

ESTABELECENDO PRIORIDADES PARA INVESTIMENTOS EM USINAS ELÉTRICAS. OS CASOS DE ANGRA III, BELO MONTE, SANTO ANTÔNIO E JIRAU.

Joaquim Francisco de Carvalho¹

RESUMO

A programação de investimentos na infra-estrutura de serviços públicos deve começar por uma comparação minuciosa entre as diversas alternativas disponíveis, abrangendo aspectos tais como impactos ambientais, benefícios sociais e implicações econômicas, principalmente em relação aos custos, sobre os quais são estruturadas as tarifas a serem pagas pelos consumidores.

No caso do setor elétrico, antes de se atribuir prioridade a determinado projeto, é importante comparar os custos de geração das possíveis alternativas, que são as usinas nucleares, as hidrelétricas e as térmicas convencionais. Em seguida devem ser avaliadas as demais implicações mencionadas acima, para só então optar-se pela que possa resultar em máxima eficiência na aplicação dos recursos públicos.

Neste artigo são discutidas de modo sumário algumas questões relativas à formação dos custos da energia elétrica e são calculados e comparados os custos de geração de **Angra III, Belo Monte, Santo Antônio e Jirau.**

1 Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo

INTRODUÇÃO

Por motivos que não serão abordados neste artigo, projetos importantes sofreram atrasos em seus cronogramas, aumentando o risco de que o Brasil venha a enfrentar em médio prazo uma crise de abastecimento de energia elétrica, com impactos negativos sobre a produção industrial e sobre a qualidade de vida da população.

Para recuperar o tempo perdido é necessário atribuir prioridades a projetos que possam entrar em operação em prazos de 6 a 7 anos.

No quadro de escassez de recursos para investimentos em infraestrutura que se tem constatada nos últimos anos e considerando o caráter emergencial da questão, é forçoso que os projetos prioritários sejam selecionados, não sob pressões políticas, como acontece freqüentemente, mas sim a partir de uma comparação entre as diversas alternativas disponíveis para a geração de grandes quantidades de eletricidade, no que diz respeito a aspectos como os impactos ambientais, a eventual exposição da população a riscos de acidentes, os benefícios sociais e as implicações econômicas, principalmente em relação aos custos, sobre os quais são estruturadas as tarifas a serem pagas pelos consumidores..

É indispensável que se considerem também aspectos estratégicos tais como os prazos previsíveis para a entrada em operação; as garantias de suprimento de combustíveis, no caso de usinas termelétricas que usem combustíveis importados; e a existência de capacidade industrial em escala suficiente para o enriquecimento de urânio e fabricação dos elementos combustíveis, no caso de usinas nucleares.

Entre os principais projetos de geração em estudo no Ministério de Minas e Energia e órgãos vinculados, para entrar em operação a partir de 2.014 estão os da usina nuclear de Angra III e os das usinas hidrelétricas de Belo Monte, no Rio Xingu, e Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira.

Limitamo-nos, neste artigo, a calcular e comparar os custos de geração dessas usinas.

CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES SOBRE A FORMAÇÃO DOS CUSTOS DE GERAÇÃO

Os custos de produção de qualquer bem ou serviço compõem-se de uma parte fixa, a partir da qual o capital investido é remunerado e recuperado ao longo do prazo de depreciação contábil da unidade produtora; e de uma parte administrável, composta pelas despesas necessárias ao funcionamento dessa unidade.

O capital investido abrange todas as despesas incorridas nas diversas fases do empreendimento, quais sejam: projeto básico ou conceitual, estudo de viabilidade econômica, relatório de impacto ambiental, projeto detalhado de engenharia, preparo do sítio e implantação da obra propriamente dita, incluindo os juros pagos sobre o financiamento do projeto durante a construção.

A parte administrável dos custos compreende despesas de operação e manutenção, seguros, taxas e impostos, pagamento do pessoal e respectivos encargos trabalhistas, adicionais de periculosidade, etc.

Os custos de produção (soma das partes fixa e administrável) devem ser calculados de forma a permitir a estruturação de tarifas que assegurem uma remuneração que seja ao mesmo tempo atraente para o investidor (concessionário) e justa para os consumidores.

Para que a remuneração do investidor seja justa para os consumidores – ou, por outras palavras, para evitar que os lucros do concessionário sejam exagerados em relação aos riscos inerentes ao investimento – a TIR (taxa interna de retorno) empregada no cálculo dos custos de geração deve ser estabelecida por meio de negociações entre o poder concedente e o investidor, nas quais entram critérios subjetivos como “atratividade para o investidor” e “aceitabilidade” ou “razoabilidade” para os consumidores. Daí o imperativo ético de que o processo seja absolutamente transparente, particularmente quando se trata de monopólios naturais, como são os serviços de eletricidade.

Na prática, com o setor elétrico submetido às forças do mercado, a TIR tende a acompanhar o custo da alternativa de investimento, isto é, o custo da oportunidade de se aplicar o capital em outros projetos (Bitu e Born, 1.993 e Viscusi *et alii*, 2.000). Em média, a TIR gira em torno de 12% ao ano.

Em projetos *capital intensive* como são os do setor elétrico, o principal componente do custo de produção corresponde à amortização (e remuneração) do investimento. Os demais componentes de custo (despesas de operação e manutenção, seguros, taxas e impostos, pagamento do pessoal, etc.) incidem com intensidade relativamente menor, porém, na medida em que o projeto se aproxima do fim do prazo de depreciação contábil, as despesas administráveis incidem com intensidade crescente em relação ao custo do capital, na formação dos custos de produção.

Considera-se que o prazo de depreciação contábil de uma usina nuclear coincide com a sua vida útil (cerca de 40 anos), após o que a usina deve ser descontaminada e descomissionada.

Para as hidrelétricas, a vida útil supera o prazo de depreciação contábil, que é convencionalmente estabelecido em 30 anos. Assim, as usinas já amortizadas continuam gerando energia a um custo que se reduz às despesas de operação e manutenção; pessoal, encargos trabalhistas; seguros, etc.

Existem no mundo hidrelétricas implantadas nos primeiros anos do século passado, que continuam operando normalmente, o que constitui uma vantagem para a sociedade, que se beneficia do serviço, sem o ônus de um novo investimento.

No tocante ao pessoal empregado nas áreas operacional e administrativa, em termos médios, para as usinas nucleares, o número de empregados corresponde a 0,7 vezes a potência elétrica instalada, em megawatts. Para as hidrelétricas, esse número está em torno de 0,1 empregado, por MW instalado.

No Brasil, incluindo-se os encargos sociais, os salários são, em média, da ordem de R\$ 48.000,00 por ano, nas usinas nucleares, e de R\$36.000,00 por ano, nas hidrelétricas.

O custo de geração das usinas hidrelétricas brasileiras já amortizadas, que respondem por uma parte considerável da energia elétrica gerada no país, está, atualmente, em apenas cerca de US\$ 4 / MWh (Campos Ferreira, 2.002). Assim, teria sido possível compor para o sistema elétrico brasileiro um "mix" tarifário que restituiria à sociedade os impostos e taxas pagas ao longo de muitas décadas, para financiar a implantação desse parque. Com a desregulamentação do sistema elétrico e as privatizações indiscriminadas de grandes hidrelétricas que estavam prestes a chegar ao fim de seus prazos de depreciação contábil, tal composição tarifária tornou-se inviável.

No caso das usinas hidrelétricas, o custo de geração deve ser acrescido do custo de uma complementação da demanda de ponta com energia gerada em termelétricas. Este custo é hoje estimado em cerca de R\$ 2 / MWh (Campos Ferreira, 2.002).

No caso das usinas nucleares, deve-se incluir o custo do combustível e também as despesas de descomissionamento da usina, ao cabo de sua vida útil.

As despesas de descomissionamento devem ser trazidas ao valor presente e incluídas nos custos de geração, a fim de que, na época própria, haja recursos para o realizá-lo. Na Grã Bretanha, por exemplo, o governo atribuiu ao órgão público responsável pelo descomissionamento (Nuclear Decommissioning Authority) uma dotação orçamentária de £2,47 bilhões (US\$ 4,34 bilhões) para o exercício de 2.007/2.008².

Devem, ainda, ser acrescentados os custos de administração dos rejeitos de baixa e média atividade, e os da deposição final dos de alta atividade.

Tanto para as hidrelétricas como para as nucleares e as térmicas convencionais, os prêmios pagos às companhias de seguros são, em média, da ordem de 1% ao ano, sobre o capital investido.

Os aproveitamentos hidrelétricos mais próximos dos pólos de consumo já estão sendo explorados, portanto não se pode esperar que a energia gerada em novos projetos tenha custos comparáveis aos antigos, pois, entre outras coisas, deve-se acrescentar o custo da transmissão, cuja incidência vai aumentando, na medida em que os novos aproveitamentos se localizem em regiões mais afastadas dos pólos de consumo.

CUSTO DE GERAÇÃO DE ANGRA III

Para calcular o custo de geração de Angra III seguimos o critério da Eletronuclear, de lançar a fundo perdido o valor do investimento já realizado no projeto, valor que, referido a julho de 2007, monta a R\$ 1,55 bilhão. Uma boa parte desse investimento destinou-se à aquisição dos principais componentes mecânicos de grande porte do sistema nuclear de geração de vapor (vaso do reator, pressurizadores, geradores de vapor, bombas principais de refrigeração e suportes desses componentes). Foram também

2 Nuclear Engineering International, 05 June 2007

adquiridos alguns dos principais componentes do circuito secundário, tais como o grupo turbo-gerador, as bombas principais de água de alimentação e de condensado e, ainda, vários equipamentos de processo (estação de válvulas, trocadores de calor, vasos de pressão, tubulações etc.). Esses componentes estão armazenados sob rigoroso controle no próprio sítio da usina e nas instalações da NUCLEP, em Itaguaí.

O governo estima em R\$ 7,2 bilhões o orçamento para a conclusão da obra, em valores já atualizados monetariamente até dezembro de 2.006; sem incluir os juros durante a construção.

Para financiar esse investimento presumimos uma estrutura de *funding* de custo comparável ao das alternativas que vêm sendo estudadas para outras obras do setor elétrico, a saber, 70% por empréstimo do BNDES, a juros de 7,5 % a.a. e 30% por *equity*. Em comparação, internacionalmente, o custo de investimento em usinas nucleares situa-se entre US\$ 1.800 e US\$ 2.500 por quilowatt elétrico instalado; o prazo de construção é de 5 a 7 anos; o investimento é financiado por dívida + *equity*, com taxas de retorno de 10% e 15% ao ano, respectivamente. O prazo de amortização é de 40 anos, coincidindo com a vida útil da unidade, ao cabo da qual deve ela ser descomissionada. O descomissionamento implica futuros investimentos entre US\$ 350 e US\$ 500/kW elétrico instalado³.

Para as condições brasileiras, estima-se que as despesas de descomissionamento, somadas aos custos da administração dos rejeitos de baixa e média atividade e ao que será gasto futuramente, na deposição final dos rejeitos de alta atividade, poderão incidir com algo em torno de R\$ 3 / MWh na tarifa de geração, ao longo da vida útil da usina.

Tabela 1- Custo de geração de Angra III

Potência elétrica instalada	1.350 MW
Custo da usina, s/ juros durante a construção - C_1 (em mil reais)	7.200.000
Despesas do concessionário (8% de C_1)	576.000
Custo direto - C_2	7.776.000
Juros durante a construção (7,5%a.a. sobre 70% de C_2 ; 6 anos)	2.957.299
Capital necessário para o investimento - C_3	10.733.299
CUSTOS ANUAIS (em mil reais)	
Vida útil: 40 anos, TIR: 12% a.a. -> FRC = 0,1213	
Anuidade para a recuperação do capital (em mil reais)	1.301.949
Seguros (1% de C_3 , ao ano)	107.333
Manutenção (2% de C_1 , ao ano)	144.000
Pessoal + adicionais + administração + encargos trabalhistas	43.000
Total dos custos anuais	1.596.282
CUSTO DE GERAÇÃO (em reais/MWh)	
Incidência dos custos anuais (fator de capacidade = 85%)	159 / MWh
Combustível	12 / MWh
Descomissionamento + administração e deposição final dos rejeitos	3 / MWh
Soma -> custo de geração de Angra III	R\$ 174 / MWh

No cálculo acima admitiu-se que, para Angra III, o custo do combustível será o mesmo de Angra II. Contudo é importante ressaltar que - desde o final da década de 1980 até meados de 2.003 - a cotação do urânio (U_3O_8) no mercado internacional permaneceu estável, em torno de US\$ 10 dólares por libra-peso, e, a partir daí, começou a subir rapidamente, atingindo US\$ 130/libra em 2.007. Houve, portanto, uma valorização superior a 1.000% em apenas 4 anos. (Esteves, 2007). Embora, na formação do custo do combustível, o preço do urânio tenha uma incidência de apenas cerca de 25% em relação à soma dos custos das demais etapas do ciclo, a crescente demanda mundial poderá induzir uma valorização que faça desse preço um fator de incerteza. Esta possibilidade deve ser tomada em consideração, na análise da viabilidade estratégica de Angra III.

De acordo com a Eletronuclear, a implantação de Angra III deverá estender-se por 66 meses, compreendendo as atividades de construção civil, montagem eletromecânica, comissionamento dos sistemas e testes pré-operacionais. Este prazo começa com os trabalhos de concretagem da

laje de fundação do edifício do reator e termina com os testes de potência da usina.

Custos de geração das usinas hidrelétricas de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau

- A usina de Belo Monte representará o primeiro passo para o aproveitamento do potencial hidrelétrico do Rio Xingu. Na região indicada para o projeto (Volta Grande do Xingu), o rio corre num *cânion* que faz uma curva e retorna no sentido oposto, desenhando uma figura em forma de ferradura, quase fechada. O desnível entre a entrada e a saída dessa curva é de 90 metros, sendo que, na saída, o fluxo turbinável é de, aproximadamente, 13.900 m³/seg.

O anteprojeto inicial da obra previa a construção de uma barragem na saída do *cânion*, para alimentar uma casa de força com a capacidade de 11.000 MW (20 máquinas de 550 MW).

Essa configuração apresentava os inconvenientes de alagar uma ilha de onde teriam que ser removidos cerca de 400 indígenas, e de inundar toda a área abrangida pela concavidade da curva em forma de ferradura, descrita pelo *cânion* (aproximadamente 1.225 km²), numa região de biodiversidade extremamente rica. Esses inconvenientes provocaram rumorosos protestos de grupos ambientalistas.

Preparou-se depois um projeto alternativo, que não alagará a ilha nem a área circunscrita pela curva, preservando-se dessa forma a biodiversidade.

A idéia básica desse projeto é construir, antes do começo do *cânion*, uma barragem menor, formando, a montante, um lago de 400 km², área que corresponde a apenas o dobro da expansão normal do rio em seu leito, nas épocas chuvosas.

Uma pequena parte da água aí acumulada alimentará uma casa de força com 7 máquinas de 25,9 MW (capacidade total = 181 MW), e a maior parte descerá por um sistema de canais, diques e *penstocks*, diretamente até uma casa de força construída na saída do *cânion*, situada 90 metros abaixo, para alimentar 20 máquinas de 550 MW, ou seja, 11.000 MW. Teremos assim, no total, uma capacidade instalada de 11.181 MW.

Nesta configuração o custo do investimento em Belo Monte será de apenas cerca de R\$ 7,5 bilhões, já incluídas as despesas de preparação

do sítio e de mitigação dos impactos ambientais e sem os juros durante a construção.

Devido à irregularidade da vazão do Rio Xingu, o fator de capacidade da usina será de apenas 35%, portanto a potência firme do aproveitamento ficará em 3.913 MW. Esse fator poderá melhorar, na medida em forem sendo implantados outros aproveitamentos já inventariados a montante de Belo Monte e que se interliguem os sistemas elétricos das regiões Norte e Nordeste.

De acordo com estudos da Eletronorte a vazão regularizada do Xingu é de 32.000 m³/segundo. Dadas as características topográficas da região tal fluxo ainda permitiria a instalação de projetos de menor porte, perfazendo uma capacidade da ordem de 5.000 MW, a montante de Belo Monte.

O aproveitamento de Altamira, de 6.580 MW, que inundaria uma área de aproximadamente 6.100 km², também a montante de Belo Monte, deverá ser reformulado.

Tabela 2 - Custo de geração de Belo Monte

Potência elétrica instalada	11.181 MW
Custo da usina - C_1 (em mil reais)	6.820.000
Despesas do concessionário (10% de C_1)	682.000
Custo direto, sem juros durante a construção - C_2	7.502.000
Juros durante a constr. (5 anos, 7,5% a.a sobre 70% de C_2)	2.287.670
Capital necessário para o investimento - C_3	9.789.670
CUSTOS ANUAIS (em mil reais)	
Depreciação em 30 anos, TIR: 12% a.a. -> FRC = 0,1241	
Anuidade para a recuperação do capital	1.214.898
Seguros (1% de C_3 , ao ano)	97.897
Manutenção (1% de C_1 , ao ano)	68.000
Pessoal + encargos trabalhistas + administração	40.252
Total dos custos anuais	1.421.247
CUSTO DE GERAÇÃO (em reais/MWh)	
Incidência dos custos anuais (fator de capacidade = 35%)	42
Complementação térmica	2
Soma -> custo de geração de Belo Monte	R\$ 44 / MWh

Para a transmissão, a casa de força complementar (181 MW) será conectada ao sistema interligado na subestação Altamira, que está a 20 km; e a casa de força principal (11.000 MW) será conectada na estação coletora de Xingu, a 17 km.

Pelo cronograma preliminar, que pode ser revisto, a obra deveria ser iniciada em abril de 2010 e a primeira máquina deveria entrar em testes em meados de 2.014.

- Por meio da licença prévia nº 251, expedida em julho de 2.007, o IBAMA autorizou Furnas Centrais Elétricas a dar início ao processo de implantação das hidrelétricas de **Santo Antônio e Jirau**, com potências instaladas de 3.150 MW e 3.300 MW, respectivamente; ambas no Rio Madeira, estado de Rondônia, município de Porto Velho. Os projetos compreendem barragens a fio d'água, casas de força, vertedouros e turbinas tipo bulbo.

O aspecto inovador dos projetos é o emprego de turbinas desse tipo em grandes hidrelétricas. Graças a isso, ambos os aproveitamentos serão de baixa queda, com reservatórios que inundarão áreas de 271 km² (Santo Antônio) e 258 km² (Jirau), consideradas pequenas para hidrelétricas desse porte.

O plano original prevê ainda a implantação de eclusas para formar uma hidrovia que irá do interior da Bolívia ao Rio Amazonas, passando pelos rios Madeira, Guaporé e Beni, numa extensão de aproximadamente 4.000 km.

O estudo preliminar, feito por Furnas com a colaboração de uma empreiteira, orçava a implantação das usinas em R\$ 25 bilhões, incluindo juros durante a construção e despesas com a instalação dos canteiros e na mitigação dos impactos ambientais. Esse valor foi considerado muito alto e a EPE o está revendo, esperando-se que caia para algo em torno de R\$ 23 bilhões, valor ainda elevado. Entretanto, apenas a título ilustrativo, calculamos com base neste valor o custo de geração do conjunto.

Tabela 3 – Custo de geração de Santo Antônio e Jirau

Potência elétrica total das duas usinas	6.450 MW
Capital necessário para o investimento (em mil reais)	23.000.000
CUSTOS ANUAIS (em mil reais) Vida útil: 30 anos, TIR: 12% a.a. -> FRC = 0,1241	
Anuidade para a recuperação do capital (em mil reais)	2.854.300
Seguros	230.000
Manutenção	163.000
Pessoal + encargos trabalhistas + administração	23.220
Total dos custos anuais	3.270.520
CUSTOS DE GERAÇÃO (em reais/MWh)	
Incidência dos custos anuais (fator de capacidade = 50%)	116
Complementação térmica	2
Soma -> custo de geração do complexo do Rio Madeira	R\$ 118 / MWh

Para a transmissão foram estudados dois bipolos de 600 kV, com 2.700 km de extensão, ligando Porto Velho a Araraquara, opção posteriormente abandonada em favor de uma conexão direta à rede básica, em Porto Velho.

Pelo cronograma preliminar – que já sofreu atrasos – o início da obra de Santo Antônio estava previsto para outubro de 2.008 e a primeira máquina deveria entrar em testes em meados de 2.012. A de Jirau começaria em outubro de 2.009 e a primeira turbina seria testada em 2.013.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

No quadro de escassez de recursos públicos para investimentos em infra-estrutura que se tem constatado nos últimos anos, a comparação entre os custos de geração dos projetos examinados neste artigo é de fundamental importância para o escalonamento de suas implantações. Assim, a tabela 4 aponta claramente na direção de Belo Monte para, em princípio, receber tratamento prioritário no processo alocação de recursos – seja do orçamento da União, seja de bancos oficiais – para o início das obras.

No entanto, como foi dito na introdução, antes de se optar definitivamente por qualquer desses projetos, além dos custos, devem ser

avaliados e confrontados, entre outros aspectos, os benefícios sociais e os impactos ambientais de cada um deles.

Tabela 4 – Produção anual, custos e datas de início de operação de Angra III, Belo Monte e Hidrelétricas do Rio Madeira

PROJETO	PRODUÇÃO ANUAL	CUSTO DE GERAÇÃO	OPERAÇÃO
Angra III	~ 10.060 GWh	R\$ 174 / MWh	2.014
Belo Monte	~ 34.300 GWh	R\$ 44 /MWh	2.014
Complexo do Madeira	~ 28.270 GWh	R\$ 118 /MWh	2.014

Embora não tenhamos pretendido abordar neste artigo a questão dos impactos ambientais, cabe aqui assinalar que as usinas nucleares praticamente não agridem o meio ambiente quando estão em operação rotineira, porém implicam o risco – que é muito pequeno, mas existe – de acidentes que podem liberar na biosfera produtos de fissão de alta atividade, com graves conseqüências, que se podem fazer sentir sobre extensas regiões, por centenas de anos. Além disso, fica para as novas gerações o problema dos rejeitos de alta atividade, cuja deposição final implicará importantes investimentos no futuro.

Quanto às usinas hidroelétricas, em muitos casos elas provocam inundações potencialmente danosas – não apenas para as populações ribeirinhas – mas também para a flora e para a fauna. Em contrapartida, essas usinas oferecem a vantagem de pouco emitem gases de efeito estufa. E as inundações podem ser muito reduzidas se, em vez de grandes projetos, optar-se por projetos de menor porte, convenientemente escalonados pelas bacias hidrográficas.

As termelétricas a combustíveis fósseis têm evidentes limitações, colocadas pelas emissões de gases de estufa, sendo que aquelas a carvão ainda implicam a circunstância agravante das agressões ambientais causadas pela extração do combustível.

Por fim, a respeito do chamado Programa Nuclear Brasileiro, a comparação entre custos acima elaborada parece indicar que uma eventual decisão de se terminar a obra de Angra III apenas para justificar o investimento já realizado poderia revelar-se equivocada.

De fato, em 1 ano de operação, Belo Monte produzirá cerca de 34 milhões de MWh, enquanto Angra III produziria apenas 10 milhões de MWh.

Por outro lado, tomando-se a diferença entre o provável custo de geração de Angra III e o de Belo Monte, vê-se que, para gerar a mesma quantidade de energia que Angra III produziria em um ano de operação, a um custo de, aproximadamente, 1,75 bilhão de reais, a usina de Belo Monte gastaria 443 milhões de reais, economizando, portanto, cerca de R\$ 1,3 bilhão, por ano.

No tocante à tecnologia, seria ocioso observar que a finalidade de usinas nucleares é a de gerar energia elétrica, o que não requer tecnologia de projeto e construção de usinas nucleares, mas apenas *know how* de operação e manutenção.

A Eletronuclear já dispõe de quadros altamente qualificados, que adquiriram grande experiência na operação e manutenção de Angra I e Angra II. Esses quadros renovam-se continuamente, com os mais jovens, que ingressam na empresa, sendo treinados e absorvendo *know how* dos que estão próximos da aposentadoria. Não é necessário construir Angra III para preservar esse *know how*, ou para desenvolver tecnologia.

Construir Angra III com o objetivo de desenvolver tecnologia de geração eletronuclear equivaleria a comprar um moderno Airbus A380, que pode ser muito bem pilotado por pilotos formados e treinados no Brasil, mas que não são preparados para projetar e construir aviões. As companhias aéreas brasileiras sempre compraram e operaram aviões modernos, no entanto a indústria aeronáutica brasileira só se desenvolveu com a criação do Instituto Tecnológico da Aeronáutica, que estimulou a criação da Embraer e suas empresas satélites, nos segmentos de metalurgia; mecânica fina; eletrônica de instrumentação e controle, etc.

Analogamente, a capacidade brasileira para fazer o projeto básico, desenvolver os materiais, desenhar os sistemas e construir uma usina nuclear, só será adquirida quando o governo – em vez de comprar projetos feitos no exterior, como o de Angra III – entregar a instituições e centros de excelência locais a responsabilidade de desenvolver e construir um protótipo para, em seguida, escalá-lo para escala industrial. Dentre essas instituições e centros destacam-se o IPEN (Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares de São Paulo), a COPPE (Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da UFRJ); o CTMSP (Centro Tecnológico da Marinha) e o IPT (Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo).

Quanto à unidade de enriquecimento de urânio, em Rezende, nada impede que sua implantação seja completada e que o governo compre

parte de sua produção, para acumular um estoque estratégico de urânio enriquecido a 3%, que é impróprio para fins bélicos, porém importantíssimo para ser usado mais tarde, em usinas desenvolvidas no contexto de um legítimo programa nuclear brasileiro.

REFERÊNCIAS

Bitu, R e Born, P – **Tarifas de Energia Elétrica – Aspectos Conceituais e Metodológicos**. MM Editora, 1.993

Campos Ferreira, O. – O Sistema Elétrico Brasileiro *in Economia & Energia* Nº 3, Maio/Junho, 2002

Esteves, R. – O país abandonou a prospecção de urânio *in O Globo*, 10 de agosto de 2.007.

Viscusi, W. K., Vernon, J., Harrington Jr., J. – **Economics of Regulation and Antitrust**. The MIT Press, 2.000.