



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903
Brasília – DF
Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003
Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Catálogo na Fonte
Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME : EPE, 2007.

12 v. : il.

Conteúdo: v. 1. Análise retrospectiva – v. 2. Projeções – v. 3. Geração hidrelétrica – v. 4. Geração termelétrica a partir de Petróleo e derivados – v. 5. Geração termelétrica a partir do gás natural – v. 6. Geração termelétrica a partir do carvão mineral – v. 7. Geração termonuclear – v. 8. Geração termelétrica a partir da biomassa – v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes – v. 10. Combustíveis líquidos – v. 11. Eficiência energética – v. 12. Transmissão.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Fonte alternativa de energia. 3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia **2030**

Geração Termonuclear

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Francisco Romário Wojcicki

Iran de Oliveira Pinto

Paulo Altaur Pereira Costa

Departamento de Planejamento Energético

Diretor

Iran de Oliveira Pinto

Consultores

Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL

Altino Ventura Filho – MME

Antônio Carlos Tatit Holtz – MME

Maria Elvira Piñeiro Maceira – CEPEL

Equipe Técnica

Adriano Jerônimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christiany Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Flávia Xavier Cirilo de Sá

Gilberto Hollauer

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

João Antônio Moreira Patusco

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Osmar Ferreira do Nascimento

Renato Augusto Faria de Araújo

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Vanessa Virgínio de Araújo

Equipe de Apoio

Gilda Maria Leite da Fonseca

Leonardo Rangel de Melo Filardi

Maria Soares Correia

Maurílio Amaro de Souza Filho

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Equipe Editorial

Alex Weiler Magalhães

Ana Klea Sobreira de Moraes

Carlos Teixeira da Silva

Daniele de Oliveira Bandeira

Eduardo Gregório

Paulo Alfredo Perissin

Rafael Santiago de Carvalho

Departamento de Outorgas de Concessões, Permissões e Autorizações

Diretor

Sidney do Lago Júnior

Equipe Técnica

Celso Luiz Fioravanti dos Santos

Dirceu Bonecker de Souza Lobo Júnior

Gilberto Aristeu Beltrame

Jefferson Chaves Boechat

José Carlos Vilela Ribeiro

Maurício de Oliveira Abi-chahin

Ticiania de Freitas Sousa

Willian Rimet Muniz

Departamento de Desenvolvimento Energético

Coordenação Geral

Ceres Cavalcanti

Apresentação

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas.

O PNE é composto de uma série de estudos que buscam fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis. Estes estudos estão divididos em volumes temáticos cujo conjunto subsidiará a elaboração do relatório final do PNE.

Este volume, cujo tema é “Geração Termonuclear”, é resultado do conjunto de cinco notas técnicas, fruto de trabalhos contratados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao MME.

Na concepção do referido plano, bem como para os aperfeiçoamentos necessários e, sobretudo, para garantir os melhores resultados possíveis, foram realizadas no MME apresentações dos estudos preliminares através de seminários públicos, assegurando a efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade no processo de planejamento.

Foram realizados nove seminários cujo cronograma se vinculava ao estágio de desenvolvimento dos estudos temáticos do PNE 2030. O primeiro seminário ocorreu em abril de 2006 e o último em novembro do mesmo ano. O seminário de geração termonuclear ocorreu no dia 14 de junho de 2006, e as contribuições realizadas neste seminário foram, na medida de sua pertinência, incorporadas nos trabalhos desenvolvidos de que trata este volume.

O presente volume encontra-se dividido em cinco Notas Técnicas enumeradas a seguir:

1. Inventário dos recursos e reservas de urânio no Brasil;
2. Oferta de combustível nuclear: estrutura de produção e tecnologia;
3. Geração termonuclear: caracterização técnico-econômica;
4. Geração termonuclear: potencial de geração;
5. Geração termonuclear: avaliação dos impactos socioambientais.

A nota técnica “Inventário dos recursos e reservas de urânio no Brasil” tem como objetivo avaliar a disponibilidade de recursos e reservas de urânio, atual e futura, no plano mundial e nacional, bem como os custos de oferta deste mineral.

A nota técnica “Oferta de combustível nuclear: estrutura de produção e tecnologia” tem como objetivo apresentar a estrutura de oferta e processamento do combustível nuclear, a tecnologia de enriquecimento de urânio e da fabricação de elementos combustíveis nucleares no Brasil, bem como identificar e descrever o patamar tecnológico atual e perspectivas de evolução.

A nota técnica “Geração termonuclear: caracterização técnico-econômica” foca os aspectos técnicos e econômicos da geração de energia elétrica de origem nuclear que fazem parte do planejamento energético tradicional.

A nota técnica “Geração termonuclear: potencial de geração” tem por objetivo apresentar o potencial de geração elétrica de origem nuclear, de modo a subsidiar as análises da viabilidade técnico-econômica de expansão do uso do urânio como alternativa para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

Finalizando este volume, a nota técnica “Geração termonuclear: avaliação dos impactos socioambientais” objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de tecnologias de geração termonuclear para a produção de energia elétrica dentro do contexto que esta fonte de energia constitui-se em um dos vários tipos de fontes que podem ser empregados pelo setor elétrico, devendo, portanto, ser analisada dentro de um ponto de vista sistêmico.

Como auxílio à elaboração destas notas técnicas, que compõem um dos estudos da oferta de energia que subsidiarão a elaboração do PNE 2030, a EPE promoveu, no seu escritório central, uma série de reuniões temáticas entre os meses de fevereiro e março de 2006. Em cada reunião tomavam assento especialistas, estudiosos e profissionais reconhecidamente competentes em relação ao tema objeto da reunião. No dia 23 de fevereiro teve lugar o tema “Geração termonuclear”, e foram convidados os senhores: Anselmo Salles Paschoa – PUC/RJ; Aquilino Senra Martinez – COPPE/UFRJ; Isaac José Obadia – CNEN; José Carlos Castro – INB-ABEN; Olga C. R. L. Simbalista – Eletronuclear; Sergio G. Mathias – Eletronuclear; e Alfredo Tranjan Filho – CNEN. No dia 23 de março houve outra reunião, esta na Eletronuclear, em que tomaram assento os quatro últimos citados anteriormente, e os senhores: Dráusio Lima Atalla – Angra 2 e Roberto C. A. Travassos – Eletronuclear; aos quais cumpre registrar os agradecimentos de toda diretoria e equipe de técnicos da EPE. Os depoimentos e os esclarecimentos colhidos nessa reunião foram especialmente importantes, seja por sua relevância intrínseca, dada qualificação dos profissionais convidados, seja por sua atualidade.

Tal processo despendeu esforço de um sem número de profissionais, estudiosos e interessados no tema e, ainda que tais esforços cumpram com seu objetivo, como todo trabalho de natureza complexa, cíclica e, necessariamente, vinculada a um horizonte temporal, o PNE e seus estudos correlatos estão sujeitos a atualizações e aperfeiçoamentos, sendo necessário refazê-los periodicamente.

Assim, com a publicação deste volume, o Ministério de Minas e Energia busca apresentar à sociedade o resultado de estudos que constituem a gênese de um processo que culminará com a publicação do Plano Nacional de Energia – 2030, este que é uma das principais formas de materialização do planejamento energético de longo prazo brasileiro que, paulatinamente, caminha rumo a uma mais intensa e efetiva participação da sociedade em sua elaboração.





SUMÁRIO GERAL

INVENTÁRIO DOS RECURSOS E RESERVAS DE URÂNIO NO BRASIL	11
OFERTA DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR: ESTRUTURA DE PRODUÇÃO E TECNOLOGIA	29
GERAÇÃO TERMONUCLEAR: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	53
GERAÇÃO TERMONUCLEAR: POTENCIAL DE GERAÇÃO.....	87
GERAÇÃO TERMONUCLEAR: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS.....	113

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica:

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia

INVENTÁRIO DOS RECURSOS E RESERVAS DE URÂNIO NO BRASIL

SUMÁRIO

1. Introdução.....	13
2. Conceitos básicos.....	14
3. Reservas de material físsil	16
3.1. Panorama mundial.....	16
3.2. Panorama nacional	18
4. Disponibilidade atual e futura do combustível nuclear.....	20
5. Aspectos sócio-ambientais.....	23
6. Comentários finais.....	24
7. Referências bibliográficas	26

1. Introdução

A energia nuclear foi, durante alguns anos, a esperança da humanidade em uma energia praticamente inesgotável (PEREIRA, 2001): afinal, 10 kg de óxido de urânio (U_3O_8) são capazes de produzir tanta energia quanto 1 tonelada de petróleo (BEN, p. 152 - EPE, 2005). No entanto, os acidentes em Three Mile Island (1979) e Chernobil (1986), a ausência de solução definitiva da disposição do lixo atômico e os altos custos da geração reverteram por um período a sua veloz tendência de crescimento.

Nova situação se anuncia agora, com a crescente preocupação com o aumento do efeito estufa, a pressão de demanda, os preços dos hidrocarbonetos e a busca pela segurança de suprimento energético, que favorecem a opção nuclear. Certamente, a energia nuclear terá um importante papel a cumprir nas próximas décadas na geração de energia elétrica, embora haja dúvidas quanto à sua magnitude (NEA e IAEA, 2004). Muitos países estão reexaminando sua estratégia neste ponto.

Por outro lado, as pesquisas avançam visando trazer maior segurança nos reatores, solucionar a questão da disposição dos resíduos radioativos, reduzir o alto custo de capital das usinas e aumentar o cuidado na proliferação do combustível atômico, o que poderá trazer novo fôlego ao setor. Há necessidade, porém, de desenvolver as atuais reservas de urânio, que não são capazes de fazer frente ao aumento da demanda esperada a médio prazo, mesmo em um cenário de baixa demanda (NEA e IAEA, 2004).

Em 2003, somente 54% da eletricidade produzida por fissão usou fontes primárias de urânio. O restante proveio de estoques civis e militares, reprocessamento e reenriquecimento de urânio irradiado (MIT, 2003), o que mantém o preço baixo do minério. Espera-se que estes estoques secundários reduzam bastante por volta de 2020, com conseqüente aumento do preço do mineral e recrudescimento das atividades exploratórias.

O Brasil possui boas reservas de urânio, ainda que apenas 25% do seu território tenha sido até agora prospectado (INB, 2006). A unidade de produção inicial, em Poços de Caldas – MG, foi desativada em 1997. Hoje opera a unidade de Caetité, em Lagoa Real – BA. Há outra mina – Itataia – em Santa Quitéria, no Ceará, com minério associado a fosfato e indícios de bons recursos em Rio Cristalino, no sul do Pará e Pitinga, no Amazonas. A Figura 1 mostra, aproximadamente, a localização destas jazidas. Além disso, já dominamos a tecnologia de enriquecimento do urânio, fazendo com que o Brasil possa, além de aproveitá-lo internamente, ter um papel importante no cenário mundial no fornecimento de combustível nuclear. No entanto, é necessário conhecer melhor os nossos recursos e avaliar o mercado mundial.

Figura 1 – Reservas de urânio no Brasil



Fonte: EPE, a partir de INB, 2006.

2. Conceitos básicos

No Brasil, as reservas minerais são classificadas em medidas, indicadas e inferidas (DNPM, 2005). A classificação visa agrupar as reservas de acordo com o grau de certeza do mineral contido. As reservas medidas têm as dimensões, forma e teor perfeitamente estabelecidos, com grau de incerteza de 20%. As indicadas têm uma margem de extrapolação baseada em evidências geológicas. As inferidas são determinadas pelo conhecimento da geologia do local, com pouco trabalho de pesquisa de campo. O Anuário Mineral Brasileiro 2005 (DNPM, 2005) introduziu o conceito de reserva lavrável, que corresponde à reserva técnica e economicamente aproveitável.

A NEA/IAEA (2004) classifica os recursos de urânio como:

- Recursos Convencionais Conhecidos – RCC (*Known Conventional Resources – KCR*): são recursos disponíveis a um custo de extração conhecido. Compõem-se de:
 - Recursos Razoavelmente Assegurados – RRA (*Reasonably Assured Resources – RAR*): depósitos com tamanho, teor e configuração delineados, de modo que os custos de produção com tecnologias de mineração e processamento conhecidas possam ser determinados.
 - Recursos Adicionais Estimados, categoria I – RAE-I (*Estimated Additional Resources – Category I – EAR-I*): recursos em extensões de depósitos já explorados ou com continuidade geológica definida, com grau de incerteza maior que os RAR.

- Recursos Convencionais Não Descobertos (Undiscovered Conventional Resources – UCR): exploráveis com técnicas conhecidas, porém com existência e tamanho com elevada incerteza. Compõem-se de:
 - Recursos Adicionais Estimados, categoria II – RAE-II (*Estimated Additional Resources – Category II – EAR-II*): recursos com evidências indiretas de existência ou esperados através de tendências geológicas, com menos certeza que os EAR-I.
 - Recursos Especulados (*Speculative Resources – SR*): recursos que se imagina existirem com evidências indiretas ou extrapolações geológicas.

A NEA¹ adota, também, a classificação em categorias de custo, usando 3 limites: recursos extraíveis com custo abaixo de 40 US\$/kgU, 80 US\$/kgU e 130 US\$/kgU (incluindo mineração, transporte e processamento, custos ambientais, amortização, indiretos, etc.). A combinação das duas classificações pode ser melhor visualizada na Figura 2. A área em realce mostra a maioria das reservas em operação.

Figura 2 – Classificação das reservas de urânio

Atratividade econômica ↓	< 130 US\$/ kgU	Recursos Razoavelmente Assegurados	Recursos Adicionais Estimados I	Recursos Adicionais Estimados II	Recursos Especulados
	< 80 US\$/ kgU	Recursos Razoavelmente Assegurados	Recursos Adicionais Estimados I	Recursos Adicionais Estimados II	
	< 40 US\$/ kgU	Recursos Razoavelmente Assegurados	Recursos Adicionais Estimados I	Recursos Adicionais Estimados II	
		← Confiança nas estimativas			

Fonte: NEA/IAEA, 2004.

As estimativas são normalmente feitas em kgU, ou quilogramas de urânio contido (ou toneladas). Podem também aparecer em t U₃O₂, ou toneladas de óxido de urânio. Neste caso, deve-se multiplicar por 0,85 para se obter as tU.

¹ Nuclear Energy Agency, órgão da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico).

3. Reservas de material fissil

3.1. Panorama mundial

As necessidades atuais de urânio (base 2002) no mundo são de 66,8 mil tU (NEA e IAEA, 2004). As reservas conhecidas de recursos convencionais (RCC) estão na Tabela 1.

Tabela 1 – Reservas atuais de urânio no mundo (2003)

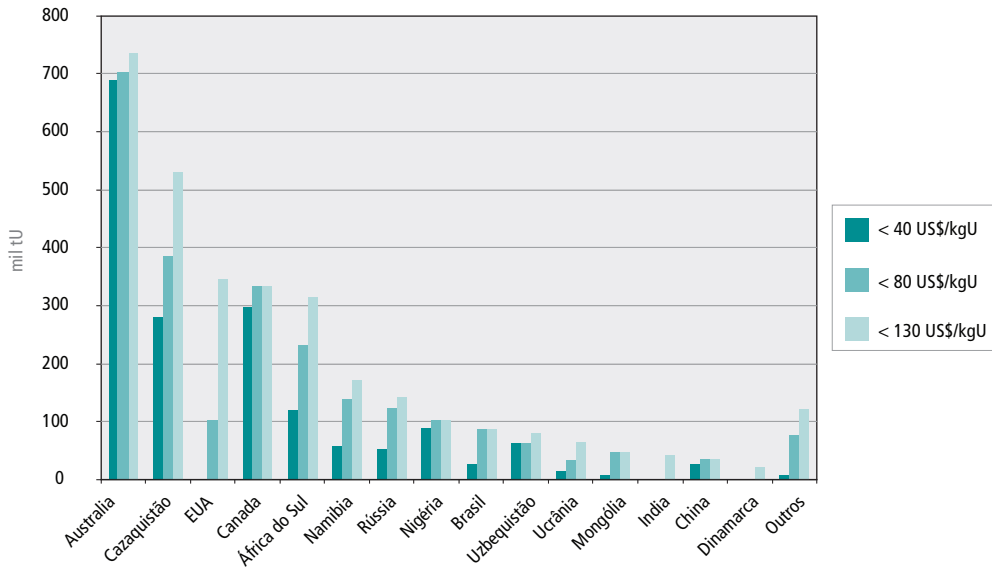
	mil tU	R/C
Recursos razoavelmente assegurados - RRA		
< 130 US\$/kgU	3.169	47
< 80 US\$/kgU	2.458	37
< 40 US\$/kgU	1.730	26
Recursos adicionais estimados - RAE		
< 130 US\$/kgU	1.419	21
< 80 US\$/kgU	1.079	16
< 40 US\$/kgU	793	12
Recursos convencionais conhecidos RCC = RRA + RAE		
< 130 US\$/kgU	4.588	69
< 80 US\$/kgU	3.537	53
< 40 US\$/kgU	2.523	38

Fonte: NEA e IAEA, 2004.

As reservas com custo abaixo de 40 US\$/kgU estão subestimadas, por seu real valor não estar disponível ou por questão de confidencialidade. Na coluna R/C (reserva / consumo) está calculado o número de anos atendidos pelo consumo atual, que é bem maior que a produção, por ainda existirem estoques secundários do metal. Entretanto, estes números devem ser entendidos dentro do cenário atual de queda da atividade de geração nuclear e numa perspectiva provável de retomada em alguns anos.

O quadro de recursos razoavelmente assegurados, por país e tipo de recurso, pode ser visto na Figura 3. O Brasil possui 3% dessas reservas, ocupando a nona posição.

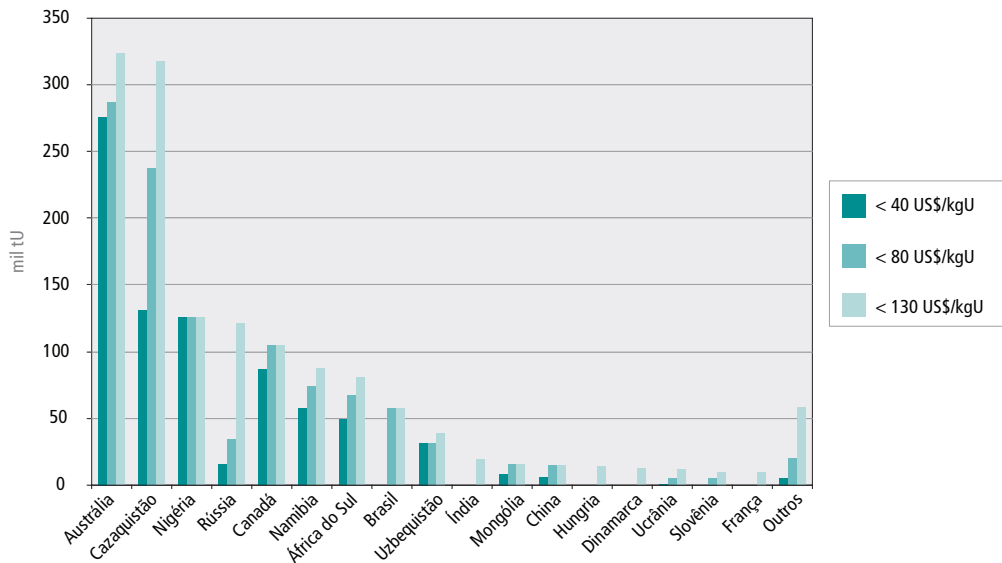
Figura 3 – Recursos razoavelmente assegurados por tipo e país



Fonte: EPE, a partir de NEA e IAEA, 2004.

A Figura 4 mostra os recursos adicionais estimados por país e custo de extração, onde o Brasil ocupa a oitava posição com 4% do total.

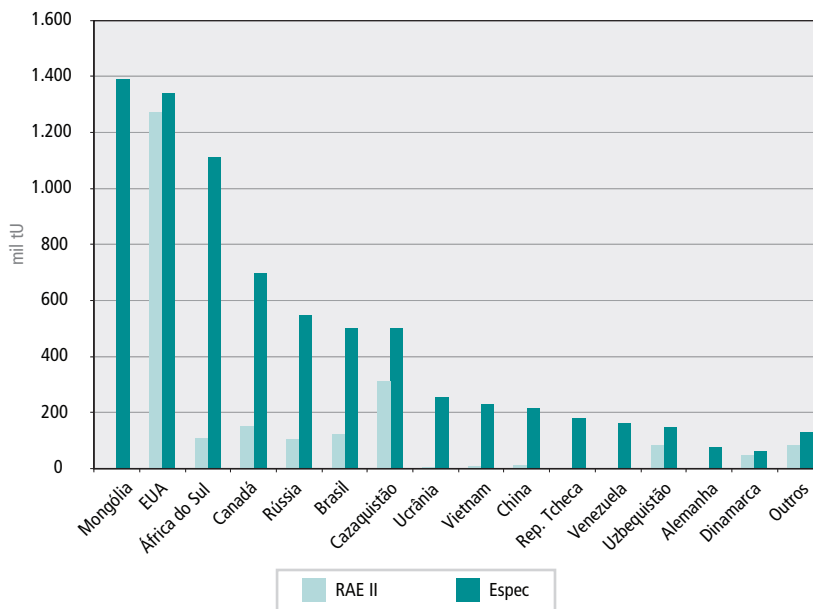
Figura 4 – Recursos adicionais estimados por tipo e país



Fonte: EPE, a partir de NEA e IAEA, 2004.

Supõe-se existirem mais 7 milhões e meio de toneladas de urânio no planeta, distribuídas geograficamente como na Figura 5, onde o Brasil ocupa a 6ª posição, com 7% do total.

Figura 5 – Recursos adicionais estimados (categoria II) e especulados por tipo e país



Fonte: EPE, a partir de NEA e IAEA, 2004.

O Brasil, portanto, ocupa uma posição de destaque em termos de recursos de urânio, com cerca de 5% do total mundial.

Sobre os recursos não convencionais de urânio (em geral, associado a fosfato) e outros materiais físseis, como o tório, não há ainda informações relevantes, segundo a NEA/IAEA (2004).

3.2. Panorama nacional

Segundo o Departamento Nacional de Produção Mineral (2005) as reservas minerais de urânio no Brasil se distribuem conforme a Tabela 2 (considerou-se $tU = tU_3O_8 * 0,85$).

Tabela 2 – Reservas minerais de urânio no Brasil

tU_3O_8	Estado	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Caetité	BA	23.210	69.800	6.770	93.009
Santa Quitéria	CE	41.961	40.918	59.381	87.450
Total		65.171	110.718	66.151	180.459
tU	Estado	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Caetité	BA	19.729	59.330	5.755	79.058
Santa Quitéria	CE	35.667	34.780	50.474	74.333
Total		55.396	94.110	56.229	153.391

Fonte: EPE, a partir de DNPM, 2005.

As estimativas do INB (2006) apontam números semelhantes:

Tabela 3 – Reservas minerais de urânio no Brasil

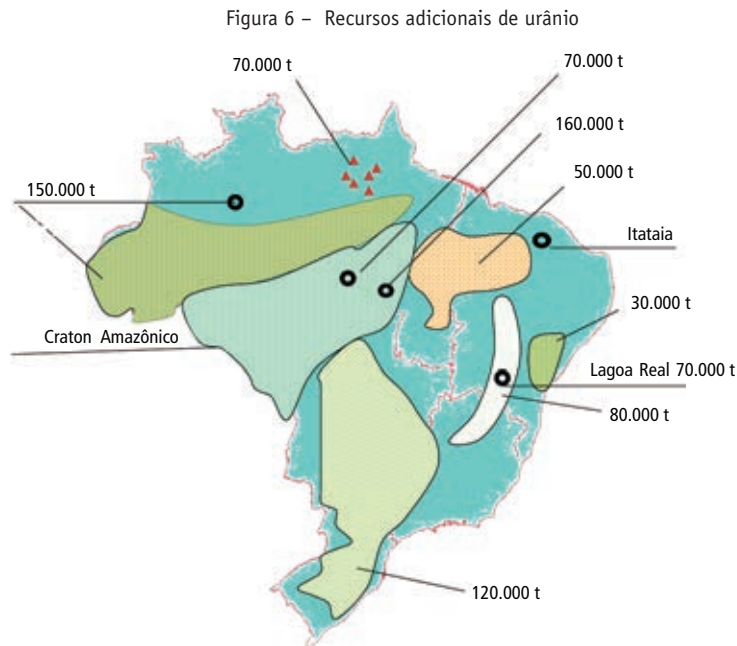
Depósito-jazida	Medidas e indicadas			Inferidas	Total
	tU ₃ O ₈	< 40 US\$/kg U	< 80 US\$/kg U	Sub-total	
Caldas (MG)	-	500	500	4.000	4.500
Lagoa Real/Caetité (BA)	24.200	69.800	94.000	6.770	100.770
Santa Quitéria (CE)	42.000	41.000	83.000	59.500	142.500
Outras	-	-	-	61.600	61.600
Total	66.200	111.300	177.500	131.870	309.370

Depósito-jazida	Medidas e indicadas			Inferidas	Total
	tU	< 40 US\$/kg U	< 80 US\$/kg U	Sub-total	
Caldas (MG)	-	425	425	3.400	3.825
Lagoa Real/Caetité (BA)	20.570	59.330	79.900	5.755	85.655
Santa Quitéria (CE)	35.700	34.850	70.550	50.575	121.125
Outras	-	-	-	52.360	52.360
Total	56.270	94.605	150.875	112.090	262.965

Fonte: EPE, a partir de INB, 2006.

Considerando-se cenários de ampliação do parque brasileiro (de 3,5 a 7 GW instalados), as reservas durariam de 45 a 90 anos a um custo menor que 40 US\$/kgU, 120 a 240 anos considerando as disponíveis a menos de 80 US\$/kgU e de 200 a 400 anos para as inferidas.

Adicionalmente, em Rio Cristalino (PA) e Pitinga (AM) supõe-se existir mais de 150 mil tU₃O₂. Há outras regiões promissoras, como mostra a Figura 6.



Fonte: INB, 2006.

A produção em Poços de Caldas foi descontinuada. Em Lagoa Real – BA (Figura 7) produzem-se anualmente 400 t de concentrado de urânio, com projeto de duplicação em execução.

Figura 7 – Usina de Caetité (Lagoa Real – BA)



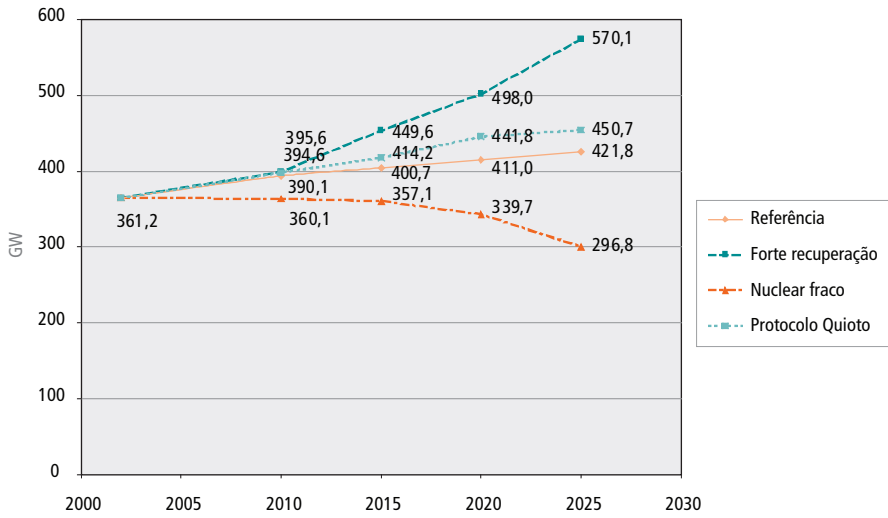
Fonte: INB, 2006.

O depósito de Santa Quitéria está localizado no Ceará, no município de Santa Quitéria. O urânio encontra-se associado ao fosfato, 11% de P_2O_5 e 998 ppm de U_3O_8 . Pode-se aproveitar também cerca de 300 milhões de m^3 de mármore, isento de urânio. Embora seja a maior reserva de urânio que o país possui, sua viabilidade econômica é dependente da exploração do fosfato associado, utilizado na produção de ácido fosfórico, empregado na produção de fertilizantes (INB, 2006).

4. Disponibilidade atual e futura do combustível nuclear

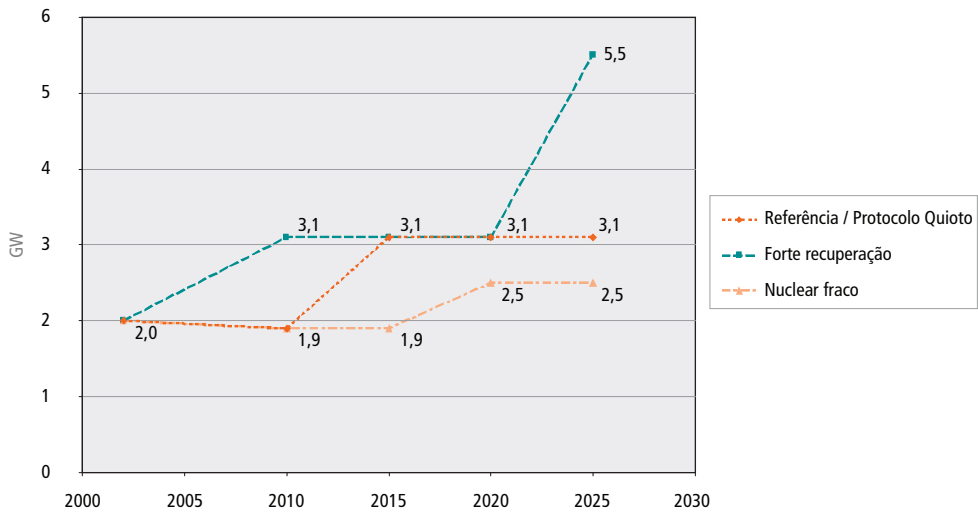
A EIA/DOE projeta, no “International Energy Outlook 2005” (EIA, 2005), quatro cenários para o crescimento da geração de energia elétrica por fissão nuclear: referência, forte retomada da energia nuclear, fraco uso da energia nuclear e Protocolo de Quioto. As projeções, para o mundo e para o Brasil, estão respectivamente nas Figura 8 e Figura 9.

Figura 8 – Cenários EIA para a energia nuclear (mundo)



Fonte: EPE, a partir de EIA/DOE, 2005.

Figura 9 – Cenários EIA para a energia nuclear (Brasil)



Nota: O cenário de Referência e o cenário Protocolo de Quioto são iguais.

Fonte: EPE, a partir de EIA/DOE, 2005.

No mundo, as diferenças são muito grandes: ao final do período, o cenário de forte recuperação é praticamente o dobro do cenário de fraco uso da energia nuclear. A demanda pela energia nuclear com a conseqüente construção de mais reatores depende da conjunção de diversos fatores, que deverão estar mais bem definidos no horizonte do plano 2030: a competitividade do custo de geração pela via atômica, a segurança de fornecimento de outros combustíveis, a aceitação pela sociedade da segurança das plantas nucleares e da dispo-

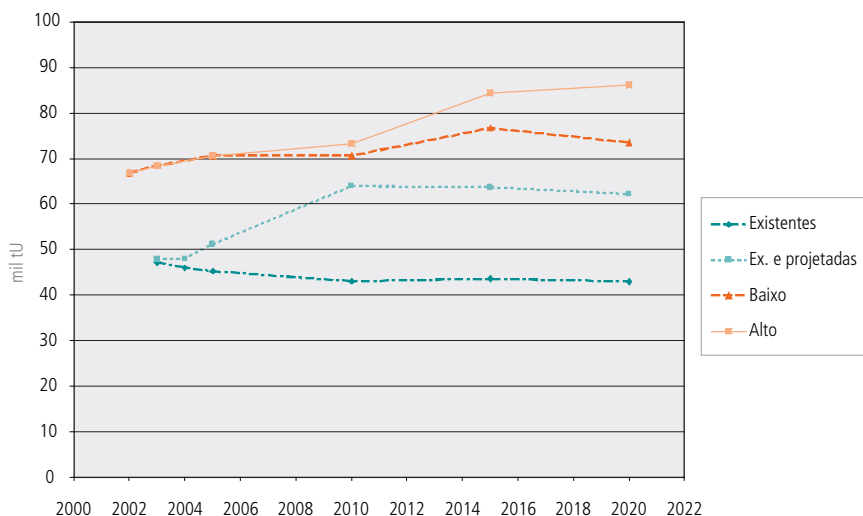
sição do lixo atômico, a preocupação com a proliferação do combustível atômico e a necessidade da redução do agravamento do efeito estufa.

Além disso, há fontes secundárias de fornecimento de combustível nuclear: os estoques existentes, civis e militares, de minério natural e enriquecido, o reprocessamento do urânio já usado e o reenriquecimento da sobra de material usado no processo de enriquecimento. Atualmente, apenas 54% do combustível usado provém de fontes primárias.

Outros fatores que influenciarão a demanda de urânio nos próximos anos são: a eficiência das plantas existentes (usinas e fábricas de combustível), a extensão da vida útil das usinas existentes e o enriquecimento exigido e a eficiência no uso do combustível pelas novas plantas. A tecnologia usada também influenciará o consumo, visto que os reatores rápidos potencializam o seu próprio combustível, além de permitir o uso de outros materiais, como tório e U^{238} .

No horizonte até 2020, segundo a NEA/IAEA (2004), os estoques existentes com custo de exploração abaixo de US\$40/kgU podem, no máximo, suprir de 53 a 58% da necessidade de combustível. Mesmo acrescentando os estoques com custo abaixo de 80 US\$/kgU, esta taxa chega a 73 a 85% somente. Além disso, os estoques secundários devem se esgotar por volta de 2020 (não há informações precisas), o que obrigará uma expansão das minas existentes e a abertura de novas. A Figura 10 resume a situação apresentada. Na figura, estão representadas as demandas projetadas pela NEA/IAEA em dois cenários “alto” e “baixo” e as capacidades de oferta, considerando as minas “existentes”, com custo abaixo de US\$80, e as “existentes e projetadas”, incluindo todas aquelas com perspectivas de operar.

Figura 10 – Projeções das reservas e necessidade de urânio



Fonte: EPE, a partir de NEA/IAEA, 2004.

Assim, dependendo da disponibilidade de fontes secundárias, pode haver desequilíbrio entre oferta e demanda, com elevação dos preços do minério.

Portanto, a oferta e a produção de urânio deverão se ajustar às mudanças que o setor nuclear deverá sofrer nas próximas décadas. Além dos recursos convencionais, há minas de urânio associadas a fosfato, urânio contido na água do mar, e o uso de reatores rápidos e reciclagem de combustível podem estender o uso da energia nuclear por muito tempo (NEA/IAEA, 2004). O desenvolvimento destes recursos, porém, exigirá esforço e investimentos, elevando o preço do combustível.

5. Aspectos sócio-ambientais

A mineração de urânio envolve todos os aspectos da mineração dos outros metais, além do conteúdo radioativo. Aliás, Frost (2000) afirma que *“a preocupação do público com a radioatividade acelerou o processo, fazendo da mineração de urânio líder de avaliação ambiental na indústria de mineração”*. Muitas considerações devem ser feitas acerca do impacto ambiental da mineração: tratamento da água utilizada, principalmente onde é feita a lixiviação, gerenciamento dos resíduos minerais, contaminação das águas de superfície e lençóis, gerenciamento dos equipamentos contaminados, proteção contra radiação, descomissionamento das áreas utilizadas, com recomposição do ambiente para a realização das atividades anteriormente desempenhadas (Figura 11 e Figura 12). Para minas subterrâneas, deve-se considerar os métodos de mineração, de transporte do minério e resíduos, recomposição do solo, subsidência e ventilação da mina. Para minas a céu aberto, deve-se considerar a estabilidade dos taludes. Um método utilizado é a lixiviação *in situ*, quando o minério se encontra em terreno arenoso. Neste caso, muitas das questões com gerenciamento de resíduos e estoques de mineral são eliminados, mas cresce a possibilidade de contaminação dos lençóis, devido ao despejo da água utilizada.

Figura 11 – Área em plena atividade de lavra (Buena – RJ)



Fonte: INB, 2003.

Figura 12 – Área da Figura 11 após recomposição



Fonte: INB, 2003.

Cuidados especiais devem ser tomados quanto à contaminação por radiação, tanto com os trabalhadores quanto com o meio ambiente, em especial as reservas aquíferas. No Brasil, este controle é exercido pela CNEN, que acompanha e certifica às normas brasileiras, desde o projeto das instalações, operação e descomissionamento (CNEN, 2006). Existem normas específicas para a atividade elaboradas e fiscalizadas pela CNEN, como as indicadas abaixo:

- NN - 4.01 : Requisitos de Segurança e Proteção Radiológica para Instalações Mineró-Industriais;
- NE - 5.01 : Transporte de Materiais Radioativos;
- NE - 1.13 : Licenciamento de Minas e Usinas de Beneficiamento de Minérios de Urânio e/ou Tório; e
- NN - 3.01 : Diretrizes Básicas de Proteção Radiológica.

6. Comentários finais

A geração de energia elétrica por fissão nuclear, após uma grande ascensão na década de 70 e até meados da de 80, passou por um período de não expansão, devido aos acidentes com as usinas de Three Mile Island e Chernobil, a falta de solução definitiva dos rejeitos e o custo elevado. Hoje, há uma incerteza quanto ao futuro da energia nuclear: a EIA/DOE projeta cenários variando de 297 GW de potência instalada em 2025, cenário de energia nuclear fraco, até 570 GW, cenário de intensa retomada (EIA/DOE, 2005). Pesquisas intensas têm sido feitas e novas gerações de reatores (chamadas de Geração III+ e IV) deverão estar disponíveis na próxima década, com maior segurança e custos mais baixos. Outra questão que está trazendo a geração nuclear à baila é a necessidade do não agravamento do efeito estufa. Também, a garantia de independência externa de energia pode

favorecer este tipo de geração, onde o volume de estoque é bem menor. Com isto, o mercado de urânio deverá sofrer um reaquecimento, não se sabendo apenas de quanto.

Hoje, apenas cerca de metade do combustível usado provém de mineração primária. A outra metade tem origem em estoques acumulados, tanto de origem civil como militar, devido ao fim da Guerra Fria e à desmontagem dos artefatos nucleares. Embora não haja levantamentos precisos, até por motivos militares, acredita-se que estes estoques deverão rarear por volta de 2020, aumentando a procura pelo minério.

Com isto, deverá haver mais esforços e investimentos no desenvolvimento das reservas, aumentando o custo do mineral. O Brasil encontra-se em boa situação, com uma das dez maiores reservas mundiais, capaz de sustentar a geração doméstica a longo prazo (embora ainda pouco se conheça do real potencial), e uma produção anual hoje de 400 toneladas de concentrado de urânio.

7. Referências bibliográficas

CNEN - COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR. Sítio contendo informações sobre a produção e uso de material nuclear. Disponível em: <http://www.cnen.gov.br>. Acesso em: 15.mar.2006.

COSTA, C. M. L. Acordo Nuclear Brasil – Alemanha. Disponível em: http://www.cpdoc.fgv.br/nav_fatos_imagens/hm/fatos/AcordoNuclear.asp. Acesso em: 14.mar.2006.

ELETRORÁS. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 – 2015**. Abril.1994.

DNPM – DEPARTAMENTO NACIONAL DE PESQUISAS MINERAIS. **Anuário Mineral Brasileiro 2005**. DNPM, 2005.

ELETRONUCLEAR. DT/SG.T/GPO.T revisão 2 (22.nov.2005). **Angra 3 – Avaliação Econômico-Financeira do Empreendimento**. Eletronuclear, 2005.

ELETRONUCLEAR. Sítio contendo informações sobre a empresa e a produção e uso da energia nuclear no Brasil e no mundo. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em: 13.mar.2006.

EIA/DOE. Energy Information Administration / U. S. Department of Energy. **International Energy Outlook 2005**. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>. Acesso em: 9.abr.2006.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2005**: Ano base 2004. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Debate com a participação de Olga Simbalista da Eletronuclear, Alfredo Tranjan Filho da CNEN, José Carlos Castro da INB, Aquilino Martinez da COPPE/UFRJ e Anselmo Paschoa da PUC-RJ. Rio de Janeiro: EPE, 23.fev.2006.

FROST, S. E. Environmental assessment in the uranium industry. In **The Uranium Production Cycle and the Environment Seminar**, by IAEA. Viena, Áustria, out.2000.

IAEA - INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Methods of Exploitation of different types of uranium deposits**. IAEA-TECDOC-1174. Viena, Áustria, set.2000.

IAEA - INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. Sítio contendo informações sobre a tecnologia nuclear e seu uso no mundo. Disponível em: <http://www.iaea.org/>. Acesso em: 15.mar.2006.

INB - INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL S.A. **A Produção de Combustível para Geração Nucleoelétrica no Brasil**. Palestra em Power-Point. INB: 2003.

INB - INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL S.A. Sítio contendo informações sobre o ciclo do combustível nuclear. Disponível em: <http://www.inb.gov.br/>. Acesso em: 15.mar.2006.

IPEN – INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES. Sítio contendo informações sobre o uso da energia nuclear e outras. Disponível em: <http://www.ipen.br/>. Acesso em: 15.mar.2006.

MIT - MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary Mit Study**. 180 p. ISBN 0-615-12420-8. 2003.

NEA/OECD – NUCLEAR ENERGY AGENCY e IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Uranium 2003: Resources, Production and Demand (“Red Book”)**. OECD, 2004.

NEA/OECD – NUCLEAR ENERGY AGENCY. **Projected Costs of Generating Electricity**. 2005 Update. OECD, 2005.

NEI – NUCLEAR ENERGY INSTITUTE. Sítio contendo informações sobre energia nuclear. Disponível em: <http://www.nei.org>. Acesso em: 3.mar.2006.

NUCLEP. Sítio contendo informações sobre a fabricação de equipamentos e componentes para o ciclo eletrônuclear no Brasil. Disponível em: <http://www.nuclep.gov.br>. Acesso em: 15.mar.2006.

OLIVEIRA, E. C. **Programa Brasileiro de Geração Nuclear**. Slides em PowerPoint. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em: 13.mar.2006.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Sítio contendo informações sobre características e desempenho do sistema elétrico brasileiro. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 20.fev.2006.

PEREIRA, N. M. Energia Nuclear: Da Energia Inesgotável À Energia Limpa. In: **Revista Brasileira de Energia**. Junho/2001.

ROSA, L. P. **Aspectos da Segurança dos Reatores Relacionados à Transferência de Angra I e II de Furnas para a Nuclen**. 1997. Disponível em: <http://www.ivig.coppe.ufrj.br>. Acesso em: 15.mar.2006.

TOLMASQUIM, M. T. (coordenador). **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

UNIVERSITY OF CHICAGO. **The Economic Future of Nuclear Power**. August.2004. Disponível em: <http://nuclear.gov/reports>. Acesso em: 16.mar.2006.

YAMAMOTO, J. K. e ROCHA, M. M. Revisão e Recomendações para o Cálculo e Classificação de Reservas Minerais. In **Revista Brasileira de Geociências**, vol. 26, nº 4, p. 243-254, dez.1996.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes
Renato Pinto de Queiroz

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia

OFERTA DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR: ESTRUTURA DE PRODUÇÃO E TECNOLOGIA

SUMÁRIO

1. Introdução	31
2. Ciclo do combustível nuclear.....	32
2.1. Mineração	34
2.2. Conversão	35
2.3. Enriquecimento	35
2.4. Reconversão.....	38
2.5. Pastilhas	39
2.6. Elemento combustível.....	40
2.7. Geração	41
2.8. Armazenamento	42
2.9. Reprocessamento	42
2.10. Disposição final	43
3. Panorama da oferta do combustível nuclear	44
3.1. Concentrado do mineral (U_3O_8)	45
3.2. Conversão	46
3.3. Enriquecimento	47
3.4. Tendências	48
4. Considerações finais	49
5. Referências bibliográficas	51

1. Introdução

A tecnologia do reator nuclear determina o tipo de combustível a usar: numa reação em cadeia, dois elementos são fundamentais – o moderador, que regula a energia dos nêutrons liberados em cada fissão (com alta velocidade) para que a reação continue, e o refrigerante, que absorve o calor gerado e o transporta para fora do reator para a geração de vapor. Muitas vezes, essas duas funções são desempenhadas pelo mesmo material. A eficiência no desempenho destas funções determina o quanto de U^{235} , o isótopo fissionável, deve ter o combustível.

Do minério de urânio encontrado na natureza, 0,7 % é constituído do isótopo U^{235} , os restantes 99,3% são constituídos pelo isótopo mais pesado, U^{238} . Para se usar água como moderador, deve-se aumentar a concentração de U^{235} (enriquecimento) para mais de 3% (entre 3 e 5%). Outra solução é usar outro moderador – D_2O (água pesada, formada com o isótopo do hidrogênio, o deutério, de peso molecular 2), hélio ou grafite e usar urânio não enriquecido.

A construção de artefatos nucleares necessita também (uma das alternativas) de urânio enriquecido a U^{235} , só que numa proporção bem maior - 90%. Assim sendo, o domínio da tecnologia de enriquecimento é visto como um importante passo para a fabricação da bomba, o que leva ao controle rigoroso de organismos internacionais desta tecnologia e de seu uso. Atualmente, apenas nove países¹ possuem instalações comerciais em operação de enriquecimento de urânio: Rússia, França, Paquistão, EUA, Japão, China, Inglaterra, Alemanha e Holanda (INFICS – IAEA, 2006). O Brasil deverá integrar em breve este grupo, usando a melhor técnica – ultracentrifugação, desenvolvida internamente².

Nos últimos anos, houve uma mudança no mercado mundial de urânio, no sentido de sua globalização e maior controle das atividades (IAEA, 2005a). Países da Ásia e da antiga União Soviética hoje fazem parte do mercado mundial, tanto no uso de reatores como no fornecimento de combustível. Muitas plantas menores, com menor eficiência, foram fechadas, aumentando o rendimento global do setor.

A projeção feita pelo Departamento de Energia dos EUA (International Energy Outlook, EIA/DOE, julho 2005) para a energia nuclear no mundo, em 2025, varia de 570 GW, no cenário de forte retomada nuclear, a 297 GW, no cenário caso fraco de nuclear, conforme a nota técnica anterior. O retorno da confiança na segurança dos reatores, a disposição definitiva do lixo atômico, a redução dos custos de geração, por um lado, e o agravamento da preocupação com a mudança do clima, causada pela emissão de gases de efeito estufa, e a segurança no abastecimento energético por fontes internas, por outro, deverão balizar este horizonte. Há indícios, em alguns países, de retomada do investimento na energia nuclear, por exemplo, os EUA estão com cerca de 20 usinas de geração III+ (AP1000, ESBWR e EPR) em processo de licenciamento, previsto para os próximos anos (Nuclear Energy Institute apud EIA/DOE, 2006).

1 Com apenas quatro fornecedores principais (IAEA, 2005).

2 "O presidente da CNEN (Oldair Dias Gonçalves, em 14.out.2003) lembrou ainda que apenas seis países no mundo dominam a tecnologia de ultracentrifugação: Rússia, China, Japão, e um consórcio europeu (URENCO) formado por Holanda, Alemanha e Inglaterra - e é justamente este consórcio que abastece as usinas nacionais. Até mesmo a França e os Estados Unidos utilizam uma tecnologia considerada ultrapassada pelos cientistas. Estes dois países desenvolvem pesquisas no sentido de adotar a tecnologia por centrifugação" (AMBIENTEBRASIL, 2003).

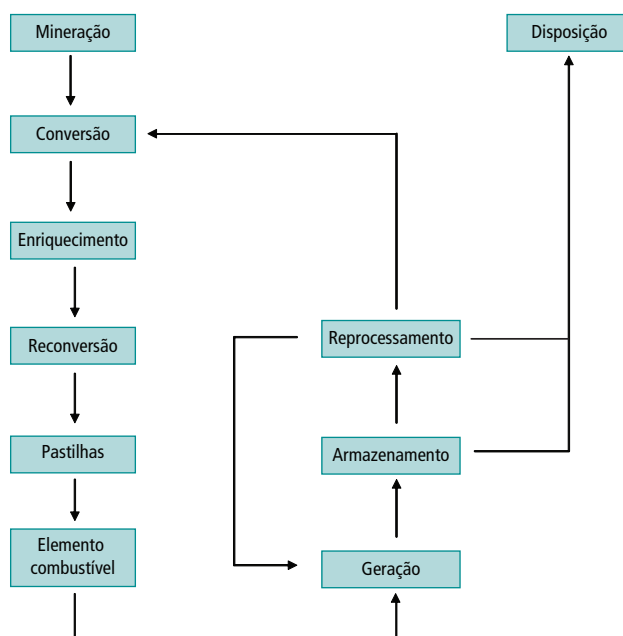
O Brasil tem as condições para se tornar um exportador de combustível nuclear. Possui estoques do mineral (EPE, 2006), domina a tecnologia de enriquecimento e fabricação do combustível. Mattos et alii (2004) afirma ser este um mercado de US\$ 18 bilhões por ano, além do estratégico fornecimento de combustível autóctone para as centrais brasileiras.

Assim, o presente estudo apresenta a estrutura de oferta e processamento do combustível nuclear, descrevendo a tecnologia de enriquecimento de urânio e da fabricação de elementos combustíveis. Assim sendo, nos itens seguintes são apresentadas as diversas etapas de fabricação do combustível nuclear e um panorama da sua oferta e processamento na atualidade, e de modo prospectivo.

2. Ciclo do combustível nuclear

Convenciona-se chamar ciclo do combustível nuclear ao processo que vai da extração do mineral da natureza à sua devolução, passando pelo condicionamento, uso, eventual reprocessamento e disposição. Várias fases podem ser identificadas, como no esquema da Figura 1.

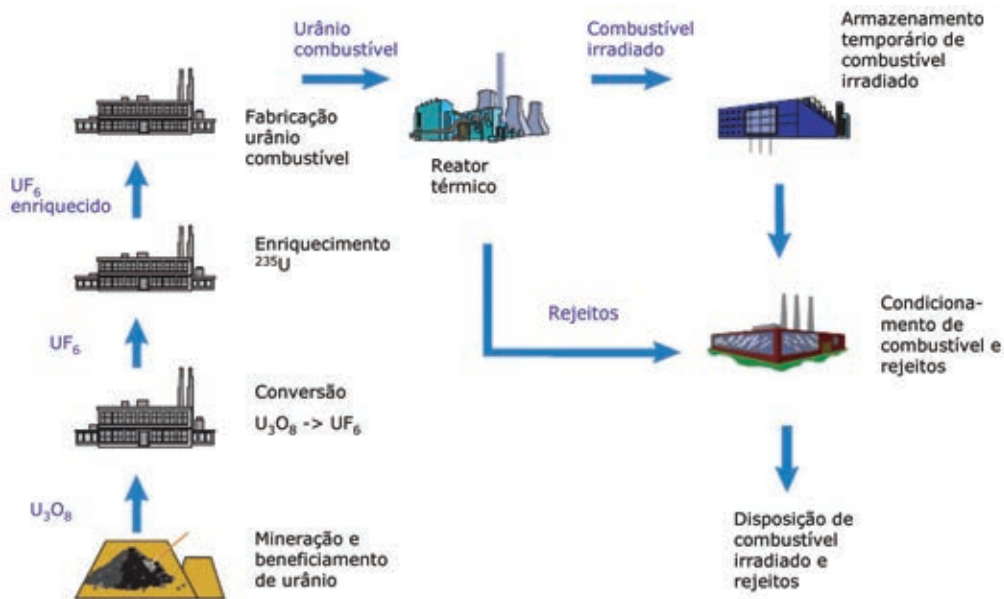
Figura 1 – Ciclo do combustível nuclear



Fonte: UIC, 2006.

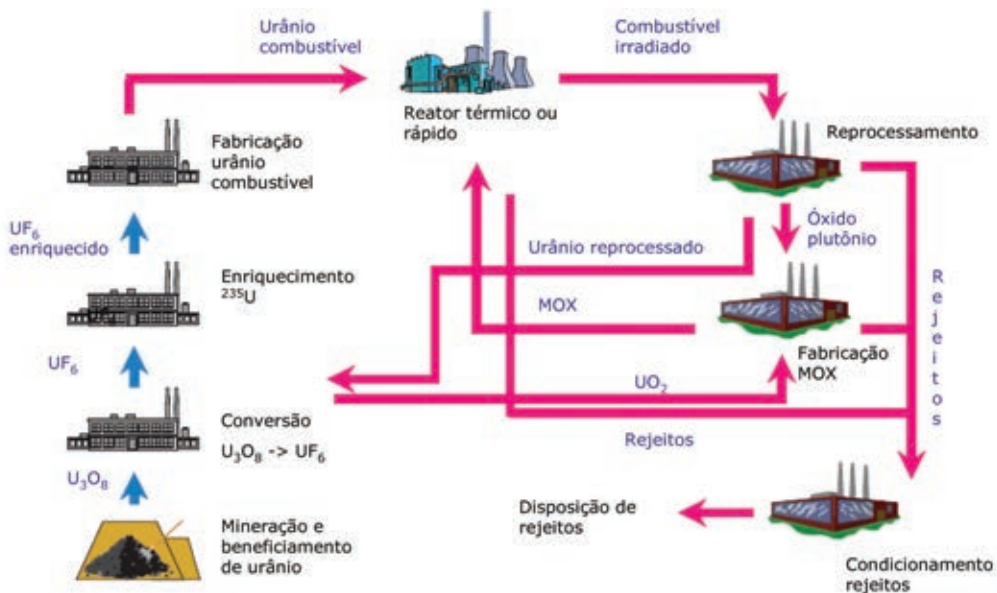
A IAEA (2005a) identifica dois tipos de ciclos, um aberto, onde o urânio irradiado segue diretamente (após um tempo para decaimento da atividade e condicionamento) para disposição, e outro fechado, onde usinas de reprocessamento separam o urânio residual e o plutônio formado para reaproveitamento. As Figuras 2 e 3 mostram os dois fluxos, segundo a ilustração da IAEA (2005a).

Figura 2 – Ciclo aberto do combustível nuclear



Fonte: IAEA, 2005a.

Figura 3 – Ciclo fechado do combustível nuclear



Legenda: MOX: combustível misto de óxidos de urânio e plutônio.
 Fonte: IAEA, 2005a.

O gerenciamento do combustível nuclear irradiado tem importantes aspectos técnicos, políticos, econômicos e sociais (IAEA, 2005b). A opção pelo ciclo fechado, tradicionalmente considerada quando se esperava um rápido crescimento da geração nuclear, não se mostrou, posteriormente, tão atrativa e muitos países optaram pelo ciclo aberto, ou postergaram sua decisão, como o Brasil, para um futuro onde as opções sejam mais claras. Isso implica em manter a disposição temporária dos rejeitos em mais tempo, sem maiores consequências. No atual momento, pelo número pequeno de usinas, essa decisão não se faz necessária.

■ 2.1. Mineração

Compreende a extração do minério da natureza (incluindo as fases de prospecção e pesquisa) e beneficiamento, transformando-o no *yellowcake* (Figura 4), composto de U_3O_8 . No Brasil, este processo atualmente é feito na usina de Caetité, na Bahia, pela INB – Indústrias Nucleares do Brasil.

Este óxido serve a todas as tecnologias de reatores nucleares, sendo hoje considerado uma *commodity*. Cada MW instalado em reator de tecnologia “água leve” (LWR) consome tipicamente 178 kg/ano de óxido de urânio (U_3O_8).

Figura 4 – *Yellowcake*, usina de Caetité (BA)



Fonte: INB, 2006b.

■ 2.2. Conversão

Na usina de conversão, o *yellowcake* é dissolvido e purificado. É então convertido para o estado gasoso na forma de hexafluoreto de urânio (UF_6), que possibilitará o seu enriquecimento isotópico (INB, 2006). As tecnologias com água pesada usam conversão para UO_2 ou UO_3 (IAEA, 2005a) e o Magnox (Inglaterra) usa o metal de urânio. Há apenas nove usinas de conversão no mundo, localizadas em sete países, conforme a Tabela 1. Há plantas de UF_6 a partir de combustível reprocessado. Há poucas perdas de urânio no processo de conversão (0,5%, segundo o MIT – 2003). No Brasil, uma usina piloto está sendo construída pela Marinha Brasileira no Centro de Aramar (IAEA, 2006).

Tabela 1 – Usinas de conversão no mundo

País	# Usinas
França	2
Rússia	2
Canadá	1
Argentina	1
Reino Unido	1
China	1
Estados Unidos	1

Fonte: NFCIS, IAEA, 2006.

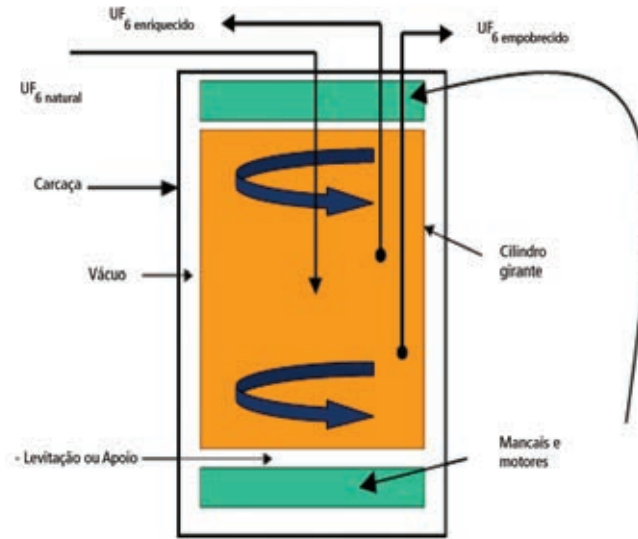
■ 2.3. Enriquecimento

Nesta etapa, o UF_6 é enriquecido em U^{235} , de 0,7% a valores acima de 3%. Há vários processos conhecidos, sendo apenas dois comerciais: centrifugação e difusão gasosa.

Na difusão gasosa, o gás é comprimido através de membranas microporosas, tendo o U^{235} uma velocidade maior de difusão pela menor massa.

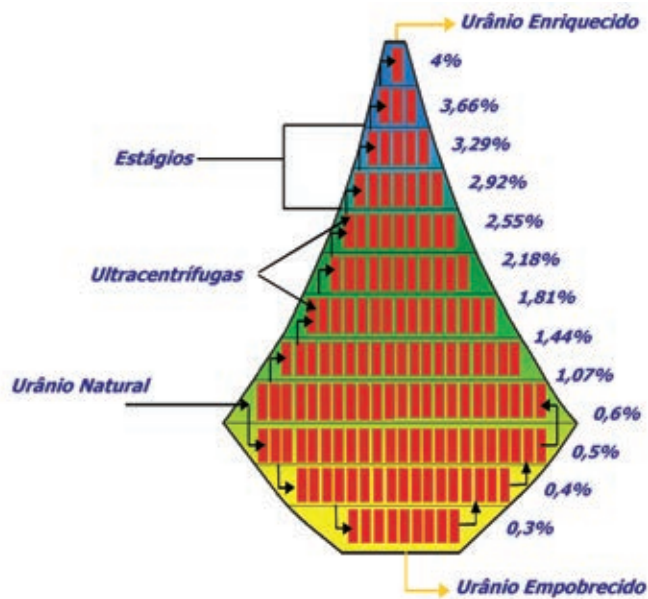
Na ultracentrifugação (centrifugação a altíssimas velocidades – 150 mil rpm), o gás mais leve (mais rico em U^{235}) fica mais perto do eixo, sendo o mais pesado empurrado para a parede da centrífuga (ver Figura 5). Como a diferença de peso é apenas da ordem de 1%, vários processos destes, em cascata, são necessários, numa combinação série-paralelo (Figura 6). Este processo da ultracentrifugação, hoje dominado pelo Brasil, é o mais eficiente no uso da energia (consome duas a três vezes menos energia, segundo Carvalho, 2004) e gera menos efluentes químicos (SILVA e MARQUES, 2006).

Figura 5 – Ultracentrífuga



Fonte: Silva e Marques, 2006.

Figura 6 – Cascata de centrífugas



Fonte: INB, 2006.

A usina brasileira deverá operar em 2010 com a primeira fase, cobrindo 60% das necessidades de Angra I e II e economizando US\$ 16 milhões por ano em divisas. A segunda tem sua entrada em operação para 2014, cobrindo 100% da demanda de toda a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, inclusive Angra III³, propiciando uma economia de US\$ 25 milhões por ano.

A Figura 7 mostra o espaço onde estão sendo montadas as unidades na fábrica de combustível nuclear em Resende - RJ. O urânio empobrecido (*tail*), com cerca de 0,3% em U²³⁵, vai para armazenamento.

Figura 7 – Fábrica de combustível nuclear em Resende, RJ



Legenda: 1. Reconversão; 2. Pastilhas; 3 e 4. Enriquecimento
Fonte: INB, 2006.

Apenas seis organizações mundiais enriquecem comercialmente o urânio:

- China National Nuclear Corporation – CNNC, processo: centrifugação;
- Eurodif (Bélgica, França, Itália e Espanha), processo: difusão gasosa;
- Minatom (Rússia), processo: centrifugação;
- Japan Nuclear Fuel Limited – JNFL, processo: centrifugação;
- Urenco (Alemanha, Holanda e Inglaterra), processo: centrifugação; e
- USEC (EUA), processo: difusão gasosa.

O urânio reprocessado e o reaproveitado de artefatos bélicos também pode ser usado.

A capacidade de uma fábrica é medida em unidades de trabalho de separação – UTS⁴, que reflete o trabalho requerido na separação do isótopo e depende da concentração do mineral (0,7%) na entrada do processo e nos fluxos de saída, tanto no empobrecido (“cauda”) como no enriquecido. São necessárias 128 UTS para processar 178 kg de urânio natural de 0,7 a 4%, com uma cauda de 0,25% U²³⁵, gerando 22 kg de metal pesado necessários à geração de cada MW instalado em usinas a água leve.

3 Declarações do ministro das Ciências e Tecnologia, Roberto Amaral, ao comentar o início das fases de teste das primeiras ultracentrifugadoras da FCN (Fábrica de Combustível Nuclear), das INB, em Resende – RJ (AmbienteBrasil, 2003).

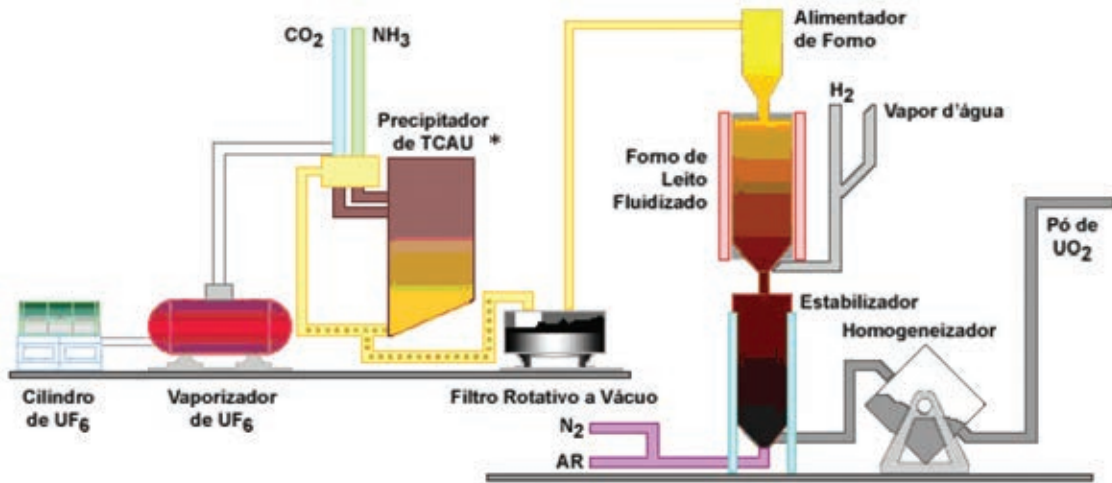
4 Em inglês, Separative Work Unit (SWU).

2.4. Reconversão

Uma vez enriquecido, o UF_6 é reconvertido em óxido de urânio, nesta fase na forma de pó de UO_2 . Este é o meio adequado para a fabricação do combustível. As perdas em urânio são também na faixa de 0,5% (MIT, 2003).

No Brasil, esta fase é processada na FCN, como mostrado na Figura 7. O processo está indicado na Figura 8.

Figura 8 – Reconversão



Legenda: * TCAU = tricarbonato de amônio e uranila
Fonte: INB, 2006.

No mundo, existem em operação comercial oito fábricas de conversão para UO_2 , localizadas em sete países, um deles o Brasil, conforme indicado na Tabela 2.

Tabela 2 – Plantas de conversão para UO_2

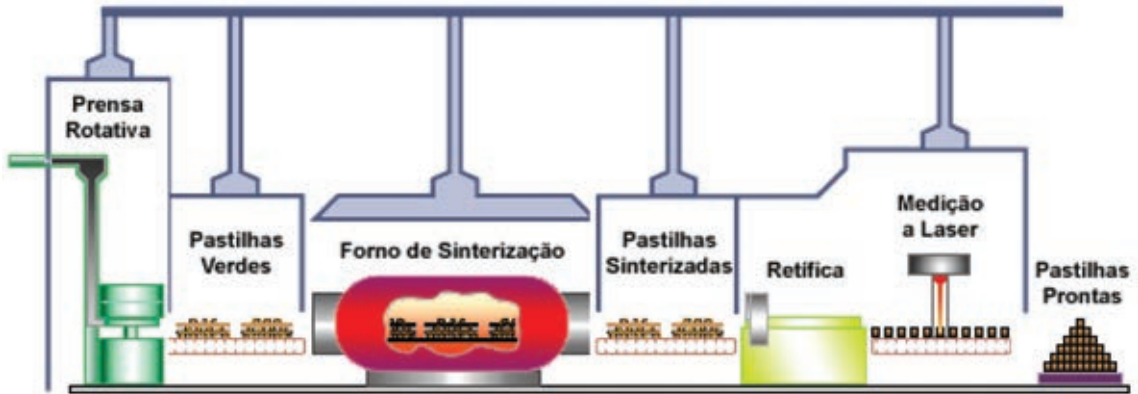
País	# Usinas
Reino Unido	2
França	1
Canadá	1
Argentina	1
Brasil	1
Índia	1
Paquistão	1

Fonte: NFCIS, IAEA, 2006.

2.5. Pastilhas

O UO_2 é transformado em pastilhas e condicionado para as condições do reator pelo processo indicado na Figura 9. No Brasil, esta fase acontece também na fábrica de combustível nuclear, em Resende.

Figura 9 – Fabricação de pastilhas



Fonte: INB, 2006.

As pastilhas têm um centímetro de diâmetro por um centímetro de espessura, com características rigidamente controladas, como mostra a Figura 10.

Figura 10 – Pastilhas

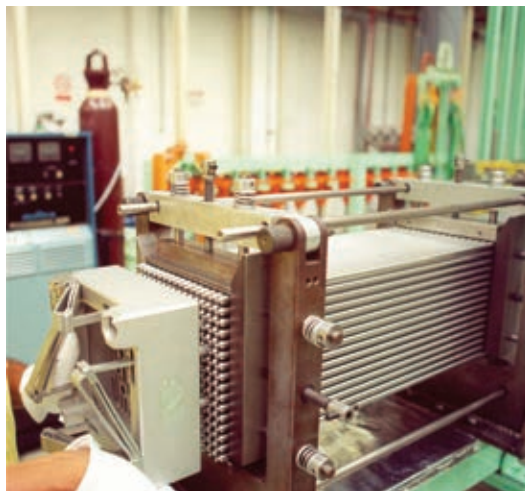


Fonte: INB, 2006.

■ 2.6. Elemento combustível

As pastilhas são então inseridas em tubos de zircaloy. O zircaloy é uma liga metálica à base de zircônio, um metal com elevado ponto de fusão, dureza adequada, boa condutividade térmica, pequeno coeficiente térmico, pequena seção transversal para captura de nêutrons térmicos e elevada resistência à corrosão (Farina et alii, 2002). Em seguida, são montados em estrutura com espaçamento constante, rigidamente controlado, formando o conjunto elemento combustível que será inserido no reator (Figura 11).

Figura 11 – Montagem do elemento combustível



Fonte: INB, 2006.

Há no mundo quinze fábricas de tubos de zircaloy em operação comercial (IAEA, 2006) e 38 fábricas de combustível. Desse total, 20 são plantas cuja fabricação é destinada para reatores a água leve (LWR), sendo, dessas, uma no Brasil, como mostra a Tabela 3.

Tabela 3 – Plantas de combustível para reator a água leve

País	# Usinas
Japão	4
EUA	4
Rússia	2
Bélgica	1
Brasil	1
China	1
França	1
Alemanha	1
Índia	1
Coréia	1
Espanha	1
Suécia	1
Reino Unido	1

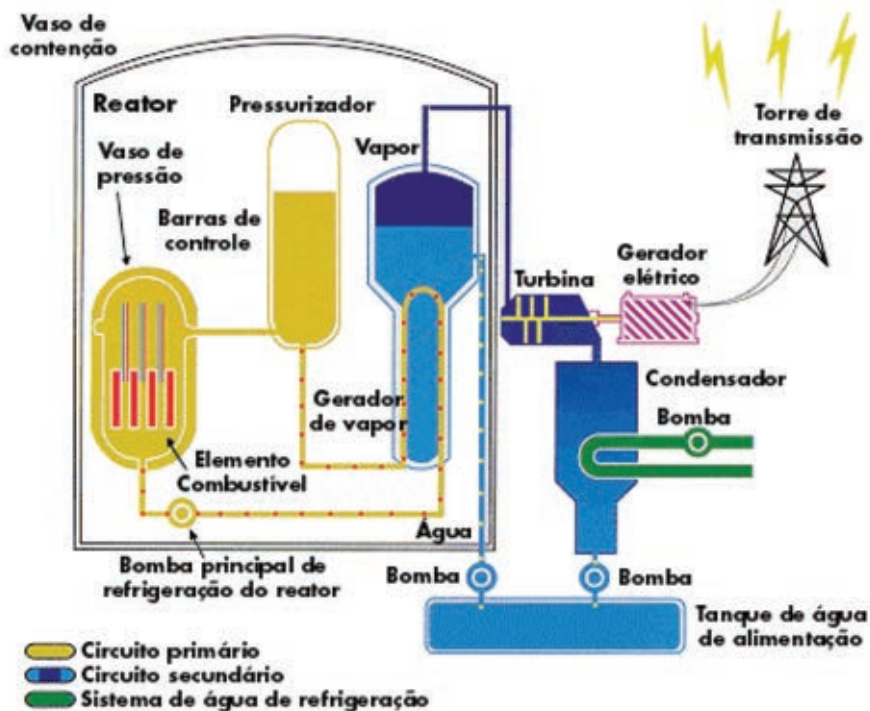
Fonte: NFCIS, IAEA, 2006.

■ 2.7. Geração

Nesta fase, ocorre a reação em cadeia que libera a energia responsável pela geração de eletricidade. Durante este processo, ocorre a formação de diversos elementos, radioativos ou não. Os mais importantes, do ponto de vista do uso adicional de energia nuclear, são o plutônio (Pu, número atômico 94, com vários isótopos, usado também em armamentos nucleares) e o urânio 235.

No combustível irradiado, 95% ainda se conservam sob a forma de urânio, com a concentração de 0,8% em U^{235} , 1% é plutônio e 4% são núclídeos. A massa que se transforma em energia tem pouca representação. Dos 615 núclídeos formados, 456 têm meia-vida menor que 24 horas, 42 de 1 dia a 1 ano, quatro até 10 anos e somente 12 acima de 10 anos. Cento e um são estáveis.

Figura 12 – Usina PWR



Fonte: Eletronuclear, 2006.

■ 2.8. Armazenamento

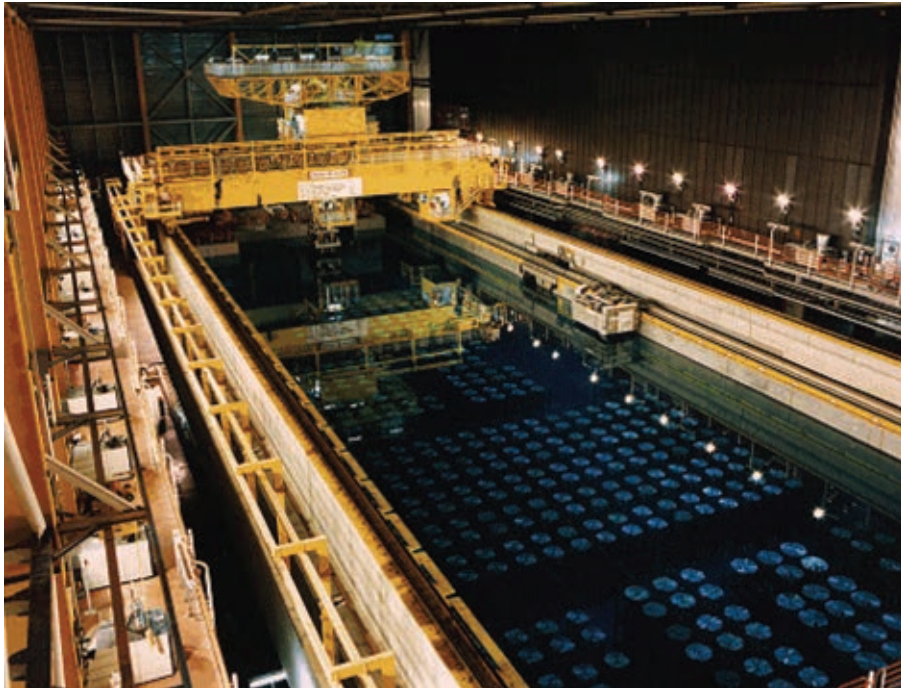
O combustível irradiado é armazenado provisoriamente no próprio sítio da usina, como mostra a Figura 13.

Quando retirado de operação, o material é altamente radioativo e gerador de calor, necessitando refrigeração. Ele é estocado em piscinas, servindo a água de barreira radioativa e refrigerante, até que esta atividade decaia e possa ser manipulado, para disposição final ou para reprocessamento. Recentemente, foi desenvolvida uma técnica de armazenamento a seco (IAEA, 2005b).

■ 2.9. Reprocessamento

O reprocessamento separa o urânio e o plutônio – o urânio volta ao processo de conversão para UF_6 para enriquecimento; o plutônio é misturado ao urânio formando um óxido misto (MO_x) que pode voltar aos reatores. O óxido é formado tipicamente com 7% de PuO_2 e 93% de UO_2 (MIT, 2003, p. 121). Os reatores LWR podem ser carregados somente com UO_x (óxido de urânio) ou uma mistura de UO_x e MO_x (em geral, na proporção 2:1).

Figura 13 – Armazenamento temporário de combustível

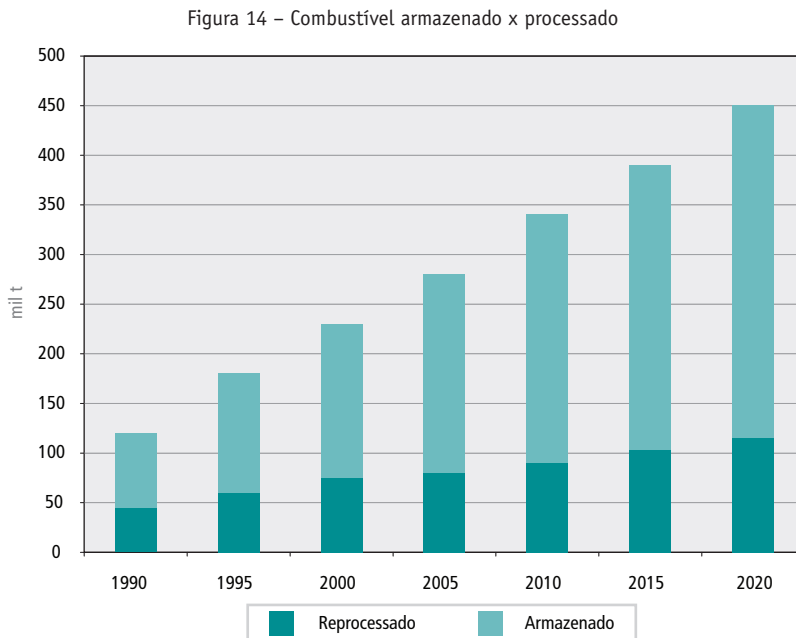


Fonte: UIC, 2006.

A técnica de separação utilizada nas atuais plantas comerciais é a denominada Purex que, embora tenha surgido há várias décadas, vem evoluindo com o aperfeiçoamento dos combustíveis (IAEA, 2005b). Há várias outras tecnologias em processo de desenvolvimento, que deverão se adequar aos novos combustíveis (com melhorias, inclusive no processo, com maior teor de U^{235}) previstos para as próximas décadas.

A IAEA (2005b) projeta o reprocessamento das quantidades de combustível, assinaladas na Figura 14. Atualmente, várias nações, que haviam antes optado pelo reprocessamento, adotam o ciclo aberto ou adiam

a decisão para o futuro, quando houver opções mais claras (a parcela de combustível reprocessado caiu de 1/3 em 1990 para 1/4 em 2020).



Fonte: AIEA, 2005b.

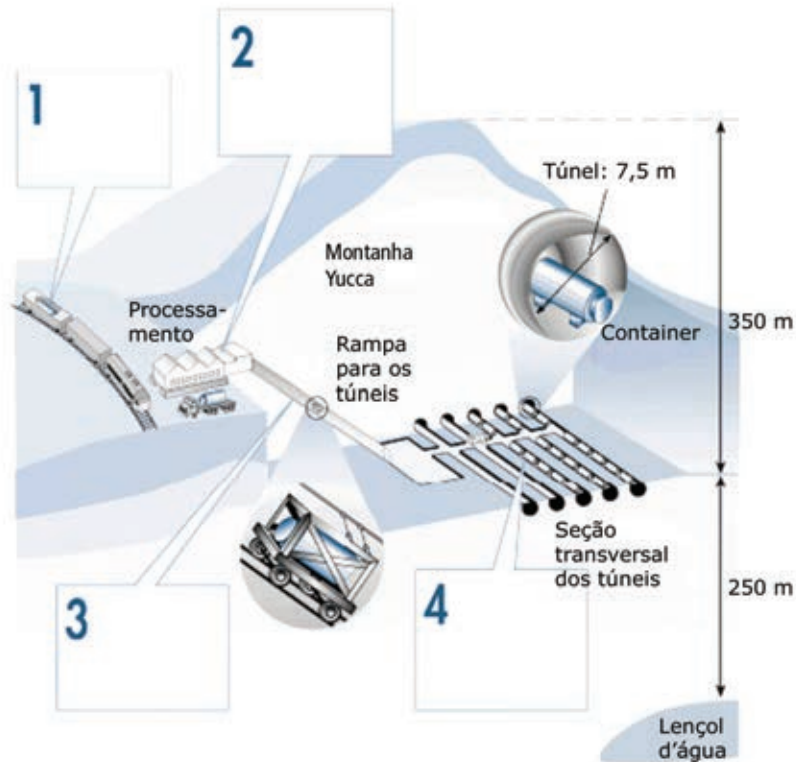
Há várias tecnologias de combustível sendo desenvolvidas, que deverão operar com reatores e sistemas de gerenciamento de combustível avançados, na direção de uma maior sustentabilidade da geração nuclear (IAEA, 2005b). A decisão de cada país de como tratar o seu combustível irradiado depende de vários fatores, sob aspectos políticos, econômicos, ambientais, conservação de recursos e percepção pública do problema. Há uma incerteza grande quanto ao que vai acontecer no futuro quanto aos resíduos nucleares.

Atualmente, há seis plantas de reprocessamento em escala comercial em operação, sendo duas na Inglaterra, duas na França, uma na Rússia e uma no Japão (NFICS, IAEA, 2006).

■ 2.10. Disposição final

Não há ainda uma solução definitiva para a disposição final dos resíduos, em nenhum lugar do mundo. A solução mais plausível parece ser enterrá-los em uma estrutura geologicamente estável – os EUA estão com um projeto pioneiro nas montanhas Yucca, no estado de Nevada. Os rejeitos (capacidade para 70 mil toneladas) deverão ficar em invólucros grossos e resistentes à corrosão, acima dos lençóis d'água e atender a 72 usinas comerciais e 43 de pesquisa (EHC-NSC, 2001). A Figura 15 ilustra essas instalações.

Figura 15 – Instalações na montanha Yucca



Legenda: 1. Tubos com os resíduos, selados em tonéis especiais, são levados por caminhões ou trens; 2. Os tonéis são removidos e os tubos são colocados em containers com várias camadas de aço; 3. Um sistema automático leva os containers para os túneis subterrâneos; e 4. Os containers são armazenados nos túneis, em fileiras, como na figura, ou em pé, em poços.

Fonte: EHC-NSC, 2001.

3. Panorama da oferta do combustível nuclear

Há vários mercados mundiais, em indústrias diversas, segundo as diversas etapas do ciclo do combustível nuclear: concentrado do mineral (U_3O_8 , o *yellowcake*), conversão e enriquecimento. A fabricação do combustível, por ser específica para cada tipo de reator, não se constitui propriamente em um mercado⁵, embora possa haver contratos específicos para tal ou qual usina.

⁵ Por exemplo, semelhantes ao de Angra I existem apenas três reatores no mundo (Castro, 2006).

3.1. Concentrado do mineral (U_3O_8)

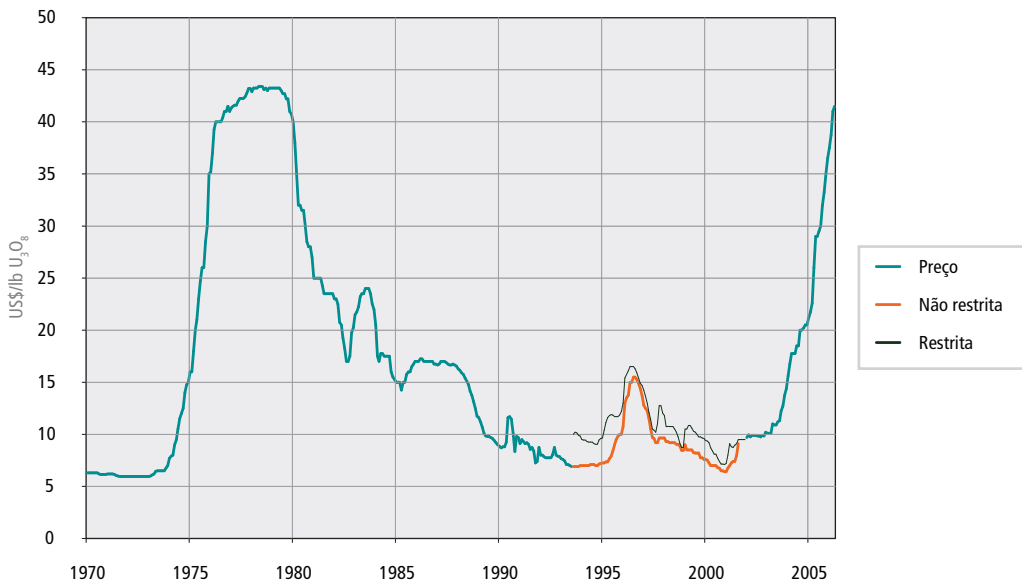
O concentrado do mineral, o chamado *yellowcake*, é usado em praticamente todos os processos que envolvem o uso do urânio, é considerado uma *commodity*.

Seu preço, expresso comumente em US\$/lb (0,454 kg), tem sofrido altas e baixas⁶, como mostra a Figura 16, devido a diversas mudanças, não só quanto à geração de eletricidade, mas também no uso militar do urânio. No período de 1993-2001, houve duas faixas de preço, uma para urânio da ex-União Soviética (restrito) e outra para as demais regiões (não-restrito) (TRADE TECH, 2006). A partir de 2003, o preço do concentrado experimenta um ciclo de rápido crescimento. Este mercado *spot* representa hoje 34% do suprimento de urânio (WNA, 2006), com contratos entre 3 e 7 anos.

Ainda há grande uso de urânio altamente enriquecido (HEU – *high enriched uranium*) oriundos dos artefatos bélicos para diluição e emprego nos reatores. A Rússia tem um programa – Megatons to Megawatts – que prevê a desmontagem, diluição e venda do urânio contido em bombas atômicas até 2013, totalizando 500 toneladas de urânio. Também, os Estados Unidos estão desmontando alguns artefatos militares.

Outro fator que afeta o consumo de urânio é a produtividade do combustível, que tem aumentado – durante 20 anos, nas décadas de 70 e 80, houve uma redução de 25% no consumo de urânio europeu por kWh gerado, processo que continua (WNA, 2006). Isto é conseguido por um aumento no fator de capacidade, aumento do *burn-up* do combustível – enriquecimento inicial maior e final menor, como se pode ver na Figura 17.

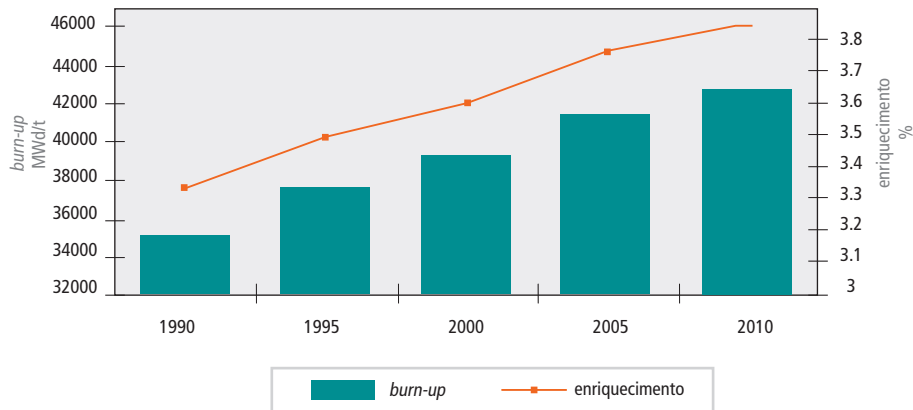
Figura 16 – Evolução do preço do U_3O_8



Nota: Preços estão em dólar corrente.

Fonte: Trade Tech, LLC, 2006.

⁶ Conforme observa a WNA antes de 1990, o mercado do urânio era afetado não só pelas variações da indústria de geração termonuclear, como por aspectos militares, na fabricação de artefatos e estocagem de matéria-prima, intensa no período da Guerra Fria. Atualmente, a tendência é que este material seja absorvido na geração de eletricidade.

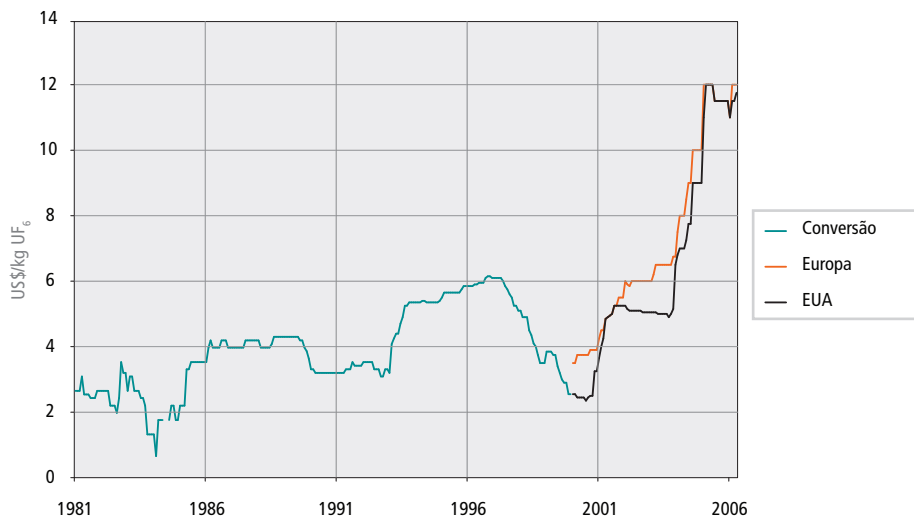
Figura 17 – Evolução do *burn-up* e enriquecimento

Fonte: WNA, 2006.

■ 3.2. Conversão

O outro mercado do ciclo de combustível é o da conversão de U_3O_8 para o gás UF_6 (urânio reprocessado também pode entrar nesta fase do ciclo do combustível). O preço no mercado *spot*, visualizado na Figura 18, mostra também uma retomada nos preços a partir de 2000.

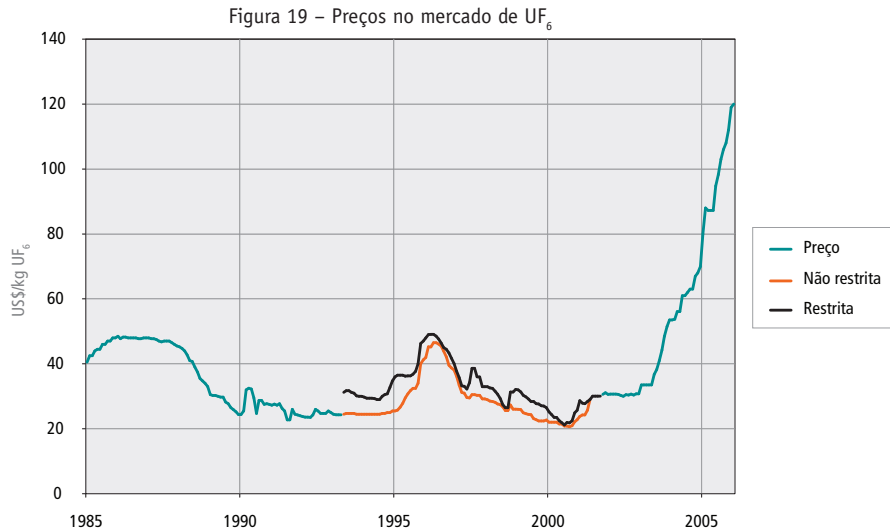
Figura 18 – Preços de conversão



Nota: A partir de 2000, há duas faixas de preço de conversão, uma característica do mercado americano e outra do mercado europeu.

Fonte: Trade Tech, LLC, 2006.

Há ainda um mercado de UF_6 , cuja evolução de preços é apresentada na Figura 19, também com características de retomada de preços nos últimos cinco anos.

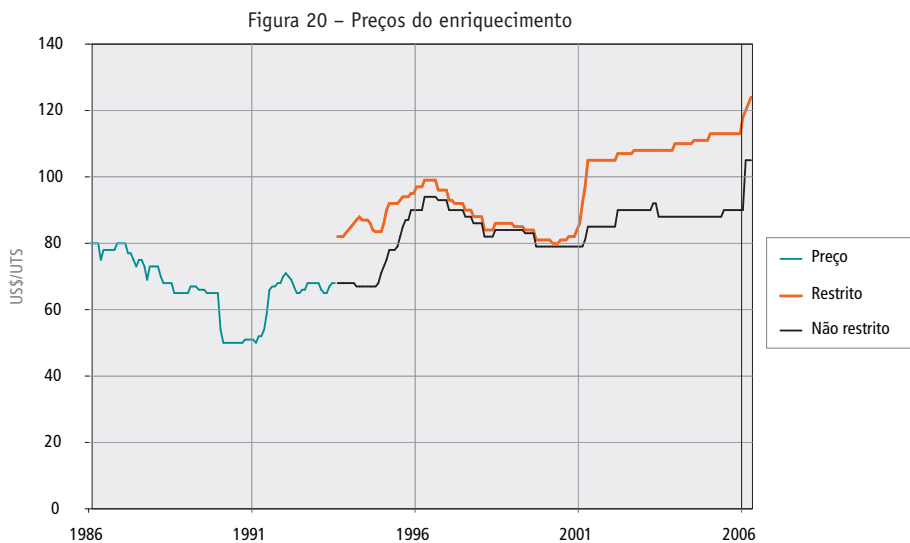


Nota: Entre 1993 e 2001 existiram duas faixas de preço, uma para importações da antiga URSS (restrita) e outra para as demais regiões (não restrita). (TRADE TECH, 2006).

Fonte: Trade Tech, LLC, 2006.

■ 3.3. Enriquecimento

O mercado de enriquecimento, apresentado na Figura 20, parece ser mais estável que os anteriores. Há também uma diferenciação, segundo a origem do urânio processado, como comentado acima.



Nota: A partir de 1993, a Trade Tech considera duas faixas de preço, com restrições impostas à importação de urânio de países da antiga União Soviética, que persistem somente para Rússia.

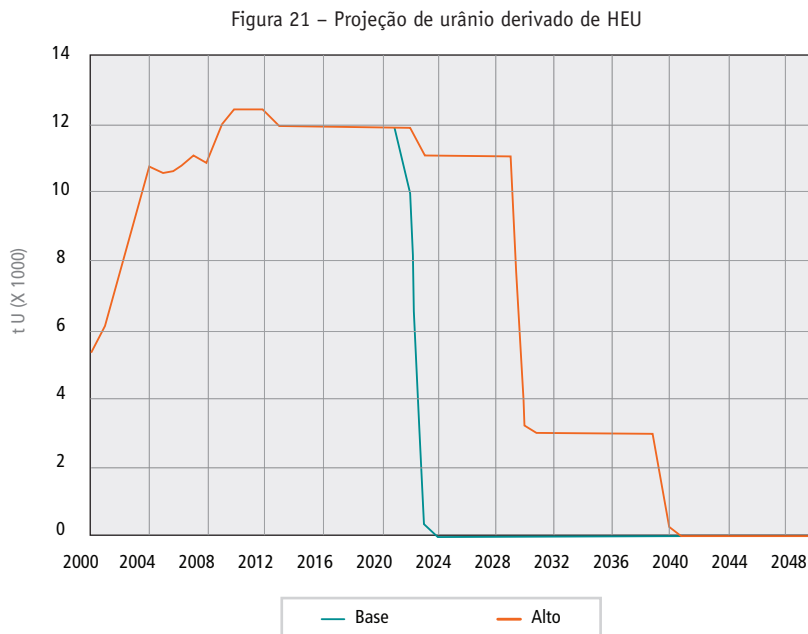
Fonte: Trade Tech, LLC, 2006.

3.4. Tendências

Atualmente, mais da metade do combustível nuclear utilizado no mundo, cerca de 66 mil toneladas por ano, provém de fontes secundárias de urânio. Constituem essas fontes secundárias (IAEA, 2001):

- urânio altamente enriquecido – HEU – proveniente de fontes militares,;
- estoques de urânio natural e pouco enriquecido – LEU;
- óxido misto de urânio e plutônio – MO_x ;
- urânio reprocessado; e
- reenriquecimento de urânio empobrecido – “cauda”.

Segundo a International Atomic Energy Agency – AIEA, que projetou cenários de quantidade e disposição para a conversão de armas atômicas, a tendência é que os estoques de HEU acabem entre 2020 e 2030 (Fig. 21), o que deverá implicar em aumento significativo do preço do mineral, de difícil previsão.



Fonte: IAEA, 2001.

Assim, a tendência é de crescimento do mercado do mineral nos próximos anos. Outra tendência é a disponibilização de novos reatores, da geração III+, na próxima década, em especial o AP1000 da Westinghouse e o ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor), como indica a Tabela 4, de licenciamentos em curso nos EUA.

Tabela 4 – Usinas em licenciamento nos Estados Unidos

Companhia	Projeto	Unidades	Licença prevista
Dominion	ESBWR	1	2007
NuStart Energy (TVA)	AP1000	2	2007
NuStart Energy (Entergy)	ESBWR	1	2007/2008
Entergy	ESBWR	1	2008
Southern Co.	AP1000	1-2	2008
Progress Energy	AP1000	2-4	2007
South Carolina Electric & Gas	AP1000	1-2	2007
Duke Energy	AP1000	2	2008
UniStar Nuclear	U.S. EPR	1-4	2008

Fonte: Nuclear Energy Institute apud IAEA/EIA-DOE, 2006.

Finalmente, com o advento de reatores de novas gerações, deve-se usar combustível com maior enriquecimento, visando a sua sustentabilidade: maior vida operacional e menor geração de rejeitos, o que tenderá reduzir a quantidade necessária do mineral.

4. Considerações finais

O uso do urânio como combustível nuclear requer, nas tecnologias de reator mais utilizadas (a água leve, PWR e BWR), enriquecimento em U^{235} do minério encontrado na natureza. Os diversos processos por que passa o metal, desde a sua extração até a disposição, constituem o chamado ciclo do combustível nuclear. Há dois ciclos básicos, um aberto, onde o combustível, depois de irradiado gerando energia elétrica, tem a sua disposição final, e um fechado, onde o urânio residual e o plutônio gerados voltam à geração com óxido misto, o MO_x .

Não há ainda no mundo solução definitiva para a disposição final do combustível usado. A tendência é que surjam tecnologias que possibilitem cada vez mais o uso do material físsil residual, o que tornaria o urânio uma fonte de energia muitas vezes maior do que é hoje possível. Os resíduos do processo seriam apenas os radionuclídeos de menor peso atômico, que hoje representam 4% do combustível irradiado, ao final de seu ciclo de geração.

Atualmente, existem vários mercados para os produtos derivados das diversas etapas do ciclo do combustível:

- o minério beneficiado, na forma de U_3O_8 , chamado de *yellowcake*, que serve a todas as tecnologias de reator;

- a conversão de U_3O_8 para o gás UF_6 , que possibilita o enriquecimento em U^{235} ; e

- o próprio processo de enriquecimento, onde alta tecnologia é necessária.

O Brasil, atualmente, domina a versão mais avançada do processo de enriquecimento – a ultracentrifugação.

Há também um mercado da fabricação de combustível mas, como este é específico para cada modelo de reator, a sua aquisição se dá caso a caso.

Durante a guerra fria, muito urânio foi processado para a fabricação de artefatos militares. Hoje, há o aproveitamento deste urânio altamente enriquecido (HEU) para uso em usinas de geração de eletricidade, assim, menos da metade do combustível usado provém de urânio primário. No entanto, essa fonte tende a

escassear. Presume-se que isto ocorra por volta de 2020, o que já vem acelerando o mercado do combustível nuclear, em todas as suas fases.

Identificam-se alguns fatores que podem influenciar a demanda de urânio nos próximos anos:

- a eficiência das plantas existentes (usinas e fábricas de combustível);
- a extensão da vida útil das usinas existentes;
- o enriquecimento exigido; e
- a eficiência no uso do combustível pelas novas plantas.

A tecnologia usada também influenciará o consumo, visto que os reatores rápidos potencializam o seu próprio combustível, além de permitir o uso de outros materiais, como tório e U^{238} (EPE, 2006b).

No horizonte até 2030, portanto, pode-se prever uma alta no mercado do combustível nuclear, onde o Brasil tem boas vantagens competitivas – recursos minerais relativamente abundantes e domínio da tecnologia de enriquecimento e fabricação do combustível. As perspectivas da autosuficiência no fornecimento de combustível para as unidades já instaladas (Angra I e II) e para Angra III é real. E há condições de o país ser, até, exportador de combustível nuclear.

5. Referências bibliográficas

- AMBIENTEBRASIL. **Brasil Reúne Potencial para Exportar Urânio Enriquecido até 2014, diz CNEN**. 8.out.2003. Disponível em: <http://www.ambientebrasil.com.br>. Acesso em: 25.abr.2006.
- CARVALHO, J. F. **Ninguém Vende Tecnologia de Enriquecimento de Urânio**. Entrevista ao Correio da Cidadania, nº 401, citada pelo Jornal da Ciência, 22.jun.2004. SBPC: São Paulo, 2004.
- CASTRO, J. C. Notas de reunião INB-EPE sobre urânio e combustível nuclear. INB, 26.jun.2006.
- ELETRONUCLEAR – ELETROBRÁS TERMONUCLEAR S. A. Sítio contendo informações sobre a energia nuclear no Brasil. Disponível em <<http://www.eletronuclear.gov.br>>. Acesso em maio de 2006.
- EHC-NSC - ENVIRONMENTAL HEALTH CENTER - NATIONAL SAFETY COUNCIL. **A Reporter's Guide To Yucca Mountain**. Washington, DC: EHC-NSC, 2001.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Inventário dos Recursos e Reservas de Urânio**. Rio de Janeiro: EPE, abr.2006.
- FARINA, S.B., DUFFO, G.S. and GALVELE, J.R. **Stress Corrosion Cracking of Zircaloy-4 in Halide Solutions: Effect of Temperature**. Mat. Res. [online]. June 2002, vol.5, no.2, p.107-112. Disponível em <<http://www.scielo.br>>. Acesso em abril de 2006
- IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Country Nuclear Fuel Cycle Profiles**. 2ª edição. IAEA: Viena-Áustria, 2005a.
- IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Status and Trends in Spent Fuel Reprocessing**. IAEA: Viena-Áustria, 2005b.
- NFCIS – Nuclear Fuel Cycle Information System. Sítio contendo informações sobre o ciclo de combustível nuclear no mundo. Disponível em <<http://www-nfcis.iaea.org>>. Acesso em abril de 2006.
- IAEA e EIA/DOE. Consultancy Group on Nuclear Capacity Projections up to 2030. **Nuclear Forecasts**. May, 2006.
- INB – INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. Sítio contendo informações sobre o processamento do combustível nuclear no Brasil. Disponível em <<http://www.inb.gov.br>>. Acesso em abril de 2006.
- INB – INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. Palestra apresentada na EPE. Arquivo em PowerPoint. Rio de Janeiro: fev.2006.
- MATTOS, J. R. L. et alii. **Perspectivas Econômicas e Estratégias do Combustível Nuclear**. In X Congresso Brasileiro de Energia. Anais. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.
- SILVA, O. L. P. da e MARQUES, A. L. F. **Enriquecimento de Urânio no Brasil: Desenvolvimento de Tecnologia por Ultracentrifugação**. In Economia e Energia, nº 54, março.2006.
- TRADE TECH, LLC. Sítio contendo informações sobre os mercados de urânio. Disponível em <<http://www.uranium.info/index.html>>. Acesso em junho de 2006.
- UIC - URANIUM INFORMATION CENTRE. Sítio contendo informações sobre o uso do urânio, em especial na Austrália. Disponível em <<http://www.uic.com.au>>. Acesso em abril de 2006.
- WNA – WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Site contendo dados sobre o uso da energia nuclear, inclusive do mercado de urânio. Disponível em <<http://www.world-nuclear.org>>. Acesso em junho de 2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes
Renato Pinto de Queiroz

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia

GERAÇÃO TERMONUCLEAR: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

SUMÁRIO

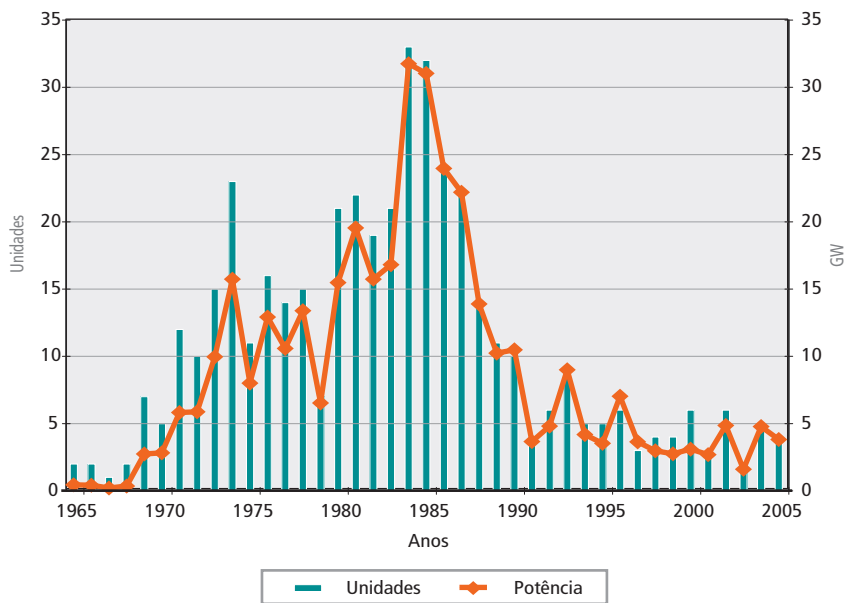
1.	Introdução	55
2.	Componentes principais de uma usina nuclear	59
2.1.	Princípios básicos do funcionamento	59
2.2.	Reator	61
2.2.1.	Tipos de reator	62
2.3.	Circuitos do refrigerante	64
2.4.	Sistemas de segurança.....	64
3.	Aspectos operacionais	68
3.1.	Parque brasileiro.....	70
3.2.	Aspectos sócio-ambientais	71
4.	Custos.....	72
4.1.	Custos de investimento	72
4.2.	Custo de combustível	74
4.3.	Custos de operação e manutenção	75
4.4.	Tempo de construção	76
4.4.1.	Descomissionamento	76
4.5.	Encargos setoriais.....	78
4.6.	Impostos e tributos	79
5.	Avaliação econômica	79
5.1.	Bases de cálculo.....	79
5.2.	Resultados.....	81
6.	Comentários finais	82
7.	Referências bibliográficas.....	83

1. Introdução

O início do uso da energia nuclear foi marcado pelo evento bélico de 1945, o que ainda repercute na aceitação geral da sociedade por este aproveitamento. O acidente com o reator em Chernobyl, em 1986, também contribuiu para reforçar este estigma. Entretanto, a tecnologia nuclear, hoje, engloba muitas outras áreas de aplicação além da geração de eletricidade¹, e muitos já vêem nela uma alternativa para a geração de energia elétrica sem emissão de gases de efeito estufa² (MIT, 2003).

A Figura 1 mostra a quantidade e capacidade de reatores nucleares a partir de seu início de funcionamento, e, claramente, a redução observada depois de 1986, tanto no número de entrada em operação de novos reatores, quanto na capacidade instalada, após um período que parecia de crescimento exponencial.

Figura 1 – Número de reatores nucleares e capacidade instalada (ano de entrada em operação)



Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

¹ Diagnóstico e tratamento médicos, processamento e preservação de alimentos, esterelização, rastreadores, controle industrial, etc. (NEI, 2006).

² "Nos próximos 50 anos, a menos que os padrões mudem dramaticamente, a produção e uso de energia contribuirá para o aquecimento global através da emissão de gases de efeito estufa em larga escala – centenas de bilhões de toneladas de carbono na forma de dióxido de carbono. A energia nuclear pode ser uma opção para reduzir as emissões de carbono. No presente, entretanto, isto é improvável: a energia nuclear apresenta estagnação e declínio" (MIT, 2003 – tradução livre).

Alguns problemas críticos devem ser equacionados para um maior uso da energia nuclear: custo de geração alto (devido ao capital), comparado com outras alternativas disponíveis, e com alto investimento inicial; segurança, no sentido de maiores garantias para a não ocorrência de acidentes catastróficos; e disposição do lixo atômico. As pesquisas atuais, como se verá adiante, principalmente com os reatores ditos de terceira e quarta gerações, apontam para a solução desses problemas.

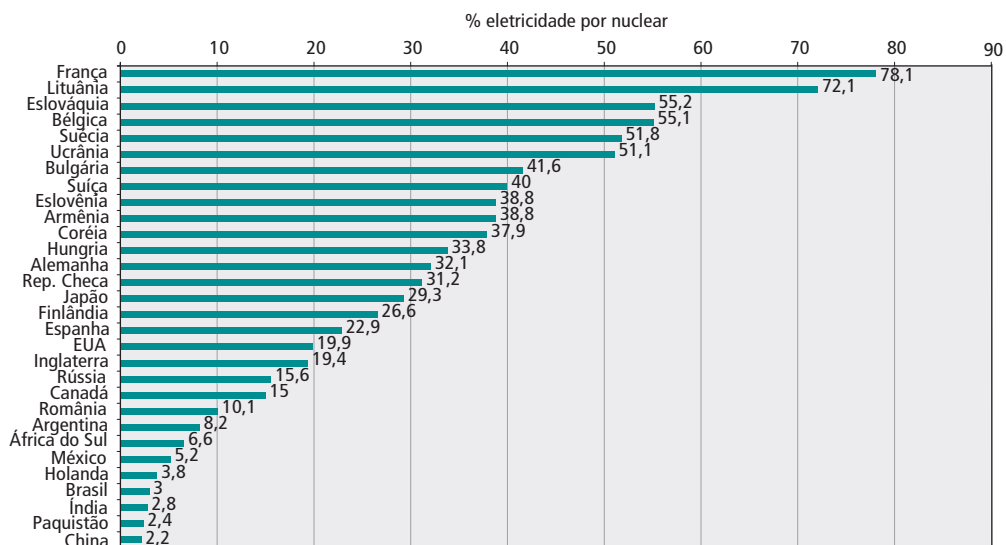
Nos próximos anos, quatro questões devem direcionar o maior ou menor uso da energia nuclear (SIMBALISTA, 2006): de um lado, o preço do petróleo, que mantendo a tendência de alta viabiliza o maior aproveitamento de outras fontes primárias, e a maior aceitação do Tratado de Kioto (principalmente pelos EUA) e sua ampliação em bases mais severas, o que forçaria o uso de fontes não emissoras de gases de efeito estufa; e, de outro, dois fatos eventuais, cujas ocorrências trariam sérias reações a um maior uso da energia nuclear: um outro acidente nas proporções do de Chernobil ou um ataque terrorista a uma instalação nuclear.

Do ponto de vista interno a cada país, outras considerações merecem atenção (SIMBALISTA, 2006):

- a necessidade de segurança no suprimento energético com fontes que não dependam de outros países;
- a capacitação tecnológica (que requer um mínimo de 10 anos de preparação);
- a disponibilidade para o financiamento inicial (no Brasil, a área nuclear é prerrogativa exclusiva da União); e
- a sensibilidade da opinião pública quanto ao fator segurança e gerenciamento dos rejeitos.

Hoje, a energia nuclear responde por 17% da geração elétrica mundial (ELETRONUCLEAR, 2006) e por 2,5% no Brasil (ONS, 2006), com a participação em cada país mostrada na Figura 2. Há 443 reatores operando, com a distribuição geográfica mostrada nas Figura 3 e Figura 4 (IAEA, 2006).

Figura 2 – Participação da energia nuclear na geração elétrica por país



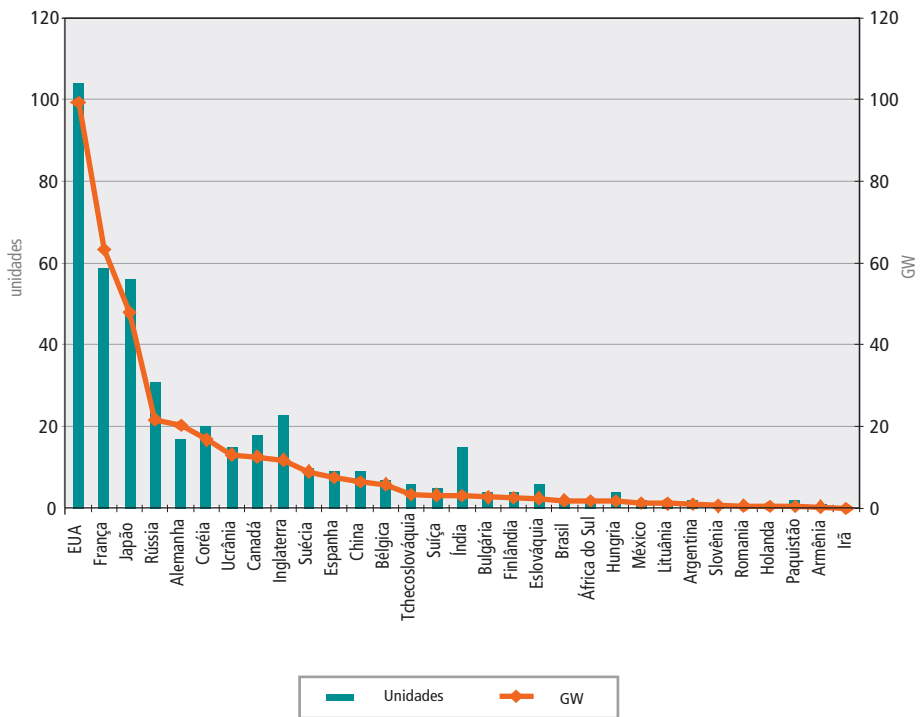
Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

Figura 3 – Localização dos reatores nucleares



Fonte: International Nuclear Safety Center at ANL, 2005.

Figura 4 – Reatores e potência instalada por país

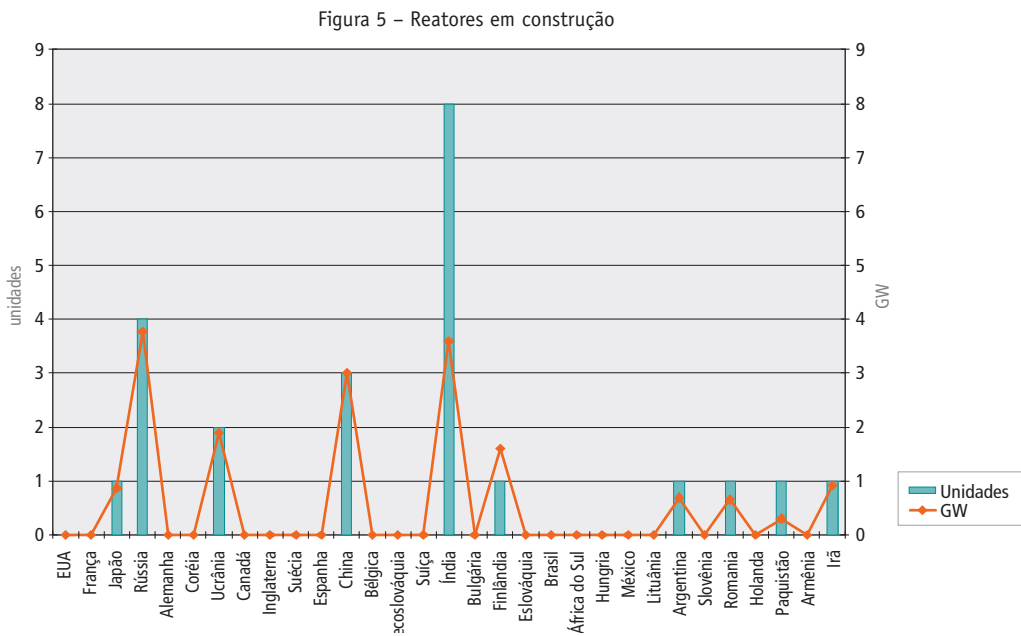


Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

Os países desenvolvidos filiados à Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE detêm grande parcela da geração. Porém, não estão ampliando suas instalações, como se pode ver na Figura 5 (embora muitos tenham prolongado a licença de operação e aumentado o fator de capacidade, o que representa maior energia disponível para o sistema elétrico).

No Brasil, ainda não há definição quanto a conclusão da usina de Angra III, que tem 30% dos investimentos realizados, principalmente no item equipamentos, que estão “hibernados”³ à espera da decisão.

No Plano Decenal 2006-2015, recém-divulgado, a entrada em operação dessa usina está prevista para 2013, no cenário de referência (MME/EPE, 2006b). Há um aspecto estratégico envolvido, para manter a competência adquirida no setor, embora o investimento ainda necessário seja de US\$ 1,8 bilhão.



Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

A Eletronuclear apresentou recentemente um estudo com três alternativas para a retomada do Plano Nuclear Brasileiro, de acordo com a ênfase que o Estado queira dar ao desenvolvimento da energia nuclear, apresentadas na Tabela 1: um cenário de investimento mínimo, apenas para manter a competência no setor, um cenário de desenvolvimento da energia nuclear e um cenário auto-sustentável, onde a escala obtida seria suficiente para perpetuar o uso desta fonte no país.

3 Atualmente, são gastos US\$20 milhões por ano para manutenção dos equipamentos (Debate na EPE, 2006).

Tabela 1 – Cenários para retomada do Plano Nuclear Brasileiro

Cenário	Participação*	Novas usinas (além de Angra III)	Custo
Mínimo	2,7%	Planta nacional com capacidade entre 100 e 300 MW	2,6 bilhões de US\$
Desenvolvimento	4,2%	1 nova usina de 1.300 MW 2 novas usinas nacionais de 300 MW	6,1 bilhões de US\$
Auto-sustentável	5,7%	2 novas usinas de 1.300 MW 4 novas usinas nacionais de 300 MW	10,3 bilhões de US\$

Nota: * Na demanda nacional de energia elétrica.

Fonte: Eletronuclear, 2005.

O Brasil participa ainda do projeto IRIS (International Reactor Innovative & Secure), um reator de quarta geração, em conjunto com a Westinghouse, instituições e universidades de sete países: Brasil, Itália, Japão, México, Espanha, Inglaterra e os EUA, que deverá estar comercialmente disponível por volta de 2020 (NEI, 2006).

2. Componentes principais de uma usina nuclear

■ 2.1. Princípios básicos do funcionamento

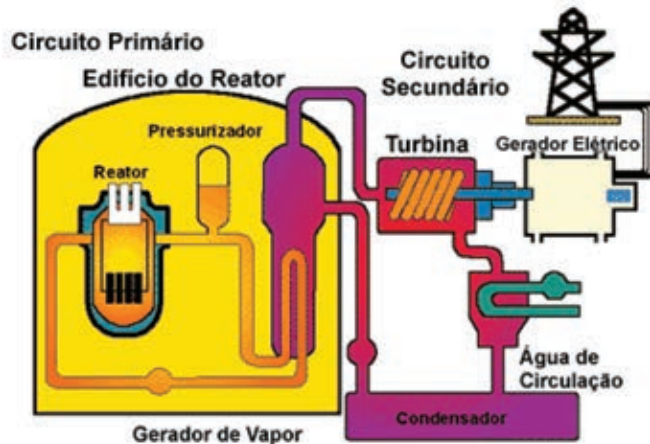
Em linhas gerais, as usinas nucleares são semelhantes às usinas termelétricas convencionais em ciclo simples. Basicamente, o processo envolve o aquecimento de vapor a alta pressão que, ao expandir-se, aciona uma turbina térmica, movimentando um gerador elétrico acoplado a seu eixo. O vapor que sai da turbina, em baixa pressão, é resfriado, condensado e novamente aquecido, reiniciando o ciclo térmico de Rankine.

O uso de vapor a pressão e temperatura relativamente baixos (vapor subcrítico) limita a eficiência das usinas nucleares, sendo freqüente considerar o *heat rate* de 10.623 Btu/kWh (correspondente a uma eficiência térmica de 32,1%) como fator de conversão de energia adequado para as usinas nucleares (EIA-DOE).

As principais diferenças entre as usinas termelétricas convencionais e termonucleares estão no combustível utilizado e na forma de aquecimento e vaporização da água.

Um diagrama esquemático de funcionamento de uma usina nuclear com reator tipo PWR está representado na Figura 6.

Figura 6 – Funcionamento do reator

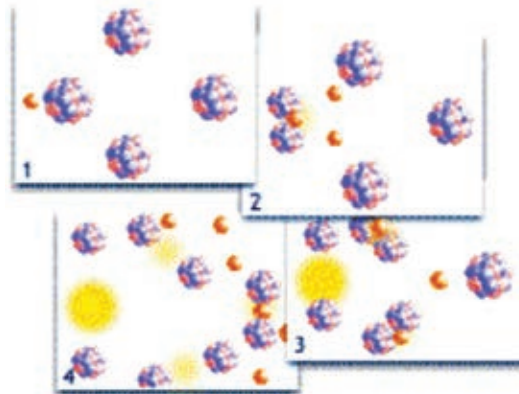


Fonte: INB, 2006.

No interior do reator se dá a reação de fissão dos átomos de U^{235} , iniciada com o bombardeio de nêutrons. Cada átomo que se fissiona emite 2 ou 3 nêutrons, gerando a reação em cadeia, como mostra a Figura 7. Cada fissão transforma uma massa de 0,215 uma (unidade de massa atômica) em energia através da equação:

$$\Delta E = \Delta M \cdot c^2$$

Figura 7 – Reação em cadeia



Fonte: CNEN, 2006.

Conforme mencionado na nota anterior, há dois elementos essenciais numa reação em cadeia controlada: o moderador, que garante o nível de energia dos nêutrons adequado para a continuidade do processo de fissão, e o refrigerante, que absorve o calor formado e o leva ao exterior do reator para o seu aproveitamento. As diversas tecnologias de reator existem em função desses dois elementos.

O calor absorvido pelo refrigerante pode acionar diretamente uma turbina a vapor ou trocar calor com um circuito secundário, que fará este serviço.

Nos reatores PWR (*Pressurised Water Reactor*), por exemplo, mais utilizados, é usada a água tanto para moderador quanto para refrigerante. A água do circuito primário é mantida a pressão suficiente (temperatura de 320°C e pressão de 157 kgf/cm², segundo Lora e Nascimento, p. 800) para não vaporizar, e troca calor com um circuito secundário, onde é formado vapor (a 64 kgf/cm²), que aciona a turbina, movimentando o gerador. A partir, portanto, do circuito secundário de água, a usina não tem componentes radioativos, sendo equivalente a uma usina térmica convencional. Grandes quantidades de água são utilizadas para resfriar a água no condensador.

Nos reatores BWR (*Boiling Water Reactor*), que também utiliza água comum para os dois serviços, a água do circuito primário se vaporiza e aciona diretamente a turbina. Há menos equipamentos, mas a radiação tem uma propagação maior, atingindo mais equipamentos na instalação, inclusive turbina e condensador.

■ 2.2. Reator

O reator é o local onde se dá a reação de fissão em cadeia. Os principais elementos são:

- o elemento combustível, montado em varetas espaçadas (ver Figura 8), onde residem as pastilhas de óxido de urânio, que produzem a reação;
- as barras de controle, compostas de elemento absorvedor de nêutrons, que se movimentam expondo uma maior ou menor parte do elemento combustível, controlando o calor gerado (LORA e NASCIMENTO, 2004);
- o elemento moderador, cuja função é reduzir a energia dos nêutrons liberados para manter a reação; e
- o refrigerante, que absorve o calor e o leva para o exterior do reator para seu aproveitamento.

Todos os elementos acima estão contidos em um vaso, no caso da tecnologia PWR em aço galvanizado, revestido de aço inoxidável, contendo ainda os dispositivos de movimentação das barras de controle e a instrumentação interna (LORA e NASCIMENTO, 2004).

Figura 8 – Elemento combustível



Fonte: INB, 2006.

■ 2.2.1. Tipos de reator

Os reatores utilizados comercialmente na produção de energia elétrica podem ser classificados em 4 grupos principais, em função do elemento moderador da reação nuclear:

- Reatores LWR (*Light Water Reactor*), que usam água leve (comum) como moderador;
- Reatores HWR (*Heavy Water Reactor*), que usam água pesada (óxido de deutério) como moderador;
- Reatores GMR (*Graphite Moderated Reactor*), que usam grafite como moderador; e
- Reatores FBR (*Fast Breeder Reactor*), que não usam elemento moderador.

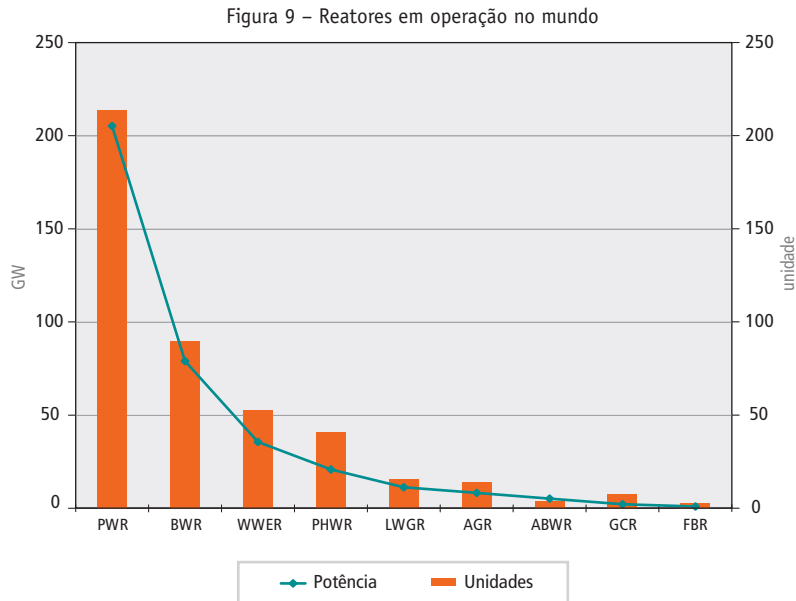
São do tipo LWR, os modelos denominados PWR (*Pressurised Water Reactor*), BWR (*Boiling Water Reactor*) e WWER ou VVER (*Vodo-Vodyannoy Energeticheskiy Reaktor*), variante russa do modelo PWR.

São do tipo HWR, os modelos PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactor*) ou CANDU (*Canadian Deuterium Uranium*), que têm como meio refrigerante o óxido de deutério (D_2O). A utilização da água pesada permite o uso de urânio não enriquecido.

São do tipo GMR, os modelos GCR (*Gas Cooled Reactor*), que têm o dióxido de carbono ou o hélio como meio refrigerante, usados na Inglaterra e França com denominações de Magnox e AGR (*Advanced Gas Cooled Reactor*), e os modelos LWGR (*Light Water Cooled Graphite Reactor*) ou RBMK (*Reaktor Bolshoy Moschnosty Kanalny*), que usam água como meio refrigerante, muito associados ao acidente de Chernobyl.

Os reatores FBR foram inicialmente desenvolvidos para uso em submarinos nucleares, dando origem ao modelo russo BN, que usa sódio líquido como refrigerante.

A Figura 9 apresenta a distribuição de unidades e potência instalada segundo os diferentes tipos de reator em operação.



Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

Os reatores PWR e BWR, mais usados, utilizam água tanto como moderador como refrigerante. Também se usa como moderador e refrigerante a água pesada nos reatores PHWR, cujo modelo mais comum é o canadense CANDU.

Gases também podem ser usados como refrigerante (GCR) – no passado usou-se CO_2 , porém gerou problemas de corrosão; atualmente, usa-se o hélio. Os HTGR (*High Temperature Gas Cooled Reactor*) têm alta segurança e baixo custo e são mais adequados para variações de carga. A alta temperatura pode, adicionalmente, ser utilizada para a geração de hidrogênio (EIA, 2006).

O grafite também pode ser usado como moderador.

Há ainda reatores que não utilizam moderador, conhecidos como reatores rápidos, em oposição aos reatores térmicos. O núcleo do reator rápido é envolvido por uma camada de urânio, que recebe os nêutrons que escapam do núcleo, gerando urânio e plutônio físséis. O plutônio é adequado à fabricação de bomba, o que torna este tipo de reator visado do ponto de vista militar.

Os avanços tecnológicos são classificados em gerações (NEI, 2006). A Geração I compreende os primeiros reatores dos anos 50 e 60s. A Geração II desenvolveu-se nos anos 70 e 80s, e os reatores dessa linha estão em operação até hoje. A Geração III compreende os chamados reatores “avançados”, desenvolvidos e certificados na década de 1990 – inclui os APWR, ABWR e o AP-600, que têm o chamado projeto “passivo” – em caso de falha, o sistema vai por inércia para uma situação segura, ao invés de acionar sistemas para conter a emergência.

Há ainda uma chamada Geração III+, que deverá ser comercializada na próxima década, que inclui o PBMR (*pebble-bed modular reactor*), usando hélio como refrigerante e desenvolvido pela Eskom sul-africana, com unidades bem pequenas (165 MW), modulares, e o AP1000, sucessor do AP600 da Westinghouse, com características passivas e projeto simplificado, reduzindo custo.

Uma quinta classificação, a Geração IV, está sendo concebida em um fórum internacional (GIF – EUA, Ca-

nadá, França, Japão e Inglaterra), que deverá desenvolver reatores segundo quatro princípios:

- energia sustentável: disponibilidade estendida do combustível, impacto ambiental positivo;
- energia competitiva: custos baixos e períodos de construção mais curtos;
- sistemas seguros e confiáveis: características de segurança inerentes, visando conseguir confiança pública na segurança da energia nuclear; e
- resistência à proliferação: não gera material nuclear “inseguro” e tem proteção física contra ataques terroristas.

Em termos energéticos, a Geração IV busca o incremento da eficiência das usinas nucleares através da elevação da temperatura e pressão do vapor a nível supercrítico ou ultra supercrítico.

As usinas SWCR (*Supercritical Water Cooled Reactor*) têm rendimento previsto da ordem de 42%, com vapor aquecido a temperatura superior a 510° C e pressão de 25 MPa. Para as usinas MSR (*Molten Salt Reactor*), estudam-se temperaturas ainda mais elevadas, superiores a 700° C.

Esses reatores deverão estar disponíveis apenas por volta de 2030. Uma dessas linhas de pesquisa é o projeto IRIS (International Reactor Innovative & Secure), conforme citado no item 1 desta nota técnica, da Westinghouse, com participação brasileira, que iniciou em 1999 e poderá estar disponível em 2020. Ele é um reator que usa água “leve”, modular, com unidades pequenas (de 100 a 300 MW), podendo funcionar vários módulos em conjunto em um mesmo sítio, controlados por uma única sala de controle. Outras características são:

- tem um projeto simplificado, com menor quantidade de equipamentos auxiliares;
- usa menos água;
- requer menos manutenção;
- o combustível deverá durar 5 (primeira carga) a 8 anos (é mais enriquecido); e
- o fabricante cuida do processo de descomissionamento.

■ 2.3. Circuitos do refrigerante

Na tecnologia PWR existem dois circuitos para o refrigerante usado, a água. O circuito primário, que passa no interior do reator, aquecendo-se, e no gerador de vapor (na verdade um trocador de calor), resfriando-se. Este circuito (na prática, é subdividido em vários) possui um pressurizador, que mantém a água no estado líquido apesar de sua alta temperatura, e uma bomba, que mantém o fluxo necessário à transferência de calor. Igualmente importante, é o sistema de instrumentação e controle, que mantém as variáveis na faixa adequada à transferência de potência e garantem a segurança da operação em caso de falha.

O circuito secundário de água, na tecnologia PWR, é o que aciona as turbinas. Há turbinas de alta pressão e baixa pressão, situada na exaustão da primeira, além de condensadores, bombas de condensado e alimentação e uma série de equipamentos auxiliares e de segurança.

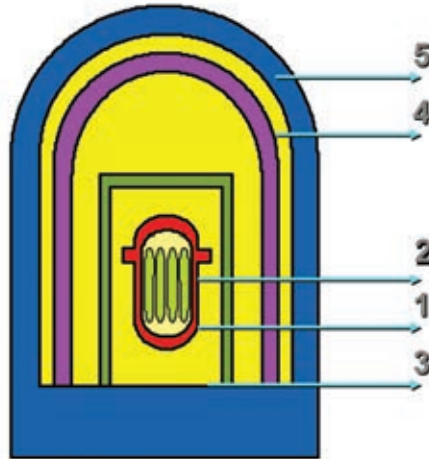
■ 2.4. Sistemas de segurança

A liberação de radioatividade é uma das principais preocupações em uma usina nuclear, pelas suas consequências no ser humano e na biota em geral.

Em operação normal, há cinco barreiras contra a liberação de radiação, como mostra a Figura 10.

Nas usinas de Angra, o envoltório do prédio do reator tem 70 cm de concreto e a esfera de aço (item 4 da Figura 10) 3 cm de espessura.

Figura 10 – Barreiras de proteção à propagação da radioatividade



Legenda: 1. Absorção dos produtos de fissão pelo próprio combustível; 2. Revestimento da vareta de combustível; 3. Circuito primário selado; 4. Esfera de contenção de aço; e 5. Prédio do Reator.

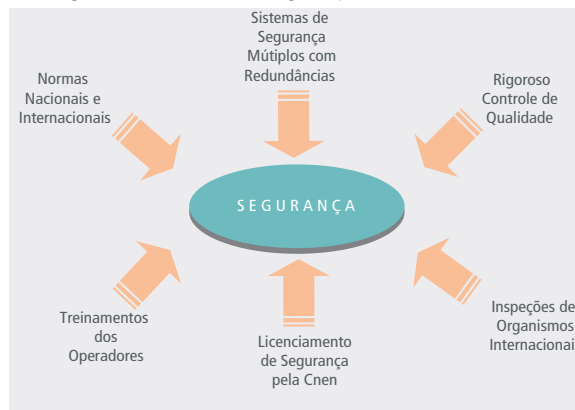
Fonte: Oliveira, 2006.

Outra preocupação é a perda de controle da reação, que pode resultar em uma reação em cadeia descontrolada, com alta geração de calor.

Além do controle em operação normal, há sistemas projetados para situações de emergência. Nas usinas PWR, este sistema é composto por um grande reservatório com água borada (o boro é também um absorvedor de nêutrons usado no circuito primário), que visa garantir o desligamento do reator e mantê-lo coberto com água para o seu resfriamento, como explicam Lora e Nascimento (2004).

Este sistema é acionado por bombas de alta pressão, havendo um segundo sistema pressurizado com nitrogênio. Nos sistemas de segurança passiva, característicos das gerações III e IV, em caso de falha o sistema vai naturalmente para uma situação segura, sem necessidade do acionamento de equipamentos, conforme explicado anteriormente.

Figura 11 – Estrutura de segurança das usinas brasileiras



Fonte: Oliveira, 2006.

Em termos mais gerais, a segurança da usina é garantida por uma série de procedimentos, que vão desde o licenciamento da tecnologia até o treinamento dos operadores. A Figura 11 mostra a estrutura brasileira.

Em primeiro lugar, há normas brasileiras e internacionais a serem cumpridas, que sofreram forte revisão após os acidentes mencionados. Os sistemas de segurança existem em duplicidade, com os elementos principais (medidores, acionadores, válvulas) em redundância. O licenciamento é feito pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) e por vários organismos internacionais, entre eles a IAEA (International Atomic Energy Agency) e a ABACC (Agência Brasileiro-Argentina de Contabilidade e Controle de Materiais Nucleares). Os operadores passam por rigoroso treinamento e reciclagem periódicas.

Finalmente, há a preocupação com os rejeitos radioativos, materiais que, após o seu processamento comercial, ainda emitem radioatividade. Os rejeitos são classificados em função de: estado físico, tipo de radiação emitida, atividade radioativa e decaimento da atividade (meia-vida). Em termos da atividade, podem ser de alta, média ou baixa. Segundo IPEN (Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares):

“Os rejeitos de baixa atividade são aqueles que não necessitam blindagem para serem manipulados; os de média atividade requerem o uso de blindagens para proteção dos operadores; e os de alta atividade requerem, além da blindagem, o constante resfriamento para remover o calor que geram continuamente” (IPEN, 2006).

Nas usinas nucleares brasileiras, após o tratamento (conforme o tipo: compactação, incineração, evaporação, filtração, lavagem de gases, etc.), os rejeitos de baixa e média atividades são acondicionados em tambores de 200 litros e estocados na própria usina (Figura 12), à espera de uma decisão sobre um repositório definitivo.

Os rejeitos de alta atividade são armazenados em piscinas refrigeradas, como mostra a Figura 13, também em caráter provisório, não só quanto ao local, mas quanto ao aproveitamento do plutônio e urânio residual (IPEN, 2006).

Nenhum país possui solução definitiva para os rejeitos de alta atividade (MIT, 2003, p. 63). A solução mais cogitada, conforme mencionado na nota técnica “Oferta de combustível nuclear: estrutura, produção e tecnologia”, é o depósito em rochas centenas de metros abaixo da superfície, onde ficariam por milhares de anos. Há um projeto americano de construir um depósito definitivo nas montanhas Yucca, no estado de Nevada, a 150 km de Las Vegas (EPA, 2005), onde os dejetos ficariam por um milhão de anos. Atualmente, estão em discussão as normas que deverão reger este depósito.

Figura 12 – Armazenagem de rejeitos radioativos de baixa e média atividades



Fonte: Oliveira, 2006.

Figura 13 – Piscina usada em Angra I



Fonte: Oliveira, 2006.

3. Aspectos operacionais

Num sistema elétrico de base hidráulica, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto mais flexível for esse regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pela apropriação possível do “excedente” hidráulico em períodos de hidrologia favorável.

De fato, a grosso modo, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as aflúências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

No entanto, as usinas nucleares apresentam particularidades que não só impedem seu uso em regime de complementação como também justificam sua alocação na base.

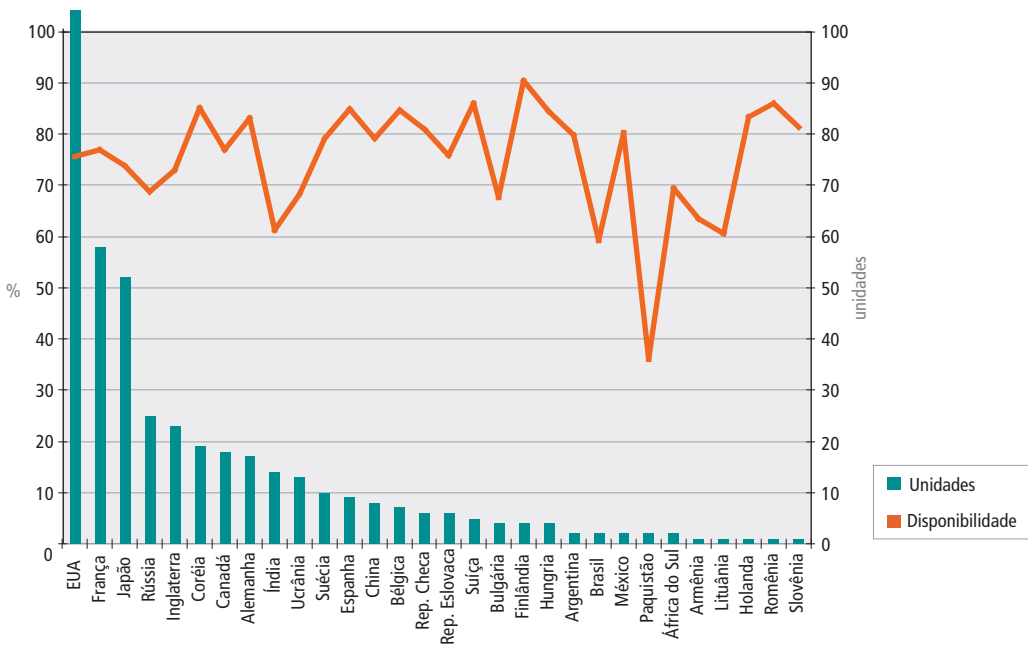
Para otimizar o uso do combustível e preservar a segurança de operação (queima uniforme, evitando o aparecimento de pontos quentes), as usinas nucleares devem operar em níveis constantes de potência. Em consequência, tendem a apresentar elevada geração mínima obrigatória (fator de capacidade mínimo), no caso das usinas de Angra superior a 70%.

As interrupções da geração da usina para a manutenção de seus equipamentos, tanto programadas quanto não programadas (forçadas), definem o fator de capacidade máximo que indica a disponibilidade da usina para despacho.

No caso das usinas nucleares, o tempo de parada para troca do combustível também é computado. A Eletronuclear (2005) prevê para Angra III vinte e sete paradas de 25 dias cada para a troca de combustível, ao longo dos 40 anos de vida da usina, correspondendo a uma troca de combustível a cada um ano e meio. Só a troca de combustível reduz a 95,3% a disponibilidade máxima da usina.

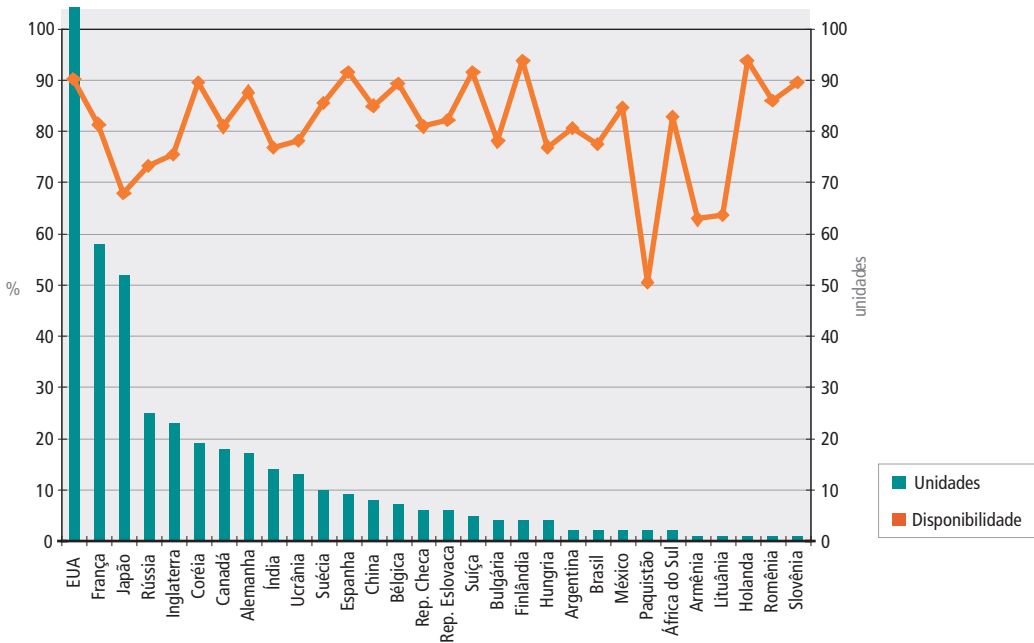
Até 2004, a média histórica mundial da nucleares girava por volta de 75%, como publicado pela IAEA e reproduzido na Figura 14. Nos últimos anos a média vem crescendo, tendo atingido cerca de 85% entre 2002 e 2004 (Figura 15).

Figura 14 – Fator de disponibilidade de unidades em operação comercial (até 2004)



Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

Figura 15 – Fator de disponibilidade 2002 – 2004



Fonte: EPE, a partir de IAEA, 2006.

Nesse aspecto, o Brasil apresenta um índice histórico bem baixo (somente acima do Paquistão), em especial durante a operação isolada de Angra I. Porém, analisando a performance de 2002-2004, os índices são bem melhores: 84,2% em 2002, 72,1% em 2003 e 77,2% em 2004.

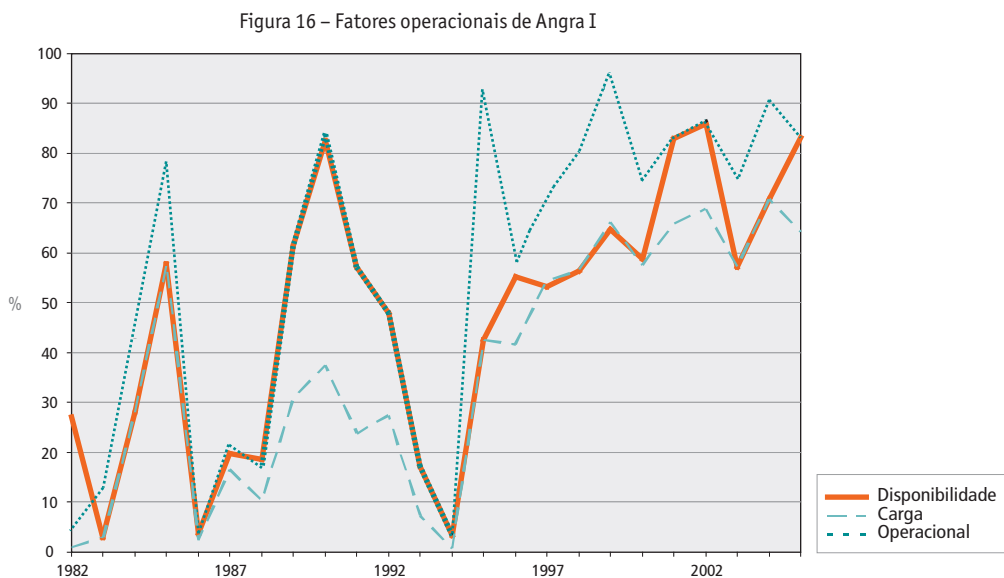
A Eletronuclear (2005) projeta para Angra III fatores de capacidade de 91,16% em anos com parada programada e 98% nos demais.

As usinas nucleares são prioritariamente alocadas na base em razão da baixa capacidade de tomada de carga. Tipicamente, tem taxa de variação de potência da ordem de 3% da potência nominal por hora (Lora e Nascimento em referência a Angra I e II), o que as torna pouco propícias ao acompanhamento da curva diária de carga e atendimento à demanda de ponta.

■ 3.1. Parque brasileiro

O Brasil possui duas usinas tipo PWR situadas no município de Angra dos Reis – RJ. Angra I, de tecnologia Westinghouse, teve sua construção iniciada em maio de 1971, foi conectada à rede elétrica em abril de 1982 e iniciou sua operação comercial em janeiro de 1985. A usina tem capacidade instalada de 657 MW, sendo 626 líquidos (disponíveis para a rede).

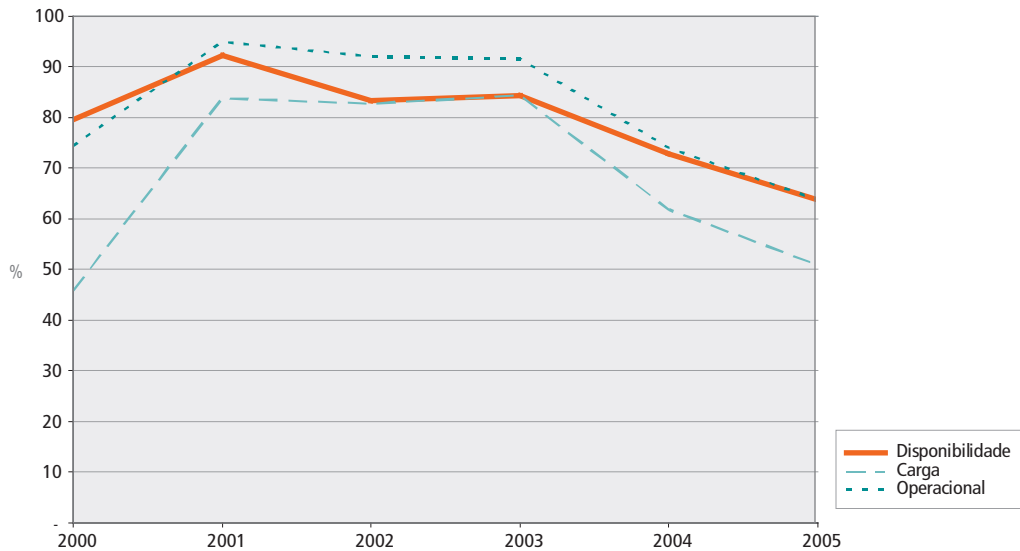
A Figura 16 mostra alguns fatores relacionados com a usina de Angra I. O fator operacional exprime a relação entre o número de horas em operação e o número total de horas do ano. Nota-se uma expressiva melhora nos últimos anos, a partir de 1997.



Fonte: Elaborado pela EPE, a partir de IAEA, PRIS, 2006.

Angra II é uma usina com reator PWR também, porém de tecnologia Siemens (empresa KWU – Kraftwerk Union A. G.), adquirida durante a vigência do acordo Brasil-Alemanha. A construção começou em janeiro de 1976, tendo entrado em operação comercial em fevereiro de 2001. A usina tem capacidade instalada de 1.350 MW, sendo 1.275 MW líquidos. Os fatores operacionais podem ser vistos na Figura 17, com início de operação bem mais regular que Angra I.

Figura 17 – Fatores operacionais de Angra II



Fonte: Elaborado pela EPE, a partir de IAEA, PRIS, 2006.

Angra III é uma usina com as mesmas características que Angra II, com potência bruta de 1.435 MW⁴, sendo 75 para consumo próprio – 1.360 MW líquidos (Eletronuclear, 2005). Angra III foi comprada da KWU em 1976, juntamente com Angra II. Diversos equipamentos foram adquiridos e o início das obras se fez em junho de 1984, tendo se estendido até abril de 1986, quando as obras foram paralisadas.

■ 3.2. Aspectos sócio-ambientais

As duas maiores preocupações de caráter sócio-ambiental com a operação de usinas nucleares são o risco de um acidente (nos moldes de Chernobil) e a disposição dos dejetos nucleares. Por outro lado, vem crescendo a preocupação com o aumento do efeito estufa e as mudanças climáticas, o que aumenta o interesse pelas usinas nucleares que, além de não emitir CO₂, também não emitem NO_x ou SO_x, causadores de poluição do ar⁵.

O risco é uma combinação de frequência e conseqüência (SOUZA JR e AROUCA, 2004). Embora a probabilidade de ocorrência de outro acidente semelhante ao de Chernobil seja muito pequena, as grandes conseqüências provocadas tornam o risco considerável. Além disso, a percepção de risco pela sociedade envolve vários fatores, muitos deles desfavoráveis para a geração nuclear: exposição involuntária ao risco, sensação de descontrole sobre o risco, desconhecimento ou incerteza quanto às conseqüências, que podem ser catastróficas, com grande número de vítimas, benefícios associados ao risco (pode ser um fator atenuante, se bem percebido), riscos tecnológicos x naturais (os primeiros são vistos com maior severidade).

Os acidentes ocorridos em Three Miles Island e Chernobil provocaram uma revisão nos procedimentos operacionais e de segurança. As técnicas de segurança passiva, pelas quais, em falha, o sistema vai para uma situação segura, também contribuem para minimizar o risco de catástrofe, embora não o afaste.

4 Consideradas já algumas mudanças de parâmetros do reator (ELETRONUCLEAR, 2005).

5 "Observa-se que a oposição à utilização de energia nuclear está começando a diminuir. Na Suécia já existe um grupo ambientalista que defende o uso de energia nuclear, denominado "Environmentalists for Nuclear Energy" (ELETRONUCLEAR, 2006).

O outro problema é o destino do chamado lixo atômico, separado segundo a sua atividade radioativa: alta, média e baixa. O maior problema é a duração desta atividade, que se prolonga por milhares de anos, deixando para as gerações futuras o gerenciamento do problema. Há hoje, entretanto, um método experimental (quatro estações nos EUA) que propõe um tratamento para reduzir a atividade a 300 anos, à custa de um consumo de energia de 10% do produzido (debate na EPE, 2006).

A entrada em vigor do Protocolo de Kioto (PNUD, 2005), ainda que com aprovação de países responsáveis por apenas 62% das emissões, traz novo alento à geração de eletricidade por fissão nuclear, não emissora de gases de efeito estufa. A sua possível prorrogação após 2012 em bases mais severas⁶ (a atual prevê a redução de 5,2% das emissões em relação às de 1990) poderá realçar este aspecto.

Existe hoje, também, o desenvolvimento de projetos utilizando alta temperatura para dessalinização e geração de hidrogênio, aproveitando o calor residual da reação em usinas nucleares (RHODES e BELLER, 2000). A opção de dessalinização pode ser interessante em cidades litorâneas do nordeste com problemas de abastecimento de água (Recife, por exemplo).

4. Custos

Os custos de geração, também denominados custos diretos, incluem três componentes principais: investimento, operação e manutenção (O&M) e combustível.

No caso das usinas termonucleares, os custos de investimento representam cerca de 60% dos custos de geração, enquanto que O&M e combustível representam cerca de 20% cada. Os custos incorridos no descomissionamento das usinas, embora relativamente elevados (entre 10 e 20% do custo de investimento), têm menor peso econômico por serem desembolsados apenas ao final da vida útil das usinas.

■ 4.1. Custos de investimento

A maior parcela no custo de uma usina termonuclear é o capital. As referências internacionais usam a categoria *overnight costs* para designar o custo da construção excluindo os gastos com juros (UNIVERSITY OF CHICAGO, 2004, p. A2-5). Acrescentam os autores que, *“como as plantas não são de fato construídas em uma noite, o custo total de capital por kW pode variar, dependendo do tempo de construção e do financiamento”*. Para uma usina ABWR, por exemplo, o custo de capital representa um terço da taxa de equilíbrio da energia gerada, e os juros por mais um quarto.

O custo de capital engloba o chamado EPC (*engineer-procure-construct*, uma forma de contratação em que o contratado assume desde o projeto básico até o comissionamento da usina), ou outra forma de construção e montagem, representando cerca de 85% do total, e custos de contingência, do proprietário e “FOAKE”, que serão explicados em seguida.

O EPC pode ser dividido em custos diretos e indiretos. Os custos diretos são os dos equipamentos e a respectiva mão-de-obra para montá-los, representando 70% do EPC. Os custos indiretos são para engenharia de supervisão e apoio, e alguns materiais.

⁶ “ (...) alguns cientistas estimam que as metas de redução estabelecidas pelo Protocolo de Kioto não são suficientes. As emissões teriam de ser cortadas em cerca de 60% para que houvesse uma diferença efetiva, o que deveria provocar um impacto econômico global bastante significativo” (PNUD, 2005).

Acrescentar custos para contingências é uma maneira do vendedor se proteger de algo que não saia de acordo com o previsto, já que se está falando de tecnologias novas. A depender da estrutura montada e da negociação, ele pode ser até anulado. Custos do proprietário são custos pagos para teste *in situ*, treinamento de pessoal (que pode levar até alguns anos), inspeções, etc. Custos “FOAKE” (*first-of-a-kind engineering*) representam uma compensação pelo custo de desenvolvimento da tecnologia, que podem variar entre 300 e 600 US\$ milhões e podem acrescentar até 30% a mais no preço do primeiro reator vendido.

Dos custos de EPC, 60% são para equipamentos, 25% para mão-de-obra e 15% para materiais.

Outra consideração que pode reduzir o preço de venda é o aprendizado com instalações anteriores de mesmo tipo (*learning by doing*), excluídos os custos FOAKE. Isto inclui melhorias no processo fabril, construções semelhantes no mesmo sítio e contíguas que possam aproveitar a mesma equipe, ou padronizações que possam advir da experiência.

Enfim, como se está falando de tecnologias novas, muitas incertezas acabam influenciando no custo. A Universidade de Chicago (2004) acaba resumindo, como na Tabela 2, as incertezas no custo de capital por grau de maturação da tecnologia adotada. Para a distribuição dos custos pelos itens mencionados, a Tabela 3 pode servir de exemplo.

Tabela 2 – Custos de capital em US\$/kW (2003)

Caracterização do reator	Mínimo	Médio	Alto
Média para projetos maduros	1.080	1.200	1.320
Novos projetos, FOAKE não pago	1.350	1.500	1.650
Projetos avançados, FOAKE não pago	1.620	1.800	1.980

Fonte: University of Chicago, 2004.

Tabela 3 – Distribuição percentual de custos de capital (ABRW, projeto maduro)

Item	Fábrica	Local		Outros	Total
		Mão-de-obra	Material		
Custos diretos	37,3	15,4	7,1		59,8
Estrutura	1,6	7,7	4,5		13,8
Reator	17,0	2,5	0,9		20,4
Turbina	12,5	1,7	0,5		14,7
Sistema elétrico	2,5	1,3	0,6		4,4
Miscelânea	1,5	1,2	0,4		3,1
Rejeição de calor	2,2	1,0	0,2		3,4
Custos indiretos	14,2	5,6	5,1		24,9
Construção	3,5	5,0	4,5		13,0
Engenharia	6,4				6,4
Supervisão	4,3	0,6	0,6		5,5
Outros					15,3
Proprietário				5,1	5,1
Contingência				10,2	10,2
FOAKE				(*)	-
Total	51,5	21,0	12,2	15,3	100,0

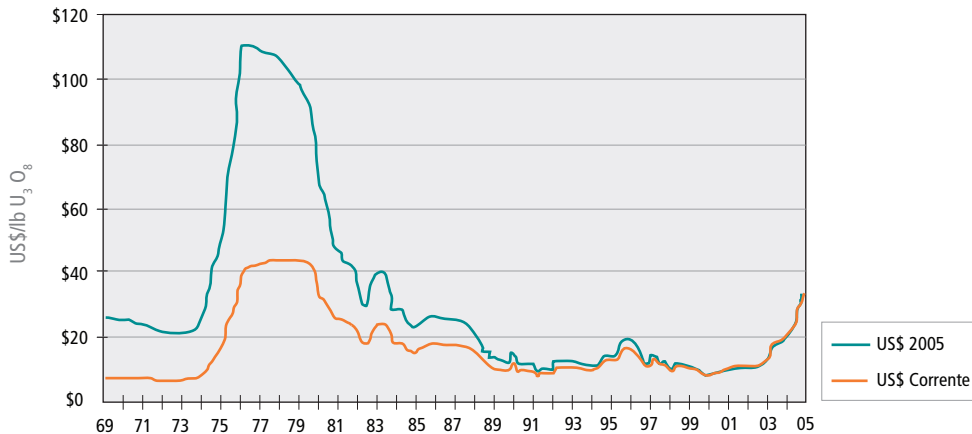
Nota: (*) já pago.

Fonte: University of Chicago, 2004.

4.2. Custo de combustível

Após um crescimento espetacular nos anos 70, coincidindo com o “boom” inicial da indústria eletrônica nuclear e a crise do petróleo, o preço do óxido de urânio (U_3O_8) no mercado *spot* internacional permaneceu, por mais de uma década, relativamente estável, por volta de 11,00 US\$/lb, abaixo dos custos de extração. A partir de outubro de 2003, o preço do urânio novamente assumiu trajetória acentuada de alta, atingindo 43,00 US\$/lb em maio de 2006, ainda assim distante dos preços praticados nos anos 70 (Figura 18).

Figura 18 – Evolução histórica do preço do óxido de urânio (U_3O_8)



Fonte: Nuexco Exchange Value, 1968 - 1986 , Present Ux 03 U8 Price, 1987 .

Consideradas as sucessivas etapas de transformação do óxido de urânio, custos das etapas e reduções de peso do óxido ao longo das etapas, como indicado na Tabela 4, pode-se calcular de forma aproximada o custo final do combustível nuclear.

Tabela 4 – Custo do combustível nuclear

Etapa	Peso (equivalente)		Custo	Custo da etapa
	kg	US\$ / kg	US\$	US\$
Óxido de urânio	8,0	94,82	758,56	
Conversão	7,0	11,50	80,50	
Enriquecimento	4,8	127,00	609,60	
Fabricação	1,0	240,00	240,00	
Custo total (1 kg)				1.688,66

Fonte: Uranium Information Centre Ltd.

Finalmente, considerando-se ainda o poder calorífico de 3.400 GJoule por quilo de urânio enriquecido e eficiência de transformação igual a 10.347 BTU/kWh, chega-se a um custo de combustível próximo a 6,38 US\$/MWh (fator de capacidade de 85%).

A Tabela 5 apresenta referências internacionais de custo do combustível nuclear referidos a um fator de capacidade de 85%. A Eletronuclear estima em 18,00 R\$/MWh o custo do combustível da usina de Angra III, correspondente, nas bases consideradas neste trabalho, a 8,22 US\$/MWh.

Tabela 5 – Custo de combustível (US\$/MWh, base fator de capacidade de 85%)

UC	MIT	T & R	CERI	RAE
4,35	4,86	3,94	3,85 / 2,21	7,97

Legenda: UC – University of Chicago, 2004; MIT – Massachusetts Institute of Technology, “The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary Study”, 2003; T & R – Tarjanne & Rissanen, Least-Cost Option for Baseload Electricity in Finland, 2000; CERI – Canadian Energy Research Institute, “Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for baseload Generation in Ontario”, 2004; e RAE – Royal Academy of Engineering, “The Costs of Generating Electricity”.

■ 4.3. Custos de operação e manutenção

A otimização econômica do despacho das usinas num sistema hidrotérmico, que objetiva minimizar o custo incremental de geração, exige a identificação dos custos fixos e variáveis de operação e manutenção. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade, como indicado anteriormente.

Os custos variáveis de O&M, em geral, estão associados aos produtos químicos, óleos e lubrificantes consumidos na mesma proporção da energia gerada. Os custos fixos estão associados a salários, seguros e demais despesas que independem da geração da usina. Nas usinas nucleares, gastos decorrentes da manutenção dos rejeitos gerados pela usina ao longo de sua vida útil também são computados como custo fixo.

Referências internacionais são apresentadas na Tabela 6. Deve-se observar que aquelas assinaladas com (*) não fazem distinção entre custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos informados são calculados como se fossem variáveis, relacionando-se o gasto anual em O&M com a energia efetivamente gerada, através de um fator de capacidade médio da usina.

Tabela 6 – Custos de O&M (originais ajustados para fator de capacidade igual a 85%)

Custos de O&M	Referência de informação				
	UC	MIT	T & R	CERI (*)	RAE (*)
Custo fixo (US\$/kW.ano)	60,00	63,00	1,5% **	-	-
Custo variável(US\$/MWh)	2,10	0,47	4,39	10,45 / 12,42	8,97

Nota: (**) Percentual do custo de investimento.

Legenda: UC – University of Chicago, 2004; MIT – Massachusetts Institute of Technology, “The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary Study”, 2003; T & R – Tarjanne & Rissanen, Least-Cost Option for Baseload Electricity in Finland, 2000; CERI – Canadian Energy Research Institute, “Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for baseload Generation in Ontario”, 2004; e RAE – Royal Academy of Engineering, “The Costs of Generating Electricity”.

Deve-se ressaltar que os custos indicados pelo CERI referem-se especificamente aos modelos ACR-700 (2 x 700 MW) e CANDU 6 (1.346 MW).

A Eletronuclear estima em 213,2 milhões de reais por ano os custos operacionais da usina de Angra III, valor correspondente a 8,31 US\$/MWh, nas bases consideradas neste trabalho.

■ 4.4. Tempo de construção

Um parâmetro importante para a análise econômica de empreendimentos de geração é o tempo de construção, que determina as despesas financeiras incorridas (juros durante a construção).

O estudo da Universidade de Chicago sugere que se adote como referência o tempo de 7 anos e apresenta os valores indicados na Tabela 7.

Tabela 7 – Tempo de construção

País	Média	Mínimo	Máximo	Desvio-padrão	Ano início da última planta
EUA	9,3	3,4	23,4	3,80	1977
França	6,7	4,3	16,3	2,00	1985
Início após 1993(*)	5,3	4,5	7,2	0,75	2001

Nota: (*)China, Índia, Japão e Coréia
Fonte: University of Chicago, 2004.

Para os modelos ACR e CANDU, o CERI sugere 6 anos de construção.

■ 4.4.1. Descomissionamento

O descomissionamento das usinas nucleares é um aspecto técnico da geração termonuclear que não pode ser ignorado. O plano de descomissionamento das usinas inglesas (NDA Strategy, aprovado pelo governo britânico em 30 de março próximo passado), estima em 121 US\$ bilhões o custo do desmantelamento do parque nuclear Britânico, constituído de 20 usinas nucleares do tipo Magnox.

O mesmo documento estabelece prazo superior a 100 anos entre a parada final de uma usina Magnox e o desmonte do reator e limpeza do terreno da usina.

A IAEA define três opções para o descomissionamento das usinas nuclear, adotadas internacionalmente:

- Desmontagem imediata (ou Decon, nos Estados Unidos), opção que propõe a desmontagem e remoção relativamente rápida (em torno de 10 anos) dos equipamentos e estruturas contaminadas;
- *Safe Enclosure* (ou *Safestor*), opção que adia a remoção por prazo de 40 a 100 anos até que ocorra significativa redução da radiação; e
- *Entombment*, opção que propõe o encapsulamento das partes contaminadas da usina em estrutura de concreto por prazo indeterminado até que a radiação remanescente não seja mais problema.

As duas últimas opções tendem a reduzir os custos de descomissionamento, porém agregam custos adicionais de manutenção e monitoramento.

Os principais fatores que afetam os custos de descomissionamento são:

- o estado final pretendido para o terreno: se a área será “devolvida” à natureza ou aproveitada para uso industrial ou nuclear;
- as normas de regulação exigidas pelo país, inclusive na classificação do material a dispor;
- a opção assumida (desmontagem imediata, *safe enclosure* ou *entombment*);
- o tipo e a potência do reator, bem como sua história operacional (ocorrência de vazamentos, etc.).

As etapas associadas ao descomissionamento são:

- desmontagem e remoção das partes não radioativas;
- retirada do combustível irradiado;
- armazenamento e tratamento do combustível, inclusive o irradiado ao longo da vida útil, e demais rejeitos;

- transporte e disposição final dos rejeitos radiativos;
- mitigação da contaminação do solo; e
- recuperação da paisagem.

A composição estimada dos custos de descomissionamento é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8 – Composição dos custos de descomissionamento

Etapas do descomissionamento	Custos (%)
Desmontagem	25-35
Tratamento dos rejeitos e disposição	17-43
Segurança, supervisão e manutenção	8-13
Limpeza do sítio e recuperação da paisagem	5-13
Engenharia, gerenciamento e apoio	5-25

A experiência mundial, relativamente escassa e recente, em descomissionar usinas nucleares reflete-se na variação das estimativas de custo dessa atividade. Nos EUA, as estimativas inicialmente feitas estão sendo revistas para baixo em razão da experiência que vem sendo adquirida. Atualmente, trabalha-se com um valor médio de 325 US\$ milhões por reator.

A Agência de Energia Nuclear da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico)⁷ elaborou uma pesquisa sobre custos de descomissionamento (NEA, 2003), respondida por 26 países, inclusive o Brasil, cujos resultados são transcritos na Tabela 9.

Tabela 9 – Custos de descomissionamento de reatores PWR

	País	Nº de unidades	Potência unit. (MW)	Potência total (MW)	Custo total (US\$ x 10 ⁶)	Custo unitário (US\$/kW)
Desmontagem imediata	Bélgica	2	412	824	280	340
	Bélgica	1	1.009	1.009	213	211
	Alemanha	1	1.200	1.200	315	263
	Itália	1	270	270	245	907
	Eslovênia	1	707	707	332	470
	África do Sul	2	944	1.888	317	168
	Espanha	1	1.000	1.000	166	166
	Suécia	1	917	917	85	93
	Suiça	2	380	760	259	341
	Suiça	1	1.020	1.020	238	233
	EUA	1	587	587	452	770
	EUA	1	900	900	379	421
	EUA	1	1.155	1.155	296	256
	EUA	2	1.085	2.170	904	417
Safe Enclosure	Brasil	1	657	657	198	301
	Brasil	1	1.350	1.350	240	178
	França	58	1.070	62.060	13.973	225
	Alemanha	1	1.200	1.200	331	276
	Japão	1	1.160	1.160	470	405
	Holanda	1	481	481	168	349
	Eslovênia	1	707	707	152	215

Fonte: NEA, 2003.

⁷ NEA/OECD: Nuclear Energy Agency da Organisation for Economic Co-Operation and Development.

A média resultante de 82 reatores declarados foi de 217 US\$/kW instalado, variando tipicamente entre 200 e 450 US\$/kW.

Para usinas tipo PWR a opção de desmontagem imediata mostrou um custo médio próximo a 360 US\$/kW, cerca de 25% mais elevado que a opção *Safe Storage*. Os resultados obtidos para reatores VVER não foram muito diferentes e um pouco maiores para os BWR, entre 300 e 550 US\$/kW.

Variam também as formas de provisão de fundos para o custeio das atividades de descomissionamento e, em consequência, da alocação dos custos no fluxo de caixa dos empreendimentos:

- o pré-pagamento, ou depósito em conta específica destinada exclusivamente ao custeio das despesas de descomissionamento;
- Carta de Crédito ou apólice de seguro como garantia de disponibilidade de recursos para custeio das despesas de descomissionamento ao final da vida útil da usina; e
- a constituição de *sinking fund* através de depósitos periódicos de parcela específica da tarifa de venda da energia elétrica gerada (forma utilizada nos Estados Unidos).

Em termos de fluxo de caixa, a segunda forma de provisão de fundos é equivalente à primeira se o custo do descomissionamento for descontado à taxa interna de retorno do projeto (igual valor presente líquido). No caso de constituição de *sinking fund*, a taxa de capitalização do fundo pode ser diferente da taxa interna de retorno do projeto.

■ 4.5. Encargos setoriais

Além dos custos de investimento e operacionais, compõem o custo da geração termonuclear interligada ao sistema elétrico vários encargos setoriais, sendo os principais os referentes ao uso do sistema de transmissão, cuja tarifa é conhecida pela sigla TUST, à taxa de fiscalização, instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e à obrigação de aplicação de programas de pesquisa e desenvolvimento⁸.

A TUST é fixada pela ANEEL para cada empreendimento de geração, tendo em conta o disposto nas Resoluções nºs 281 e 282, de 1º de outubro de 1999, que estabeleceram, respectivamente, as condições gerais para a contratação do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como a metodologia nodal para a simulação e estabelecimento da TUST e os parâmetros regulatórios a serem utilizados nessas simulações para obtenção das tarifas (ANEEL, 2005). Em junho de 2004, por meio da Resolução Normativa nº 67, a ANEEL atualizou os critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN e da TUST, definindo a parcela dessa tarifa aplicável a todos os usuários do SIN, entre os quais se incluem os geradores.

Em 30 de junho de 2005, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 150, que, entre outras providências, estabeleceu o valor das tarifas de uso do sistema de transmissão aplicáveis a centrais geradoras. Essa resolução fixou as tarifas, para o biênio 2005/2006, aplicáveis a Angra I e Angra II, as únicas termonucleares em operação no Brasil. O valor estabelecido é de R\$ 1,609/kW.mês.

⁸ Existem, ainda, encargos destinados a cobrir custos da conta de consumo de combustíveis - CCC, cujos recursos financiam, principalmente, a geração térmica nos sistemas isolados da Região Norte e a compor o fundo da conta de desenvolvimento energético - CDE, aplicado, principalmente, no financiamento de fontes alternativas de energia.

A taxa de fiscalização incidente sobre a geração é disciplinada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, determinada pela seguinte fórmula:

$$TF_g = P \cdot G_u, \text{ onde } G_u = 0,5\% B_g$$

sendo:

P = potência instalada, expressa em kW; e

B_g = valor unitário do benefício anual decorrente da atividade de geração⁹, expresso em R\$/kW.

Por fim, a obrigação de aplicação de recursos em programas de pesquisa e desenvolvimento é definida em lei como sendo de 1% da receita anual.

■ 4.6. Impostos e tributos

Para chegar-se à composição final dos custos da geração nuclear, tem-se que considerar os impostos e tributos incidentes sobre a atividade. Estes podem ser classificados em dois grupos: os incidentes sobre a receita, quais sejam PIS, COFINS e CPMF, e o Imposto sobre a Renda (IR) e a Contribuição Social (CSLL), ambos tendo como base de cálculo o lucro líquido.

Para a geração nuclear, as alíquotas aplicáveis no cálculo desses impostos e tributos são:

- PIS = 1,65%;
- COFINS = 7,60%;
- CPMF = 0,38%;
- IR = 25%; e
- CSLL = 9%.

5. Avaliação econômica

■ 5.1. Bases de cálculo

A avaliação econômica aqui apresentada tem como objetivo determinar o menor preço de venda da energia assegurada de uma usina termonuclear, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (tarifa de equilíbrio).

Embora expressa como uma tarifa monômnia nesta nota técnica, essa tarifa de equilíbrio pode ser desagregada numa tarifa binômnia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anualizado do capital (R\$/kW.ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

Para a avaliação das usinas nucleares, os fatores de capacidade crítico e médio (que determinam a energia assegurada e a geração média esperada) foram obtidos a partir da simulação estática do sistema hidrotérmico, considerando-se um custo marginal de operação de R\$ 130/MWh (56,52 US\$/MWh).

⁹ Para o caso de uma usina, esse benefício pode ser aproximado pela receita anual da usina deduzida da despesa de acesso e uso do sistema de transmissão.

Os fatores de capacidade mínimo (despacho mínimo obrigatório) e máximo considerados foram de 80% e 90%, respectivamente, e a eficiência da usina nuclear de 33%, correspondente a um *heat rate* de 10.347 BTU/kWh.

Como custo fixo de operação e manutenção, assumiu-se o valor de 60,00 US\$/kW.ano e, tanto para o custo de O&M variável quanto para o custo de combustível, assumiu-se um valor de 8,0 US\$/MWh para um fator de capacidade médio de 85%.

O custo unitário da potência instalada foi parametrizado entre 1.300 US\$/kW e 2.200 US\$/kW e o prazo de construção, até o início da operação comercial, estimado em 7 anos, com desembolsos anuais de 8%, 21%, 27,1%, 12%, 7,2% e 5,1%, no ano final de construção. Considera-se, por hipótese, que todas as receitas e despesas referentes a um determinado período são concentradas ao final deste período.

Como custo de descomissionamento, admitiu-se o valor de 350 US\$/kW ao final da vida útil da usina. Para custeio dessa despesa, optou-se pela constituição de *sinking fund* capitalizado à taxa de juros de 4,99% ao ano (média histórica dos papéis do Tesouro norte-americano, considerados livres de risco).

A vida útil estimada em projetos para usinas nucleares vai de 30 a 60 anos. A tendência atual é considerar a vida útil mais longa, de 40 a 60 anos (UNIVERSITY OF CHICAGO, 2004), ao invés dos 30 anos considerados tradicionalmente.

Para o custo de capital, considerar um ou outro valor não traz diferenças significativas. Com efeito, para a taxa de desconto de 10% ao ano, o fator de recuperação de capital em 50 anos é apenas 5% inferior ao fator para 30 anos. Essa diferença é ainda menor para taxas de desconto mais elevadas (por exemplo, para a taxa de 15% ao ano, reduz-se para 1,4%).

Na análise aqui apresentada, admitiu-se como vida útil das instalações o prazo de 40 anos, e de 30 anos o prazo de depreciação dos investimentos.

No cálculo da tarifa de equilíbrio foram considerados ainda os seguintes encargos e impostos:

Encargos setoriais

- Custo de acesso e uso da rede (TUST): R\$ 2,2 kW.mês;
- Taxa de fiscalização (ANEEL): 0,5% da receita; e
- Investimento em pesquisa e desenvolvimento: 1% da receita líquida.

Impostos sobre a receita

- alíquota do PIS = 1,65%;
- alíquota da COFINS = 7,60%; e
- alíquota da CPMF = 0,38%.

Impostos sobre o resultados

- alíquota do IR = 25%; e
- alíquota da CSLL = 9%.

A taxa de câmbio utilizada foi de 2,30 R\$/US\$.

A taxa interna de retorno do projeto foi parametrizada entre 8% e 12%. Uma discussão mais detalhada so-

bre a composição da taxa de retorno é apresentada na nota técnica 36 – “Caracterização Técnica e Econômica de Usinas Hidrelétricas” (EPE, 2006).

■ 5.2. Resultados

A análise econômica realizada, parametrizada em relação ao custo unitário de instalação da usina e taxa interna de retorno exigida pelo investidor, buscou calcular a tarifa monômnia, expressa em R\$/MWh, suficiente para a remuneração dos investimentos e custos incorridos na geração de energia elétrica.

Para cada alternativa de custo de instalação e taxa de retorno, para permitir uma avaliação do impacto dos encargos e impostos sobre o valor final, foram calculadas:

- uma tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, desconsiderados todos os impostos e encargos incidentes sobre a atividade (custo de produção);
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, incluídos os encargos setoriais porém desconsiderados todos os impostos;
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, incluídos os encargos setoriais e impostos sobre a receita, porém desconsiderados os impostos sobre os resultados; e,
- uma tarifa que remunera os custos de instalação e geração, considerados todos os impostos e encargos incidentes sobre a atividade (tarifa de equilíbrio).

Os resultados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Tarifa de equilíbrio para a geração nuclear (R\$/MWh)

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
Taxa de desconto de 8% ao ano				
1300	113,14	114,49	124,93	142,53
1550	121,47	122,90	133,99	154,97
1800	129,80	131,31	143,05	167,41
2050	138,13	139,73	152,11	179,86
2300	146,46	148,14	161,17	192,30
Taxa de desconto de 10% ao ano				
1300	125,75	127,22	139,02	163,88
1550	136,50	138,08	150,79	180,43
1800	147,26	148,95	162,56	196,97
2050	158,01	159,81	174,33	213,52
2300	158,76	170,67	186,10	230,07
Taxa de desconto de 12% ao ano				
1300	140,04	141,65	154,99	188,07
1550	153,54	155,29	169,83	209,27
1800	167,04	168,93	184,67	230,48
2050	180,54	182,57	199,51	251,68
2300	194,04	196,20	214,35	272,88

Deve ser ressaltado que os valores de tarifa apresentados já incorporam o custo relativo à constituição do fundo necessário ao descomissionamento, no valor de 0,95 R\$/MWh. Admitiu-se que sobre esse fundo não incidem encargos setoriais nem impostos.

6. Comentários finais

A geração de energia elétrica a partir da energia da fissão atômica foi severamente impactada com o acidente de Chernobyl de 1986. Poucas usinas foram construídas desde então, notadamente, nos países da ODCD, seus principais usuários. No entanto, três fatos parecem trazer novamente à tona, em um futuro próximo, este tipo de geração: as novas tecnologias em desenvolvimento, trazendo mais segurança, menores custos de investimento, maior disponibilidade operacional e redução do tempo de decaimento da atividade do lixo atômico; a necessidade de evitar mais emissões de gases de efeito estufa; e, a necessidade de confiabilidade no suprimento de energia, principalmente no tocante ao uso de recursos provenientes de outros países.

Reatores de terceira e quarta gerações, previstos para o período de 2020-2030, podem entrar no leque de opções de expansão neste período. As tecnologias são basicamente as mesmas, com projetos direcionados para segurança inerente, maior eficiência da transformação calor-energia elétrica, maior disponibilidade do combustível e menores custos.

A solução definitiva para a disposição dos rejeitos ainda não foi estabelecida por nenhum país. A experiência mais avançada é a dos EUA com o depósito nas montanhas Yucca, no Nevada, ainda em processo de estabelecimento de normas. Mesmo assim, o desenvolvimento tecnológico das usinas nucleares aponta no sentido de redução dos rejeitos radioativos, reduzindo custos e riscos associados.

O Brasil tem vantagens competitivas em relação à energia nuclear, que não podem ser desprezadas do ponto de vista estratégico: boas reservas do mineral, domínio da tecnologia de enriquecimento e experiência no setor. Para viabilização da geração nuclear com base nas reservas e produção brasileira do combustível, pode-se tomar como referência um gasto de cerca de 24 toneladas anuais de urânio enriquecido para cada 1.000 MW de potência instalada, quantidade essa correspondente a 191 toneladas por ano de óxido de urânio.

7. Referências bibliográficas

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª edição. Documento em Adobe PDF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 3.fev.2006. Brasília: ANEEL, 2005.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração - BIG**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 27.fev.2006.
- CERI – Canadian Energy Research Institute. **Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate technologies for Baseload Generation in Ontario**. Agosto 2004.
- CNEN - COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR. Sítio contendo informações sobre a produção e uso de material nuclear. Disponível em: <http://www.cnen.gov.br>. Acesso em: 15.mar.2006.
- COSTA, C. M. L. Acordo Nuclear Brasil – Alemanha. Disponível em: http://www.cpdoc.fgv.br/nav_fatos_imagens/htm/fatos/AcordoNuclear.asp. Acesso em: 14.mar.2006.
- ELETRONUCLEAR. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 – 2015**. Abril.1994.
- ELETRONUCLEAR. DT/SG.T/GPO.T revisão 2 (22.nov.2005). **Angra 3 – Avaliação Econômico-Financeira do Empreendimento**. Eletronuclear, 2005.
- ELETRONUCLEAR. Sítio contendo informações sobre a empresa e a produção e uso da energia nuclear no Brasil e no mundo. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em: 13.mar.2006.
- EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **New Reactor Designs**. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear>. Acesso em 30.mar.2006.
- EPA – US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Background on Proposed Facility at Yucca Mountain**. October 2005. Disponível em: <http://www.epa.gov/>. Acesso em: 4.abr.2006.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Debate sobre energia nuclear. Rio de Janeiro: EPE, 23.fev.2006a.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia de Longo Prazo 2030. Nota Técnica 36 – “**Caracterização Técnica e Econômica de Usinas Hidrelétricas**”. EPE: Rio de Janeiro, 2006b.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015.**: EPE: Rio de Janeiro, 2006c.
- IAEA - INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. Sítio contendo informações sobre a tecnologia nuclear e seu uso no mundo. Disponível em: <http://www.iaea.org/>. Acesso em: 15.mar.2006.
- INB - INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL S.A. Sítio contendo informações sobre o ciclo do combustível nuclear. Disponível em: <http://www.inb.gov.br/>. Acesso em: 15.mar.2006.
- IPEN – INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES. Sítio contendo informações sobre o uso da energia nuclear e outras. Disponível em: <http://www.ipen.br/>. Acesso em: 15.mar.2006.
- LORA, E. E. S. e NASCIMENTO, M. A. R. **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2 vol.
- MIT - MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary Mit Study**. 180 p. ISBN 0-615-12420-8. 2003.
- NEA/ODCD – NUCLEAR ENERGY AGENCY. **Decommissioning Nuclear Power Plants**. Policies, Strategies and Costs. ODCD, 2003.

NEA/ODCD – NUCLEAR ENERGY AGENCY. **Projected Costs of Generating Electricity**. 2005 Update. ODCD, 2005.

NEI – NUCLEAR ENERGY INSTITUTE. Sítio contendo informações sobre energia nuclear. Disponível em: <http://www.nei.org>. Acesso em: 3.mar.2006.

NUCLEP. Sítio contendo informações sobre a fabricação de equipamentos e componentes para o ciclo eletronuclear no Brasil. Disponível em: <http://www.nuclep.gov.br>. Acesso em: 15.mar.2006.

OLIVEIRA, E. C. **Programa Brasileiro de Geração Nuclear**. Slides em PowerPoint. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em: 13.mar.2006.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Sítio contendo informações sobre características e desempenho do sistema elétrico brasileiro. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 20.fev.2006.

PNUD – PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO. **Tratado prevê redução de 5,2% em emissões de carbono**. Disponível em: <http://www.pnud.org.br/noticias/>. Acesso em: 21.mar.2006. Kioto, 15.fev.2005.

RHODES, R. e BELLER, D. The Need for Nuclear Power: Viewpoint on the World's Challenging Energy Future. In **IAEA Bulletin, 42/2/2000**, p. 43 – 50. 2000.

ROSA, L. P. **Aspectos da Segurança dos Reatores Relacionados à Transferência de Angra I e II de Furnas para a Nuclen**. 1997. Disponível em: <http://www.ivig.coppe.ufrj.br>. Acesso em: 15.mar.2006.

SOUZA JR e AROUCA, M. C. **Análise e Gerenciamento de Risco no Setor de Energia**. Apresentações em PowerPoint de disciplina no curso de doutorado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro: COPPE, 2004.

TOLMASQUIM, M. T. (coordenador). **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

UNIVERSITY OF CHICAGO. **The Economic Future of Nuclear Power**. August.2004. Disponível em: <http://nuclear.gov/reports>. Acesso em: 16.mar.2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia

GERAÇÃO TERMONUCLEAR: POTENCIAL DE GERAÇÃO

SUMÁRIO

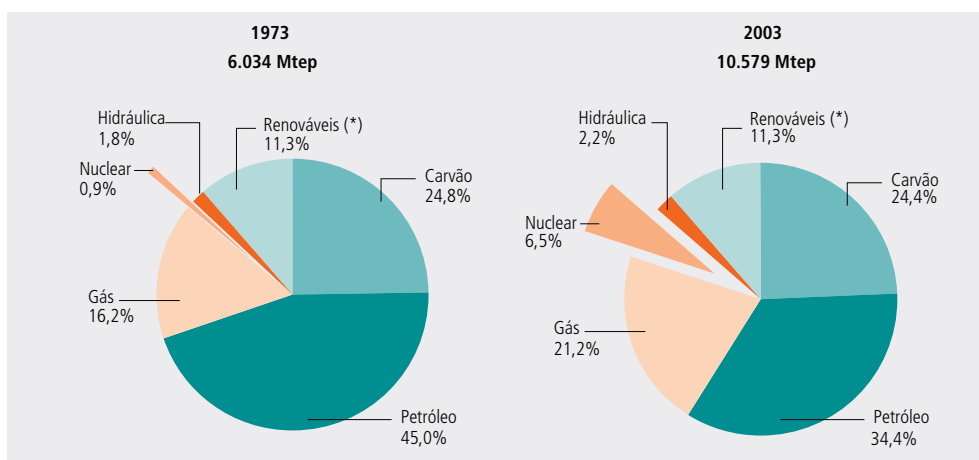
1. Introdução	89
2. Disponibilidade de urânio	94
3. Disponibilidade do combustível nuclear	95
4. Cenário tecnológico	97
5. Potencial de geração.....	100
5.1. Introdução.....	100
5.2. Hipóteses de cálculo: reservas.....	101
5.3. Hipóteses de cálculo: consumo de combustível	102
5.4. Hipóteses de cálculo: fator de capacidade.....	104
5.5. Resultados	105
6. Rejeitos.....	105
7. Descomissionamento	107
8. Conclusões.....	108
9. Referências bibliográficas	110

1. Introdução

O urânio figura como uma fonte de energia primária no mundo a partir da década de 70 do século passado. Apesar da virtual paralisação da expansão da geração nuclear após os acidentes de Three Miles Island – TMI (1979) e Chernobyl (1986), surgiram números expressivos para o crescimento da opção nuclear quando se toma em perspectiva a evolução do urânio na oferta mundial de energia.

Com efeito, conforme dados da International Energy Agency (2005), em 1973, somente 0,9% da oferta mundial de energia era de origem nuclear. Apenas 30 anos depois, em 2003, essa participação tinha evoluído para 6,5% (ver Figura 1).

Figura 1 – Oferta mundial de energia primária



Nota: (*) inclui combustíveis renováveis, rejeitos orgânicos, geotermia, energia solar, eólica, e etc.

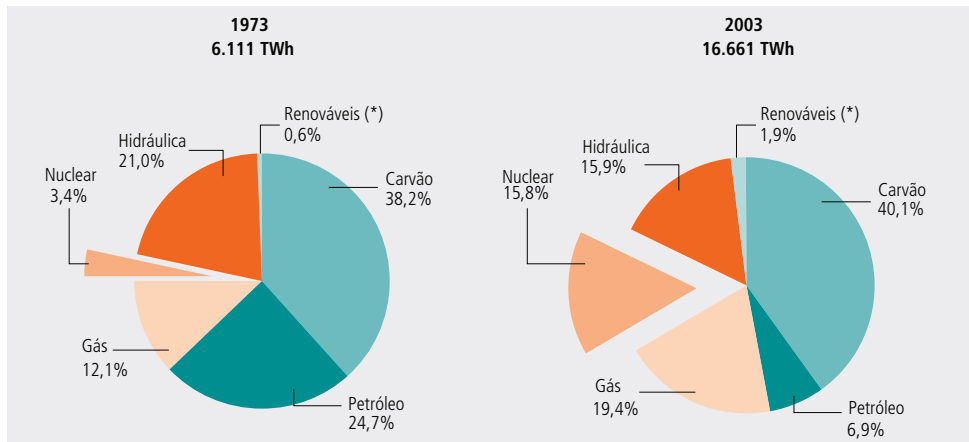
Legenda: Mtep = milhões de toneladas equivalentes de petróleo.

Fonte: Key World Energy Statistics 2005, International Energy Agency: Paris, 2005.

Na produção de energia elétrica, segundo a mesma fonte, a evolução foi de 3,4% para 15,8%, no mesmo período. Em números absolutos, o avanço foi de 208 TWh para 2.632 TWh, perfazendo uma taxa equivalente de crescimento contínuo de 8,8% ao ano (ver Figura 2).

Quanto à relação entre os referidos acidentes e a virtual paralisação da expansão nuclear há, entretanto, controvérsias entre os especialistas. De uma forma geral, há uma tendência a desvincular a queda na encomenda de novos reatores dos acidentes, e atribuí-la a questões de natureza econômica e à relativa estabilização dos preços do petróleo entre a segunda metade dos anos 80 e a primeira metade da década seguinte. Isso, contudo, está longe de ser uma questão pacífica.

Figura 2 – Oferta mundial de eletricidade



Nota: (*) inclui combustíveis renováveis, rejeitos orgânicos, geotermia, energia solar, eólica, e etc.

Fonte: Key World Energy Statistics 2005, International Energy Agency: Paris, 2005.

Se, de um lado, é verdade que os custos de instalação de usinas nucleares aumentaram muito em razão de novas especificações derivadas da análise dos acidentes, principalmente na área de segurança, sobretudo de TMI, e que os prazos de licenciamento dilataram-se a ponto de inviabilizar novos empreendimentos, de outro é inegável que houve um efeito negativo sobre a opinião pública. Alguns países promoveram plebiscito sobre a conveniência de se seguir com programas de expansão da geração nuclear. Alguns chegaram mesmo a decidir por suspender formalmente qualquer expansão e pela desativação, a longo prazo, das unidades em operação.

Com relação a esse aspecto, é interessante reproduzir o seguinte texto para o verbete Three Miles Island na enciclopédia on-line Wikipedia :

“Three Mile Island is the location of a U.S. nuclear power plant that, on March 28, 1979, suffered a partial core meltdown. The Three Mile Island Nuclear Generating Station sits on an island in the Susquehanna River in Dauphin County, Pennsylvania, near Harrisburg, of area 3.29 km² (814 acres).

The accident unfolded over the course of five tense days, as a number of agencies at the federal, state, and local level attempted to diagnose the problem (full details of the accident were not discovered until much later), and decide whether or not the on-going accident required a full evacuation of the population. In the end, the reactor was brought under control. No identifiable injuries due to radiation occurred (a government report concluded that “the projected number of excess fatal cancers due to the accident... is approximately one”), but the accident had serious economic and public relations consequences, and the cleanup process was slow and costly. It also furthered a major decline in the public popularity of nuclear power, exemplifying for many the worst fears of nuclear technology, and, until the Chernobyl accident seven years later, was considered the world’s worst civilian nuclear accident. In the United States, no new nuclear plant has started construction since the event, but several reactors started before that have since become operational.”¹

Mas, as expectativas de expressivo aumento do consumo mundial de energia, especialmente de energia elétrica, as preocupações crescentes com a segurança energética e as pressões ambientais, sobretudo com relação às emissões de gases de efeito estufa, têm recolocado a opção nuclear na agenda dos fóruns mundiais de energia, em geral, e dos países desenvolvidos, em particular.

De um lado, a experiência acumulada desde os acidentes de TMI e Chernobyl e os avanços tecnológicos verificados, especialmente no que se refere à extensão da vida útil dos empreendimentos e ao tratamento dos rejeitos, com reflexos na redução dos custos de implantação, concorrem no sentido de tornar essa opção uma alternativa efetiva. Porém, de outro lado, conjugar a utilização desse tipo de energia com a não-proliferação de armas nucleares, tendo como pano de fundo as crises que têm sido geradas por países não-alinhados, como Iraque, Irã e Coréia do Norte, parece ser a questão central a ser superada e que vem impedindo uma retomada mais vigorosa do setor.

De qualquer modo, a questão está, de fato, na pauta. A cúpula de líderes do grupo de países mais ricos do mundo mais a Rússia – G8, realizada em meados de julho de 2006, em São Petersburgo, na Rússia, esteve preparada para defender a utilização da energia nuclear como um dos eixos para solucionar a crescente demanda energética, e ao mesmo tempo enfrentar a mudança climática. A declaração sobre segurança energética iria ser um dos pontos mais importantes dessa cimeira, principalmente, depois do corte do abastecimento de gás russo a uma parte da Europa em janeiro deste ano. No entanto, um posicionamento mais efetivo do grupo foi prejudicado diante do recrudescimento da violência no Oriente Médio, em uma evidência de que a preocupação com a não-proliferação permeia e afeta a decisão sobre o futuro da energia nuclear. *“O emprego da energia nuclear deve ser compatível com a segurança e a não-proliferação de armas”*, reproduziram as agências de notícias a partir de fontes da reunião.

1 Three Miles Island é o sítio da usina nuclear norte-americana que, em 28 de março de 1979, sofreu uma parcial fusão do núcleo de seu reator. A Usina Nuclear de Three Miles Island situa-se em uma ilha do Rio Susquehanna no Condado de Dauphin, na Pensilvânia, próximo a Harrisburg, com área de 3.29 km². O acidente desenrolou-se por cinco tenos dias, com diversas agências federais, estaduais e locais frustrando-se no diagnóstico do problema (os detalhes completos do acidente não foram descobertos até muito depois), e decidindo se o acidente em curso requeriria a total evacuação da população. Ao final, a reação no núcleo foi controlada. Não foram identificados danos devido à radiação (um relatório do governo concluiu que “o número projetado de cânceres fatais devido ao acidente... é aproximadamente um”), mas o acidente produziu sérias conseqüências econômicas e de relações públicas, e o esclarecimento do processo foi demorado e custoso. Também contribuiu para um importante declínio da energia atômica junto à opinião pública, tornando-se exemplo para muitos dos piores temores em relação à tecnologia nuclear e, até o acidente de Chernobyl sete anos mais tarde, foi considerado o pior acidente nuclear civil no mundo. Nos Estados Unidos, nenhuma usina nuclear teve sua construção iniciada desde o evento, embora vários reatores iniciados antes tenham entrado em operação.

Outra questão relevante quando se trata da energia nuclear, a despeito dos avanços feitos na área, é o tratamento e a disposição dos rejeitos. Nesse aspecto, a discussão que se trava hoje no Reino Unido é emblemática. O ministro do Comércio, Alistair Darling, apresentou ao Parlamento relatório sobre o setor energético, no qual expõe os planos sobre a estrutura do setor elétrico da Grã-Bretanha para as próximas duas gerações. O ministro afirma, publicamente, que as fontes renováveis de energia, que respondem por apenas 4% da eletricidade consumida na Grã-Bretanha, deveriam ser mais utilizadas, mas que não seriam suficientes para preencher o vácuo de 30% a ser criado quando as antigas usinas nucleares forem desligadas. Revela, textualmente, sua apreensão quanto a *“ter mais usinas a gás, o que não é bom para a atmosfera e não é bom porque tendemos a importar mais”*.

Isso, porém, recoloca um dilema. Nos últimos anos, o governo britânico descartou, por várias vezes, conceder qualquer subsídio público para novas usinas nucleares em vista dos investimentos, estimados em 70 bilhões de libras, para o tratamento e a disposição dos rejeitos nucleares apenas das usinas existentes. Então, como expandir o parque nuclear se essa questão não está completamente equacionada?²

Na direção de encaminhar uma solução, empresas do setor, como a British Energy e a francesa Electricité de France – EdF, apresentam-se dispostas e dizem-se preparadas para financiar a construção de novas usinas com recursos da iniciativa privada. Demandam, em contrapartida, contratos que garantam o preço de seus produtos, trazendo ao tema, ainda que indiretamente, outro aspecto relevante, qual seja a questão regulatória.

Hoje, o debate não parece próximo de uma conclusão. De qualquer modo, é certo que não se pode descartar a geração nuclear como alternativa em uma perspectiva de longo prazo.

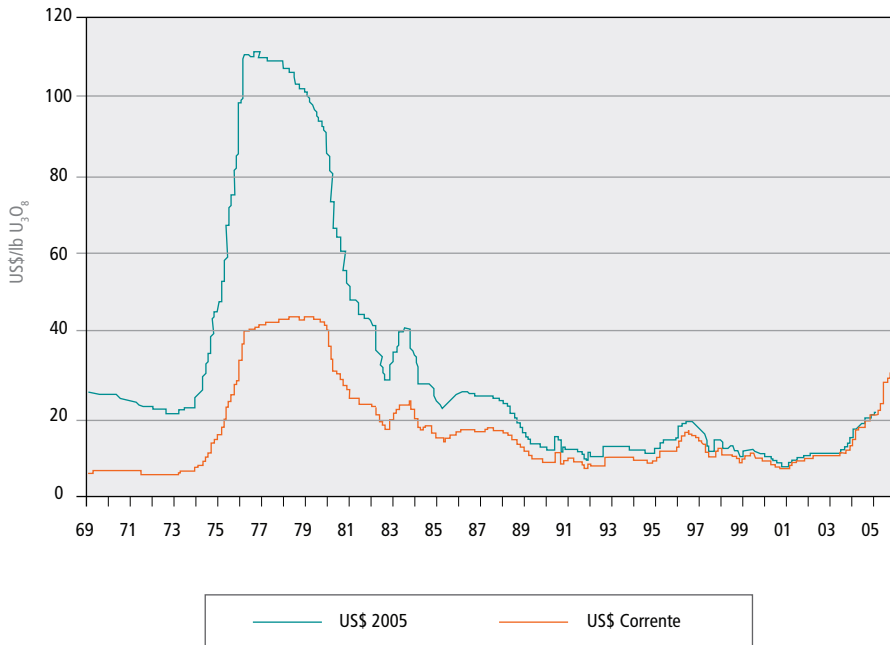
Até porque, questões objetivas, como o tamanho das reservas mundiais de urânio e a relativa estabilidade do preço do mineral, suportam o interesse por essa forma de energia.

De fato, conforme dados da NEA/IAEA (2004), as reservas convencionais conhecidas de urânio no mundo totalizam 4,6 milhões de toneladas, sendo 55% delas referidas a preços inferiores a US\$ 40/kg U e mais 22% entre esse valor e US\$ 80/kg U. Considerando apenas as reservas de urânio de até US\$ 80/kg, portanto 77% das reservas convencionais conhecidas, a razão reserva/consumo (R/C) é razoavelmente elevada, superior a 50 anos.

Quanto aos preços, apesar dos impactos que os preços do petróleo produzem, pode-se dizer que o quilo do concentrado de urânio (U_3O_8) apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo. Nos últimos 20 anos, situou-se, em valores correntes, abaixo de US\$ 20/lb, superando essa marca apenas em 2005, conforme mostrado na Figura 3.

2 Há, entretanto, sinais de retomada de investimentos em nuclear pela Inglaterra: “Projeto Britânico de 12 Usinas Nucleares Agita o Setor” – Valor Econômico, 12.jul.2006.

Figura 3 - Oferta mundial de energia primária



Fonte: Trade Tech, 2006.

No Brasil, o uso da energia nuclear sempre foi cercado de discussões, muitas vezes prejudicada pela excessiva emoção que provocavam ou pelo viés ideológico que assumiam.

A primeira usina a entrar em operação, Angra I³, de 657 MW, foi um projeto contratado, na forma *turn-key* à Westinghouse, que apresentou performance operativa deficiente, sendo objeto, inclusive, de demandas judiciais. Hoje, opera com um fator de disponibilidade superior a 80%.

A segunda usina, Angra II, com 1.350 MW, decorreu do acordo entre Brasil-Alemanha, firmado em junho de 1975. Suas obras enfrentaram diversas paralisações, mas desde 2000 a usina vem gerando para o sistema interligado nacional com fator de disponibilidade sempre superior a 60%⁴.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2005 e EPE, 2006a), o urânio representa entre 1,2 e 1,5% da oferta interna de energia primária do país e a energia nuclear entre 2,2 e 2,7% da oferta interna de eletricidade⁵.

³ A construção da usina iniciou-se em 1972. A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 1982. A entrada em operação comercial deu-se em 1985.

⁴ A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 14 de julho de 2000. A *trial operation*, fase de teste em que a usina opera continuamente a 100% de capacidade, foi concluída em 21 de dezembro de 2000. Durante o período de comissionamento e de testes (até 31 de dezembro de 2000), a usina produziu 2.623 GWh.

⁵ Esses valores correspondem, respectivamente, às participações nos anos 2005 e 2004.

Quando se analisa em perspectiva a questão da energia no Brasil e se examina o potencial da energia nuclear, em particular, é forçoso reconhecer que o país encontra-se, nesse caso, em uma posição bastante favorável. Com efeito, o Brasil detém uma das maiores reservas globais do mineral, ainda que a prospecção esteja em fase incipiente (EPE, 2006b). Além disso, domina todo o ciclo de fabricação do combustível nuclear, ainda que algum investimento complementar seja demandado para iniciar-se o enriquecimento no país (EPE, 2006c). Por fim, é signatário de todos os acordos internacionais na área nuclear, atestando o compromisso do país com o uso pacífico da energia nuclear e com a não-proliferação de armas nucleares.

Em resumo, o aumento esperado da demanda mundial de energia, em especial da demanda por energia elétrica, a relativa abundância das reservas de urânio, os avanços tecnológicos na área de segurança nuclear e de tratamento e disposição dos rejeitos, inclusive os esperados nos próximos anos, e um nível de emissões de gases praticamente nulo, constituem os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração de eletricidade a partir de usinas nucleares pode ser considerada como parte da estratégia da expansão mundial da oferta de energia.

No Brasil, as questões relevantes na discussão do potencial da geração nuclear estão relacionadas:

- à disponibilidade do energético (reservas);
- ao domínio do ciclo do combustível e o dimensionamento da produção em escala compatível com as necessidades do país;
- aos aspectos de natureza tecnológica e econômica (refletido no custo da geração);
- aos aspectos regulatórios (hoje as instalações nucleares de qualquer natureza são monopólio da União); e
- aos aspectos de natureza geopolítica e estratégica (por exemplo: dependência de importações).

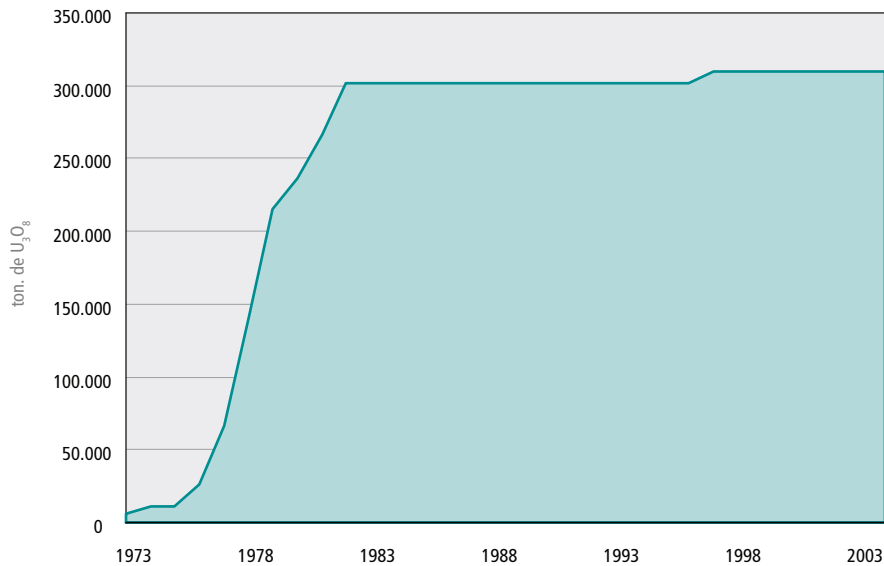
2. Disponibilidade de urânio

Além dos critérios clássicos que envolvem aspectos geológicos, de mineração e econômicos, o tamanho das reservas de qualquer recurso energético depende do nível do conhecimento que se tem do solo e do subsolo. Depende, portanto, do volume de recursos financeiros aplicados na pesquisa e na prospecção desse recurso energético.

No Brasil, de acordo com a Indústria Nucleares do Brasil – INB⁶, os estudos de prospecção e pesquisas geológicas objetivando o urânio foram realizados em apenas 25% do território nacional. Ainda assim, conforme registrado na nota técnica preparada pela EPE sobre o inventário de recursos e reservas de urânio no Brasil (EPE, 2006b), as reservas do mineral evoluíram de 6,3 mil toneladas de U_3O_8 , conhecidas em 1973, para a atual quantidade, pouco mais de 309 mil toneladas (Figura 4), ainda que nos últimos 20 anos a evolução tenha sido insignificante.

6 Disponível em <http://www.inb.gov.br/reservasbrasil.asp>.

Figura 4 - Evolução das reservas brasileiras de urânio



Fonte: Balanço Energético Nacional, MME/EPE, 2005.

Vale observar ainda que 57% dessas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU (EPE, 2005b), mostrando-se, portanto, competitivas, segundo padrões internacionais.

O fato de apenas 25% do território nacional terem sido objeto de prospecção de urânio e a expressiva elevação das reservas no final dos anos 70, decorrente dos investimentos em prospecção então realizados, sugerem que o tamanho das reservas brasileiras de urânio pode ser ampliado com novos trabalhos de prospecção e pesquisa mineral. Há indicações de recursos adicionais, que são estimados de 800 mil toneladas de U_3O_8 , e que, se confirmados, quadruplicariam as reservas conhecidas.

Assim, do ponto de vista das reservas do mineral, não há restrições relevantes para a geração nuclear no país.

3. Disponibilidade do combustível nuclear

O combustível nuclear utilizado na maioria das centrais no mundo, inclusive no Brasil, demanda todo um ciclo de fabricação, que compreende complexo processo industrial⁷. Assim, não basta examinar a disponibilidade das reservas do minério. É preciso também avaliar as condições de oferta do combustível.

⁷ A EPE preparou, a respeito, nota técnica sobre oferta do combustível nuclear – produção e tecnologia, em que são discutidos os principais aspectos relacionados à fabricação do combustível (EPE, 2006c).

Hoje, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive a principal fase, o enriquecimento. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos como em termos políticos e estratégicos. Economicamente, visto que é a fase que demanda a maior parcela dos investimentos do ciclo⁸; política e estrategicamente, pela sua potencial aplicação na produção de armas nucleares, o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

Contudo, a expansão das linhas de enriquecimento, em andamento, terá a conclusão da primeira fase industrial somente em 2010, quando a capacidade instalada — 114 mil Unidades de Trabalho de Separação (UTS) — deverá suprir 60% do combustível consumido nas usinas de Angra I e II. Até lá, o governo promete investir R\$ 250 milhões, sendo R\$ 22,4 milhões já em 2006. A entrada de Angra III, prevista no Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015 (MME/EPE, 2006d), aumentará a demanda em cerca de 130 mil UTS. A unidade de Resende tem uma expansão projetada para 203 mil UTS. Compatibilizado o cronograma de expansão da unidade fabril com o de Angra III, continuarão sendo atendidos somente 60% da demanda das três centrais nucleares tomadas em conjunto.

Em uma perspectiva de longo prazo, a oferta de combustível nuclear, no caso da instalação de novas centrais geradoras, não constitui propriamente uma restrição. Mas deve-se ter em conta o elevado volume de investimentos demandado, principalmente se se considerar a possibilidade de auto-suficiência nacional na área. De outro lado, deve-se considerar que a instalação de Angra III, e principalmente uma eventual expansão adicional do parque gerador nuclear, conferirá à fabricação do combustível no país uma escala que poderá justificar economicamente tais investimentos.

A importação do urânio enriquecido é sempre uma possibilidade, favorecida, inclusive, pelo fato de o Brasil participar dos acordos internacionais na área nuclear. Além disso, há capacidade de reservas do mineral e de processamento suficientes, embora esse quadro possa se alterar no caso de aumento da geração nuclear no mundo, conforme discutido na introdução deste trabalho.

Assim, a questão que se coloca para discussão, na hipótese de expansão da geração nuclear no país com importação de combustível, ou, mesmo, de serviços que compõem o processo industrial de sua fabricação, é a da dependência externa. Nesse caso, a questão se reveste de elementos estratégicos, haja vista que, conforme registrado em nota técnica elaborada pela EPE (2006c), atualmente, apenas seis organizações enriquecem comercialmente o urânio no mundo (Estados Unidos, Rússia, China, Japão e dois consórcios de países europeus).

Conforme já registrado na nota técnica sobre a oferta de combustível nuclear (EPE, 2006c), atualmente, mais da metade do combustível utilizado no mundo, cerca de 66 mil toneladas por ano, provém de fontes secundárias de urânio⁹. A tendência é que os estoques de urânio altamente enriquecido, proveniente de fontes militares, acabem por volta de 2020 – 2030. Isso poderá significar um aumento na demanda do mineral muito difícil de prever em face das incertezas que cercam a expansão nuclear.

8 *“Na cadeia de valor do ciclo do combustível nuclear, as contribuições se distribuíam, resumidamente, da seguinte forma em preços, no ano de 2003: Obtenção do urânio natural – 22%, Produção do hexafluoreto de urânio (conversão) – 5%, Enriquecimento – 47% e Fabricação de combustível 26%. Entretanto, prevê-se que, no futuro, essa etapa deva aumentar a sua participação proporcional.”* (fonte: III Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação – 3ª CNCTI – Programas Mobilizadores – Seminário Preparatório. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGTEE: Brasília, 23/03/2005. Disponível em <<http://www.cgtee.org.br>>).

9 Constituem essas fontes secundárias (IAEA, 2001): urânio altamente enriquecido – HEU – proveniente de fontes militares, estoques de urânio natural e pouco enriquecido – LEU, óxido misto de urânio e plutônio – MOX, urânio reprocessado e reenriquecimento de urânio empobrecido – “cauda”.

Outra tendência de alta é a disponibilização de novos reatores, ditos da geração III+, na próxima década, em especial o AP1000 da Westinghouse e o ESBWR – *Economic Simplified Boiling Water Reactor* (ver próxima seção), com licenciamentos em curso nos EUA.

Por outro lado, com o advento de reatores de novas gerações, a tendência é empregar combustível com maior enriquecimento, visando a sustentabilidade da geração nuclear: maior vida operacional e menor geração de rejeitos, o que tenderá reduzir a quantidade necessária do mineral.

4. Cenário tecnológico

Com a crescente pressão ambiental, especialmente a preocupação com o aquecimento global e as mudanças climáticas, a geração nuclear tem sido recolocada como alternativa para compor a expansão da oferta mundial de energia, dentro de uma perspectiva de longo prazo.

Com efeito, considerada toda a cadeia produtiva da geração nuclear, desde a mineração até a produção de eletricidade, passando pelo ciclo de fabricação do combustível e pela construção da usina, o nível de emissões é muito baixo. Se for considerada apenas a geração de eletricidade propriamente dita, é inegável que, em operação normal, as usinas nucleares não produzem emissões de CO₂ ou de quaisquer outros gases, assim como não produzem SO₂ ou NO_x, causadores de chuvas ácidas. Há mesmo o registro de que *“a simples existência de usinas nucleares em operação no mundo evita a emissão de 2,2 bilhões de toneladas de CO₂ ao ano para a atmosfera, que ocorreria caso uma energia equivalente fosse produzida por termelétricas”* utilizando combustíveis fósseis (TOLMASQUIM, 2005).

Assim, diferentemente das fontes fósseis na termoeletricidade, o esforço tecnológico na área nuclear não esteve voltado para esse aspecto. As questões aqui são, fundamentalmente, de outra natureza. Em primeiro lugar, a busca se orientou pela necessidade de um nível maior de segurança, principalmente, a partir do acidente de TMI. Um segundo objetivo, até para compensar os efeitos econômicos do primeiro, foi a busca de custos mais baixos de construção. Um terceiro objetivo, ditado pelo mercado, foi a busca de soluções em unidades de menor porte, que pudessem ser mais facilmente absorvidas pelos mercados liberalizados de energia elétrica e por sistemas elétricos de menor escala (TOLMASQUIM, 2005).

Ao longo dos 30 anos seguintes às primeiras encomendas comerciais de reatores nucleares¹⁰, a tecnologia nuclear mudou relativamente pouco. Conforme Tolmasquim (2005), *“as diferenças fundamentais entre reatores do tipo LWR (light water reactor) encomendados até 1990 e aqueles encomendados em 1965 são pequenas”*. E prossegue: *“as mudanças foram evolutivas, levando em conta tanto as inovações tecnológicas – como a nova Tecnologia da Informação – quanto a experiência operacional”*.

10 As primeiras usinas nucleares comerciais foram encomendadas nos anos 50 do século passado, no Reino Unido e nos Estados Unidos. As primeiras vendas estritamente comerciais, isto é, sem subsídios, ocorreram na metade da década dos 60, nos EUA. Ao longo dos 10 anos seguintes houve um fluxo de até 30 encomendas por ano somente para o mercado norte-americano (TOLMASQUIM, 2005).

Contudo, desde então (1990), uma nova geração de projetos vem sendo examinada e promovida pelos fornecedores. Essa nova geração compreende desde evoluções de projetos existentes, chamada de Geração III+, até projetos muito mais radicais, da quarta geração.

A Tabela 1, construída com base em Tolmasquim (2005), nas informações colhidas nas reuniões temáticas promovidas pela EPE e em dados do EIA/DOE, resume os principais projetos em pesquisa e desenvolvimento, embora outros projetos ainda estejam sendo investigados. A Figura 5 ilustra esquematicamente a linha evolutiva dos reatores nucleares, com indicação da época dos projetos de Angra I e II (Angra III é da mesma geração de Angra II).

Tabela 1 – Novos projetos de reatores nucleares

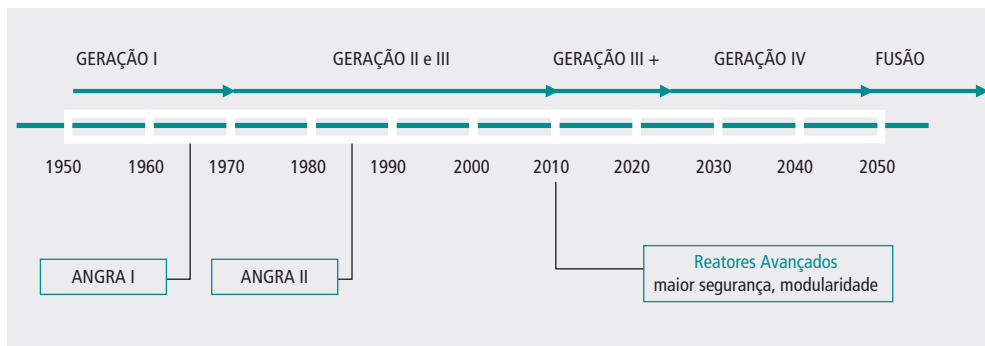
Identificação	Tipo	Tamanho	Status regulatório	Status comercial
Geração III (evolutivos)				
ABWR	BWR	1.350 MW	Aprovado no Japão (1991) e nos EUA (1997)	Dois pedidos no Japão (1991, já em operação) e um em Taiwan (1996)
System 80+	PWR	1.400 MW	Aprovado nos EUA (1997)	Encomenda em estudo na Coreia do Sul
APWR	PWR	1.500 MW	Não aprovado	Encomenda em estudo no Japão
EPR	PWR	1.750 MW	Aprovado na França e pré-certificado nos EUA	Interesse francês. Sem pedidos
BWR 90+	BWR	1.500 MW	Não avaliado	Interesse finlandês. Sem pedidos
Geração III+ (evolutivos-radicais)				
AP-600	PWR	600 MW	Aprovado nos EUA (1999)	Sem pedidos
AP-1000	PWR	1.000 MW	Em fase final de aprovação nos EUA	5 licenças previstas até 2008 nos EUA
ESBWR	BWR	1.500 MW	Pré-certificado nos EUA	3 licenças previstas nos EUA até 2008
SWR	BWR	1.000 MW	Pré-certificado nos EUA	Sem pedidos
Geração IV (radicais)				
PBMR	(*)	120 MW	Em avaliação nos EUA e na África do Sul	Interesse norte-americano e sul-africano. Sem pedidos
GT-MHR	(*)	285 MW	Pré-certificado nos EUA	Sem pedidos

Nota: (*) reator de hélio-grafite.

Legenda: Tamanho = potência elétrica; BWR = Boiling Water Reactor; PWR = Pressurized Water Reactor; (a letra "A" antecedendo essas siglas, significa *advanced*); ESBWR = Economic Simplified Boiling Water Reactor; PBMR = Pebble Bed Modular Reactor; e GT-MHR = Gas Turbine Modular Helium Reactor.

Fonte: Tolmasquim, 2005, Reuniões Temáticas, EPE, 2006 e Energy Information Administration do U.S. Department of Energy.

Figura 5 – Evolução tecnológica da geração nuclear



A conjugação desses elementos autoriza supor que, no horizonte do PNE 2030, os reatores da Geração III+, também ditos “evolutivos-radiciais”, reúnem boas perspectivas para serem adotados como referência na hipótese de uma expansão do parque de geração nuclear brasileiro.

Há várias razões que sustentam esse enfoque:

- Esses reatores já estão, em geral, pré-certificados nos Estados Unidos, em uma indicação da aceitabilidade dos mesmos quanto aos parâmetros de segurança;
- Esses reatores deverão estar comercialmente disponíveis a partir de 2010, o que, considerando o projeto de Angra III e as demandas que seriam exigidas para uma nova usina, é um prazo compatível com uma eventual expansão de nucleares no país¹¹;
- Reatores da Geração IV, embora pelo menos um, o *Gas Turbine Modular Helium Reactor* – GT-MHR, esteja em processo de pré-certificação nos Estados Unidos, são vistos como “projetos de reatores nucleares teóricos que estão atualmente sendo pesquisados. Em geral não se espera que estes projetos tenham aplicação comercial antes de 2030” (<<http://pt.wikipedia.org>>, acesso em julho de 2006)¹²; e
- Acredita-se que a nova tecnologia em pesquisa, da fusão nuclear, somente deverá estar disponível após o horizonte do estudo¹³.

11 A despeito de não se ter ainda uma definição quanto à conclusão de Angra III, a entrada em operação comercial dessa usina está prevista, no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2006-2015 (EPE, 2006d) para dezembro de 2012 (geração em 2013). Considerando o estágio dessa obra e as tratativas que seriam demandadas para a eventual instalação de nova usina nuclear, não se considera que essa expansão se configure antes de 2015.

12 As pesquisas deste tipo de reator começaram oficialmente no Fórum Internacional da Quarta Geração (Generation IV International Forum (GIF)) que propôs oito objetivos tecnológicos. Os objetivos primários são: melhorar a segurança nuclear, melhorar a resistência à proliferação, minimizar a produção de lixo nuclear e a utilização de recursos naturais e diminuir o custo da construção e operação das centrais nucleares.

13 De acordo com o prof. Dr. Marcelo Knobel, (Associate Professor, Gleb Wataghin Physics Institute, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP), “apesar dos enormes avanços na tecnologia e no entendimento dos fenômenos físicos que ocorrem durante a fusão nuclear, ainda não se tem certeza se o potencial da fusão nuclear poderá ser efetivamente realizado de uma maneira economicamente viável. Existem diversos programas, em diversos países, com um objetivo global de elevar a tecnologia de fusão a um estágio comercialmente aceitável para a geração de energia elétrica por volta de 2040-2050”. (in “Fusão Nuclear: Alternativa para o Futuro”, artigo disponível em <<http://www.comciencia.br/reportagens/nuclear/nuclear16.htm>>).

Nessas condições, entende-se que, em linhas gerais, o projeto de usina nuclear a ser tomado como referência para o PNE 2030 constitui-se de reatores do tipo PWR, com potência entre 1.000 (AP-1000) e 1.500 MW (ESBWR), que significam uma evolução natural das usinas em operação e em projeto/construção no Brasil (Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, em Angra dos Reis, RJ).

Ainda dentro do tema tecnologia, outra importante questão a tratar é a possibilidade de reprocessamento do combustível nuclear. Nesse aspecto, é oportuno reproduzir texto da nota técnica sobre oferta do combustível nuclear (EPE, 2006c): *“atualmente, várias nações que haviam antes optado pelo reprocessamento, hoje adotam o ciclo aberto ou adiam a decisão para o futuro, quando houver opções mais claras”*. A IAEA (2006) projeta, inclusive, que a parcela de combustível reprocessado, que já foi de 1/3 em 1990, deverá cair para cerca de 1/4 em 2020, conforme mencionado nas notas técnicas anteriores.

Nessa nota técnica ainda é assinalado que a decisão de cada país de como tratar o seu combustível irradiado depende de vários fatores, sob aspectos políticos, econômicos, ambientais, conservação de recursos e percepção pública do problema. Há uma incerteza grande quanto ao que vai acontecer no futuro quanto aos resíduos nucleares.

Entende-se que, no PNE 2030, deva ser considerado o ciclo aberto do combustível. Se, por um lado, é uma hipótese conservadora, porque reduz o potencial de geração nuclear, por outro, evita uma polêmica que, não obstante sua importância, pouco contribui para os objetivos específicos do trabalho.

5. Potencial de geração

■ 5.1. Introdução

Na perspectiva do uso do urânio como fonte primária no horizonte do PNE 2030, o potencial de geração de energia elétrica será dado pela potência que poderia ser instalada a partir da disponibilidade do energético.

Se considerada a possibilidade de importação de combustível, o potencial é, naturalmente, muito grande e se constitui em resultado de pouca utilidade, até porque questões de natureza geopolítica e de estratégia nacional apresentam-se como muito mais relevantes nesse caso.

Assim, para efeito de cálculo serão consideradas apenas as reservas nacionais, entendendo-se possível que partes do ciclo do combustível possam, eventualmente, ser executadas no exterior, na medida da insuficiência de capacidade instalada no país.

Mesmo assim, o potencial calculado é, evidentemente, um valor teórico, cuja utilidade é apresentar um delimitador do uso da fonte. A participação efetiva do energia nuclear na futura matriz de oferta de energia elétrica do país dependerá do exame de outros aspectos, tais como competitividade relativamente a outras fontes, estratégia nacional para diversificação da matriz, capacitação da indústria nacional e etc.

Além disso, outros fatores poderão limitar a participação da energia nuclear na matriz, ainda que se tenha em conta somente seu uso potencial. Nesse caso, surgem os aspectos ambientais e regulatórios, que poderão impor, no horizonte de análise, restrições que superam as limitações técnicas.

Isto posto, no caso do urânio, a questão que se coloca é avaliar qual a potência instalável a partir da disponibilidade doméstica do minério.

O cálculo do potencial (teórico) de geração termonuclear depende, fundamentalmente, da formulação de hipóteses para os seguintes fatores:

- Disponibilidade do recurso, isto é, tamanho das reservas;
- Consumo de urânio;
- Tempo de operação das usinas; e
- Regime operativo, expresso pelo fator de capacidade, das usinas.

Analiticamente, tem-se:

$$P = \frac{R/N}{C.FC.8,766}$$

onde:

P = potencial de instalação de usinas nucleares, em GW;

R = volume de reservas de urânio, em toneladas de U_3O_8 ;

N = vida útil das usinas, em anos;

C = consumo específico do combustível, expresso em $kg U_3O_8/GWh$;

8,766 = constante referente ao número médio de horas em um ano (em milhares); e

FC = fator de capacidade médio operativo durante a vida útil das usinas, em p.u.

■ 5.2. Hipóteses de cálculo: reservas

Com relação às reservas, foram considerados três cenários associados à classificação das reservas nacionais segundo o custo estimado de exploração. São eles:

- Cenário A: considera que os recursos para geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas medidas e indicadas definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 40/kg U_3O_8 ;
- Cenário B: considera que os recursos para geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas medidas e indicadas definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 80/kg U_3O_8 ; e
- Cenário C: considera que os recursos para geração de energia elétrica incluem todas as reservas medidas, indicadas e inferidas definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 80/kg U_3O_8 .

A Tabela 2 apresenta o volume de minério (U_3O_8) considerado em cada caso e sua proporção dos recursos totais, isto é, incluindo os recursos adicionais estimados¹⁴, hoje avaliados em 1,1 milhões de toneladas.

Tabela 2 - Cenários de disponibilidade do urânio nacional

Cenário	Disponibilidade (10 ³ ton)	Recursos totais (%)
A	66,20	6
B	177,50	16,1
C	309,37	28,1

¹⁴ Segundo a classificação da International Atomic Energy Agency – IAEA, recursos adicionais estimados compreendem recursos em extensões de depósitos já explorados ou com continuidade geológica definida, com grau de incerteza maior que os recursos razoavelmente assegurados (reservas) e, ainda, recursos com evidências indiretas de existência ou esperados a partir de tendências geológicas.

■ 5.3. Hipóteses de cálculo: consumo de combustível

Com relação ao consumo de combustível, uma primeira referência que surge são as estatísticas do Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2005) para o consumo de urânio natural e a geração de energia elétrica.

Ocorre que, nessas estatísticas, há uma contabilidade de estoque de urânio natural que pode afetar a estimativa de um índice de consumo de urânio para geração de eletricidade. Essa contabilidade se justifica tendo em vista o grande número de atividades envolvidas na transformação do urânio natural, na forma de U_3O_8 , em urânio enriquecido, contido nas pastilhas do elemento combustível, que demanda um prazo de quase dois anos. E isso explica a variação que apresenta, em termos anuais, a relação entre as estatísticas de consumo de urânio natural e de geração de eletricidade de origem nuclear, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Índice de consumo de urânio na geração de energia elétrica

Ano	Consumo de urânio natural t U_3O_8	Geração de energia elétrica GWh	Índice de consumo kg U_3O_8 /GWh
2000	200,0	6.046	33,08
2001	446,0	14.279	31,23
2002	587,2	13.836	42,44
2003	442,1	13.358	33,10
2004	582,3	11.611	50,15
2005p	454,9	9.856	46,15
Total	2.712,5	68.986	
Média	452,1	11.498	39,3

Nota: p: preliminar

Fonte: Elaborado a partir das estatísticas do Balanço Energético Nacional, MME/EPE, 2005.

Uma forma de minimizar os efeitos dessa variação de estoques na estimativa do consumo de combustível nuclear na geração de eletricidade seria usar, como estimador do consumo específico do combustível nuclear, o valor médio encontrado para o índice de consumo (39,3 kg U_3O_8 /GWh) no período 2000 a 2005. Nesse período, estavam disponíveis para o sistema elétrico as usinas de Angra I e Angra II.

Mas, quando se tem em conta referências técnicas, esse indicador parece relativamente elevado. Com efeito, o desenvolvimento apresentado no Apêndice do Capítulo 4 (*Fuel Cycle Calculations*) do estudo do *Massachusetts Institute of Technology – MIT* (2003), sobre o futuro da energia nuclear, leva a indicadores sensivelmente mais baixos.

O estudo do MIT faz uma abordagem detalhada sobre como calcular o consumo de combustível na geração nuclear. A quantidade de energia produzida por unidade de combustível (urânio enriquecido), chamada de *fuel burn up* e a massa de combustível (urânio enriquecido) demandada é dada pela equação:

$$M = \frac{P.FC.365}{\eta.B}$$

onde:

P é a potência elétrica da unidade geradora, GW;

FC é o fator de capacidade da usina;

η é a eficiência térmica (GWe/GWt); e

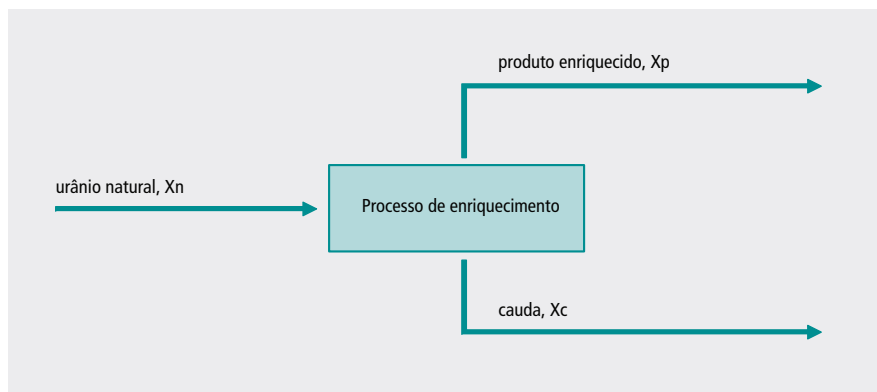
B é o *burn up* (GWdias/toneladas de urânio enriquecido).

Segundo o estudo, nos Estados Unidos, reatores PWR atingem um *burn up* de aproximadamente 50 GWdias/toneladas de urânio e a eficiência térmica é de 33%. Assim, para a potência unitária de 1 GW e um fator de capacidade de 85%, calcula-se a massa de combustível em 18,8 toneladas de urânio enriquecido.

O estudo do MIT chega a parametrizar o valor do *burn up*, apresentando cálculos para 100 GWdias/tonelada de urânio enriquecido. No Brasil, as usinas em operação, Angra I e II, podem apresentar indicadores inferiores a 50 GWdias/tonelada. *Burn up* mais elevados demandam menor quantidade de urânio enriquecido, porém teor de enriquecimento maior, e vice-versa. Em grandes números, um efeito compensa o outro na demanda do minério. Assim, esse parâmetro terá influência pequena na avaliação do potencial de geração a partir das reservas de urânio. Por exemplo, para *burn up* de 35 GWdias/t, a massa de combustível demandada é 26,9 t, porém de urânio enriquecido a 3,1%. Para *burn up* de 100 GWdias/t, a massa de combustível demandada é de apenas 8,9 t, porém de urânio enriquecido a 8,1%. No valor de 50 GWdias/tonelada, o enriquecimento é de 4,25%.

A quantidade de urânio natural requerida na produção do combustível pode ser obtida considerando o processo de enriquecimento. Tal processo foi discutido na nota técnica sobre a oferta de combustível nuclear – produção e tecnologia (EPE, 2006d), conforme apresentado anteriormente. Simplificadamente, esse processo pode ser representado como indicado na Figura 6. Em linhas gerais, o urânio natural, com enriquecimento X_n é separado entre produto enriquecido, enriquecimento X_p , e cauda, com enriquecimento X_c .

Figura 6 – Processo de enriquecimento do urânio



O enriquecimento do urânio natural (X_n) é de 0,71% e o enriquecimento da cauda (X_c) é assumido como de 0,3% (MIT, 2003). O enriquecimento do material destinado à geração é calculado por uma correlação, que depende do valor do *burn up* e do número de seções do núcleo do reator¹⁵. A quantidade de urânio natural demandada (Q_u), em toneladas, é dada pela expressão:

$$Q_u = M \cdot \frac{(X_p - X_c)}{(X_n - X_c)}$$

Por fim, considerando que em cada tonelada de U_3O_8 estão contidos 850 kg de urânio natural, tem-se que:

$$Q(U_3O_8) = \frac{Q_u}{0,85}$$

Para essas condições, calcula-se, então, a demanda de minério em 28,54 kg U_3O_8 /GWh, valor que é bastante inferior ao indicador médio calculado a partir das estatísticas de operação de Angra I e II.

Esse resultado sugere que aquelas estatísticas estejam influenciadas por outros fatores e desaconselha sua aplicação direta para o cálculo que se pretende realizar. Assim sendo, adotou-se, como estimador do consumo de urânio na geração de energia nuclear, o valor de 28,5 kg U_3O_8 /GWh.

■ 5.4. Hipóteses de cálculo: fator de capacidade

Com relação ao fator de capacidade médio operativo tomou-se como referência o valor de 85%. Esse valor, ou algo em torno de 90%, é normalmente aceito como representativo. Além disso, é corroborado pela experiência operativa de Angra I e II nos últimos cinco anos, conforme dados da operadora das usinas, a Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear (ver Tabela 4).

Tabela 4 – Fator de capacidade médio (%) em Angra I e II

Ano	Angra I	Angra II	Média
2001	82,9	93,9	90,3
2002	86,4	91,5	89,8
2003	73,3	91,3	85,4
2004	90,1	74,6	79,7
2005	81,6	64,5	70,1
Média	82,8	83,2	83,1

Nota: Elaborado a partir de informações disponíveis em <<http://www.eletronuclear.gov.br>>.

¹⁵ O número de seções é definido de acordo com o esquema de gerenciamento do combustível adotado pelo operador do reator. No Brasil, nas unidades de Angra, inclusive Angra III, esse número é de três. Esse também é o número típico das usinas PWR em operação nos Estados Unidos.

■ 5.5. Resultados

O potencial de geração nuclear foi calculado nas condições descritas anteriormente e considerando como vida útil operativa de uma usina o prazo de 40 anos. Considerando os avanços na extensão de vida de usinas nucleares, esse prazo mostra-se bastante aceitável.

Observe-se ainda que, para o cálculo do número de novas unidades a instalar, considerou-se o potencial já utilizado as usinas de Angra I, Angra II e Angra III e uma potência unitária de referência de 1.300 MW, compatível com o cenário tecnológico descrito no item 4 desta nota técnica.

Assim sendo, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Potencial de geração nuclear, em MW

Cenário	Volume de reservas	Potencial total	Potencial novas usinas	
	t U ₃ O ₈	MW	MW	Unidades
A	66.200	7.800	4.500	3
B	177.500	20.800	17.500	14
C	309.370	36.400	33.000	25

Nota: 1- Os valores do potencial estão arredondados; 2- O potencial de novas usinas exclui a potência instalada em Angra I e II e na futura usina Angra III; e 3- Para o cálculo do número de unidades considerou-se a potência de referência de 1.300 MW

Esses resultados revelam que, de fato, é relativamente grande o potencial de geração nuclear no Brasil. No nível de conhecimento atual das reservas e da tecnologia, pode-se concluir que há disponibilidade suficiente para considerar a geração nuclear como alternativa efetiva no horizonte do PNE 2030.

6. Rejeitos¹⁶

A questão dos impactos ambientais é um dos temas mais polêmicos e controversos quando se trata da energia nuclear. Como assinalado em Tolmasquim (2005), *“em operação normal, as usinas nucleares são uma das formas de geração de energia elétrica menos agressivas ao meio ambiente”*. De fato, não há produção de CO₂ ou de quaisquer outros gases de efeito estufa, assim como de particulados. De outro lado, impactos são produzidos em cada uma das etapas do ciclo do combustível nuclear, desde a mineração do urânio até o reprocessamento do que já foi irradiado. Além disso, sempre se coloca a questão do risco potencial de acidentes nas instalações.

Como resultado, *“problemas ligados ao meio ambiente e à segurança ocupam papel central no debate sobre as usinas nucleares”* (TOLMASQUIM, 2005). Basicamente, esses problemas são de dois tipos: os que advêm das consequências de acidentes em uma usina e os que advêm dos dejetos radiativos. Pela própria natureza de cada um, aqui somente serão examinados os problemas deste segundo tipo.

16 Os impactos socioambientais da geração nuclear são objeto da nota técnica “Geração termonuclear: aspectos dos impactos socioambientais”, integrante deste conjunto de estudos que orientaram a elaboração do PNE 2030.

Os dejetos radiativos são comumente chamados de lixo atômico ou lixo nuclear, com uma evidente conotação pejorativa daqueles que se opõem à opção nuclear. Organizações não-governamentais, como o Greenpeace, são contundentes e assumem posição radicalmente contrária à continuação de qualquer atividades na área. São de um documento dessa ONG, intitulado “Pare Angra 3!”¹⁷, os seguintes trechos:

“Boa parte desse lixo nuclear permanece perigoso por milhares de anos, deixando um legado traiçoeiro para as futuras gerações.”

“Apesar de uma grande variedade de métodos de disposição final estarem em discussão há décadas (incluindo o envio para o espaço), não há ainda o que fazer com o lixo atômico.”

“A melhor solução para o futuro é que lixo atômico não mais seja produzido no mundo.”

“O Greenpeace acredita que mais nenhum lixo nuclear deve ser produzido no mundo.”

Mesmo dentro de uma abordagem fria e racional, é preciso reconhecer que o tratamento dos rejeitos radioativos é um grande problema relacionado com a segurança das usinas nucleares. Essas usinas produzem rejeitos de baixa e média atividade, retirados continuamente dos reatores, e também rejeitos de alta atividade, oriundos do combustível utilizado ou do reprocessamento, caso este seja feito.

Os rejeitos de atividade intermediária, constituídos, principalmente, dos recipientes que continham o combustível no transporte para as usinas, de componentes metálicos dos reatores e resíduos químicos, são, normalmente, estocados no próprio local de produção.

Os rejeitos de baixa atividade podem ser definidos como aqueles que não requerem blindagem durante o manuseio e transporte. Consistem, principalmente, de itens como roupas protetoras e equipamento de laboratório que podem ter tido contato com material radioativo.

Os rejeitos de média e baixa atividade são processados e armazenados sob a responsabilidade da operadora, no Brasil, a Eletronuclear. Conforme Tolmasquim (2005), *“no futuro esses resíduos deverão ser levados para um local definitivo, sob a responsabilidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN”*.

O combustível nuclear que é retirado dos reatores fica, temporariamente, estocado em piscinas de resfriamento cheias de água. Parte desse rejeito de alta atividade, estocado, é misturada a outros materiais e solidificada, resultando em barras de vidro, também classificadas como de alta atividade. A vitrificação facilita o transporte e a estocagem e diminui os impactos potenciais sobre o meio ambiente. Porém, *“não há uma solução definitiva para o depósito dos rejeitos de alta atividade”* (TOLMASQUIM, 2005). Esse aspecto pode, no futuro, limitar o potencial de geração nuclear.

Ressalte-se que as novas gerações de reatores, em especial a Geração IV, contemplam o desenvolvimento de combustíveis que tenham campanhas mais longas e gerem menos resíduos.

17 Disponível em <http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/factsheet_angra01-06.pdf>

7. Descomissionamento

Diferentemente das outras opções térmicas, na geração nuclear tem-se ainda que considerar a questão do processo de seu fechamento. De fato, há consenso, principalmente em razão do rejeito de alta atividade, de que há necessidade de um tratamento específico para o fechamento da usina. A esse processo dá-se o nome de descomissionamento.

Há diferentes métodos propostos, com estimativas de custo variadas. Duas estratégias têm sido comumente consideradas: desmontagem imediata (*early site release*) e *safe enclosure* (ou *safestore*).

Early site release refere-se à pronta ação no sentido do desmonte total da usina. Essa alternativa se funda no princípio de que a responsabilidade pelo descomissionamento não é transferível para futuras gerações. A experiência e a “expertise” da equipe de operação da usina, assim como documentação de suporte reunida durante sua vida útil, são elementos importantes do programa de descomissionamento. Essa estratégia permite a reutilização de parte das instalações, por exemplo, uso do prédio da turbina em uma nova usina termelétrica a gás.

A estratégia de *early site release* tem sido escolhida para várias instalações nucleares nos Estados Unidos e na Alemanha. Um exemplo é o descomissionamento do reator de Fort St. Vrain (do tipo High Temperature Gas Reactor – HTGR), no Colorado.

A alternativa *early site release* é favorecida quando são disponíveis instalações adequadas para disposição do rejeito de alta atividade, porém pode ser uma opção de maior custo pelo manuseio desses rejeitos. Nesse caso, os riscos de impactos sobre a equipe de descomissionamento podem ser também maiores.

A opção do *safestore* compreende uma conservação segura das instalações durante um período anterior ao efetivo descomissionamento, de modo a permitir decaimento significativo da radioatividade residual. Durante esse período as instalações permanecem fechadas e monitoradas por especialistas.

Esse período é frequentemente chamado de *care and maintenance* e varia consideravelmente dependendo da política de cada país para a questão dos rejeitos radioativos, da estratégia do proprietário e da determinação das meias-vidas dos radionuclídeos. Pode ser de mais de 100 anos, desde o fim das atividades de produção de energia.

Uma vantagem é que o processo de desmonte, quando ocorrer, se dará em condições muito mais seguras e que o volume de rejeitos de média atividade é reduzido. Além disso, durante esse período, poderão ocorrer avanços tecnológicos que facilitem ou melhorem o processo de descomissionamento, assim como poderá ocorrer a definição de uma eventual instalação definitiva para armazenamento dos rejeitos.

Pelo prazo (longo) que essa estratégia demanda, é fundamental a manutenção, pela entidade responsável pelo descomissionamento, de bons registros do processo.

A usina de Berkeley, um reator Magnox, no Reino Unido, é um exemplo da estratégia do *safestore*.

Como se pode perceber, qualquer o processo de descomissionamento não é simples e envolve, por certo, custos expressivos. As Tabelas 6 e 7 resumem os custos médios que hoje têm sido associados a esses processos, inclusive com a indicação dos países que têm optado por um ou por outro. Tais custos, que variam entre US\$ 230 e 318 por kW, devem ser considerados na avaliação econômica da geração nuclear.

Tabela 6 – Custo estimado do descomissionamento da estratégia *early site release*

País	Nº usinas	Potência (MW)	Custo (US\$/kW)
Itália	1	270	907
Eslovênia	1	707	470
Estados Unidos	5	4.812	422
Bélgica	3	1.421	347
Suíça	3	1.880	264
Alemanha	1	1.200	263
África do Sul	2	1.888	168
Espanha	1	1.000	166
Suécia	1	917	93
Total	18	14.095	318

Fonte: NEA/OECD, 2004.

Tabela 7 – Custo estimado do descomissionamento da estratégia *safe enclosure*

País	Nº usinas	Potência (MW)	Custo (US\$/kW)
Japão	1	1.160	405
Holanda	1	481	349
Alemanha	1	1.200	276
Brasil	2	1.957	224
França	58	62.060	225
Eslovênia	1	707	215
Total	64	67.565	230

Fonte: NEA/OECD, 2004.

8. Conclusões

Neste trabalho, quantificou-se o potencial de geração nuclear no Brasil dentro de uma perspectiva de longo prazo, com o objetivo de reunir subsídios para avaliar as condições dessa opção ser incluída entre as alternativas a serem consideradas na formulação da estratégia para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil até 2030. No trabalho, foram ainda examinados aspectos tecnológicos e outros, relacionados aos rejeitos e ao descomissionamento.

A disponibilidade nacional de urânio revelou-se em uma dimensão que é representativa para qualificar a geração nuclear como alternativa na composição da referida estratégia.

De fato, conforme demonstrado, a oferta de combustível nuclear, em uma perspectiva de longo prazo, mesmo considerando a instalação de novas centrais geradoras, não constitui propriamente uma restrição. Mas deve-se ter em conta o elevado volume de investimentos demandado, principalmente se se considerar a possibilidade de auto-suficiência nacional na área, embora a instalação de Angra III e, principalmente, uma eventual expansão adicional do parque gerador nuclear venha a conferir à fabricação do combustível no país uma escala que poderá justificar economicamente tais investimentos.

A análise do cenário tecnológico permite supor que, no horizonte do PNE 2030, os reatores da Geração III+, ditos “evolutivos-radicaís”, reúnem perspectivas para serem adotados como referência na hipótese de uma expansão do parque de geração nuclear brasileiro. Em linhas gerais, o projeto de usina nuclear a ser tomado como referência para o PNE 2030 constituir-se-ia de reatores do tipo PWR, com potência entre 1.000

(AP-1000) e 1.500 MW (ESBWR), significando uma evolução natural das usinas em operação e em projeto/construção no Brasil (Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, em Angra dos Reis, RJ).

Quanto ao ciclo do combustível, a análise indica que, no PNE 2030, deva ser considerado o ciclo aberto. Por um lado, é uma hipótese conservadora, porque reduz o potencial de geração nuclear, por outro evita uma polêmica que, não obstante sua importância, pouco contribuirá para os objetivos específicos do trabalho.

Ficou demonstrado que, mesmo que se considerem apenas as reservas medidas e indicadas de urânio, há recurso em quantidade suficiente para abastecer, por 40 anos, pelo menos 14 usinas nucleares com 1.300 MW, operando com um fator de capacidade médio de 85%.

Centrais nucleares não emitem gases de efeito estufa. Porém, como restrição ao potencial aproveitamento da geração nuclear coloca-se, principalmente, a questão do tratamento dos rejeitos, sobretudo os de alta atividade, oriundos do combustível utilizado. Além disso, há o descomissionamento, ainda um problema não equacionado, cujo custo médio está entre 230 e 320 US\$/kW.

Tem sido feito, no plano mundial, um esforço de desenvolvimento tecnológico na direção de reatores mais seguros, produzindo menor quantidade de rejeitos de alta atividade. Esse esforço, a preocupação crescente com as emissões de gases, proveniente das fontes de geração que lhe são competitivas, e o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso da energia nuclear para a geração de energia elétrica. Esses são os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração nuclear não pode ser liminarmente descartada da formulação da estratégia da expansão da oferta de energia.

9. Referências bibliográficas

EIA/DOE – Energy Information Administration. U. S. Department of Energy. **International Energy Outlook 2005**. EIA: Washington, 2005

EIA – Energy Information Administration. United States Department of Energy. **Annual Energy Outlook 2006**. EIA: Washington, 2006.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA / MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balço Energético Nacional 2005 – Ano-base 2004**. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA / MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balço Energético Nacional 2006 – Ano-base 2005 – Resultados preliminares**. Rio de Janeiro: EPE, 2006a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Inventário de Recursos e Reservas de Urânio no Brasil**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2006b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Oferta de Combustível Nuclear: Produção e Tecnologia**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2006c.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA / MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2006d.

IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Analysis of Uranium Supply to 2050**. Vienna: IAEA, 2001.

IAEA – International Atomic Energy Agency. **Nuclear Forecasts – Projections up to 2030**. Consultancy Group on Nuclear Capacity. IAEA: Viena, 2006.

IEA - International Energy Agency. **Energy technologies for the 21st Century**. IEA: Paris, 1997.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2004**. IEA: Paris, 2004

IEA – International Energy Agency. **Key World Energy Statistics 2005**. IEA: Paris, 2005

INB - INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL S.A. **A Produção de Combustível para Geração Nucleoelétrica no Brasil**. Apresentação em Power-Point. INB: Rio de Janeiro, 2003.

KNOBEL, M. **Fusão Nuclear: Alternativa para o Futuro**. in Com Ciência – Revista eletrônica de jornalismo científico. SBPC: [s.l.], 2000

LONGO e PIRRÓ, W. **Programas Mobilizadores**. in Seminário preparatório da 3ª Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação – 3ª CNCTI. CGTEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos: Brasília, 2005

MIT – Massachusetts Institute of Technology. **The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary MIT Study**. MIT: Massachusetts, 2003

NEA/OECD – NUCLEAR ENERGY AGENCY e IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Uranium 2003: Resources, Production and Demand (“Red Book”)**. OECD: Paris, 2004.

TOLMASQUIM, M. T (coord.). **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2005

TRADE TECH, LLC. Sítio contendo informações sobre os mercados de urânio. Disponível em: <http://www.uranium.info/index.html>. Acesso em: 26.jun.2006.

Observação: Todos os acessos se deram entre março e julho de 2006.

CGEE – Centro de Gestão de Estudos Estratégicos. <<http://www.cgee.org.br>>

EIA. Energy Information Administration. <<http://www.eia.doe.gov>>

ELETRONUCLEAR – Eletrobras Termonuclear S.A. <<http://www.eletronuclear.gov.br>>

GREENPEACE. <<http://www.greenpeace.org.br>>

IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. <<http://www.iaea.org>>

INB - INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL S.A. <<http://www.inb.gov.br>>

IPEN – INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES. <<http://www.ipen.br>>

WIKIPEDIA. <<http://www.en.wikipedia.org>>

WIKIPEDIA. <<http://www.pt.wikipedia.org>>

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Cavalcanti Furtado
Juarez Castrillon Lopes

Equipe Técnica

Flavia Pompeu Serran
Mirian Regini Nuti
Ricardo Gorini

Consultor Técnico

Jair Albo Marques de Souza

GERAÇÃO TERMONUCLEAR: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS

SUMÁRIO

1. Introdução	115
2. Impactos potenciais da tecnologia de geração termonuclear	116
3. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética	119
3.1. Prospecção, mineração e beneficiamento de urânio	121
3.2. Conversão de urânio.....	122
3.3. Enriquecimento de urânio	122
3.4. Fabricação de combustível	122
3.5. Produção de energia elétrica por usinas nucleares.....	123
3.6. Acondicionamento do combustível irradiado	124
3.7. Reprocessamento do combustível utilizado	124
3.8. Deposição dos rejeitos radioativos	124
3.9. Transporte.....	125
3.10. Sumário dos impactos da cadeia energética	125
3.11. A necessidade da consideração dos impactos da cadeia energética ...	125
4. Sustentabilidade da energia nuclear.....	126
4.1. Indicadores de sustentabilidade	127
4.1.1. Tipos de indicadores.....	127
4.1.2. Indicadores ambientais.....	127
4.1.3. Indicadores socioeconômicos.....	128
5. Custos socioambientais.....	129
6. A segurança das usinas nucleares e a aversão ao risco	131
6.1. A segurança.....	131
6.2. A aversão ao risco e o custo de acidentes nucleares	134
7. O gerenciamento dos rejeitos da produção de energia elétrica	136
7.1. Tipos de rejeitos nucleares e o tratamento dado nos diversos países ...	136
7.2. Pontos importantes.....	138
8. Desenvolvimento tecnológico a médio prazo	138
9. Considerações finais	139
10. Referências bibliográficas.....	141

1. Introdução

Este trabalho objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de tecnologias de geração termonuclear para a produção de energia elétrica, dentro do contexto que esta fonte de energia constitui-se em um dos vários tipos de fontes que podem ser empregados pelo setor elétrico, devendo, portanto, ser analisada dentro de um ponto de vista sistêmico.

A energia nuclear, em produção comercial há cerca de cinco décadas, já é uma das maiores fontes de geração de energia elétrica em diversos países. Em 1993, a energia nuclear era a terceira maior fonte de energia em todo mundo (ELETROBRÁS, 1993).

A tecnologia de geração termonuclear é responsável, dentro do parque gerador brasileiro, por cerca de 2% da capacidade instalada do Brasil em 31/12/2005, considerando todo o parque gerador existente, as interligações internacionais já em operação e também a parcela de Itaipu importada do Paraguai, conforme detalhado na Tabela 1.

Tabela 1 - Parque gerador existente em dezembro/2005 no Brasil (MW)

Fonte	Capacidade instalada (MW)
Hidrelétrica	69.631
Termelétrica	19.770
Nuclear	2.007
PCH	1.330
Subtotal	92.738
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	100.516

Fonte: BIG – Banco de Informações da ANEEL, 30/01/2006. Valores Fiscalizados pela ANEEL, considerando as potências a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

As duas usinas nucleares, existentes, hoje no Brasil, estão instaladas no estado do Rio de Janeiro, no município de Angra dos Reis, e são responsáveis pela geração de 2007 MW. A usina de Angra III, com 1309 MW, prevista para entrar em operação comercial pelo Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015 em 2012, conforme mencionado nas notas técnicas anteriores, aumentará a capacidade nuclear instalada no país em cerca de 65%.

Na década de 90, o uso da energia nuclear passou por uma profunda crise, originada tanto pelas baixas taxas de crescimento do mercado de eletricidade nos países desenvolvidos como pela evolução dos custos dos empreendimentos e pelos movimentos de opinião pública relativos aos riscos associados, na época, a esta fonte energética. No entanto, a crescente preocupação da sociedade com o efeito estufa e com as outras fontes de poluentes associadas a queima de combustíveis fósseis tem feito com que o uso da energia nuclear seja reavaliado.

Nas discussões dos impactos ambientais ligados a produção de energia termelétrica no mundo, a ênfase, normalmente, é dada às emissões de poluentes para a atmosfera. Isto decorre do fato que mais de 80% da geração de energia elétrica no mundo é de origem térmica convencional (carvão, óleo e gás) e nuclear. Alguns dos impactos ambientais produzidos pela geração termelétrica podem ser listados de acordo com os tipos de efeitos e agentes poluidores que contribuem para estes efeitos. Alguns exemplos estão indicados abaixo.

Tabela 2 - Impactos ambientais produzidos pela geração termelétrica

Efeitos	Agentes poluidores
Efeito estufa	CO ₂ , CH ₄ , NO _x , CO ₂ , N ₂ O, CFCs, CO, Compostos orgânicos voláteis
Depleção da camada de ozônio	CFCs
Acidificação	SO ₂ , NO _x
Neblina fotoquímica (<i>Photosmog</i>)	Compostos orgânicos voláteis, NO ₂
Nitrificação	NO, Fosfatos (PO ₄)
Doses de radiação	Trícium, Radônio, C-14, Kr-85, Sr-90
Mau cheiro	NH ₃ , H ₂ S, Acido butírico

Com o objetivo de se selecionar a tecnologia mais conveniente para limitação das emissões de poluentes para a atmosfera, é necessário o conhecimento do mecanismo de produção dos poluentes e em que parte do sistema energético (minas, poços, instalações de processamento do combustível, usinas elétricas, tratamento de rejeitos) esta produção de poluentes ocorre. Este conhecimento permite o estabelecimento de possíveis medidas mitigadoras adequadas para cada caso.

Ressalta-se também que as emissões poluentes das usinas térmicas convencionais ocorrem durante a fase de operação das mesmas. No caso das usinas nucleares, em operação normal, as emissões são muito baixas e a maior preocupação está relacionada com as situações potenciais de acidentes, situações estas que são avaliadas através de análises probabilísticas de segurança (PSA - *Probabilistic Safety Analysis*).

2. Impactos potenciais da tecnologia de geração termonuclear

Neste capítulo, são discutidos os impactos causados durante a produção de energia elétrica por usinas nucleares. Os demais impactos causados ao longo da cadeia energética completa, desde a mineração do combustível nuclear até o tratamento dos rejeitos, serão examinados na seção 3 (WMO, 2000; IAEA-TECDOC-787, 2005; INSC, 2002).

Para a avaliação dos impactos da produção de energia elétrica por usinas nucleares, foi utilizada a metodologia adotada pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE, estabelecida pelo trabalho "Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais", que abordou usinas hidrelétricas, usinas térmicas convencionais e sistemas de transmissão, publicado em 1994 (COMASE, 1994).

Os impactos socioambientais discutidos, nesta seção, referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.

A Tabela 3 apresenta os impactos socioambientais causados durante a construção e operação normal das usinas nucleares. A tabela é a mais geral possível, uma vez que os impactos específicos causados por uma usina em particular dependem do tipo de usina, da tecnologia do combustível empregado, das condições do sítio e das práticas de gerenciamento empregadas pelo pessoal da empresa operadora.

Os impactos causados pelo uso da energia nuclear para produção de energia elétrica são, de certa maneira, diferentes daqueles causados por usinas termelétricas convencionais, uma vez que os potenciais impactos oriundos de condições de acidentes de baixa probabilidade devem também ser considerados, assim como as medidas a serem tomadas para o caso de acidentes, como implantação de planos de evacuação da população, inclusive treinamento periódico.

Deve-se chamar a atenção que a probabilidade de um acidente severo com uma usina nuclear moderna projetada no ocidente (tipo Angra II e III), com liberação de produtos radioativos para o exterior, é extremamente baixa, da ordem de 10^{-6} , duas ordens de grandeza inferior à probabilidade de rompimento de uma barragem de uma usina hidroelétrica (10^{-4}). A Tabela 4 apresenta os potenciais impactos em condições de acidentes severos de baixa probabilidade de uma usina nuclear.

As Tabelas 3 e 4 apresentam a seguinte estrutura:

Coluna 1: Identificação das possíveis causas dos impactos socioambientais. Nesta fase, a severidade de cada impacto não foi considerada, por ser ela dependente das condições específicas de cada projeto;

Coluna 2: Tipos de impactos socioambientais que possam ocorrer devido às causas indicadas na coluna 1. A maior parte dos impactos indicados ocorrem somente quando os limites de operação normal forem ultrapassados, e, nestas situações, as potenciais consequências apresentarão variações dependendo do tipo e da localização da usina, e das características do processo que iniciou o evento anormal. As ações mitigadoras previstas também constituem em fatores importantes para a mitigação efetiva dos potenciais impactos. Os impactos potenciais estão listados de forma genérica, sem considerar as características específicas da usina e a efetividade das medidas que objetivam evitar ou mitigar os impactos indicados.

Coluna 3: Tempo de ocorrência do impacto. (construção, operação ou pós-operação)

Coluna 4: Identificação dos programas e medidas que possam ser utilizadas para mitigar os impactos ou compensar a população direta ou indiretamente envolvida pelos danos causados pelo projeto. Tais medidas podem ser adaptadas para cada tipo de usina, tanto durante o projeto da usina ou por ocasião de uma possível parada para introduzir melhorias em uma usina em operação, processo estes (“retrofit”) que são utilizados frequentemente. Muitas das medidas indicadas podem ser implantadas simultaneamente.

Tabela 3 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de usinas nucleares

		continua	
Causas	Impactos	TO	Medias /ações / projetos / programas
Área de ocupação do solo (Preparação, terraplenagem, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> - interferência com população local - interferência com flora e fauna - ruído e poeira - erosão do solo - alteração do uso do solo - emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo 	C	<p>Compensação monetária ou permuta de áreas</p> <p>Recuperação das áreas degradadas</p> <p>Arborização - criação de cinturões verdes</p> <p>Utilização de sistemas anti-poeiras</p> <p>Criação de parques ou áreas de conservação</p>
Transporte de equipamento pesado	<ul style="list-style-type: none"> - poluição sonora - perturbação do trânsito local 	C	Planejamento do sistema de tráfico de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção da usina	<ul style="list-style-type: none"> - aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte - alteração da organização sócio-cultural e política da região - aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento. 	C/O	<p>Plano de desenvolvimento regional</p> <p>Apoio aos municípios afetados pelo empreendimento</p> <p>Adaptação das infra-estruturas de habitação e transporte</p> <p>Gerenciamento institucional</p> <p>Reorganização das atividades econômicas</p> <p>Organização das condições sanitárias e de saúde</p>
Distorção estética	<ul style="list-style-type: none"> - poluição visual 	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos
Efluentes sanitários	<ul style="list-style-type: none"> - disseminação de doenças - diminuição de oxigênio solúvel nos corpos receptores - interferência com fauna e flora 	C/O	Utilização de sistemas compactos para tratamento de esgotos (separado do tratamento de outros efluentes líquidos)
Ruído	<ul style="list-style-type: none"> - poluição sonora no interior e fora da usina 	C/O	Projetos e programas específicos para redução de ruído
Emissões para a atmosfera de gases radioativos	<ul style="list-style-type: none"> - Doses internas e externas - (efeitos biológicos não detectáveis) 	0	<p>Filtros e decaimento radioativo</p> <p>Dispersão em condições atmosféricas favoráveis</p> <p>Dimensionamento ótimo da chaminé</p> <p>Implementação de projetos, procedimentos operacionais e programas para minimizar efluentes</p> <p>Sistemas de controle e monitoração contínuos das emissões</p>
Efluentes radioativos líquidos	<ul style="list-style-type: none"> - Doses internas e externas (efeitos biológicos não detectáveis) 	0	<p>Filtragem. Decaimento radioativo</p> <p>Remoção por troca iônica: Evaporação/condensação</p> <p>Solifusão: Dispersão em ambiente aquático sob condições apropriadas. Implementação de medidas de projeto, procedimentos operacionais e programas para minimizar os efluentes. Controle contínuo e sistemas de monitoração das emissões</p>
Sistema de água de refrigeração	<p>Dependendo da tecnologia empregada:</p> <p>Sistema aberto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - aumento da temperatura da água no corpo receptor de água - redução de oxigênio dissolvido - interferência com fauna e flora aquáticas <p>Sistema fechado/torre úmida de refrigeração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - névoa quimicamente ativa (biocidas e agentes anti-corrosivos) - diminuição da visibilidade - interação da névoa úmida com a pluma da chaminé (causando acidificação da atmosfera) <p>Sistema fechado/torre seca de refrigeração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - alguns (pequenos) impactos na atmosfera e recursos hídricos 	0	<p>Estudos de dispersão térmica no corpo receptor de água</p> <p>Avaliação dos impactos no ecossistema aquático</p> <p>Monitoração do eco-sistema</p> <p>Utilização de torres com sistemas de diminuição de névoa ("demisters")</p> <p>Localização das torres levando em conta os ventos predominantes na região</p> <p>Medidas para evitar a superposição da névoa com a pluma</p> <p>Verificação da interferência aerodinâmica da torre de refrigeração com as condições de dispersão da pluma da chaminé</p>

Tabela 3 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de usinas nucleares

continuação			
Causas	Impactos	TO	Medias /ações / projetos / programas
Rejeitos radioativos sólidos com baixa e média atividades (armazenamento temporário para rejeitos radioativos sólidos)	- Doses externas (efeitos biológicos não detectáveis)	0/PO	Solidificação, compactação e confinamento em containers especiais Armazenamento em repositórios licenciados Implementação de medidas de projetos, programas operacionais e procedimentos para minimização de rejeitos Monitoração ambiental e radiológica

Legenda: TO= Tempo de Ocorrência; C= Construção; O= Operação; e PO= Pós-operação.

Fonte: MME/ELETRÓBRÁS/COMASE. Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais. Vol II – Usinas Termelétricas. Rio de Janeiro, 1994.

Tabela 4 - Impactos socioeconômicos decorrentes de usinas nucleares em condições de acidentes severos

Causas	Impactos	TO	Medidas/Ações/Projetos/Programas
Emissões para a atmosfera de gases radioativos e aerossol	- dose interna (inalação e ingestão) acima dos limites - contaminação de alimentos, recursos hídricos e ar - dose externa acima dos limites - contaminação do solo e ar	0	Análise probabilística de segurança. Análise de risco/conseqüências Sistema de contenção Utilização de processos de filtragem e decaimento radioativo Sistemas para o monitoramento e controle contínuo das emissões Planejamento de ações emergenciais para prevenção, mitigação, etc. (Plano de Emergência)
Efluentes radioativos líquidos	- dose interna (ingestão) acima dos limites - contaminação de animais, plantas e recursos hídricos - dose externa acima dos limites. - contaminação de sedimentos e margens de corpos de água	0	Análise probabilística de segurança Análise de risco/conseqüências Recirculação e contenção Utilização de processos de filtragem e decaimento radioativo Sistemas para o monitoramento e controle contínuo das emissões Planejamento de ações emergenciais para prevenção, mitigação, etc. (Plano de Emergência)

Legenda: TO= Tempo de Ocorrência; e O= Operação.

Fonte: MME/ELETRÓBRÁS/COMASE. Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais. Vol II – Usinas Termelétricas. Rio de Janeiro, 1994.

3. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética

Neste capítulo, são abordados os impactos associados com a cadeia completa de produção energética via combustível nuclear. O objetivo primordial desta abordagem é de ilustrar a ampla gama de rejeitos e emissões que devem ser considerados em qualquer comparação entre as diversas fontes de energia. São indicados, no caso da energia nuclear, as características básicas e valores aproximados das grandezas envolvidas, devendo-se sempre tomar em consideração que as quantidades de rejeitos e emissões por unidade de energia elétrica produzida podem ser reduzidas significativamente com a evolução da tecnologia e com melhoria de práticas operacionais, mesmo para usinas já existentes (WMO, 2000; IAEA-TECDOC-787, 1995).

Existe um grande número de cadeias energéticas (fóssil, nuclear, energias renováveis) e opções tecnológicas, cada uma delas produzindo uma gama de rejeitos e efeitos socioeconômicos. Alguns destes rejeitos são de natureza ou de níveis muito baixos, que não são considerados perigosos e podem ser liberados diretamente, sem maiores conseqüências, para a atmosfera ou corpos. Estas emissões são referidas como “emissões

diretas de rejeitos”. Por outro lado, existem rejeitos sólidos, que não podem ser liberados diretamente ao meio ambiente. Outros rejeitos podem conter substâncias perigosas em concentrações altas, que requerem tratamento especial para um gerenciamento seguro, bem como sistemas especiais para a sua deposição segura. Este tratamento pode resultar em descargas adicionais para o ar e ambientes aquáticos e na produção de outros tipos de rejeitos sólidos. Estas emissões são referidas como “rejeitos de não emissão” por entidades internacionais especializadas (IAEA-TECDOC-787, 1995).

A cadeia de produção energética nuclear inclui várias etapas que variam de acordo com a tecnologia de reator nuclear empregada, utilizando, por exemplo, urânio natural ou enriquecido como combustível. O tipo de gerenciamento do combustível irradiado descarregado do reator após gerar energia também define o tipo de cadeia, por exemplo, deposição direta (ciclo aberto) ou reprocessamento do combustível e reciclagem (ciclo fechado). As usinas com reatores nucleares, utilizando água leve comum para moderação e refrigeração e urânio enriquecido como combustível, constituem-se em cerca de 90% da capacidade nuclear em operação no mundo e cerca de 85% da capacidade em construção. Assim, a discussão seguinte abordará a cadeia energética em que se inserem estes tipos de reatores, inclusive os reatores da Central Nuclear Álvaro Alberto, em Angra dos Reis, de propriedade da Eletronuclear.

Em cada fase da cadeia nuclear, foram implementados, no mundo, diferentes processos industriais, e as características técnicas das diferentes instalações podem variar de modo significativo de país para país, e em um mesmo país, de operador para operador, quando existirem vários deles.

As principais fases de uma cadeia energética nuclear completa de reatores a água leve e urânio enriquecido são as seguintes:

- exploração, mineração e beneficiamento de urânio;
- conversão de concentrados de urânio (*yellowcake*) em hexafluoreto de urânio;
- enriquecimento de urânio;
- fabricação do combustível;
- carregamento do combustível no reator e produção de energia;
- armazenamento do combustível irradiado;
- deposição do combustível irradiado;
- reprocessamento do combustível usado (somente para o ciclo fechado); e
- gerenciamento dos rejeitos radioativos e deposição.

A cadeia energética inclui também o transporte do combustível nas suas várias formas entre uma fase e a seguinte, bem como o gerenciamento de eventuais rejeitos gerados em cada uma das fases e sua deposição.

Os impactos socioambientais e sobre a saúde, causados pelas atividades e instalações da cadeia energética, decorrem de várias causas, incluindo tanto atividades convencionais como especificamente nucleares. Os impactos decorrentes de atividades convencionais, por exemplo, mineração, processamento de materiais e transporte, são similares aos que ocorrem em outras atividades industriais. Entretanto, devido ao alto conteúdo energético do combustível nuclear, a magnitude relativa dos impactos, quando expressa em danos por unidade de energia elétrica produzida tende a ser muito menor do que o causado por alternativas fósseis. Os impactos decorrentes de atividades especificamente nucleares decorrem principalmente da liberação de quantidades mínimas de radiação para o ar e a água, do gerenciamento e deposição do combustível descarregado do reator após seu tempo de residência, produzindo energia, e aos riscos associados com os acidentes

de baixa probabilidade das usinas nucleares, conforme já discutido anteriormente.

Existe um grande número de estudos e publicações sobre os impactos da cadeia energética nuclear que estimam os efeitos socioeconômicos e sobre a saúde resultantes da produção de energia elétrica por usinas nucleares. Contudo, deve-se chamar atenção, que, como no caso de qualquer outra cadeia energética, a magnitude, e de alguma forma, os tipos de impactos são altamente dependentes das tecnologias empregadas e das especificidades de cada sítio da cadeia. Assim sendo, as informações que serão indicadas nesta seção são essencialmente qualitativas e devem ser consideradas apenas como indicativas. Elas não substituem de nenhuma forma os estudos detalhados de impactos ambientais (EIA), necessários para dar suporte a decisão de construir cada instalação da cadeia, levando em conta as especificidades de cada tecnologia empregada e do respectivo sítio.

A seguir discutem-se os impactos de cada etapa da cadeia energética nuclear.

■ 3.1. Prospecção, mineração e beneficiamento de urânio

O urânio ocorre abundantemente na natureza, estando presente na maior parte das rochas, solos, rios e oceanos. A prospecção de urânio, para identificação de minérios em concentrações adequadas para extração econômica, utiliza métodos convencionais utilizados para outros minerais e, também, métodos específicos, baseados na detecção de radiação, levando em conta as características dos minérios uraníferos de emitirem baixa radioatividade.

A prospecção de urânio apresenta baixo impacto socioambiental, alguns decorrentes da utilização de maquinarias e do transporte, que utilizam combustível fóssil, principalmente quando expressos em termos de unidade de energia elétrica produzida.

Os minérios de urânio economicamente recuperáveis, isto é, com concentrações variando de 500 ppm a mais de 10%, são explorados em minas subterrâneas ou a céu aberto. O urânio também é explorado, a partir de depósitos de baixa concentração, por lixiviação *in situ*. Ele também é recuperado, em algumas atividades industriais, como subproduto da produção de cobre, ouro, prata, ou ácido fosfórico.

O minério de urânio extraído é, a seguir, processado em instalações de beneficiamento, normalmente localizadas próximo às minas. Utilizam-se, nestas instalações, tratamentos mecânicos (tritramento e moagem) e operações químicas (lixiviação ácida e alcalina), para extrair, purificar e concentrar o urânio. O produto, um concentrado de urânio de cor amarela, é conhecido por bolo amarelo (*yellowcake*) e apresenta uma concentração em urânio natural de cerca de 70% em peso.

As operações de mineração e beneficiamento de urânio geram emissões para a atmosfera (particulados e gases radioativos) e rejeitos líquidos e sólidos, que apresentam níveis de radioatividade dentro da faixa inferior da gama de radiação de fundo normal da natureza (*background*). Os rejeitos sólidos de minas subterrâneas (*ganga*) e do beneficiamento são geralmente reintroduzidos na cava da mina após o final de suas vidas úteis. O solo e a rocha removidos, durante a operação de minas a céu aberto, são usados como cobertura durante o processo de recuperação dos sítios ocupados pela mina e instalação de beneficiamento. Os níveis de radioatividade de emissões para a atmosfera e de efluentes líquidos são monitorados e controlados constantemente, de modo a garantir que eles se mantenham abaixo dos níveis autorizados pelo órgão regulador.

Os impactos mais significantes, decorrentes das operações de mineração e beneficiamento, são os efeitos ocupacionais sobre a saúde de trabalhadores, resultantes de acidentes em minas e a exposição dos mineiros

à radiação e poeira. As emissões de radioatividade pelas instalações mineiras e de beneficiamento aumentam levemente a radiação natural de fundo (*background*), e poderiam, a rigor, induzir algum impacto sobre a saúde da população local e regional. Entretanto, é praticamente impossível determinar o real impacto devido às doses muito baixas em comparação com as doses naturais.

■ 3.2. Conversão de urânio

As operações de conversão de urânio incluem uma seqüência de processamentos físicos e químicos, necessários para converter o concentrado de urânio (*yellowcake*). As emissões radioativas e de resíduos pelas usinas de conversão são monitoradas e controladas, e seus impactos potenciais sobre a saúde (estimado pelas relações dose-efeito) não são significantes. Os efeitos não radiológicos ocupacionais sobre a saúde resultam da eventual exposição dos trabalhadores a produtos químicos tóxicos, particularmente, compostos de flúor, e de acidentes normais de indústrias químicas convencionais, devendo as técnicas usuais de prevenção e mitigação também serem aplicadas. Atualmente, a INB - Indústrias Nucleares do Brasil contrata os serviços de conversão no exterior.

■ 3.3. Enriquecimento de urânio

No urânio encontrado na natureza, o isótopo físsil (U^{235}) está presente em uma concentração de apenas 0,71%. O restante é praticamente um isótopo (U^{238}) não físsil, utilizado na maior parte dos reatores de potência existentes atualmente, os chamados reatores térmicos.

O processo de enriquecimento aumenta a concentração natural do isótopo físsil (U^{235}) para um valor em torno de 3 a 4%, que é o enriquecimento necessário dos combustíveis empregados em reatores do tipo Angra II.

Dois processos industriais são utilizados, no mundo, para o enriquecimento de urânio: o da difusão gasosa e o da ultracentrifugação. Em ambos os casos, o urânio tem que estar na forma gasosa para que o processo de enriquecimento funcione. Daí a necessidade da etapa de conversão, descrita anteriormente, já que o UF_6 assume a forma gasosa quando aquecido.

A INB mantém um contrato com um grupo trinacional (Holanda, Alemanha, Reino Unido), a URENCO, para enriquecimento do urânio que vem sendo empregado nos combustíveis das unidades de Angra. A URENCO utiliza a tecnologia de ultracentrifugação. A curto prazo, a INB pretende enriquecer parte das necessidades de urânio destas unidades com o suprimento de uma usina de enriquecimento inaugurada recentemente em Rezende, no Estado do Rio de Janeiro, utilizando tecnologia de ultracentrifugação, desenvolvida no Brasil.

Os impactos ocupacionais e públicos causados por usinas de enriquecimento são baixos. Os impactos ocupacionais são semelhantes aos que ocorrem em indústrias convencionais por acidentes nas suas instalações. Pode haver, entretanto, uma pequena contribuição ao efeito estufa causado por fugas de clorofluorcarbonetos (CFC) das instalações.

■ 3.4. Fabricação de combustível

Os processos de fabricação do combustível nuclear variam de acordo com a tecnologia de reator.

Em todos os casos, entretanto, eles envolvem processos químicos e técnicos clássicos. Devido aos baixos níveis de radioatividade presentes no urânio de baixo enriquecimento não irradiado (antes da sua passagem

pelo reator), as doses de radiação para os trabalhadores são pequenas. Mesmo assim, monitoração e controles permanentes são realizados. A precaução principal é contra os riscos de inalação de urânio, devendo, para tanto, serem tomadas medidas adequadas.

No caso de ciclo fechado, com o reprocessamento e a reciclagem de urânio e plutônio, que não é o caso do Brasil no momento, a fabricação dos óxidos mistos de urânio e plutônio apresenta um maior nível de radioatividade, devendo ser realizada em ambiente vedado e com barreiras de proteção.

■ 3.5. Produção de energia elétrica por usinas nucleares

Os impactos desta fase já foram examinados na seção anterior e, aqui, serão discutidos de modo complementar e de modo a caracterizar esta fase dentro da cadeia energética completa.

Durante a operação normal das usinas, são produzidos efluentes líquidos e gasosos, que são monitorados e controlados de maneira a minimizar a radioatividade liberada para o meio ambiente e sempre mantê-la abaixo dos níveis autorizados pelo órgão regulador. As doses de radiação para os trabalhadores das usinas são estritamente controladas e limitadas por normas e regulamentos apropriados. Assim, os impactos são muitos limitados e, na maior parte dos casos, caem dentro da gama dos impactos estimados de doses de radiação da radiação de fundo natural (*background*) e de aplicações médicas. Os efeitos ocupacionais não radiológicos são semelhantes aos de acidentes industriais convencionais.

Os sistemas de refrigeração aumentam a temperatura do corpo de água, que recebe o calor dissipado. Os impactos originados pela liberação de água aquecida são localizados, devido à rápida diluição no mar ou rio, conforme o caso e não causam danos à saúde humana. Contudo deve-se tomar cuidado para que a liberação de calor não cause dano ao ecossistema aquático. Para tanto, monitoração e controle permanentes são realizados.

Durante a construção e descomissionamento (i.e., desmonte ao fim da vida útil) das usinas nucleares, os impactos locais associados com a construção civil e transporte de equipamentos pesados são similares aos impactos que ocorrem com outros tipos de usinas convencionais, podendo-se citar ruído, emissão de particulados, alteração de paisagem, interferência com população, fauna e flora, alteração do solo, etc. Os impactos sobre a saúde dos trabalhadores decorrem, principalmente, dos acidentes durante as atividades de construção e desmonte.

Durante o descomissionamento, a presença de materiais radioativos apresenta riscos de alguma exposição ao público e trabalhadores, devendo-se adotar técnicas e procedimentos aplicáveis.

Os rejeitos sólidos das usinas nucleares são separados, tratados e acondicionados de acordo com os seus respectivos níveis de radioatividade. Depois do acondicionamento apropriado, os rejeitos de baixa, média e alta atividade são transportados para repositórios de armazenamento intermediário e definitivo, de acordo com a política de gestão de rejeitos adotada em cada país.

Os eventuais efeitos ocupacionais sobre a saúde, radiológicos e não radiológicos, ocorrem durante a operação de rotina das usinas nucleares. Os efeitos principais são os impactos não radiológicos sobre a saúde (acidentes industriais de rotina), durante a construção e descomissionamento, embora sejam extremamente pequenos em termos de unidade de energia elétrica produzida. Os potenciais efeitos para o público resultante de emissões de baixo nível de atividade de isótopos de vida longa são estimados por técnicas específicas, utilizando hipóteses conservadoras de extrapolação de altas doses, por relações dose-efeito, para baixas do-

ses. Mesmo adotando-se estas hipóteses conservadoras, os efeitos calculados são extremamente baixos para serem mensuráveis em comparação com os níveis de ocorrência encontrados na natureza, devido a radiação de fundo natural (*background*).

■ 3.6. Acondicionamento do combustível irradiado

O combustível irradiado descarregado do reator, após gerar energia por cerca de três anos, é armazenado, no próprio local da usina, em uma piscina próxima ao reator, para que esfrie e a radioatividade decaia. Caso o ciclo aberto seja o escolhido, após o decaimento radioativo e o esfriamento do combustível, ele deve ser acondicionado e transportado para repositórios de deposição definitiva. Caso o ciclo fechado com reciclagem seja o escolhido, o tratamento a ser dado ao combustível segue outra rota descrita a seguir. Cabe destacar que esta última alternativa, atualmente, não é utilizada no Brasil.

■ 3.7. Reprocessamento do combustível utilizado

No caso do ciclo fechado com reciclagem, utiliza-se o reprocessamento do combustível irradiado, após o seu resfriamento e com a sua radioatividade reduzida, para separar os materiais físeis (urânio e plutônio) de outros produtos não aproveitáveis e considerados rejeitos. O reprocessamento tem essencialmente duas finalidades importantes: recuperar os materiais físeis contidos no combustível irradiado e facilitar o gerenciamento dos rejeitos por redução dos seus volumes a serem isolados do ambiente. Quando há o reprocessamento, somente os produtos de fissão e actínídeos menores são considerados rejeitos. Uma usina típica de reprocessamento possui piscinas de estocagem de combustível usado, instalações especializadas para processamento físico e químico, tratamento de efluentes, acondicionamento e armazenamento de rejeitos líquidos e sólidos.

As emissões de gases e de efluentes líquidos das usinas de reprocessamento são monitoradas e controladas de modo a manter a radioatividade liberada para o meio ambiente abaixo dos níveis permitidos pelas autoridades de segurança. A maior parte dos processos é automática e controlada remotamente, de modo que a exposição dos trabalhadores seja a menor possível. Os efeitos radiológicos ocupacionais sobre a saúde são estimados por meio da monitoração das doses recebidas pelos trabalhadores e aplicando-se a relação linear dose-efeito, uma técnica conservadora.

Os efeitos ocupacionais não radiológicos são estimados por analogia com os que ocorrem em outras indústrias químicas, uma vez que os dados estatísticos disponíveis, baseados na operação de usinas de reprocessamento existentes, ainda não são representativos.

Os efeitos sobre a saúde pública são estimados na base de estimativa da dose coletiva para a população e na relação linear dose-efeito. Estes efeitos não são representativos a curto e médio prazos. Entretanto, há debates sobre o efeito de isótopos de vida longa que poderiam ocorrer por um período de centenas de milhares de anos e que seriam significantes para o público.

■ 3.8. Deposição dos rejeitos radioativos

Os rejeitos radioativos são geralmente classificados em três categorias: rejeitos de alta, média e baixa atividades. Na maior parte dos países, os rejeitos de baixa atividade são depositados em repositórios próxi-

mos a superfície. Os rejeitos de alta atividade e, em alguns casos, os de atividade média serão depositados em repositórios geológicos profundos de modo a assegurar um isolamento permanente da biosfera.

Os impactos ambientais e sobre a saúde, devidos ao gerenciamento dos rejeitos nucleares, armazenamento e deposição, decorrem dos riscos de eventuais fugas a partir do armazenamento e repositórios. Como em qualquer outra etapa da cadeia energética nuclear, o monitoramento e o controle permanentes são essenciais para assegurar que as emissões radioativas permaneçam abaixo dos níveis permitidos pelas autoridades de segurança. Os impactos sociais estão ligados à aversão ao risco e à relutância das comunidades de aceitar a implementação de repositórios de rejeitos radioativo nos seus arredores.

■ 3.9. Transporte

As várias etapas da cadeia energética ocorrem em diferentes locais, o que exige o transporte de materiais de diferentes naturezas entre os vários sítios. Os materiais radioativos são acondicionados para o transporte de acordo com os níveis de radioatividade e o modo de transporte. As normas de segurança estabelecidas pelo órgão regulatório e, também, as recomendações da Agência Internacional de Energia Atômica são seguidas.

Os impactos estimados do transporte dentro da cadeia energética podem ocorrer por exposição do público à radiação, devido a potenciais liberações de radioatividade de baixo nível ao longo da rota de transporte, e devido a eventuais acidentes não radiológicos em rodovias ou estrada de ferro. Entretanto, os impactos devido ao transporte são os menores entre todas as etapas da cadeia energética nuclear.

■ 3.10. Sumário dos impactos da cadeia energética

Como citado anteriormente, serão discutidas as etapas da cadeia energética das usinas com reatores nucleares que utilizam água leve comum, para moderação e refrigeração, e urânio enriquecido, como combustível. Estas usinas constituem cerca de 90% da capacidade nuclear em operação no mundo e cerca de 85% da capacidade em construção. A Tabela 3 mostra as fases principais da cadeia energética nuclear destes tipos de usina na opção de ciclo aberto (sem reprocessamento), indicando as emissões mais importantes para o ar e água e também os chamados “rejeitos de não emissão”, conforme definidos no item 3.1.

As magnitudes dos rejeitos sólidos foram estimados para uma usina com rendimento térmico em torno de 32% e para uma geração de energia de 1 GWano.

O ciclo fechado, que envolve reprocessamento e reciclagem de combustível recuperado, resulta em quantidades maiores de rejeitos de baixa e média atividades em relação às quantidades do ciclo aberto. Entretanto, há, neste caso, uma redução no inventário de urânio e plutônio no rejeito de alta atividade, tornando assim, de certa maneira, menos complexos os problemas de gerenciamento e deposição dos rejeitos. Há também uma redução das necessidades de mineração de urânio, devido ao valor energético do urânio e plutônio reciclados. Dessa forma, a magnitude dos impactos resultante do ciclo fechado é similar a do ciclo aberto.

■ 3.11. A necessidade da consideração dos impactos da cadeia energética

Embora somente uma etapa dentro da cadeia energética de cada combustível, a da geração de energia por usinas elétricas, seja de responsabilidade direta do setor elétrico, é adequado que, na comparação de todas as opções disponíveis, sejam considerados os impactos da cadeia energética completa, uma vez que sua pró-

pria existência decorre da etapa de geração.

Por isto, o setor elétrico também é indiretamente responsável pelos eventuais impactos de toda a cadeia energética. Assim não só o gerenciamento e deposição de rejeitos, nucleares e convencionais, que são de responsabilidade direta do setor elétrico, devem ser considerados, mas também os impactos da cadeia energética completa, que podem afetar a sociedade como um todo.

4. Sustentabilidade da energia nuclear

A disponibilidade de energia é indispensável para o bem estar socioeconômico das gerações atuais e futuras, inclusive para a eliminação de desigualdades e aumento dos padrões de vida.

Embora, essencial, para o desenvolvimento, a energia se constitui em um meio para atingir um fim, e este fim é um padrão de vida adequado, uma economia sustentável e um meio ambiente limpo. Nenhuma forma de energia, carvão, óleo, gás, solar, nuclear, hidrelétrica, eólica, é boa ou ruim em si. Elas só podem ser consideradas de valor se puderem satisfazer este fim.

A maior parte do suprimento de energia no mundo, atualmente, baseada nos recursos limitados de energia fóssil, pode ser considerada não sustentável ambientalmente. Por outro lado, não há nenhuma tecnologia de produção ou conversão de energia que não apresente riscos ou não gere rejeitos. Ao longo da cadeia energética, desde a extração do recurso até a deposição de rejeitos/cinzas, são produzidos e emitidos poluentes, muitos podem causar sérios danos à saúde e impactos ambientais. Mesmo que alguma tecnologia não emita substâncias perigosas durante a produção de energia, podem ocorrer emissões de poluentes durante a construção e fabricação dos componentes principais das usinas produtoras ou ao longo de outras fases da cadeia energética.

Como exemplo, a combustão de combustíveis fósseis é a principal responsável pela poluição urbana, acidificação regional e risco de mudanças climáticas antrópicas. Também, a utilização de energia nuclear gera uma série de preocupações, tais como a segurança das usinas, o armazenamento e deposição de rejeitos altamente radioativos e mesmo o temor de proliferação de armas nucleares.

O uso de biomassa, em especial da lenha, sem processo sustentável, em alguns países, tem contribuído para a desertificação e perda de biodiversidade.

Ao se escolher as fontes de energia e as respectivas tecnologias para produção, suprimento e uso da energia, é importante que se tome em consideração as conseqüências econômicas, sociais e ambientais desta escolha. Assim os planejadores necessitam de métodos para avaliar e mensurar, se possível, os efeitos presentes e futuros da utilização da energia sobre a saúde humana, sociedade, ar, solo e água. É necessário avaliar se a presente utilização energética é sustentável e, caso não seja, como alterar o rumo do desenvolvimento. Este, no fundo é o objetivo de estabelecimento de indicadores de sustentabilidade que tratem de aspectos importantes, no que tange às três dimensões do desenvolvimento sustentável, o econômico, o social e o ambiental.

Dentro deste contexto, o próximo item discutirá os indicadores apropriados para se determinar as condições de sustentabilidade da energia nuclear.

■ 4.1. Indicadores de sustentabilidade

■ 4.1.1. Tipos de indicadores

Durante os últimos anos, tem-se discutido intensamente o tema da sustentabilidade das diversas fontes de energia e procurado estabelecer parâmetros de avaliação através do estabelecimento de indicadores apropriados. Várias publicações técnicas disponíveis na literatura mundial sobre o assunto têm estabelecido indicadores de natureza mais ampla, mais ligados aos aspectos macro e socioeconômicos, bem como alguns mais específicos, que podem ser aplicados às diversas fontes energéticas (IEA/OECD, 2005).

Entre os primeiros, podem ser citados a utilização de energia per capita, o número de lares atendidos por energia elétrica e a importação líquida de energia. Entre os segundos, podem ser relacionados o custo da produção de energia, a disponibilidade no país do combustível considerado, a emissão de poluentes e gases de efeito estufa de cada cadeia energética, a produção de resíduos e rejeitos por unidade de energia gerada, o uso da terra por unidade de energia produzida, etc. Embora o primeiro tipo de indicadores seja importante para se avaliar o desempenho de um sistema energético como um todo, os resultados são consequência do “mix” atingido pelo sistema dentro de certo horizonte, e não se enquadram no escopo deste trabalho.

Por outro lado, os indicadores do segundo tipo são pertinentes para a análise “a priori” de todas as fontes energéticas e são aplicados especificamente para a fonte nuclear, objeto da presente avaliação.

■ 4.1.2. Indicadores ambientais

Emissões de gases de efeito estufa

Durante a fase de produção de energia elétrica pelas usinas nucleares, não há produção de gases de efeito estufa.

O gás de efeito estufa que causa maior preocupação é o dióxido de carbono (CO_2). Considerando toda a cadeia energética nuclear, as emissões são muito baixas, situando-se entre 10 a 50g de CO_2/kWh , o que é praticamente o mesmo da cadeia energética eólica e muito inferior às emissões da cadeia energética dos combustíveis fósseis, que situam-se na faixa de 450 a 1.200g CO_2/kWh .

No mundo a energia nuclear tem evitado, nos últimos anos, emissões adicionais de cerca de 2,5 bilhões de toneladas de CO_2 por ano, o que representa algo em torno de 10% das emissões de todo o setor energético e 35% das emissões do setor elétrico mundial. No Brasil, em 2001, Angra I e Angra II geraram 14.352 GWh, e com isto evitaram emissões na faixa de 7 a 14 milhões de toneladas de CO_2 , representando um valor de 35 a 70 milhões de dólares americanos, conforme os valores sugeridos pelo Banco Mundial.

Poluição do ar

As emissões de poluentes do ar geradas pelo setor energético incluem particulados, dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x). A produção de energia elétrica por usinas nucleares não causa emissões de tais poluentes, evitando, assim, efeitos adversos sobre a flora e fauna, edificações e sobre a saúde humana.

Devido à necessidade de utilização de maquinário e veículos que utilizam combustíveis fósseis, alguns estágios da cadeia energética, como construção de usinas e instalações, mineração e beneficiamento de urânio, e transporte entre as fases, emitem tais poluentes, mas em quantidades que são pequenas em termos de energia gerada durante toda a vida útil.

Uso da terra

O uso de terra requerido pela cadeia energética nuclear é da mesma ordem de grandeza do uso da cadeia energética de combustíveis fósseis e bem inferior ao uso requerido pelas energias renováveis. Por exemplo, as necessidades de terra para cada GW de capacidade instalada, incluindo as necessidades de mineração e de todo o ciclo do combustível, para algumas fontes de energia são as seguintes:

- Nuclear: 1 a 10 km²;
- Solar: 20 a 50 km²;
- Eólica: 50 a 150 km²; e
- Biomassa: 4.000 a 6.000 km².

A grande área requerida para a implantação de biomassa energética traz naturalmente o potencial conflito entre produção de alimentos e energia.

No que tange à usina propriamente dita, cada GW de capacidade elétrica instalada em usinas nucleares requer cerca de 0,5 km², o que é um fator importante no que diz respeito à localização de usinas.

Uso de material e produção de rejeitos

Devido à alta densidade energética do combustível nuclear, a quantidade de material necessária por unidade de energia produzida durante a vida útil, bem como o volume total de rejeitos produzidos, é muito pequena. Isto porque cada tonelada de combustível nuclear (urânio enriquecido) gera tanta energia elétrica como 100.000 toneladas de carvão de boa qualidade. O consumo de concreto e aço necessário na construção da usina e fabricação dos equipamentos, por unidade de energia produzida, é pequeno. Os rejeitos são acondicionados, gerenciados e mantidos isolados do ecossistema. A reciclagem de combustível adotada em alguns países reduz o consumo de urânio e a quantidade de rejeitos produzidos.

Tomando-se o caso da França como exemplo, são necessários 15 anos para encher o espaço equivalente de uma piscina olímpica com os rejeitos de alta atividade produzidos pelas 58 usinas nucleares da EDF. Repositórios para estocagem de combustível irradiado, no caso de ciclo aberto (sem a reciclagem de combustível), estão em fase de realização na Finlândia, Suécia e Estados Unidos.

■ 4.1.3. Indicadores socioeconômicos

Esgotamento das reservas de combustível

As reservas de urânio mundiais são grandes e a sua utilização pode ser muito melhorada pela reciclagem de combustível, evolução tecnológica e reatores mais avançados.

As necessidades atuais de urânio (base 2002) no mundo são de 66,8 mil tU (NEA e IAEA, 2004, p. 10). As reservas conhecidas de recursos convencionais são de 4.500 mil tU, e especula-se haver 7.500 mil tU no mundo, o que daria 112 anos. No entanto, se aumentar o reprocessamento e o uso de reatores rápidos, esse número pode aumentar a atual capacidade nuclear mundial.

A reciclagem de combustível usado nos reatores tipo Angra II permite uma produção adicional de energia elétrica de cerca de 30% por unidade de massa de urânio. Reatores mais avançados, os chamados super-regeneradores rápidos (*breeders*), permitiriam extrair do combustível uma quantidade maior de energia.

O Brasil, tendo prospectado somente 25% de seu território, possui reservas minerais de urânio totais

(medidas, indicadas e inferidas) de cerca de 309.000 toneladas de U_3O_8 , o que se constitui na sexta maior reserva geológica no mundo.

Isto demonstra, do ponto de vista de reservas nacionais, a sustentabilidade do uso do mineral no longo prazo.

Garantia de suprimento

Na composição do custo de combustível (com urânio enriquecido), a grosso modo, o custo final é dividido entre o custo do urânio natural, o custo do enriquecimento e o custo da fabricação do combustível. O custo da conversão é pequeno em face destas três etapas principais.

No momento, no caso brasileiro, somente os serviços de conversão e enriquecimento são feitos no exterior. A INB pretende operar uma usina de enriquecimento, permitindo o suprimento da demanda a médio prazo. Isto possibilita a eliminação dos riscos de suprimento por ingerências políticas externas.

O pequeno volume de combustível também implica em melhoria da garantia de suprimento, permitindo que suprimentos de longo prazo possam ser estocados, caso necessário. Assim países importadores de combustível podem, facilmente, estocar combustível para operar usinas por cerca de três anos. Isto se compara com a reserva máxima possível de três meses adotada para o óleo na União Européia.

5. Custos socioambientais

Em geral, o valor econômico de impactos ambientais de fontes de energia elétrica não é internalizado no custo total de usinas.

Existem dois métodos de internalizar externalidades ambientais: (i) estimando os valores dos custos de controle e (ii) estimando valores monetários de custos de degradação (Furtado, 1996).

Os custos de controle representam o valor monetário da proteção ambiental, isto é, eles representam quanto a sociedade tem de pagar para evitar os impactos ambientais. Como afirmado por Woolf (1992):

“Quando os custos de controle são usados para representar externalidades ambientais, existe uma suposição explícita que os reguladores estabeleceram padrões ambientais de modo que os custos da regulação igualam aproximadamente os benefícios. Em outras palavras, supõe-se que os reguladores estabelecem padrões ambientais no ponto onde os custos de degradação são aproximadamente iguais aos custos de controle. Isto pressupõe que os reguladores são bem informados e livres de restrições, inclusive políticas, ao estabelecerem padrões ambientais.”

Neste método, os custos internalizados, usualmente, referem-se às medidas de mitigação dos efeitos ou medidas de prevenção da ocorrência dos efeitos. Estes custos são também conhecidos como custos de controle e de mitigação. Custo de controle é o custo de evitar os efeitos ambientais, enquanto o custo de mitigação é o custo de gerir ou aliviar os efeitos ambientais (COMASE, 1993a). O termo custo de mitigação é usado quando não existe uma ação na causa do impacto, tentando reduzi-lo. As medidas objetivam apenas conviver com ou mitigar os impactos. Por outro lado, quando as medidas visam reduzir os efeitos ambientais, agindo diretamente nas fontes poluidoras, seus custos são chamados custos de controle.

A segunda abordagem, custos de degradação, utilizado para a internalização dos custos ambientais de

usinas, baseia-se na avaliação econômica da degradação causada (Furtado, 1996). Esta medida avalia o efeito ambiental como uma perda econômica devido aos impactos causados pelo projeto. Os custos de degradação representam o benefício a sociedade em se evitar estas externalidades, ou seja, representam o benefício monetário da proteção ambiental.

Exceto quando o nível de controle é considerado ótimo, o uso dos custos de controle para quantificar o dano ambiental, em geral, apresenta erros de super ou sub estimativa. Teoricamente, não existem dúvidas de que os custos de degradação geram melhores estimativas das externalidades ambientais do que os custos de controle. No entanto, a sua determinação apresenta um elevado grau de incerteza.

As tecnologias modernas, empregadas na maior parte das opções energéticas, foram desenvolvidas de modo a minimizar os danos ambientais. Contudo, os riscos de danos à saúde e ao meio ambiente não podem nunca serem reduzidos a zero para qualquer opção energética.

Devido à relevância das emissões aéreas para a análise de fontes de geração termelétrica, muitos estudos foram realizados sobre a valoração de impactos ambientais na produção de energia elétrica, especialmente nos Estados Unidos da América, voltados para os custos das externalidades das emissões aéreas. Os resultados desses estudos são apresentados em US\$ por tonelada de poluente, em US\$ por tipo de poluente e em US\$ por kWh para cada usina elétrica. A Tabela 5 apresenta os custos das emissões aéreas na produção de eletricidade por tipo de poluente.

Tabela 5 - Custos das emissões aéreas na produção de eletricidade por tipo de poluente (US\$ centavos/kWh – preços de 1990)

Poluente	Carvão nova c/FGD	Carvão existente	Gás natural nova c/ciclo combinado	Óleo existente
Dióxido de carbono (CO ₂)	2.8	2.8	1.3	2.3
Óxidos de nitrogênio (NOx)	0.0	2.4	1.5	1.2
Óxidos de enxofre (SOx)	1.1	1.6	0.0	1.0
Outros: particulados (TSP), comp. org. voláteis (COV), monóxido de carbono (CO), metano (CH ₄)	0.1	0.4	0.0	0.3
Total	4.0	7.2	2.8	4.8
Custo convencional	8.6	6.9	5.7	6.9
Total (% do custo convencional)	47	104	49	70
Total mais custo convencional	12.6	14.1	8.5	11.7

Nota: Os custos convencionais de usinas existentes são médias de preços de eletricidade nos Estados Unidos; os custos de usinas novas incluem os custos fixos e variáveis da construção e operação das usinas (Koomey, 1990).

Fonte: Woolf, 1992.

Como mostrado na tabela acima, o dióxido de carbono (CO₂) representa cerca de 50% do custo total de todos os poluentes. Para as usinas novas de gás natural com ciclo combinado, os custos de emissão do óxidos de nitrogênio são os mais altos.

Furtado (1996) estimou os custos de degradação por MWh para três projetos de geração de energia elétrica, a partir de três diferentes fontes. Para a geração a partir de tecnologia termonuclear, foi utilizado o projeto de Angra II. Os custos de geração de Angra II, assim como os custos de controle e degradação, são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Custos de geração e de degradação – (US\$ por MWh – preços de 1994)

Suposição	Angra II
Custo de geração convencional (a)	70,0
Custos de degradação, considerando:	
(i) média das DAP;	57,9
(ii) medianas das DAP.	28,9
Custos de controle	21,0-28,0
Relação entre os custos de degradação / custos de controle	1,4-2,8/2,1-2,8
Custos de geração totais, considerando custos de degradação:	
(i) média das DAP;	127,9
(ii) mediana das DAP	98,9
Custos de geração totais, considerando custos de controle:	91,0 – 98,0

Nota: (a) Custos de Belo Monte e Angra II do Plano 2015 (1993), atualizados para 1994.

Fonte: Furtado, 1996

DAP: Disposição a pagar

Além desta abordagem, o projeto ExternE, em desenvolvimento há cerca de uma década, estabeleceu metodologias para estimar os impactos do setor elétrico em termos de custos externos ou externalidade, ou seja aqueles custos não incluídos diretamente nas tarifas, mas que a sociedade arca de alguma maneira. Um resumo destas externalidades é mostrado na Tabela 7, em termos de Euro/MWh (ExterneE, 1998).

Tabela 7 - Custos das externalidades

Tipo de geração elétrica	Externalidades (Euro/MWh) (as faixas cobrem diferentes tecnologias e países)
Carvão e linhito	20 a 150
Óleo	30 a 110
Gás	10 a 40
Nuclear	2 a 7
Biomassa	10 a 30
Eólica	0,5 a 2,5
Hidrelétrica	1 a 10

6. A segurança das usinas nucleares e a aversão ao risco

■ 6.1. A segurança

As usinas nucleares são construídas obedecendo padrões de segurança muito rigorosos, principalmente no ocidente. Apesar disso, aconteceram dois importantes acidentes com usinas na história da energia nuclear. O primeiro deles ocorreu em 1979, em Three Mile Island (TMI) nos Estados Unidos, resultando em dano do núcleo do reator, mas sem nenhuma liberação de radiação e dano ao meio ambiente e à saúde humana. O segundo acidente, ocorrido em Chernobyl, na antiga União Soviética, resultou em sérias conseqüências ao meio ambiente.

Muito se aprendeu destes dois eventos, que acarretaram em melhorias e no aumento significativo da segurança dos reatores. O acidente de Chernobyl mostrou uma falha no projeto do reator de grafite, que permitiu um rápido aumento da potência devido a uma condição de operação anormal. A perda do fluxo de água de refrigeração não levou a uma parada imediata de operação (*shutdown*), como ocorre em outros tipos de reatores. O mais importante de tudo, as conseqüências ambientais do acidente de Chernobyl, comparadas com

as conseqüências negligíveis do acidente de TMI, confirmaram a importância da prática adotada que incorpora três barreiras de proteção para prevenir liberação radioativa ao meio ambiente. A primeira barreira é o combustível cerâmico e o seu revestimento, que retém os produtos radioativos do processo de fissão nuclear. A segunda barreira é o robusto circuito primário, que consiste do vaso do reator e tubulações de conexão que conteria os materiais radioativos caso haja dano do combustível. A terceira barreira consiste de uma contenção dupla de aço e concreto, que envolve o sistema primário do reator, que conteria o material radioativo caso porventura houvesse uma falha do circuito primário. Foi a inexistência da terceira barreira no projeto de Chernobyl que levou a grande liberação de material radioativo para o meio ambiente. Após o acidente houve um amplo esforço internacional no sentido de melhorar a segurança de todos os reatores de projeto soviético, que incorporaram modificações importantes de instrumentação e equipamentos modernos. Esforços para incorporar a cultura de segurança praticada no ocidente também foram realizados. Os reatores restantes existentes em Chernobyl foram paulatinamente desativados, após melhorias emergenciais. Outros reatores deste tipo, na antiga URSS foram permanentemente melhorados ou desativados.

A usina de Angra II, no Brasil, é uma unidade que utiliza um reator do tipo PWR, moderado e refrigerado a água leve pressurizada, que possui a terceira barreira anteriormente referida. Todo o reator é envolto por uma contenção dupla de aço e concreto, que protegeria a população em caso de acidente severo (de baixíssima probabilidade), não permitindo que radioatividade escape para o exterior, como ocorreu em Chernobyl. Adicionalmente, entre os elementos combustíveis e a contenção, encontram-se mais barreiras de proteção, a parede espessa do vaso de pressão e estruturas pesadas de concreto.

O acidente com Chernobyl foi provocado por uma característica de projeto de seu reator, aliada a erros de operação que possibilitaram o surgimento de um coeficiente de reatividade positivo. Tal característica não existe nos reatores do tipo PWR ocidentais, aos quais pertence Angra II. O coeficiente de reatividade positivo significa que um aumento inicial da reatividade do reator leva a um novo aumento de reatividade, e assim sucessivamente, provocando um aumento descontrolado de potência do reator. O coeficiente de reatividade negativo, como o existente nas unidades de Angra, significa que um aumento inicial de reatividade leva uma diminuição da reatividade, e assim sucessivamente, provocando uma diminuição da potência do reator. No primeiro caso, há um efeito de retro-alimentação positiva, no segundo, a retro-alimentação é negativa.

Os projetos com contenção também consideram efeitos externos, como suportar queda de aeronaves e outros projéteis. Na pior das hipóteses, os danos à contenção de todos os acidentes severos postulados se dariam na forma de microfendas estruturais com liberação mínima para o meio ambiente.

Já existem cerca de 12.000 reatores-anos de experiência acumulada no mundo, equivalente em média a 27 anos de operação de cada usina nuclear em operação no mundo. Baseado nesta ampla base de dados experimental, os reatores atuais incorporam grandes melhorias de medidas de seguranças e são projetados para evitar emissões para o meio ambiente no caso de acidentes severos.

Não há dúvidas que o acidente de Chernobyl foi severo em todas as suas dimensões. Entretanto, é necessário colocá-lo em perspectiva em relação a outros acidentes ocorridos nos setores energético e industrial. Embora a percepção pública sobre acidentes nucleares possa não mudar esta comparação, propicia uma base para análises mais racionais. No setor industrial, o conhecido acidente com uma indústria química em Bhopal, Índia, em 1984, provocou cerca de 3000 mortes imediatas e centenas de milhares de efeitos sobre a saúde humana.

No setor energético, acidentes em minas de carvão, que causam centenas de mortes, acontecem frequentemente. Explosões e incêndios nas indústrias de petróleo e gás causam ferimentos, lesões e mortes. Como exemplo, um escape de gás em um gasoduto nos Urais causou cerca de 500 mortes imediatas e o acidente com o petroleiro Exxon Valdez, em 1989, no Alaska, causou enormes danos ao meio ambiente. Milhares de mineiros morrem a cada ano devido a acidentes nas minas de carvão na China. A utilização de petróleo e derivados causam a morte de centenas de milhares de pessoas todos os anos no mundo devido a acidentes. Rompimento de barragens e grandes vertimentos têm causado milhares de mortes. São exemplos os acidentes com as barragens de Varont na Itália e Gujarat e Orissa na Índia, cada um deles causando vários milhares de mortes. O rompimento de apenas duas barragens na China, em 1975, causou a morte de 26.000 pessoas (Energie-Spiegel, 2005).

O Paul Scherrer Institute, da Suíça, montou o maior banco de dados do mundo sobre acidentes severos, ocorridos na área energética. Este banco de dados denominado ENSAD (Energy-related Severe Accident Database) cobre todos os acidentes ocorridos na cadeia energética de cada fonte (Energie-Spiegel, 2005). Com as informações disponíveis no ENSAD, têm sido realizados vários estudos estatísticos interessantes sobre acidentes na área energética em várias partes do mundo. Utilizando-se os dados do ENSAD, em termos de mortes imediatas devido a acidentes severos, e uma análise de risco baseada no histórico de cada fonte e considerando toda a cadeia energética, a Tabela 8 mostra os dados mais importantes de acidentes ocorridos no período 1969-2000 nos países pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE e nos países que não pertencem. Na tabela só foram considerados acidentes com número de mortes imediatas, igual ou superior a cinco¹. Deve-se chamar a atenção de que a extrapolação da experiência histórica para o futuro deve ser evitada, pois há que se considerar também a maturidade de cada tecnologia, a qualidade e manutenção dos equipamentos, e os processos de controle de segurança e de meio ambiente, bem como novos processos de cultura de segurança adotados na área nuclear e que vem sendo permeados para indústrias convencionais.

Tabela 8 - Acidentes severos ocorridos no mundo no período 1969-2000

Cadeia energética	OCDE			Não OCDE		
	Acidentes	Mortes imediatas	Mortes imediatas por GW.a	Acidentes	Mortes imediatas	Mortes imediatas por GW.a
Carvão ^a	75	2259	0,157	102 ^c 1044	4831 18017	1,605 6,169
Petróleo	165	3789	0,135	232	16494	0,897
Gás natural	90	1043	0,085	45	1000	0,111
GLP	59	1905	1,957	46	2016	14,896
Hidrelétrica	1	14	0,003	10	29924 ^d	10,285
Nuclear	- ^b	-	-	1	31	0,048

Nota: a- O total aumentaria de cerca de 10 vezes se acidentes com menos de 5 mortes fossem incluídos; b- Não houve acidente nuclear na área da OCDE com número de mortes igual ou superior a cinco; c- A primeira linha trata dos acidentes nos países não incluídos na OCDE exceto China. A segunda linha refere-se a China; e d- Somente o rompimento das barragens de Banqiao/Shimantan causou a morte de cerca de 26.000 pessoas na China em 1975. Excluindo este acidente em particular as mortes imediatas por GW.a baixam para 1,349 por GW.a.

Fonte: Burgheer, 2005; Energie-Spiegel, 2005.

1 Um acidente é considerado como severo quando causa pelo menos uma das seguintes consequências a) morte imediata de 5 ou mais pessoas; b) ferimentos e lesões em 10 ou mais pessoas; c) retirada de 200 ou mais pessoas do local; d) um grande banimento de consumo de alimentos; e) uma liberação de 10.000 toneladas de hidrocarbonetos ou mais; f) a necessidade de limpeza e recuperação de 25 km² de solo ou corpo de água; e g) danos econômicos de US\$ 5 milhões ou mais a preços de 2000.

Nota-se que, entre as cadeias de combustíveis fósseis, os acidentes com a cadeia do GLP são os que causam um maior número de mortes. Somente na China, os acidentes severos da cadeia energética do carvão causam cerca de 6 mortes imediatas por GW.a. Nota-se, também, o grande número de mortes imediatas causadas com acidentes de usinas hidrelétricas fora da área da OCDE. Nota-se, ainda, que na área da OCDE não ocorreu nenhum acidente nuclear com número de mortes igual ou superior a cinco, pois o acidente de Chernobyl ocorreu fora desta área.

A Tabela 8 baseia-se em dados históricos de acidentes que realmente ocorreram no período considerado. Há, entretanto, estudos, que estimam os riscos das diversas tecnologias, baseados em metodologias de análises probabilísticas de risco de acidentes. Um resultado típico de tal análise, feita para a Alemanha, é indicado na Tabela 9, onde se separa os riscos ocupacionais dos riscos públicos. Embora os resultados possam ser considerados típicos para os demais países, eles dependem da distribuição da população local próximo às usinas. Entretanto, como regra geral, pode-se afirmar que a tecnologia nuclear é uma das mais seguras do ponto de vista de impacto sobre o público.

Tabela 9 - Mortes imediatas para várias tecnologias energéticas (Alemanha)

Tecnologia	Mortes imediatas do público por TWh	Mortes ocupacionais imediatas por TWh
Antracita	2,4	0,3
Linhita	2,1	0,05
Gás (turbina a gás)	4,1	0,2
Gás (ciclo combinado)	0,8	0,02
Fotovoltaica	0,8-1,2	1,4
Eólica	0,05-0,07	0,08
Nuclear	0,0047-0,33	0,03

Fonte: Albo, Jair, 1993.

6.2. A aversão ao risco e o custo de acidentes nucleares

Toda decisão entre alternativas de investimento envolve, de alguma forma, considerações sobre os possíveis resultados econômicos futuros dessa decisão. Às diferenças entre o resultado desejado e os resultados possíveis denominamos risco (quando podem ser descritas por distribuições de probabilidades) ou incerteza.

Alguns critérios de decisão de investimento levam em conta o risco através de relações que envolvem apenas a esperança matemática do retorno (retorno esperado) e a variabilidade dos resultados possíveis, em geral, descrita por seu desvio-padrão.

Outros, derivados da teoria da utilidade do valor esperado, levam em consideração também as preferências pessoais do decisor, caracterizadas pela maior ou menor disposição de assumir riscos em função do retorno desejado.

A disposição de assumir risco, ou, de outra forma, a maior ou menor aversão ao risco, é frequentemente definida pela opção do decisor em relação ao jogo justo (por exemplo, o jogo de cara ou coroa). Diz-se que um decisor é avesso ao risco se prefere receber uma remuneração certa inferior ao valor esperado do jogo. Em termos teóricos, isso significa que o investidor avesso ao risco vê no risco um redutor da utilidade do valor esperado. Essa interpretação pode ser adaptada à oferta de energia elétrica.

Desconsiderado o risco, duas fontes diferentes de energia elétrica têm a mesma utilidade se atendem igualmente ao mesmo consumidor, não havendo justificativa racional para exercer a opção por uma delas. Porém,

se houver uma percepção de risco (de qualquer natureza) em relação a uma das fontes, o consumidor verá uma utilidade menor na energia dessa fonte em relação à outra. O equilíbrio entre as utilidades das fontes só será restabelecido caso o consumidor pague menos pela energia da fonte mais arriscada ou, alternativamente, pague mais pela energia da fonte sem risco. Esse diferencial de preço, que iguala as utilidades das fontes, pode ser entendido como o valor associado às externalidades que penalizam o projeto mais arriscado (prêmio pelo risco). Em outras palavras, equivale ao montante que o consumidor está disposto a pagar ou a receber.

Percebe-se que, em essência, o modelo de utilidade converge para as considerações de William Sharp sobre o prêmio pelo risco, que resultaram no modelo de precificação de ativos de risco - CAPM. A maior ou menor aversão da sociedade ao risco representado pela fonte energética dita o valor do prêmio pelo risco, no caso, o valor econômico da externalidade da fonte.

No caso da energia termonuclear, os acidentes ocorridos em Three Mile Island e Chernobyl, aparentemente, geraram na sociedade uma percepção de risco significativamente elevado em relação às demais fontes.

A partir dessas considerações conceituais, o valor econômico da externalidade associada ao acidente nuclear pode ser estimado de duas formas: pelo valor esperado dos danos produzidos (produto da probabilidade de ocorrência pelo montante de danos causados) ou pelo prêmio de risco exigido pela sociedade.

Em relação aos acidentes nucleares, os cálculos relativos aos danos levam em conta apenas os efeitos radiológicos do acidente, uma vez que os demais impactos não-radiológicos sobre a saúde e meio-ambiente são de pequena expressão econômica.

Utilizando-se parâmetros da França, estudo conduzido no âmbito do projeto ExternE estimou, em 0,0046 Euro/MWh, o valor esperado dos custos diretos do derretimento do núcleo de um reator com probabilidade de ocorrência de 10^{-5} . A adição dos custos indiretos eleva esse número para 0,00575 Euro/MWh (OECD 2003, NEA4372). Tais valores foram trazidos ao valor presente a uma taxa de juros igual a zero.

Por outro lado, a inclusão do prêmio pelo risco no estudo realizado, eleva o valor total da externalidade em 20 vezes, ou seja, a 0,12 Euro/MWh.

Outra abordagem, apresentada em Furtado (1996), indica que, embora tecnicamente a probabilidade de riscos de acidentes seja muito pequena, esses riscos são de um acidente em que podem ocorrer várias mortes. Pearce et. al. (1992) alegam que:

“Existe evidência que sugere que as pessoas não valorizam riscos de “acidentes em grupo” da mesma forma que valorizam mortes individuais. ... Isso sugere que deveria haver um fator multiplicador para “acidentes em grupos” refletindo a aversão a desastres.”

A aversão ao risco também apresenta repercussões no que se refere aos custos socioambientais. Considerando duas funções diferentes para aversão aos riscos, incluídos os custos socioambientais, estima-se um adicional de 0,02 – 0,05 pence/kWh e 0,27 pence/kWh, que equivale a 0,03 – 0,09 US\$ centavos/kWh e 0,5 US\$ centavos/kWh (pence/kWh foi convertido para US\$ centavos/kWh a 1,7:1) (Furtado, 1996).

Da perspectiva de valoração da degradação às percepções individuais do risco, isto é, suas disposições a pagar (DAP) para evitar riscos, devem ser levadas em consideração, mesmo se os especialistas considerarem que o risco é desprezível (Pearce et al. 1992). Além disso, Field (1994) alega que decisões sobre projetos que tem os mesmos benefícios líquidos devem ser tomadas baseadas na aversão ao risco. Isso significa que entre projetos de mesmo benefício, aquele que apresentar a possibilidade de grande perda, ainda que com baixa probabilidade de ocorrência, deve ser evitado.

7.0 gerenciamento dos rejeitos da produção de energia elétrica

A energia nuclear apresenta uma característica fundamental que a distingue das fontes fósseis para a geração de energia elétrica, que é a sua maior produção de energia elétrica por unidade de combustível utilizado (NEI, 2002; Albo, J., 1993 e 2002); por exemplo, cerca de 1 para 100.000, no caso da comparação com a geração a carvão de boa qualidade. Isto significa que 1 tonelada de combustível (urânio enriquecido) carregada em uma usina nuclear do tipo de Angra II produz a mesma energia que a queima de 100.000 toneladas de carvão de boa qualidade, conforme comentado anteriormente. Isto significa também que o volume de rejeitos gerados por unidade de energia elétrica produzida é muito menor no caso da energia nuclear, comparado com outros tipos de geração, mesmo quando se inclui os rejeitos decorrentes de futuro descomissionamento (desmantelamento) das usinas e, portanto, eles podem ser adequadamente manuseados, tratados, gerenciados e colocados em repositórios seguros e segregados do meio ambiente. Na realidade a tecnologia nuclear trata, manuseia, segrega e isola completamente os seus rejeitos, de maneira a proteger a saúde humana e o meio ambiente.

É importante, adicionalmente, que se faça uma comparação qualitativa e quantitativa da produção dos rejeitos radioativos com os demais rejeitos oriundos de outras atividades humanas para que se possa entendê-los, de uma maneira coerente, em todos os seus aspectos.

Na França, onde a energia nuclear é responsável por quase 80% de toda a produção de energia elétrica no país, a geração de rejeitos de todos os tipos é de 3.000 kg por habitante e por ano, sendo 100 kg (3,3%) constituídos de rejeitos industriais tóxicos. Destes últimos, cerca de 99% são rejeitos químicos tóxicos e apenas 1% são rejeitos radioativos de toda a natureza (1 kg por habitante e por ano). É importante notar que o peso de rejeito radioativo é de apenas 0,03% do peso total anual de todos os rejeitos de todos os tipos e que muitos dos resíduos industriais permanecem tóxicos e perigosos indefinidamente.

■ 7.1. Tipos de rejeitos nucleares e o tratamento dado nos diversos países

Conforme consenso internacional, os rejeitos radioativos são classificados em três tipos, segundo o nível de radioatividade que apresentam: os de baixa, média e alta atividade.

Os rejeitos de baixa atividade (*Low Level Waste-LLW*) são aqueles rejeitos que contém baixas intensidades de radioatividade, com quantidades desprezíveis de radionuclídeos de longa vida. Estes rejeitos não requerem blindagem para o seu manuseio e transporte e podem ser descartados por enterramento de baixa profundidade. Eles tipicamente compreendem papéis, flanelas, panos de limpeza, peças de vestuário, filtros, etc., de hospitais, centros de pesquisas, instalações industriais e usinas nucleares. Em vários países existem sítios para a deposição final dos rejeitos LLW. Com a finalidade de redução de seus volumes, estes rejeitos são usualmente compactados ou incinerados antes da deposição final.

Os rejeitos de média atividade (*Intermediate Level Waste-ILW*) são aqueles rejeitos que contém radioatividade mais alta e, portanto, necessitam de blindagem contra as radiações deles emanadas. Eles compreendem tipicamente as resinas iônicas, as lamas químicas e os revestimentos metálicos do combustível, bem como os equipamentos contaminados e rejeitos das operações de desmonte de instalações nucleares. O tratamento e a deposição dos rejeitos do tipo ILW variam, dependendo da forma dos rejeitos e se eles contém

radionuclídeos de vidas curta ou longa. Muitos são solidificados ou imobilizados em materiais inertes, tal como o concreto ou o betume. Em geral, a deposição dos rejeitos ILW de vida curta pode ser realizada por enterramento de baixa profundidade. A deposição dos rejeitos ILW de vida longa deve, entretanto, ser realizada de maneira similar à dos rejeitos de alta atividade, após o necessário tratamento.

Os rejeitos de alta atividade (*High Level Waste-HLW*) são aqueles rejeitos resultantes das operações do reprocessamento (tratamento químico do combustível irradiado e descarregado do reator após a produção de energia para retirada de combustível não utilizado), na maioria líquidos que contém produtos de fissão, ou, se não houver reprocessamento, o próprio combustível completo descarregado dos reatores. Os rejeitos HLW são altamente radioativos e contém atividade de longa vida. Eles geram quantidades consideráveis de calor e necessitam resfriamento por muitos anos. Os rejeitos líquidos do reprocessamento são incorporados em blocos de vidro (solidificados) para a eventual deposição. Se a deposição direta dos elementos combustíveis for a escolhida, o combustível deve ser encapsulado para a deposição. Em ambos os casos, deve-se considerar um período de esfriamento de 20 a 50 anos, antes que a deposição final possa ser realizada. Durante este período, os rejeitos HLW são mantidos em instalações de armazenamento intermediário. Muitos países estão trabalhando com o objetivo da deposição final destes rejeitos em depósitos subterrâneos de 200 a 1000 m de profundidade em formações geológicas adequadas (p.ex.: granito).

Na França, no Canadá, no Reino Unido e nos Estados Unidos, a deposição por meio de enterramento a pouca profundidade vem sendo utilizada desde os primórdios do emprego da energia nuclear. Uma variante moderna, que leva em conta a experiência passada e o desenvolvimento tecnológico, é a deposição próxima à superfície em estruturas especiais. Esse enfoque está sendo no momento implementado ou planejado mais amplamente, por exemplo, pela Espanha e Japão. Esta técnica foi utilizada pelo Brasil, em Abadia de Goiás, para a deposição final dos rejeitos de baixa e média atividades gerados pelo acidente radiológico de Goiânia com césio-137.

Instalações subterrâneas também existem. Por exemplo, na Alemanha os rejeitos de baixa e média atividades são armazenados em escala industrial em duas minas antigas de sal, em Asse (uma instalação de P&D) e em Morsleben.

No Brasil, o gerenciamento de rejeitos radioativos é de responsabilidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN, órgão ao qual cabe definir a Política Nacional de Gerenciamento de Rejeitos Radioativos. A CNEN já implementou várias normas aplicáveis ao gerenciamento de rejeitos radioativos, mas ainda não existe uma Política Nacional de Rejeitos Radioativos – PNRR – estabelecida para o Brasil. Para completar o marco legal e regulatório da área, a CNEN, está elaborando uma proposta de PNRR, a qual procura estabelecer diretrizes e linhas de ação para as diversas etapas do gerenciamento de rejeitos radioativos no País. No que diz respeito à solução definitiva para a gestão destes resíduos, a proposta considerada é realizar a deposição separadamente dos rejeitos radioativos produzidos pelas usinas nucleares, daqueles rejeitos produzidos por institutos de pesquisa e desenvolvimento (acrescidos dos rejeitos decorrentes do descomissionamento de instalações nucleares). No momento, há uma parceria entre a CNEN e a ELETRONUCLEAR para a implantação de um repositório para os rejeitos de baixo e médio nível oriundos das usinas nucleares (Termo de Ajuste de Cooperação já assinado), e uma parceria entre a CNEN, a ENRESA (empresa espanhola de gerenciamento de rejeitos radioativos) e a AIEA para a seleção de local do repositório referente aos rejeitos armazenados nos institutos da CNEN e aqueles decorrentes de descomissionamento nuclear. Destaca-se, também, a implementação do repositório de Abadia de Goiás, onde houve a deposição dos rejeitos decorrentes do acidente de

Goiânia envolvendo uma fonte de césio. O planejamento e construção deste depósito e a sua operação foram coordenadas pela CNEN, sendo o depósito licenciado pelo IBAMA e monitorado continuamente através de um Plano de Monitoração Ambiental. A CNEN também está desenvolvendo esforços para a atualização de normas e regulamentos aplicáveis ao gerenciamento de rejeitos radioativos, utilizando de forma intensa a experiência da AIEA e a capacidade nacional de pesquisa existente principalmente nas universidades brasileiras.

■ 7.2. Pontos importantes

Os pontos importantes que devem ser enfatizados sobre gerenciamento de rejeitos nucleares, geralmente de desconhecimento público, são os seguintes:

- a energia nuclear é a única tecnologia de produção de energia que trata adequadamente dos seus rejeitos e os mantém isolados do meio ambiente de maneira segura, e incorpora os custos do gerenciamento, tratamento e deposição destes rejeitos nos custos de produção e nas tarifas;
- o volume dos rejeitos radioativos é muito pequeno comparado com os rejeitos das tecnologias de geração com combustível fóssil, daí a possibilidade de gerenciamento seguro;
- o combustível irradiado pode ser considerado um recurso econômico, quando se utiliza o reprocessamento para reciclar o combustível recuperado (ciclo fechado), ou simplesmente um rejeito descartável (ciclo aberto);
- a radioatividade dos rejeitos, ou seja a sua periculosidade, diminui com o tempo, o que não acontece com os rejeitos da geração fóssil e resíduos industriais tóxicos;
- os rejeitos radioativos constituem uma parcela mínima comparados com todos os resíduos industriais tóxicos nos países que possuem geração nuclear;
- existem métodos tecnicamente comprovados e seguros para a deposição final de rejeitos radioativos de alta atividade; e
- existem desenvolvimentos tecnológicos em andamento em diversos países que permitirão diminuir ainda mais os volumes e os impactos dos rejeitos do reprocessamento, utilizando os processos de partição e transmutação de elementos.

8. Desenvolvimento tecnológico a médio prazo

Dentro do horizonte considerado pelo Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), ou seja, durante os próximos 25 anos, é de se prever importantes desenvolvimentos tecnológicos na área de reatores de potência e de combustível para geração de energia elétrica, que poderão ter influências consideráveis para uma utilização desta fonte não só no setor elétrico, mas, também, dentro do setor energético de um modo mais amplo (matriz energética).

Assim, pode-se citar uma continuação da evolução recente no que tange a melhoria das usinas como, por exemplo, no desenvolvimento de uma nova usina em conjunto pela França e Alemanha, o reator EPR (*European Pressurized Water Reactor*), mais econômico, com características avançadas de segurança, com menor produção de rejeitos. Este projeto, inclusive, foi adaptado para as condições brasileiras, mediante contrato entre a Eletronuclear e a empresa franco-alemã projetista, e está disponível para futura utilização no Brasil.

Pode-se esperar, dentro do horizonte citado, a possibilidade de demonstração técnico-econômica de projetos em desenvolvimento e já em fase de demonstração em vários países, como as usinas com reatores a alta temperatura, que poderiam ser utilizados tanto para geração de energia elétrica como para geração de calor de processo industrial, produção de hidrogênio e dessalinização de água do mar, para aplicações em regiões carentes de suprimento de água potável.

A tendência de melhoria de utilização do combustível com maior extração de energia por unidade de peso deve continuar no futuro. Esta evolução já será utilizada, proximamente, na usina de Angra I com um combustível desenvolvido em conjunto pela INB, Westinghouse e uma empresa de combustível da República da Coréia.

Caso, no futuro, seja adotado o ciclo fechado nas usinas brasileiras com reprocessamento de combustível irradiado e reciclagem de combustível, há possibilidade de diminuir significativamente os rejeitos de alta atividade, por meio da partição e transmutação de elementos.

Há possibilidade de que os reatores regeneradores rápidos (*breeders*), com grande experiência operacional em vários países e que produzem muito mais energia por unidade de urânio natural extraído, possam passar da fase de demonstração atual para a fase de comprovação técnico-econômica, com grandes reflexos sobre a disponibilidade das reservas atuais de combustível.

A Rússia está, no momento, desenvolvendo pequenas usinas instaladas em barcaças que poderiam ser deslocadas, conforme as necessidades para diversas regiões remotas.

9. Considerações finais

Apesar de haver algumas controvérsias, no que tange aos efeitos sobre o meio ambiente devido ao uso de tecnologias de geração termonuclear, vários pontos podem ser considerados como aceitos. Dentre eles podem ser citados:

- todos os meios de produção de energia elétrica causam impactos sobre o meio ambiente, embora com diferentes graus e longevidade de desequilíbrio ecológico;
- a geração de energia elétrica por usinas nucleares libera materiais radioativos para o meio ambiente, mas, quando devidamente regulado e fiscalizado, as quantidades e valores são controlados e abaixo dos limites fixados, conforme os órgãos de regulação, e estabelecidos para proteger tanto o público como o meio ambiente;
- a geração de energia elétrica por usinas nucleares evita emissões de gases causadores de deposição ácida (chuva ácida), material particulado, metais pesados e materiais carcinogênicos, mutagênicos e teratogênicos do tipo que resultam da combustão de combustíveis fósseis e madeira;
- a geração de energia elétrica por usinas nucleares é uma das opções que menos contribuem para emissão de gases de efeito estufa;
- a geração de energia elétrica por usinas nucleares ocupa, relativamente, pouca área comparada com os requisitos de energia renováveis;
- a indústria nuclear, impulsionada pela geração de energia elétrica por usinas nucleares, fomenta o desenvolvimento de tecnologia de ponta indutora de progresso tecnológico que permeia para indústrias con-

vencionais, incluindo a área de saúde;

- tem havido esforço contínuo de aperfeiçoamento na tecnologia e processo de geração de energia elétrica por usinas nucleares, que se reflete em melhorias no desempenho das usinas, na segurança e na proteção ao meio ambiente;

- no caso brasileiro, a energia nuclear, utilizando tecnologia de ponta, é alta indutora de desenvolvimento tecnológico nas universidades e institutos de pesquisa e desenvolvimento, que migra para a indústria convencional, aumentando a qualidade de seus produtos;

- a aceitação pública desta fonte de energia, incluindo a aversão ao risco verificada, deve ser considerada nas análises de possibilidade de implantação de um programa nuclear brasileiro. Destaca-se, ainda, que a Constituição Federal Brasileira indica que os empreendimentos nucleares necessitam, para sua implantação, de prévia aprovação pelo Congresso Nacional; e

- em relação ao valor esperado dos custos de acidentes nucleares, deve-se tomar com cautela os valores que são calculados para uma realidade socioeconômica diversa da brasileira.

10. Referências bibliográficas

- AMPERE. **Rapport de la Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Électricité et le Redéploiement des Énergies (AMPERE) au Secrétaire d'État à l'Énergie et au Développement durable.** Bruxelas, outubro, 2000
- BRUNTLAND, G. (ed.). **Our common future: The World Commission on Environment and Development Oxford.** Oxford University Press, 1987
- BURGHERR, Peter e HIRSCHBERG, Stefan. **Severe Accidents in Fossil Energy Chains: Individual Chain Results and Aggregated Evaluations.** Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland, 2004
- BURGHERR, Peter. **Unfallrisiken im Energiesektor.** Gwa 9/2005. Zürich .pg 683-693
- EC/ESCAP/IAEA/IBRD/IIASA/OECD/OPEC/UNIDO/WMO. **Enhanced Electricity System Analysis for Decision Making-A Reference Book.** Viena, 2000
- ENERGIE-SPIEGEL. **Severe Accidents in the Energy Sector.** No.13/May 2005
- EUROPEAN COMMISSION. **External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport.** EUR 20198. 2003
- EUROPEAN COMMISSION. **External costs of energy and their internalization in Europe. Dialogue with industry, NGO, and policy-makers.** Dezembro, 2005. Brussels. Belgium
- FINAL REPORT FOR CONTRACT JOS3-CT95-0010. **External Costs of Energy: Application of the ExternE Methodology in France.** Janeiro, 1998
- FURTADO, R.C **The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil.** Tese de Doutorado – Imperial College – Universidade de Londres – Londres – UK, 1996
- HIRSCHBERG S, Spiekerman D, DONES R. **Severe Accidents in the Energy Sector.** First Edition. PSI Report No.98-16. Paul Scherrer Institut, Wuerenlingen and Villigen Switzerland, Novembro, 1998. ISSN-1019-0643.
- HIRSCHBERG, Stefan, BURGHERR, Peter, SPIEKERMAN, Gerard, DONES, Roberto. **Severe accidents in the energy sector: comparative perspective.** Journal of Hazardous Materials 111 (2004) 57–65
- HIRSCHBERG, Stefan, BURGHERR, Peter. **Comparative Assessment of Natural Gas Accident Risks.** PSI Bericht Nr. 05-01. Janeiro, 2005. ISSN 1019-0643
- HIRSCHBERG, Stefan, BURGHERR, Peter, SPIEKERMAN, Gerard, CAZZOLI, Erik, VITAZEK, Jirina, CHENG, Lulian. **Comparative Assessment of Severe Accidents in the Chinese Energy Sector.** PSI Bericht Nr. 03-04. Março, 2003 ISSN 1019-0643
- IAEA-TECDOC-787. **Guidelines for Comparative Assessment of the Environmental Impacts of Wastes from Electricity Generating Systems.** Viena, 1995
- IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, Germany
- IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, EXTERNE Externalities of Energy. **Methodology 2005 Update.** Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich. Universität Stuttgart, Germany, 2005
- INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, UNITED NATIONS DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY/OECD, EUROSTAT AND EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. **Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and methodologies.** Viena, 2005

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY/OECD. **Indicators for Sustainable Energy Development.** Viena, 2005

INTERNATIONAL NUCLEAR SOCIETIES COUNCIL. **Nuclear Power and the Environment. Current Issues in Nuclear Energy.** La Grange Park, IL. USA. Janeiro, 2002

MARKANDYA, A. **The External Costs of Nuclear Accidents.** University of Bath. UK. Abril, 1999

MARKANDYA, A. **Estimation of the Costs of a Nuclear Accident.** University of Bath. Bath, UK.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study.** 2003

MME/ COMASE - Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico. **Referencial para Orçamento dos Programas Socioambientais.** Rio de Janeiro, 1994

PACE UNIVERSITY CENTER FOR ENVIRONMENTAL LEGAL STUDIES ET AL, **Environmental Costs of Electricity.** Prepared for the New York State Energy Research and Development Authority and the US Department of Energy, 1991

RABL, A. e SPADARO, J. **The Cost of Pollution and the Benefit of Solar Energy.** Ecole de Mines, 60 Boul. St. Michel, F-75272 Paris CEDEX 06. Outubro, 1999

RAPPORT AU PREMIER MINISTRE. **Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire.** France, 2000

ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. **The Cost of Generating Electricity.** United Kingdom, 2004

SOUZA, Jair Albo Marques. **Energia nuclear para la proteccion del medio ambiente (livro).** Comisión Federal de Electricidad, Veracruz, México. Primera edición, 1993

SOUZA, Jair Albo Marques. **ANGRA 3. Uma necessidade energética, estratégica e ambiental.** Setembro, 2002.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Nuclear Issues Briefing Paper 9. Waste Management in the Nuclear Fuel Cycle.** Fevereiro, 2006

