20,00 ou de US\$30,00 nós poderíamos, com razão, reclamar da construção do gasoduto. Mas não foi o que aconteceu. Nós assumimos o risco, deu certo, e agora a Bolívia crê que está sendo espoliada por algo que foi construído por nós e que não os atrapalhou, pelo contrário. No meu entender, creio que estamos todos contaminados, brasileiros e bolivianos, por uma visão do curto prazo. Olhamos o mundo no curto prazo e limitamos nossas indagações a coisas como: está bom, está ruim? Particularmente, penso que hoje o gasoduto é bom para nós. E para eles também, se nós preservarmos a visão de longo prazo.

O nosso foco central nas negociações com nossos vizinhos sul-americanos deve ser a busca de um mecanismo multilateral para o preço de longo prazo da energia. Essa negociação é particularmente relevante para os energéticos com dificuldades de comercialização no mercado internacional, como é o caso do gás

natural. Não fizemos isso no passado e estamos discutindo bilateralmente, nos furtando de fazer uma discussão mais abrangente que trate o assunto com a importância que merece. A América Latina tem uma grande vantagem competitiva no setor de energia: ela é barata e pode ser segura, caso se estruture um acordo de comercialização com foco no longo prazo.

Se estruturarmos uma posição estratégica com o foco na América do Sul, poderemos ter um sistema de energia extremamente confiável. Essa será uma enorme vantagem competitiva em um mundo em que as outras regiões industriais movem-se em um ambiente de profunda insegurança energética. Não deveríamos perder essa oportunidade.

Creio também que é importante nos anteciparmos e prevermos o que irá acontecer com o suprimento da Bolívia. Uma coisa é certa: o preço do gás deverá aumentar no Brasil. A pergunta é se a Petrobras irá ou não absorver o prejuízo. Espero que haja racionalidade na decisão e que o aumento possa ser repassado, ainda que progressivamente, para os consumidores. Precisamos entender que quando falamos em subsidiar o gás devemos perguntar quem receberá o subsídio. Esse subsídio irá para as indústrias, porque nos lares consumimos muito pouco gás natural. Não acredito que o subsídio seja solução para a competitividade industrial.

Outra coisa que muito me preocupa é a idéia de que a Petrobras pode ser induzida a rever sua estratégia de integração na América Latina. Não apenas a Petrobras, mas o Brasil. Creio que é um grande equívoco, pois acredito que devemos deixar a retórica do curto prazo e olhar com atenção para o longo prazo. Já vivemos tempo demais com as costas voltadas para nossos vizinhos. É tempo de olhar para nosso interior e negociar em bases saudáveis com os bolivianos, paraguaios, venezuelanos etc. Não devemos nos esquecer que somos latino-americanos.

J. L. HERMES DE ARAÚJO. Na segunda mesa, o dr. Roberto d'Araújo e o dr. Mauricio Tolmasquim analisarão as questões relativas à energia elétrica. Antes de passar a palavra, gostaria de levantar algumas questões relativas à tecnologia, pois não tenho a certeza de que aqui serão abordadas.

O setor elétrico é historicamente interessante. Em praticamente todo o século XX foi uma indústria madura, pouco dinâmica, basicamente muito concentrada em torno de monopólios verticalmente integrados, e funcionou desse jeito, a contento. O dinamismo econômico que houve na indústria elétrica durante os três quartéis do século XX deveu-se a ganhos de escala e de adensamento, e isso permitiu economias importantes no pós-guerra, gerando uma grande realimentação do setor.

Durante “anos dourados”, mais ou menos de 1945 a 1975, a indústria elétrica cresceu a um ritmo impressionante, inclusive no Brasil. No nosso “milagre”, a indústria elétrica estava crescendo a 11% ao ano. Enquanto isso, não havia grandes mudanças tecnológicas e a mais significativa foi o surgimento em escala da energia nuclear. Essa inovação foi fruto de grandes esforços de pesquisas e desenvolvimento, principalmente dos anos 50 até meados dos 70. Podemos afirmar que as demais inovações são do tipo incremental, geradas, principalmente, por fornecedores de equipamentos. Tanto foi assim que, se olharmos para os grandes institutos de pesquisas setoriais, encontraremos dois criados em 1912: o KEMA, na Holanda, que é um laboratório de certificação; e outro da Ontário Hydro, do Canadá, focado nas peculiaridades da hidráulica. Só no pós-guerra surgirão outros, como a EDF Recherche, ramo de pesquisa da Electricité de France (EDF), criado em 1946. Em 1967 surgiu o Institut de Recherches Electriques du Québec (IREQ). E até o primeiro choque do petróleo, o desenvolvimento do setor navegava em águas plácidas.

Logo, há uma onda de criação de centros de pesquisa e os Estados Unidos, pela primeira vez, montaram um instituto de pesquisa em eletricidade, que foi o Electric Power Research Institute (EPRI), em 1974. Aqui no Brasil, montamos o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), no mesmo ano. O EPRI foi fruto de um esforço cooperativo de cerca de uma dúzia de grandes *utilities* para poder enfrentar a nova situação. Por quê? Simplesmente porque havia uma nova realidade que deveria ser enfrentada e não havia mais a possibilidade, dada a estratégia do setor, de confiar e ficar dependente de fornecedores de energia. Num ambiente de incerteza e caos, ficar nas mãos de meia dúzia de fornecedores é uma receita certa para se estrangular.

Nos últimos 30 anos houve mudanças importantes, inclusive de paradigma tecnológico. Há mudanças em informática, em telecomunicações, em nanotecnologia, em biotecnologia etc. Nessa onda inovadora, também os investimentos hidrelétricos sofreram mudanças nos seus padrões de financiamento, de regulação. Também eles sofreram os efeitos da onda liberalizante que varreu o mundo. Aparentemente, será necessária uma renovação do setor elétrico, com uma nova onda de inovações que trará sérias implicações. Desejamos inovações, mas ficaremos dependentes dos fornecedores? Temos que lembrar que há forte concentração e que hoje o capitalismo, em geral, está mais concentrado do que há 30 anos, existindo cerca de meia dúzia de grandes transnacionais.

Assim, para pensarmos o Brasil em termos políticos e estratégicos, teremos necessariamente que pensar também numa estratégia tecnológica para acompanharmos o que está sendo feito em outros países e tentarmos antecipar algumas de nossas necessidades internas. E o que vem mudando internacionalmente no setor de energia elétrica? Antes de tudo, a questão de pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico não era tão relevante. Entretanto, nos últimos 10 anos ela tem recebido grande atenção. No mundo inteiro têm proliferado estudos, roteiros tecnológicos, direcionamento de pesquisa e os Estados Unidos estão na liderança, apesar de ressaltarmos que em outros países também há processo inovativo. Basicamente, qual é o tema central? Em primeiro lugar, é que haverá uma pressão por qualidade, ou seja, uma demanda por serviços de maior qualidade. Qualidade nos níveis que não temos e aos quais não estamos acostumados hoje. Podemos dizer que a pressão será por qualidade digital. Mas o que significa qualidade digital no setor elétrico? Significa uma confiabilidade altíssima. Nos Estados Unidos, a carga com essa qualidade, ou carga digital, foi em 2003 cerca de 10% da carga total de eletricidade e as projeções indicam metas de 50% em 2030. Ou seja, os Estados Unidos estão trabalhando com um nível de confiabilidade absurdo.

Atender a essa carga de modo normal sai extremamente caro, logo, é preciso pensar em como atacar o problema, o que, por sua vez, implica apostar em uma série de coisas, tal como geração distribuída. Mas geração distribuída não resolve o problema. Principalmente se ela for intermitente, como a solar, por exemplo, ou a eólica. No caso da eólica, esta nem sempre pode estar junto da carga. O mesmo acontece com a energia solar, que também nem sempre fica junto da carga. Então será necessário haver *back-up* do sistema, da rede. Isso implicará não apenas maiores custos como também um sistema sofisticado de controle. Será preciso enfatizar as questões relativas à segurança e à estabilidade, e esses dois itens estão cada vez mais sob os holofotes, no mundo inteiro.

Estamos utilizando como referência “apagões” graves, ocorridos recentemente nos Estados Unidos e na Europa. Após o atentado de 11 de setembro de 2001, disseminou-se uma neurose geral quanto à segurança. Então, o que estamos vendo hoje em termos de sistemas? Uma preocupação crescente com a confiabilidade, com a qualidade e com a segurança que precisam de soluções inovadoras. Como o setor é sistêmico, isso requer grande esforço de pesquisa e desenvolvimento. Ao mesmo tempo, estamos também vivendo num contexto de competição, que implicará não apenas mais incertezas, mas também aumento das trocas em

sistemas que já estão com pouco investimento, reduzindo os incentivos à cooperação em P&D. Ou seja, aumentará a pressão sobre os sistemas elétricos. Aumentará também a congestão, pois os sistemas de hoje estão velhos e inadequados ao grau de qualidade, confiabilidade e segurança requeridos pelo novo contexto. Também haverá demanda por sistemas sob medida, pois a pressão ambiental, sem dúvida, só tende a aumentar. Apresentam-se uma série de questões interligadas e nelas podemos identificar as estratégias de P&D dos países industriais.

Quais são os temas estratégicos? Sistemas inteligentes de geração, transmissão e distribuição; geração centralizada e distribuída combinadas de uma maneira muito flexível. Um foco importante será a monitoração da proteção e o controle das áreas, exigindo práticas de prevenção e imediata restauração de falhas, ou seja, as tecnologias deverão ser sustentáveis; se intensificará a pesquisa de materiais com supercondutividade e outros. Por quê? Porque a gama de tecnologias de geração com que se irá trabalhar será enorme. A capacidade de transmissão será grandemente expandida, com maior dificuldade de licenciamento ambiental, no mundo inteiro. Assim, novos métodos de planejamento de operação e de expansão terão que ser desenvolvidos, levando em conta coisas com as quais não se trabalha atualmente.

Deverá existir maior armazenagem de energia, o que não foi resolvido ainda corretamente. No Brasil, basicamente, se olharmos os estudos publicados pela FINEP, os estudos do Centro de Gestão de Estudos Estratégicos (CGEE) e o estudo do Ministério da Ciência e Tecnologia poderemos verificar que estamos pensando mais ou menos na mesma linha. Só que no Brasil, além disso, o que deverá ocorrer, talvez em grau pouco menor, é que nossa carga digital chegará a um nível inferior ao dos Estados Unidos. Mas não temos dúvidas de que deverá subir, pois aqui o peso da hidreletricidade é muito importante. O fato de a hidreletricidade ser muito pesada aqui requer que o próprio sistema e que os próprios métodos de planejamento, expansão e operação sejam diferentes dos usados em sistemas em que as térmicas predominam. Porque num sistema de base hidroelétrica, as decisões tomadas hoje influenciam as decisões que serão tomadas no futuro. Há uma relação intertemporal importante. E é devido a essa base hidráulica que o sistema brasileiro é constituído por longas linhas de transmissão, em comparação com os países industriais. Assim, a expansão requerida vai ser maior e teremos menos folga com relação à necessidade de expansão. Logo, os métodos para aumentar a capacidade do sistema a um custo menor serão mais importantes que nos países industriais.

Teremos muitos problemas a enfrentar pois é essencial aumentar a capacidade a um custo razoável, já que nosso sistema financeiro é frágil; existem ainda os sistemas isolados; temos também o crescimento da demanda, que é elevado em relação aos países industriais. Além disso, possuímos um enorme potencial de energia, convencional e não convencional, que precisa ser considerado. Então, as soluções têm que ser “paridas” e temos uma série de desafios de pesquisa tecnológica, mas também relacionados às opções políticas que fizermos. Seja qual for a política escolhida, teremos que enfrentar esses desafios.

E isso requererá cooperação dos principais atores, porque não há como fazer um trabalho de pesquisa, desenvolvimento e inovação desse tipo sem uma articulação cooperativa. Até nos Estados Unidos estão fazendo cooperação, como é sua tradição. Em todos os países industriais também se procede dessa forma. Aqui, devemos pensar nisso e levar o desafio a sério. Se conseguirmos, creio que realizaremos uma política de transição bem sucedida. Caso contrário, os problemas serão muito maiores. Passo a palavra a Maurício Tolmasquim.

MAURÍCIO TOLMASQUIM. (*ver power point à p.190*) Em minha apresentação abordarei os principais pontos do Plano Decenal. O Plano Decenal é muito importante para nós, do governo, porque cerca de 10 anos o Brasil ficou sem nenhum tipo de planejamento para o setor elétrico. No governo passado, com algumas exceções prevaleceu a convicção de que poderia haver um modelo para o setor elétrico que se movimentasse pelas forças do mercado, sem atividade de planejamento.

Nossa análise, portanto, partiu da evidência de que não houve estruturação e coordenação para originar um novo modelo e planejar a expansão do sistema. Desde o início deste governo a idéia presente era a necessidade de construção de um novo modelo. Claro que não poderíamos conceber um modelo como o do passado, ou seja, totalmente estatal e baseado no monopólio, dado o novo contexto. A idéia de se ter um ambiente competitivo no Brasil já estava presente no modelo passado, mas com sérios problemas de implementação. Além disso tínhamos clareza de que uma competição efetiva e justa só poderia ocorrer de fato se houvesse um papel de coordenação por parte do Estado. Hoje o novo modelo arquitetado no Brasil passou a ser, em alguns fóruns internacionais, uma referência. E por quê? Porque desenhamos um modelo híbrido, o *hibrid Brazilian model*, que conjuga competição com planejamento. E é esse planejamento que tentaremos mostrar a vocês.

Montamos uma metodologia para o Plano Decenal,¹ que vocês poderão verificar nas *figuras 4 a 6*. Podemos verificar que já expandimos o sistema em 4000 MW em 2003, e existe uma previsão de expansão de igual montante para 2004 e para 2005, ou seja, em 2006, mesmo com dados provisórios, já temos cerca de 12 000 MW de expansão. Logo, o Plano Decenal é, antes de tudo, uma referência concreta para a expansão do setor elétrico.

No modelo desenhado, a expansão é feita através de leilões organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a partir de diretrizes elaboradas pelo Ministério de Minas e Energia com a apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O fato de as distribuidoras de energia serem obrigadas a contratar 100% de sua energia através de leilões públicos é de grande importância. É importante porque de acordo com o modelo anterior — que segundo a nossa compreensão é um modelo de pseudo-competição — as distribuidoras podiam negociar contratos de compra livremente. Não precisavam comprar a energia de quem vendesse mais barato. Assim, podiam construir uma usina termelétrica através de uma empresa ligada ao seu grupo empresarial, comprar a energia desta empresa (auto-contratação) e passar para o consumidor o preço de uma usina muito mais cara que a disponível no mercado. Assim, procuramos eliminar a possibilidade de uma distribuidora construir uma planta mais cara e fazer o *pass through* para o consumidor. A partir de agora, as distribuidoras são obrigadas a contratar, através de leilões públicos, a energia que irá para o consumidor brasileiro.

Foi realizado um grande trabalho de previsão de mercado pela EPE, criada no âmbito deste modelo, e que tenho o prazer de presidir. Para realizarmos as projeções de mercado utilizamos variáveis macroeconômicas, estudos sobre a evolução populacional, estudos setoriais, principalmente dos setores mais intensivos em energia, como o de alumínio, siderurgia, soda, cloro, pelletização, papel e celulose, petroquímica, ferro e cobre. Além disso fomos obrigados a desenvolver uma série de estudos que nos permitiu projetar o potencial de conservação.

Para poder efetuar a previsão de crescimento do mercado de energia elétrica foram construídos dois cenários mundiais e quatro cenários nacionais (*figuras 8, 9*), e, em decorrência, três trajetórias de crescimento do PIB que nos serviram de referência. Assim, com um cenário de partida 2005-2006, um cenário de 2007-2011 e outro que abrange o período compreendido entre 2012-2016, projetamos

1. Ver no power point correspondente as *figuras 1 a 6*, sobre a metodologia utilizada para o Plano Decenal. (N. E.)

nossa expansão. De acordo com dados do IBGE, o crescimento populacional entre 2005 e 2010 foi projetado em cerca de 10 milhões de habitantes, ou seja, como se o Brasil crescesse em termos populacionais algo igual a um Paraná. Para o período todo, nossa projeção foi de cerca de 20 milhões de habitantes, ou seja, como se agregássemos ao Brasil um estado de Minas Gerais.

Em termos de taxa de crescimento populacional, as taxas continuam declinando, tivemos 1,73% entre 2000-2005, entre 2005-2010 vamos para 1,45%, e esperamos chegar a 2010-2015 com algo em torno de 1,13%. Esse trabalho foi feito em conjunto com o IBGE. Infelizmente, hoje no Brasil trabalhamos muito com o curto prazo, mas para o setor elétrico é essencial olharmos pelo menos cinco anos adiante. Cabe frisar também que contamos com a colaboração do Instituto de Economia da UFRJ e do IPEA para a construção e análise de consistência dos cenários econômicos no trabalho de projeção que realizamos.

Dados os modelos utilizados, chegamos a um cenário de referência cujo crescimento previsto é de 4,2% ao ano, 4% no primeiro quinquênio e 4,5% no segundo. Também trabalhamos com cenários de baixo crescimento, um de 3,1% e outro com crescimento bastante favorável, de 5%. Entretanto, o cenário de referência é o que utiliza um crescimento do PIB de 4,2% ao ano, nos próximos 10 anos, sendo que para o primeiro quinquênio nossa projeção de crescimento foi de 4%.

Em termos de consumo de energia, utilizando-se o cenário de referência, temos um crescimento de 5,3% no primeiro quinquênio, um crescimento de 5% para o segundo quinquênio e uma média de 5,2%. Em termos de elasticidade renda, trabalhamos com uma elasticidade total, ou seja, para todo o período igual a 1,23. Para o primeiro quinquênio a elasticidade renda projetada foi de 1,32 e, para o segundo, de 1,14. Essa diminuição justifica-se por dois motivos. Primeiro, pelo efeito do desenvolvimento, pois conforme nos desenvolvemos a elasticidade renda tende a cair. Em segundo lugar, como o PIB é maior no segundo quinquênio a elasticidade renda é menor. Mas, apesar de considerarmos a elasticidade de 1,23, reconhecemos que esta, ainda assim, é relativamente elevada na média do período, pois nos países desenvolvidos fica um pouco abaixo de 1.

Nos países desenvolvidos (*figuras 11, 12 e 13*), o peso do setor de serviços é grande e nós ainda teremos, por um bom tempo, o peso das indústrias intensivas. Em termos de taxa de crescimento, o setor que mais irá contribuir para o aumento do consumo de energia é o comercial. Em termos absolutos o setor com maior participação será ainda o industrial. Além do crescimento do setor de serviços, o setor residencial aparece com algum peso. Quanto às regiões, o

sistema isolado cresce muito mais em termos relativos do que em valor absoluto.

O Brasil, praticamente, está todo interconectado por linhas de transmissão (*figuras 14 e 15*). O sistema isolado é a parte do Brasil que não está interconectada. Para ilustrar o que dizemos, tem uma coisa belíssima que nós do setor elétrico gostamos de mostrar, que é um mapa no qual o sistema de transmissão brasileira é plotado sobre o mapa da Europa. Então, Paris coincide com Brasília, Portugal fica no Rio Grande do Sul e a Rússia fica lá no Rio Grande do Norte. O que a gente conclui, analisando essa superposição, é que se a Europa tivesse o sistema de transmissão brasileiro poderia interconectar Portugal a Moscou. Convenhamos que seja algo fabuloso! Os europeus não sonham em ter um grau de integração como o que existe no território brasileiro.

Também em termos de visualização o centro da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) em Brasília, possui um mapa com todas as usinas do Brasil e, em tempo real, consegue “despachar” energia de uma usina enquanto desliga outra. Mas por que estou me referindo a isso? É para mostrar que em termos de logística estamos preparados e talvez não haja uma coordenação parecida com a que temos aqui. Graças a esse sistema interconectado, temos algo equivalente a uma Itaipu a menos no Brasil. Por quê? Porque o nosso sistema tem como base a integração e a cooperação, ou seja, quando em uma região chove menos, ela recebe água de outra região. Quando em outra chove mais, cede água para aquela onde chove menos. Este é o princípio básico que norteou a construção do sistema de energia elétrica brasileiro.

No governo passado, tivemos consultores ingleses contratados e foi resolvido que nosso sistema deveria ser de competição pura. E por quê? Porque na Inglaterra não tem hidrelétrica, só térmica. Então, de acordo com o modelo desenhado, tudo deveria competir com tudo e, portanto, perderíamos a potência de uma Itaipu caso o modelo fosse implantado. Felizmente, a Eletrobrás, contra os ventos que sopravam da direção da empresa, fez um movimento muito forte e conseguiu preservar para o país o que teria sido uma perda dramática.

Seguindo o gráfico (*figuras 16 e 17*), em termos de evolução da elasticidade, ressaltamos que estamos trabalhando com uma média móvel trienal, e que a tendência da elasticidade é declinante, chegando ao final do período em 1,14. Apesar desse valor, ainda um pouco acima dos países desenvolvidos, podemos identificar que estamos numa trajetória de redução da intensidade energética elétrica. Em termos de comparação internacional, hoje no Brasil o consumo *per capita* de eletricidade é de 1843 kWh por habitante. Nós estamos abaixo da

Argentina e até da China, e quando observamos graficamente podemos verificar que nos situamos num ponto entre o Chile e a Polônia

Se considerarmos o consumidor residencial (*figuras 19, 20, 21 e 22*), verificaremos que antes do racionamento uma residência consumia um pouco menos de 180 kW hora/mês. No cenário de referência que trabalhamos podemos identificar uma linha vermelha e ela nos mostra que em 2013 chegaremos ao mesmo nível de consumo de antes do racionamento. Como explicar isso? O que houve? Nossa resposta é que o racionamento teve um efeito realmente estrutural de redução da intensidade energética. E o que isso quer dizer? Se os equipamentos foram mudados para que se poupasse energia, findo o racionamento ninguém volta para o padrão anterior, ou seja, houve melhoria do aproveitamento de energia pelos equipamentos. Quem em sua residência trocou a geladeira ou o *freezer*, terminado o racionamento não irá retornar para um equipamento ineficiente, é óbvio. Logo, apesar de todos os malefícios que o racionamento trouxe, também devemos destacar que acabou gerando um fator positivo: aumentou a consciência de que se desperdiçava energia e houve inovações. Havia o temor de que as medidas exigidas pelo racionamento exercessem um tipo de pressão tal como a da mão sobre uma mola, ou seja, retirada a pressão a mola então retornaria ao seu formato original. Ainda utilizando a mesma metáfora, não foi isto o que aconteceu, pois a mola cedeu um pouco, gerando um ganho de produtividade que podemos considerar importante para a economia. Então, retomando o gráfico, verificamos que em termos de mudança da estrutura de consumo o setor industrial perdeu uma parcela do mercado e o setor comercial ganhou.

Em relação à geração de energia, qual foi o critério que trabalhamos para projetar a sua expansão? Trabalhamos com dois critérios e o primeiro foi o da segurança, que é o critério histórico do setor ditado pelo Conselho Nacional Política Energética (CNPE). O art. 2º, da Resolução 1 do CNPE, de 18/11/2004, define o critério de garantia de suprimento de energia elétrica: “[...] o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem.” Por outro lado, de acordo com o critério para a expansão econômica do sistema, estabelecemos a igualdade dos custos marginais de operação (CMO) com os custos marginais de expansão (CME).

Então, de acordo com o primeiro critério, o nível de risco de déficit no Brasil deve ser inferior a 5%. Por que trabalhamos com essa probabilidade? Como

nosso sistema hídrico é muito amplo, ficamos expostos a questões pluviométricas, logo, não podemos trabalhar com a idéia de risco zero, pois manter a segurança sistêmica implicaria custos muito elevados para a sociedade. Historicamente, há muitas décadas o setor trabalha com esse nível de 5%, apesar de hoje existirem questionamentos. Assim, o que está em jogo é uma decisão que diz respeito à segurança *versus* o custo que a sociedade terá que pagar caso haja diminuição desse indicador, pois quanto maior o grau de segurança maior o custo a ser pago. Ou seja, o *trade off* tem que ser debatido com profundidade.

O outro critério, que é econômico, nos fez trabalhar com a seguinte proposição: se para acrescentar 1 MWh ao sistema for mais barato que gerar com o parque existente 1 MWh a mais, se deve acrescentar 1 MWh, ou seja, foi adotado o princípio de que o custo marginal de expansão deve ser igual ao custo marginal de operação.

Seguimos esses critérios (*figuras 35, 36, 37, 38, 39, 40*) e o nosso planejamento nos levou a projetar uma série de usinas até 2010, que devem entrar em operação a partir de 2011. Dentre estas, destacamos uma das usinas do rio Madeira em 2013, que é a usina de Santo Antonio; em 2014, temos a de Belo Monte; depois, várias térmicas que já estão planejadas. Na tabela, podemos ver a lista de usinas que já existem, as que estão em operação ou foram leiloadas no último leilão. Temos as que já foram vendidas e as que possuem indicativo. Por exemplo, há uma indicação para a usina de Angra, mas esta é uma decisão do Conselho Nacional de Política Energética.

Em termos de capacidade instalada, hoje temos 93 mil MW e a previsão que fizemos nos levará para a marca de 134 mil MW em 2014, ou seja, pretendemos acrescentar 41 mil MW nos próximos 10 anos, o que representa 44% de crescimento do sistema existente. Quando mostramos isto nos países europeus, e também em outros, a reação é de espanto pois o crescimento do mercado europeu é de 1% ao ano, o que significa crescer em 1000 MW ao ano. A admiração deriva da possibilidade de acrescentarmos 4000 MW ao ano, pois apenas países como os Estados Unidos, no qual o mercado consumidor se expande muito, é que trabalham com números dessa grandeza, o que não é comum.

(*figuras 42, 43, 44*)

Temos que reconhecer que o Brasil possui uma vantagem, dado o seu potencial hídrico. É isto que nos leva a desenhar um plano baseado na hidreletricidade, apesar de nossa matriz energética ter se expandido bastante e podermos observar as diferentes modalidades de energia com que hoje

trabalhamos. Também é importante destacar a conectividade sistêmica que se deseja alcançar, conforme podemos verificar abaixo (*figuras 28 e 29*).

Em relação à participação das fontes energéticas, em termos percentuais, continuaremos com a mesma proporção da hidreletricidade, que é majoritária. Podemos verificar um aumento de 1% de fontes originárias de biomassa e outras pequenas mudanças. Entretanto, de forma genérica, podemos afirmar que a estrutura da matriz energética brasileira foi mantida. Temos que ressaltar que estamos falando de investimentos na geração de energia e que o período considerado foi o compreendido entre 2009 e 2015, porque várias usinas até 2008 já estarão em funcionamento e temos que ter o cuidado de não fazer o plano ficar inflado.

O total de investimentos previstos atinge R\$ 74 bilhões e este valor é muito expressivo, considerando-se o período 2009-2015. Temos o risco do déficit, mas podemos verificar que este se situa abaixo dos 5% durante todo o período, e isto é importante para o quesito segurança. As usinas que estão sendo consideradas são as que já estão em construção, motorização ou foram contratadas em leilão, ou seja, estamos trabalhando com planejamento de fontes praticamente certas.

(*figuras 79 e 80*) Hoje o setor elétrico trabalha com antecipação, ou seja, o leilão que se promove agora já é para a contratação de energia em 2011, e é isto que no jargão do setor denominamos de “leilão A-5”. O que quer dizer? Que promovemos leilões nos quais se contrata agora a compra de energia para 2011. Em geral, os custos marginais de operação estão abaixo dos R\$ 120,00, valor que consideramos como referência, com exceção do ano de 2008, pois neste ano o modelo apresentou um problema de ordem técnica.

Trabalhamos com vários cenários. Por exemplo, se o mercado consumidor crescer muito, precisaremos de 4700 MW por ano para manter o nível abaixo dos 5%. Se o crescimento for menor, neste caso sobraría usina, logo, trabalhamos também com um cenário no qual o crescimento seria mais baixo. E qual a usina que deveríamos eliminar do plano? Fizemos um teste e resolvemos retirar todas as térmicas e mais algumas hidroelétricas que achávamos que geravam problemas ambientais sérios, mas deixamos as duas hidrelétricas grandes e as mais necessárias: a do Madeira e a de Belo Monte. Mas se o crescimento econômico for grande, o país precisará de todas as usinas e foi por isso que trabalhamos com vários cenários. Vale destacarmos as especificidades de algumas usinas. No sul, citamos a de Araucária. Esta usina foi construída pela Copel, em parceira com El Paso, gerando alguns atritos políticos, e hoje há dúvida se

entrará em operação em 2009 ou 2011. Novamente, sugerimos que os mapas ao final do texto sejam consultados.

Existem dúvidas em relação aos investimentos necessários para o setor. Existem incertezas quanto à totalidade da execução do PROINFA, que é um programa de fontes alternativas, e o que podemos sobre ele afirmar é que há perfeito controle sobre 20% de seu potencial. Há também pendente a questão com a Argentina, em Uruguaiana, pois o fornecimento de gás não está se realizando a contento, mas mesmo que haja ruptura de contrato a situação está controlada. Entretanto, vamos trabalhar com a suposição de que é possível haver uma ruptura do contrato de fornecimento com a Argentina e que a usina de Araucária não entre em funcionamento no prazo previsto. Neste caso, estaremos trabalhando com um nível de risco de 5,3%, ou seja, com uma pequena margem para cima.

No caso da transmissão, trabalhamos com a idéia de custos marginais. Dadas as previsões que fizemos, entre 2006 e 2010 já estamos em posição “determinativa”, conforme o jargão do setor. Então, o que ainda está por fazer são os leilões para o período compreendido entre 2011 a 2015, ou seja, os que ainda são indicativos. O Plano Decenal também prevê a interligação da parte do Brasil que está isolada com o restante do país. Para a interconexão do Acre a Rondônia, uma área desfavorecida, já estamos promovendo o leilão. Isto é importante não apenas para a interligação da região, mas também para fazer a interligação com todo o sistema nacional. Assim, em 2012, esperamos que Manaus também já esteja conectada ao sistema interligado. E porque isso é importante? Porque hoje, nessas regiões, funcionam térmicas a diesel, caríssimas, nefastas ao meio ambiente e com custos que são pagos por todo o país. Essa é uma situação absurda e não deve perdurar.

Não temos dúvidas de que os investimentos para a promoção da interconexão são altos e ainda temos que enfrentar questões ambientais sérias, mas nossas projeções são para 2012, pois nossos estudos apontam ser este um marco importante para conectar o Brasil. Hoje, o Brasil possui 82 mil km em linhas de transmissão e nossa previsão é a de acrescentar ao sistema mais 41 mil km em linhas de transmissão, ou seja, uma média de 4 mil km por ano. Este projeto é muito ambicioso, mas temos que pensar em longo prazo e em interligar, cada vez mais, regiões e mercados distantes. Nós apresentamos os mapas, por regiões, ao final.

Em relação à opção de só trabalharmos com térmicas, como pensam alguns, creio que os recentes atritos com a Bolívia nos mostraram que não poderemos

ficar dependentes do fornecimento de gás importado para seu abastecimento. É por isso que os investimentos em hidrelétricas são importantes. Vale a pena lembrar que o Brasil só utilizou um terço de seus recursos hídricos e isto, comparado com outros países, como por exemplo a França, nos mostra que estes, ao contrário do Brasil, praticamente esgotaram seus recursos. Entretanto, creio que esta não deva ser apenas uma discussão acadêmica ou mesmo de Estado, mas da sociedade. Ela é quem deverá decidir o modelo de desenvolvimento que deseja ter, entretanto, não posso me furtar, apesar de reconhecer que há posições contrárias, a dizer que temos recursos hídricos ainda em abundância e que em nosso planejamento não pretendemos esgotá-los ou chegar perto de algo parecido.

Em relação ao rio Madeira, por exemplo, uma das usinas que gerou mais controvérsias, tivemos o cuidado de fazer dois projetos. Ao invés de só projetarmos uma usina, o projeto, por sinal belíssimo do ponto de vista de engenharia e de geração, contou com duas usinas. Hoje, no Brasil, utilizamos em nossos projetos um indicador de inundação média de 0,57 km para cada MW instalado. No projeto do rio Madeira, projetado para ser construído sobre a calha do rio, o indicador de inundação é de 0,08 km/MW, não interferindo muito na região, pois permanece muito próximo aos padrões de inundação naturais.

Retomando a questão da expansão de linhas de transmissão, estamos trabalhando com a projeção de crescer 56% ao que hoje já existe, o que resulta em um montante de investimentos de cerca de R\$ 39 bilhões, ou seja, uma média de R\$ 4 bilhões por ano, nos próximos 10 anos. Também há a questão das subestações, conforme o gráfico nos mostra (*figura 81*). Considerando as questões ambientais, desenvolvemos metodologia para nossos estudos e trabalhamos com um nível de incerteza muito baixo.

Se nosso indicador é, conforme já nos referimos, para cada megawatt gerado, de 0,52 km de inundação, as usinas que estamos projetando trabalham com parâmetros ainda menores, em torno de 0,27 km por megawatt gerado. Na usina de Belo Monte, por exemplo, uma das mais importantes, este indicador é de 0,04 km para cada megawatt. Para as do rio Madeira os indicadores de inundação utilizados foram de 0,08 km e de 0,09 km por megawatt gerado. Logo, podemos afirmar que são usinas de baixo impacto ambiental. De acordo com a ocupação da Amazônia, podemos verificar que cerca de 25% de sua área são de terras indígenas e 59% são de outros usos, dos quais 0,25% correspondem às usinas existentes ou por construir. As usinas que estão no planejamento do

setor elétrico correspondem a 0,03% da Amazônia, ou seja, para fornecer energia elétrica ao país para os próximos 10 anos o setor elétrico está pedindo para utilizar um percentual muito pequeno da Amazônia.

Isto foi o que preparamos para apresentar e, apesar de ser um Plano Decenal, acreditamos que é um estudo de longo prazo que aprofunda e equaciona as necessidades energéticas brasileiras para os próximos anos. Obrigado. (ver *mapas e figuras* 66 a 77)

ROBERTO PEREIRA D'ARAÚJO. (ver *power point* à p. 202) Para pensar do setor elétrico brasileiro, coloco uma questão inicial sobre sua peculiaridade: ele não é diferente porque é hidrelétrico. É diferente porque é um sistema de uma única e grande reserva hídrica compartilhada. E quais são as conseqüências de ser um sistema de reserva compartilhada? Uma delas é a necessidade de o preço da energia no mercado de curto prazo ser determinado por um modelo matemático e não por leis de oferta e procura.

Obrigatoriamente, sendo a reserva compartilhada e de grande porte, alguém tem que ser o “gerente do estoque” e, sendo a entrada de energia aleatória, tem que se estimar o custo futuro de atendimento, pois o estoque guarda água para ser usada no futuro. Para fazê-lo, o “gerente” adota parâmetros e simula como será a gestão da reserva nesse futuro. Como uma das possibilidades futuras é a falta de energia, é preciso assumir um custo da falta de energia elétrica. Alguém pode imaginar algo mais polêmico do que o custo da falta de energia elétrica? Isso dá uma idéia das dificuldades inerentes a um sistema de gestão de reserva compartilhada.

O entendimento de um sistema de reserva hidráulica quando tratamos de sistemas energéticos é muito polêmico. Gostaria de dar um exemplo. Certa vez, em um congresso fora do Brasil, fiz uma comparação do sistema brasileiro com sistema de outro país. Destaco que só conheço um sistema parecido com o brasileiro, o da Hydro-Québec (HQ), no Canadá. Mostrei características desse sistema de grandes reservatórios e expus que essa empresa, apesar de estatal, teve bons resultados: a tarifa é baixa, o retorno de capital é de 13%, a empresa se autofinancia em 60% e a satisfação do consumidor está em 96%. Quando terminei a palestra, um engenheiro da Hydro-Québec que estava na platéia veio conversar comigo. Confesso que a primeira coisa que pensei foi ter cometido um erro, apesar de ter a certeza de que os dados estavam corretos pois vieram do relatório da própria Hydro-Québec. Entretanto, o meu interlocutor, com certo constrangimento, veio me explicar como a empresa tinha conseguido resultados tão bons.

Segundo ele, nos últimos anos a empresa canadense, que tem conexão com os estados norte-americanos vizinhos, alcançara um lucro extraordinário por um motivo curioso. Esses estados americanos possuem muitas usinas nucleares e, na carga baixa, por acharem mais seguro não desligar essas usinas, vendem à HC parte da energia gerada. Segundo o especialista, a empresa canadense compra energia por US\$ 5/MWh na carga leve e, no período de carga pesada, a mesma energia é revendida para esses mesmos estados por US\$ 50/MWh. Na realidade, a energia americana foi “guardada” nos reservatórios da HQ, pois nesse momento a HQ diminuía sua geração e, portanto, guardava água. Na conversa que travamos, exaltei a vantagem do sistema de reservatórios e argumentei que, se o vizinho dos Estados Unidos fosse a Noruega, um país totalmente hídrico, ele nada lucraria, porque não dispõe de reservatório. Na Noruega, o reservatório está na neve, não controlável. No caso do Canadá, os reservatórios interligados permitem que se compre energia gerada nos Estados Unidos, que esta mesma energia seja “guardada” na água, para, então, revendê-la para os próprios americanos por um preço 10 vezes maior. E por que estou me remetendo a este fato? Para mostrar como é estranho ao “mercado” um sistema de reserva de energia do tamanho do que existe no Canadá. A diferença de US\$ 45/MWh seria um “aluguel” da reserva? Lá, eles conseguem guardar o equivalente a três meses do seu consumo. No Brasil temos capacidade para armazenar o consumo relativo a seis meses.

Sobre o cenário futuro, creio que existem duas questões graves a considerar: a da escassez do petróleo e a ambiental. Provavelmente nunca estivemos com tantas incertezas sobre o futuro (*figura 2*). Olhando para o gráfico da *figura 3*, podemos verificar o que ocorreu com o consumo de energia nas crises do petróleo. Na horizontal temos o crescimento do PIB mundial e na vertical o uso da energia. Nas crises do petróleo, o mundo melhorou a sua produtividade, pois ele cresce na horizontal (PIB), utilizando menos energia por unidade de produto.

Entretanto, quando essa energia é separada por tipo de uso (*figura 4*), verificamos que a eletricidade não tem essa maleabilidade, pois quando cresce a produção de riqueza cresce junto o consumo de eletricidade.

Nas *figuras 5 e 6*, temos o conhecido estudo de Campbell, da Association for the Study of Peak Oil and Gas, que nos mostra que estamos explorando mais petróleo do que descobrindo jazidas exploráveis. No gráfico que mostra o comportamento dos preços (*figura 7*) de um estudo da British Petroleum, o que vai ocorrer no futuro parece ser uma grande especulação. O sinal de interrogação

indica que, hoje, com as dúvidas sobre as reservas mundiais, é difícil saber se os preços irão se comportar tal como no passado.

(*figuras 8, 9, 10*) Em relação à questão ambiental, a pergunta que deveríamos nos fazer é porque não entramos em pânico? O gráfico mostra as mudanças radicais de temperatura da Terra ao longo do tempo; o gráfico de baixo mostra o mesmo com os decorrentes da concentração de gás carbônico e com os originados pela emissão de carbono.

As fontes derivadas de combustíveis fósseis, como o petróleo, estão cada vez mais caras e sofrerão crescente resistência ambiental. Não imaginamos o que poderia ser previsto no atual cenário caso ocorresse uma grande mudança tecnológica, ou seja, uma inovação que provocasse uma ruptura capaz de alterar substancialmente o quadro atual. Apesar de que vivemos um momento de grande incerteza, podemos esperar algumas coisas. A primeira é que o mundo não deverá ficar sem petróleo, mas é provável que seu preço aumente (*figura 11*). Também é muito provável que haja um outro ajuste na demanda, tal qual nas crises da década de 70, no mundo inteiro.

E o Brasil? Qual será a política energética e de preços para o petróleo no Brasil? Isto poderá significar uma retomada dos projetos hidrelétricos? E qual deverá ser a tipologia desses projetos? Lembramos que a inserção das térmicas no sistema brasileiro é uma questão complexa que até hoje não está resolvida.

A *figura 12* mostra qual é o retrato da produção de energia no mundo. Vivemos num mundo onde a produção de eletricidade é basicamente térmica e a América Latina só consome 6,5% dessa energia.

A *figura 13* mostra um dado da FAO, com a posição extremamente favorável que o Brasil tem nos recursos hídricos do mundo. Observe-se que, mesmo descontando-se os rios que não nascem no território brasileiro, como o Amazonas, o Brasil ainda é o líder mundial.

A *figura 14* mostra que a energia hidrelétrica, se fosse uma *commodity*, seria um mercado totalmente cartelizado. Reparem que além dos 10 primeiros países o resto do mundo divide poucos 37% dos recursos hídricos do planeta.

Entretanto, esses sistemas hidroelétricos no mundo são muito diferentes. Chamo a atenção, na *figura 15*, para a produtividade desses sistemas. O fator de capacidade indica como é usado o parque hidroelétrico dentro da matriz elétrica de cada país. Nos países com fatores de capacidade baixos, as usinas hídricas são usadas como ponta. Não estão na base do sistema. Isso muda radicalmente o problema de gestão da energia. Apenas 5 países têm fatores acima de 50%.

Essa é uma questão que tem sido desprezada nas discussões sobre a aplicação de mecanismos de mercado a esses sistemas. Será que não há diferenças?

Um outro aspecto muito importante está mostrado nas *figuras 16 e 17*. Aqui, um artigo da Agência Internacional de Energia levanta outro aspecto esquecido nas comparações entre fontes feitas nos sistemas puramente mercantis. A agência realizou um cálculo médio de quanta energia é necessária para se produzir as fontes energéticas das linhas da matriz. Fica evidente que, dada a vida útil extensa das hidrelétricas, uma usina é capaz de devolver até 200 vezes a energia necessária para construí-la. Enquanto isso, uma usina a gás ciclo combinado, a mais eficiente entre as térmicas, devolve apenas 14 vezes a energia utilizada para construí-la. Esse aspecto, num sistema mercantil, em que os investidores esperam taxas de retorno de 15% a.a., é completamente desprezado.

A *figura 18* mostra uma avaliação internacional sobre potencial hidroelétrico no mundo. Vemos que o Brasil ocupa o terceiro lugar com 10% do total mundial. Preferi utilizar uma avaliação internacional que não considera os famosos 260 GW proclamados no Brasil. Aqui se reconhecem cerca de 100 GW.

Um dos motivos de revermos o verdadeiro potencial hidroelétrico brasileiro é que hoje a questão das barragens não é uma questão brasileira apenas. De acordo com o Relatório da Comissão de Barragens de 2000 (*figura 19*), do qual participou o professor José Goldemberg, procurou-se estabelecer algumas recomendações a partir de uma ampla análise da experiência da hidreletricidade no mundo. Dentre os casos analisados, nitidamente, o documento procura fazer um corte sobre os impactos dos grandes projetos. Há um reconhecimento de que existem problemas diferenciados entre grandes barragens e pequenas barragens.

O relatório ressalta que nos primeiros estágios desse processo as discussões e controvérsias enfocavam barragens específicas e seus impactos locais, mas, gradualmente, esses conflitos de âmbito local evoluíram para uma discussão mais geral que culminou em um debate de proporções globais sobre as barragens.

É importante listar e comentar as pesadas críticas da International Rivers Association (*figura 20*), que é uma organização não governamental dedicada a apoiar as comunidades locais quanto ao uso de seus rios e fontes hídricas. Segundo a IRN, existem doze razões, listadas abaixo, para excluir as grandes barragens como disputantes de recursos de financiamento para renováveis:

Não reduzem a pobreza, quando comparadas com opções mais descentralizadas. *Comentário: nada garante que uma pequena barragem não esteja destinada a produzir energia concentradora de riqueza.*

Apesar de classificadas como “renováveis”, absorveriam, por seu porte, os recursos das chamadas novas renováveis. *Comentário: certamente, se os recursos forem proporcionais à energia produzida apenas.*

Geralmente, têm custos subestimados e benefícios exagerados. *Comentário: temos que reconhecer que é verdade.*

Aumentam a vulnerabilidade à mudança climática. *Comentário: muito menos do que a opção térmica.*

Não promovem a transferência tecnológica. *Comentário: o Brasil domina totalmente essa tecnologia, que, diga-se de passagem, não é de ponta.*

Têm impactos sociais e ambientais negativos. *Comentário: mas também têm positivos que geralmente não são levados em conta.*

Esforços de mitigação de impactos geralmente falham. *Comentário: é verdade nos exemplos do passado, mas não é obrigatório.*

A maioria dos construtores e financiadores se opõe à medida de prevenção. *Comentário: é verdade, mas cabe ao regulador coibir.*

Podem emitir gases que agravam o efeito estufa. *Comentário: por algum tempo apenas.*

São lentas, inflexíveis, cada vez mais caras e deficitárias. *Comentário: muito ao contrário! São bastante flexíveis! Ainda são mais baratas do que as outras opções, ainda mais quando se leva em conta a sua real vida útil.*

Alguns países são excessivamente dependentes da hidroeletricidade. *Comentário: se isso fosse um problema, a Noruega estaria em maus lençóis, pois é 100% hidrelétrica.*

Podem se tornar não renováveis por conta da sedimentação. *Comentário: certamente, se não houver conservação das margens dos rios e do reservatório.*

No mapa da *figura 21*, podemos observar a localização das grandes barragens no mundo. O Brasil aparece como um país que liderou, além dos Estados Unidos, a construção de grandes barragens. Segundo o Sistema de Informações do Potencial Hidroelétrico (SIPOT) da Eletrobrás, considerado apenas o potencial estudado, 50% está na região norte (*figura 22*).

Retomando a questão do funcionamento do sistema brasileiro, podemos, por analogia, dizer que ele é semelhante a quatro grandes caixas d’água (reservatórios interligados hídrica e eletricamente) ligadas por “aquedutos” (*figura 23*). Esses aquedutos são “virtuais” e, na realidade, quem cumpre esse papel são os grandes troncos de transmissão. A ordem de grandeza da reserva existente é aproximadamente a mostrada na *figura*. Conseguimos guardar o

equivalente a seis meses de consumo do sistema interligado, o que corresponde a 180 terawatt/hora (TWh). Ou seja, se os rios secassem, por absurdo, poderíamos continuar consumindo por cerca de meio ano. Dessa reserva, conforme podemos observar no gráfico da *figura 24*, cerca de 70% estão no Sudeste.

A *figura 25* mostra a energia natural afluyente do sistema interligado brasileiro, com a configuração das usinas existentes em 2004. Ali estão a média, máxima e mínima da energia natural. Observa-se que há uma diversidade entre o Sul e o Sudeste, entretanto, entre o Sudeste e o Nordeste pode-se verificar muita semelhança. Além disso, há grande variabilidade no Norte.

Na *figura 26*, em base anual, observamos que sempre existe alguma diversidade hidrológica em 73% dos anos do histórico. Portanto, essa é uma indicação primária de que vale a pena ter um só sistema interconectado no Brasil.

Pela *figura 27* podemos ver como o sistema atende a carga quando fazemos simulação com o histórico. Praticamente atendemos 90% da demanda com geração hidráulica. Se fizermos um zoom no gráfico (*figura 28*) podemos perceber que, na realidade, há períodos em que é extremamente necessária a complementação de fontes térmicas. Entretanto, fica evidente que não há um padrão fixo de tal maneira que se possa estabelecer uma política fácil para a inserção térmica.

A *figura 29* mostra uma modesta evolução da demanda de eletricidade no Brasil, onde, em 2025, atingiríamos um pouco mais do dobro do que consumimos hoje.

(*figura 30*) Há uma corrente que defende a idéia de que, se o Brasil tivesse um tipo de desenvolvimento menos eletro-intensivo, mais voltado para o mercado interno e com distribuição de renda, não seria necessária tanta energia. Essa tese é defendida sem nenhum cálculo. Ora, segundo os números da PNAD, 12% dos domicílios brasileiros ainda não têm geladeira, e, se fizermos a conta, considerando um consumo médio, precisaríamos de uma usina que gerasse 1000 MW médios para atender exclusivamente a essas geladeiras. Nessa conta não estamos considerando a energia necessária para o aço e o plástico das geladeiras. Proponho que pensem o que aconteceria com o consumo de energia elétrica no Brasil caso houvesse uma melhora significativa na renda e, principalmente, em sua distribuição? O caso da geladeira é apenas emblemático.

Uma outra proposta de reflexão está na *figura 31*. Para atender a essa demanda de aproximadamente 50 GW novos, estamos com um quadro preocupante. Uma sólida resistência à construção de grandes reservatórios e

uma localização de metade do potencial na região norte. Muito provavelmente teremos novas usinas, porém sem reservatório. Isso vai exigir um esforço extra dos reservatórios existentes e dos troncos de transmissão. É preciso lembrar também que, desse modo, os reservatórios do Sudeste oscilarão muito mais, com efeitos muito impactantes sobre as comunidades que vivem à beira dos lagos. Pode-se esperar uma resistência crescente à esse tipo de operação. Vislumbra-se, desse modo, um papel mais definido para as usinas térmicas.

A *figura 32* mostra o decréscimo da capacidade de regularização do sistema, apesar de ainda sermos recorde no mundo. No passado chegávamos a poder reservar energia para 2 anos de consumo. Hoje, estamos com uma reserva de aproximadamente 7 ou 8 meses.

A *figura 33* mostra as mudanças estruturais que podemos esperar. Aí destaco o fato de que uma mudança do foco de crescimento para a região Norte e Nordeste aliviaria o esforço de regularização dos reservatórios existentes.

E a questão do critério garantia (*figura 34*)? Em relação ao custo marginal de operação (*figura 35*), por exemplo, gostaria de apresentar certas inconsistências. Quando se calcula a energia garantida das usinas, um parâmetro importante é o custo marginal de operação, pois é ele que “pondera” a importância de cada usina na garantia total. O processo de cálculo da energia garantida se viabiliza através de uma simulação da venda dessa energia no mercado de curto prazo. Essa é uma peculiaridade brasileira importante. Quantos sistemas no mundo, para fazer um leilão de uma usina, precisam simular essa usina e todas as outras, existentes e futuras, numa configuração 10 ou 15 anos à frente?

Além disso, o custo marginal de operação, o preço de venda no *spot*, é fortemente influenciado pelo custo do déficit (*figura 36*). O número que se usa para calcular a energia garantida do sistema é de 2261,00 R\$/MWh, mas este não é o valor que o operador do sistema utiliza. O operador usa uma função crescente com a profundidade do déficit. Evidentemente, o sistema opera com uma garantia diferente da assumida no planejamento. O que importa é que, comercialmente, se está assumindo uma garantia que, na verdade, pode ser até menor.

Vou usar uma analogia simplificadora. O custo do déficit traduz o “medo do racionamento”. Assim, o operador do sistema, para déficits pequenos, teria um “medo” menor do que aquele “assumido” na determinação da garantia, a peça mais importante na comercialização. Além disso, no quarto patamar, acima de 20%, ele é muito pouco diferente do patamar de 10%. Parece estranho ter uma curva não convexa, pois a convexidade é que traduz um agravamento

crescente da situação. Na realidade, nenhuma das curvas reproduz o comportamento do operador numa situação real. Evidentemente, ainda mais depois do racionamento de 2001, alguma ação será tentada antes da ocorrência do déficit. A mais comum seria alguma medida de economia ou racionalização, o que implicaria em uma redução da carga. Evidentemente, esse primeiro “déficit” não pode ter o mesmo custo do que, por exemplo, a implantação de um racionamento que atinja 20% do mercado. Então, por que não assumir uma função crescente e com degraus menores? Os primeiros *steps* seriam como térmicas fictícias que seriam “ligadas” à medida que os cenários futuros apontassem para um déficit real.

Entretanto, sobre a participação das térmicas no sistema brasileiro é preciso ter cuidado com alguns raciocínios simplistas. Por exemplo, a sugestão de redução do risco de déficit com o uso de mais usinas térmicas (*figura 37*).

É preciso lembrar que, quando se diminui o risco desse modo (mais térmicas), num primeiro momento eleva-se o Custo Marginal Operacional (CMO) médio da configuração. Acontece que o princípio de igualdade do CMO médio (*figura 38*) e o Custo Marginal de Expansão é o que garante que se está expandindo o sistema no momento correto. Ora, se o CMO fica acima do CME, é preciso expandir o parque gerador pois esse é o indicador de que o sistema está “estressado”. Expandido corretamente, alivia-se o sistema e reduz-se o CMO para o mesmo nível do CME. Ou seja, se a expansão for hidrelétrica, novamente reduz-se a participação térmica. Resumindo, a diminuição do risco não se dá por uma escolha tecnológica que mantém os custos de operação elevados. A diminuição do risco (*figura 39*) é função da “sobra” estratégica que se quer, hídrica ou térmica, e não da tecnologia de geração. Essa sobra estratégica, no fundo é função da curva do custo do déficit, assunto ainda pouco estudado, como já mostrei. As térmicas têm que ser justificadas economicamente dentro dos conceitos que regem um sistema de reserva energética. Não se pode arbitrar mais térmicas para justificar riscos menores sem olhar para o equilíbrio dos custos marginais de curto e longo prazo.

A *figura 40* trata da polêmica questão da energia velha. Aqui, eu gostaria de fazer uma crítica séria à manutenção da descontração das estatais, uma estratégia do modelo anterior, que provocou o racionamento, e não entendo porque foi mantida no novo modelo. Ora, o mercado de energia se retraiu cerca de 15%, mesmo depois do fim do racionamento. Para uma carga de aproximadamente 50 GW médios, sobram, mais do que 7 GW médios, uma

Itaipu. Com o mercado super-ofertado, obrigou-se as estatais a perderem 25% do seu faturamento para possibilitar a entrada de usinas mais caras, geralmente térmicas, justificadas pela absurda lei que permitiu o *self-dealing*, sem licitação.

Ora, o sistema mercantil foi implantado na Inglaterra para poder “deslocar” as ineficientes e poluidoras térmicas a carvão. A Califórnia adotou o mercado para substituir as caras usinas denominadas *qualifying facilities* adotadas na crise do petróleo. Nesse contexto, o Brasil deu um vexame! Nós somos o único país do mundo que adotou o sistema mercantil para “se livrar” de usinas hidráulicas amortizadas e colocar térmicas muito mais caras, geralmente pertencentes ao mesmo grupo econômico das distribuidoras. As estatais tiveram que assumir a sobra sistêmica e, num tiro de misericórdia, foram obrigadas a participar de um leilão em que, sem demanda, tiveram que aceitar preços de menos de US\$ 20/MWh. Além disso, venderam energia a preço fixo por 8 anos! Alguém poderia mostrar um outro exemplo no mundo em que se faz uma “liquidação” de um produto que dure 8 anos? Só posso interpretar esse “tiro no pé” como uma espécie de desejo de se fazer um populismo tarifário às custas das estatais. E ainda por cima inútil, pois as tarifas brasileiras estão muito altas quando comparadas com países de base hidroelétrica. Ou seja, o único preço que caiu no sistema foi o da energia das estatais. E não foi suficiente para compensar o resto.

Agora, ainda temos um número crescente de consumidores livres com contratos de curtíssimo prazo (que não provocam a expansão) e expostos no mercado atacadista. E como é que isto funciona? O consumidor contrata apenas parte do seu consumo e deixa o resto para ser “liquidado” no mercado. Como, no Brasil, o preço *spot* tem um viés de preços baixos, os consumidores livres estão se apropriando de uma receita oclusa do setor, pois afinal um consumidor cativo não consegue ter a vantagem de pagar apenas R\$ 18,00/MWh no *spot*. Em média ele paga mais de R\$ 200,00/MWh. Esse mercado é crescente, baseado em contratos curtos e certamente será um problema para o setor no futuro.

Para finalizar e resumir o que tentei mostrar, serei bem pontual (*figuras 41, 42 e 43*).

- Cenários futuros lidam com 2 perspectivas inéditas: questão ambiental em escala planetária e fim da era do petróleo.
- Grandes incertezas quanto ao efeito de um crescimento com distribuição de renda sobre o consumo.
- Grande resistência aos grandes projetos, principalmente com reservatórios. cme crescente.

- Permanece a necessidade de um estudo sobre mudanças no critério de garantia e o papel das térmicas.
- O sistema interligado perde gradativamente sua característica de reserva estratégica, mas ainda é recorde no mundo.
- Diminuição da capacidade de regulação do sistema de reserva hidráulica poderá exigir um papel de “reservatório virtual” para as térmicas.
- O estudo, o debate e a definição de uma matriz energética para o Brasil são absolutamente essenciais. Não é o mercado que deve “decidir”. Os leilões estão resultando em um mix ineficiente energeticamente.
- O dilema dos sinais locais da transmissão está ligado à preservação da característica de “estoque” estratégico do sistema. Se a transmissão ficar economicamente inviável, arrisca-se a perder parte da reserva compartilhada.
- Capacidade das empresas estatais liderarem investimentos está comprometida pela necessidade fazer de superávit primário.
- Surge um poder de mercado inverso. Com sobras, o consumidor livre é o grande poderoso que impõe preços baixos. Amplia-se a possibilidade de tratamento diferenciado de uma categoria de consumidor e produtor especial (livre e independente), podendo agravar-se o pagamento de encargos para o mercado cativo.
- Apesar dos aumentos recordes desde 1995, permanece a tendência a novos aumentos de tarifa. Já estamos pagando o dobro do que paga um canadense ou um norueguês, para citar dois exemplos de energia vinda dos rios.

Agradeço a presença de todos.