



A ENERGIA NUCLEAR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ricardo Luís Pereira dos Santos

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Cardoso Arouca

Rio de Janeiro
Março de 2014

A ENERGIA NUCLEAR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ricardo Luís Pereira dos Santos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

Prof. Aquilino Senra de Martinez, D.Sc.

Dr. Sérgio de Queiroz Bogado Leite, D.Sc.

Dr. Ricardo Gorini de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2014

Santos, Ricardo Luís Pereira dos

A Energia Nuclear no Sistema Elétrico Brasileiro/
Ricardo Luís Pereira dos Santos – Rio de Janeiro:
UFRJ/COPPE, 2014.

XIV, 154 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Cardoso Arouca

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 148-154.

1. Energia Nuclear. 2. Sistema Elétrico Brasileiro. 3.
Tecnologia Nuclear I. Rosa, Luiz Pinguelli, *et al.* II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa
de Planejamento Energético. III. Título.

Dedico esta tese à minha família, em especial à minha filha, minha maior motivação.

AGRADECIMENTOS

A minha família agradeço pelo apoio, confiança, por compreender os momentos de dedicação à elaboração da tese, pela inspiração e pela motivação.

Ao Prof. Luiz Pinguelli Rosa, Prof. Maurício Cardoso Arouca, Pesquisador Alan Emanuel D. Ribeiro e demais professores do Programa de Planejamento Energético - PPE pelo suporte nas diversas etapas do processo.

Ao pessoal administrativo do PPE, em especial à Sandra, pela atenção e presteza.

Aos colegas da Indústria Nuclear Nacional e Internacional, pelas diversas contribuições que agregaram inestimável valor ao resultado obtido.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

A ENERGIA NUCLEAR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ricardo Luís Pereira dos Santos

Março/2014

Orientadores: Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Cardoso Arouca

Programa: Planejamento Energético

A matriz elétrica brasileira é predominantemente composta por fontes renováveis de energia, destacando-se a hidroeletricidade. Entretanto, a contínua queda da capacidade de regularização das hidrelétricas tem levado a uma crescente demanda por energia Termelétrica e as ações de Planejamento Energético consideram a expansão relativa do parque térmico brasileiro. A geração de energia elétrica através da Tecnologia Nuclear tem se consolidado entre as principais fontes térmicas no país e o Planejamento Energético prevê a ampliação de até 8.000 MW a partir de usinas nucleares no horizonte de 2030.

A utilização da Tecnologia Nuclear para geração de energia elétrica tem sido historicamente um assunto controverso principalmente quanto às questões associadas à aceitação da energia nuclear pela opinião pública, a segurança das usinas nucleares, a competitividade econômica e o armazenamento dos resíduos radioativos. Atualmente tem ainda sido submetida a questionamentos adicionais em função do acidente ocorrido em Fukushima.

Esta pesquisa objetiva avaliar a Tecnologia Nuclear como opção energética para expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional contemplando as vantagens comparativas da energia nuclear frente a outras opções energéticas, e também avaliando os desafios a serem superados.

Os resultados deste trabalho de pesquisa ratificam a importância da energia nuclear na composição da matriz elétrica brasileira e justificam a ampliação de sua utilização visando assegurar o desenvolvimento sustentável do país ao longo do século XXI, destacando os principais desafios a serem superados pela indústria nuclear.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

NUCLEAR POWER IN THE BRAZILIAN ELECTRICAL GRID

Ricardo Luís Pereira dos Santos

March/2014

Advisors: Luiz Pinguelli Rosa
Maurício Cardoso Arouca

Department: Energy Planning

Brazil's electricity mix consists primarily of renewable sources of energy, i.e. hydroelectricity. However, the continuous fall in the storage capacity of hydroelectric power plants has led to increased demand for thermoelectric power and Energy Planning measures consider the relative expansion of Brazil's thermoelectric facilities. Electricity generation through nuclear technology has consolidated itself among the country's main thermal sources and Energy Planning provides for up to an 8,000 MW expansion of nuclear power plants through 2030.

Historically, the employment of nuclear technology for electricity generation has been a contentious topic especially when it comes to matters surrounding public acceptance of nuclear power, nuclear power plant safety, economic competitiveness and storage of radioactive waste. Recently, further concerns have surfaced because of the Fukushima nuclear accident.

The objective of this thesis is to evaluate nuclear technology as an energy option in order to expand the installed capacity of Brazil's Electricity Grid (SIN, acronym in Portuguese) covering the comparative advantages of nuclear power vis-à-vis other energy options while analyzing challenges to overcome.

The results of this research confirm the importance of nuclear power as a component of Brazil's energy mix as well as its broader utilization aimed at securing the country's sustainable development in the 21st century, highlighting the main challenges to overcome by the nuclear industry.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO II: ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	6
2.1 Introdução.....	6
2.2 Características do Sistema Elétrico Brasileiro.....	7
CAPÍTULO III: TECNOLOGIA NUCLEAR.....	17
3.1 Rotas Tecnológicas.....	17
3.1.1 Reator a Água Pressurizada.....	18
3.1.2 Reator a Água Fervente	22
3.1.3 Reator Refrigerado a Água Leve e Moderado a Grafite.....	25
3.1.4 Reator a Água Pesada	26
3.1.5 Reatores Refrigerados a Gás	30
3.1.6 Reator Regenerador Rápido.....	32
3.1.7 Rota Tecnológica Preponderante.....	34
3.2 Evolução e Perspectivas da Tecnologia Nuclear	36
3.2.1 As Gerações na Evolução da Energia Nuclear	36
3.2.2 Geração III+.....	40
3.2.3 Geração IV.....	42
3.2.3.1 Reator Rápido Refrigerado a Sódio.....	43
3.2.3.2 Reator de Temperatura Muito Elevada.....	44
3.2.3.3 Reator Supercrítico Refrigerado a Água	45
3.2.3.4 Reator Rápido Refrigerado a Gás	46
3.2.3.5 Reatores Rápidos Refrigerados a Chumbo	47
3.2.3.6 Reator a Sal Fundido	48
3.3 A Geração Nuclear no Brasil e no Mundo	49

CAPÍTULO IV: A OPÇÃO NUCLEAR: ASPECTOS FAVORÁVEIS	59
4.1 Efetividade para o Sistema Elétrico Brasileiro.....	59
4.2 Segurança Energética	68
4.3 Vantagens Ambientais.....	75
4.4 Evolução Tecnológica	87
CAPÍTULO V: A OPÇÃO NUCLEAR: PRINCIPAIS DESAFIOS	94
5.1 Aceitação Pública	94
5.2 Segurança Nuclear	101
5.3 Resíduos Radioativos	109
5.4 Competitividade Econômica.....	117
CAPÍTULO VI: CONCLUSÃO.....	127
ANEXO I	132
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Economia de Operação x Confiabilidade de Atendimento.....	9
Figura 2: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios EAR	13
Figura 3: Energia Natural Afluente	14
Figura 4: Evolução Histórica dos Reservatórios (Sudeste e Centro-Oeste).....	15
Figura 5: Geração Total das Usinas Térmicas no SIN	16
Figura 6: Reator a Água Pressurizada PWR	20
Figura 7: Reator a Água Fervente BWR	25
Figura 8: Reator Refrigerado a Água Leve e Moderado a Grafite	26
Figura 9: Internal structure of CANDU reactor	28
Figura 10: Schematic representation of CANDU coolant.....	29
Figura 11: Schematic: Basic Gas-Cooled Reactor	31
Figura 12: Schematic: Advanced Gas-Cooled Reactor.....	32
Figura 13: Reator Fast Breeder	34
Figura 14: Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear.....	37
Figura 15: Reator Rápido Refrigerado a Sódio	44
Figura 16: Reator de Temperatura Muito Elevada.....	45
Figura 17: Reator Supercrítico Refrigerado a Água.....	46
Figura 18: Reator Rápido Refrigerado a Gás	47
Figura 19: Reator Rápido Refrigerado a Chumbo	48
Figura 20: Reator a Sal Fundido	49
Figura 21: Reatores em Operação	50
Figura 22: Reatores em Operação por tipo.....	53
Figura 23: Reatores em Operação por país	53
Figura 24: Reatores em Construção por país	56
Figura 25: Reatores em Construção por tipo.....	57

Figura 26: Curva Bienal de Aversão ao Risco - 2011/2012 - Sudeste/Centro-Oeste ...	59
Figura 27: Custo Marginal de Operação - Semana Operativa de 31.12.2011 a 06.01.2012	60
Figura 28: Curva Bienal de Aversão ao Risco - 2012/2013 - Sudeste/Centro-Oeste ...	62
Figura 29: Custo Marginal da Operação - Semana Operativa de 10.11.2012 a 16.11.2012	62
Figura 30: Despacho Programado de Geração Térmica - Semana Operativa de 10.11.2012 a 16.11.2012	63
Figura 31: Participação por setor produtivo nas emissões de GEEs globais e brasileiras em 2005	76
Figura 32: Emissões devido à geração de energia elétrica para o período 1990 a 2020, em MtCO ₂ e	77
Figura 33: Emissão de Gases do Efeito Estufa	79
Figura 34: Emissões em um ciclo aberto consideradas	80
Figura 35: Emissões de Gases de Efeito Estufa em gCO ₂ eq/kWhel.	83
Figura 36: Emissões indiretas.	84
Figura 37: Emissões de Carbono evitadas pela Energia Nuclear em 2006	85
Figura 38: Evolução das Emissões evitadas.....	86
Figura 39: Reactor Building of Chernobyl Atomic Energy Station Unit 4.....	104
Figura 40: Brazil - Levelised costs of electricity (at 5% discount rate).....	123
Figura 41: Brazil - Levelised costs of electricity (at 10% discount rate).....	124

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional	8
Tabela 2: Análise comparativa AP1000 x ATMEA 1.....	35
Tabela 3: Reatores Desligados em 2011	54
Tabela 4: Despacho Programado de Geração Térmica - Semana Operativa - 31.12.2011 a 06.01.2012.....	61
Tabela 5: Geração Total do Sistema Interligado Nacional	64
Tabela 6: Fator de Capacidade Real.....	65
Tabela 7: Despacho Programado de Geração Térmica - Semana Operativa de 10.11.2012 a 16.11.2012.....	67
Tabela 8: Reservas de Urânio no Brasil	70
Tabela 9: Eletricidade Consumida em cada Etapa do Ciclo de Combustível e Emissões devidas ao Total de Energia e apenas à Energia Térmica (valores para produção de 10.000 GW.ano) ..	81
Tabela 10: Emissões diretas e indiretas na geração de eletricidade - $\text{gCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$	82
Tabela 11: Emissões de Gases de Efeito Estufa das Empresas Eletrobras por tipo de gás (tCO_2e) – Ano base 2012	87
Tabela 12: Levelised costs of electricity (USD/MWh).....	122
Tabela 13: Nuclear power plants - Levelised costs of electricity in US dollars per MWh	125
Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011.....	132

LISTA DE ABREVIATURAS

- ABWR - Advanced Boiling Water Reactor
ACE - Areva-China-EdF
ACR - Advanced CANDU Reactor
AECL - Atomic Energy of Canada Ltd
AGR - Advanced Gas Reactor
AIEA - Agência Internacional de Energia Atômica
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
APWR - Advanced PWR
ASN - Autoridade de Segurança Nuclear
BWR - Boiling Water Reactor
CANDU - Canada Deuterium-Uranium
CAR - Curva de Aversão ao Risco
CGNPH - China Guangdong Nuclear Power Holding Company
CMO - Custo Marginal de Operação
CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear
CVU - Custo Variável Unitário
EdF - Electricité de France
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
EPR - Evolutionary Power Reactor
FBR - Fast Breeder Reactors
GCR - Gas Cooled Reactor
GE - General Electric
GEE - Gases de Efeito Estufa
GFR - Reator Rápido Refrigerado a Gás
GWP - Global Warming Power
HTGR - Reator Refrigerado a Gás a Alta Temperatura
HWR - Heavy Water Reactor
HWR - Heavy Water Reactor
I&C - Instrumentação e Controle
IEA - International Energy Agency
INB - Indústrias Nucleares Brasileiras
INES - International Nuclear Event Scale

INPO - Institute of Nuclear Power Operations
KEPCO - Korean Electric Power Company
LCOE - Levelised Cost of Electricity
LFR - Reatores Rápidos Refrigerados a Chumbo
LMFBR - Reator Regenerador Rápido a Metal Líquido
LWGR - Light Water Graphite Reactor
LWR - Light Water Reactor
MHI - Mitsubishi Heavy Industries
MSR - Reator a Sal Fundido
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
NRC - Nuclear Regulatory Commission
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento
PCHs - Pequenas Centrais Hidroelétricas
PHWR - Pressurized Heavy Water Reactor
POCP - Procedimentos Operativos de Curto Prazo
PTGR - Pressure Tube Graphite Reactor
PWR - Pressurized Water Reactor
RBMK - Russian Reaktor Bolshoy Moshchnosti Kanalniy
SCWR - Reator Supercrítico Refrigerado a Água
SFR - Reator rápido refrigerado a sódio
SIN - Sistema Interligado Nacional
SPDS - Sistema de Monitoração de Parâmetros de Segurança
TMI - Three Mile Island
VHTR - Reator de Temperatura Muito Elevada
VVER - Vodo Vodyanoi Energetichesky Reactors
WANO - World Association of Nuclear Operators

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Esta tese objetiva demonstrar a importância da utilização da energia nuclear para compor a energia de base¹ na expansão da capacidade instalada do Sistema Elétrico Brasileiro, assim como as vantagens comparativas proporcionadas pela utilização da Tecnologia Nuclear, indicando os principais desafios a serem superados pela indústria nuclear. Pretende, a partir de tal demonstração, poder servir de subsídio aos formuladores da política energética brasileira no processo decisório referente à ampliação da energia nuclear na matriz elétrica de nosso país no âmbito da necessidade de aumento da capacidade instalada do Sistema Elétrico Brasileiro.

Sendo a 6^a economia do planeta em termos de PIB nominal, mas com sérios problemas de desigualdades sociais e regionais, a expansão da capacidade geradora de energia elétrica no Brasil é essencial para assegurar o crescimento econômico sustentável, tendo em vista ser a energia elétrica fundamental para o desenvolvimento social e a melhoria da qualidade de vida da população brasileira.

O consumo de eletricidade per capita no país por ano, 2.959 kWh/hab², encontra-se num patamar inferior à média mundial e abaixo do consumo da Argentina e do Chile. Consistente com a necessidade de aumento da capacidade instalada e universalização do acesso a eletricidade no país, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE2020) planeja para 2020 um aumento do consumo per capita anual de eletricidade no país para 4.230 kWh/hab, possibilitando assim ao Brasil atingir um patamar de consumo de eletricidade compatível com o existente em Portugal nos dias de hoje.

O planejamento da expansão da capacidade instalada de produção de energia elétrica no Brasil deve levar em consideração as diversas opções energéticas disponíveis no país para compor a matriz elétrica, em especial na geração de energia elétrica para a base do sistema, bem como as alterações das características operacionais que já se

¹ Energia de Base: Energia que pode ser utilizada para todo o dia, durante o período de fornecimento.

Fonte: Glossário CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. <<http://www.ccee.org.br>>

² Fonte: MME - Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 - PDE 2020

manifestam no Sistema Interligado Nacional (SIN)³ em função da perda da capacidade de regularização das usinas hidroelétricas.

O Brasil é um dos países com maior participação de fontes renováveis de energia em sua matriz elétrica, na qual a hidroeletricidade contribui com cerca de 70% da potência instalada e foi responsável por aproximadamente 90% da energia elétrica gerada no país em 2011 e 2012. Entretanto, apesar do potencial hidrelétrico ainda não explorado no Brasil ser expressivo, na ordem de 260 GW⁴, sua utilização já impõe importantes desafios uma vez que segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apenas 150 – 180 GW são técnica, econômica, ambiental e socialmente aproveitáveis.

O Sistema Elétrico Brasileiro tem dificuldades de se beneficiar com a formação de novos reservatórios de acumulação como os diversos existentes atualmente e que constituem a base do Sistema Interligado Nacional. As principais bacias hidrográficas da região Sudeste, Sul e Nordeste do país já foram exploradas e 90% do potencial hidroelétrico remanescente encontra-se na Amazônia, região cuja topografia não é favorável à formação de reservatórios de acumulação e onde existem importantes questões restritivas quanto ao uso do solo.

Tem restado, assim, como opção hidroelétrica para o Planejamento Energético, a construção de usinas a fio d'água na Região Amazônica as quais, submetidas a restrições socioambientais que se ampliam com o passar do tempo, apresentam Fatores de Capacidade⁵ na ordem de 40%,⁶ conforme estimado para usina de Belo Monte, enquanto a média dos Fatores de Capacidade das usinas hidrelétricas existentes no país é de aproximadamente 55% (VEIGA, 2011).

Em decorrência das dificuldades econômicas referentes ao aproveitamento de novos recursos hídricos, restrições ambientais advindas de inundações de grandes áreas para formação de reservatórios de acumulação, e, ainda, às questões relativas ao uso do solo, a geração de eletricidade através de energia hidrelétrica tem apresentado tendência decrescente em termos relativos a nível global (PINTO JR, 2007). Observa-se entre 1973 e 2008 uma redução de 21% para 16,2% na participação da hidroeletricidade na

³ SIN - Sistema Interligado Nacional - Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente (ONS, 2009).

⁴ Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2^aed. ANEEL

⁵ Fator de capacidade: Relação entre a energia efetivamente produzida e a máxima teórica utilizando-se toda a potência instalada (D'ARAUJO, 2009).

⁶ Fonte: CASTRO *et al*, 2011.

geração total de eletricidade no mundo (IEA, 2011). No caso brasileiro, identifica-se entre 2001 e 2010 uma tendência de redução na capacidade instalada de usinas hidrelétricas de 82,21% para 68,02%, com referência a potência total instalada no Sistema Elétrico Brasileiro (ANEEL, 2012).

Em função da progressiva redução relativa da participação da geração hidrelétrica na composição da matriz elétrica brasileira que ocorrerá ao longo do século XXI, as ações de planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro devem modelar as mudanças a serem realizadas na matriz elétrica do país, sendo que uma maior participação da geração térmica já tem sido observada e será essencial no longo prazo para garantir a operação segura e confiável do Sistema Interligado Nacional (VEIGA, 2011).

Esta Tese analisa tanto os aspectos favoráveis quanto os desafios associados à utilização da Tecnologia Nuclear, avaliando importantes *drivers* que compõem o processo decisório dos *Policy Makers* do Planejamento Energético tais como a evolução da Tecnologia Nuclear quanto a segurança das usinas nucleares e as expectativas de evolução tecnológica, as questões ambientais associadas às emissões de gases de efeito estufa, as projeções dos custos nivelados de eletricidade das diferentes fontes de geração de energia elétrica previstos para os empreendimentos futuros, as alterações previstas na sistemática de operação do Sistema Interligado Nacional em função da expectativa de redução da capacidade de regularização das usinas hidroelétricas e a segurança energética nacional.

A Tese está estruturada de tal forma que no capítulo 2 é apresentada uma análise do Sistema Interligado Elétrico ressaltando a crescente importância da energia Termelétrica para a operação segura e confiável do mesmo em função da contínua perda da capacidade de regularização das hidrelétricas. Inclui-se ainda neste capítulo a efetiva participação de cada fonte térmica para a operação do sistema considerando-se a estratégia de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico, o qual considera para efeito de despacho o Custo Variável Unitário (CVU)⁷ de cada usina térmica.

⁷ CVU (Custo Variável Unitário) - Valor, expresso em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh), calculado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE a partir de parâmetros informados pelo proponente vendedor antes do início do leilão, limitado a cinquenta por cento do valor máximo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD conforme estabelecido na Portaria MME nº 043, de 1º de março de 2007, e que serve de base para definição da garantia física, e dos valores esperados do Custo de

O Capítulo 3 é dedicado a apresentar a Tecnologia Nuclear como opção energética para geração de energia elétrica, descrevendo as diversas rotas tecnológicas existentes, os resultados obtidos através da evolução tecnológica no sentido de maximizar os critérios de segurança das usinas nucleares, os projetos de reatores nucleares existentes no mercado e que são considerados evolucionários, e as perspectivas da indústria nuclear no que concerne ao desenvolvimento de rotas tecnológicas revolucionárias. Adicionalmente apresenta a situação atual da energia nuclear no Brasil e no Mundo enfatizando as opções tecnológicas sendo utilizadas nas usinas em construção no mundo indicando a tendência da indústria.

O Capítulo 4 apresenta as principais características favoráveis à utilização da Tecnologia Nuclear para expansão da capacidade instalada do Sistema Elétrico Brasileiro, em especial como opção energética para produzir eletricidade para a base do sistema, destacando-se a efetiva contribuição da energia nuclear na geração de energia elétrica para o Sistema Elétrico Brasileiro em comparação com as demais opções energéticas térmicas, as vantagens da energia nuclear associadas à segurança energética nacional, aos benefícios relacionados às questões ambientais associadas às mudanças climáticas em função da não emissão de gases de efeito estufa durante a operação dos reatores nucleares e quando se analisa o ciclo do combustível nuclear, e a evolução tecnológica dos reatores no sentido do aperfeiçoamento das condições de segurança das usinas nucleares.

O Capítulo 5 ressalta que apesar das vantagens comparativas apresentadas no Capítulo 4, a utilização da energia nuclear impõe importantes desafios para a indústria nuclear os quais precisam ser devidamente considerados pelos *policy makers* destacando-se a aceitação pública da energia nuclear, a segurança nuclear em função dos acidentes de *Three Mile Island*, Chernobyl e mais recentemente Fukushima, a estocagem dos resíduos radioativos e a competitividade econômica em função do elevado custo de capital envolvido nos empreendimentos.

O Capítulo 6 apresenta a conclusão desta Tese explicitando, a partir dos diversos aspectos analisados, fatores que determinam a ampliação da participação da Tecnologia Nuclear como fonte térmica para geração de eletricidade no Brasil como uma ação

Operação - COP e do Custo Econômico de Curto Prazo - CEC, necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento, exceto os já cobertos pela receita fixa (ANEEL, 2013).

premente por parte dos órgãos responsáveis pelo Planejamento Energético do país, indicando os principais desafios a serem superados pela indústria para que a sociedade brasileira possa se beneficiar adequadamente da utilização da energia nuclear.

CAPÍTULO II

ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 Introdução

Este capítulo objetiva analisar o Sistema Elétrico Brasileiro e mais especificamente o Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a ótica da constatação da necessidade do contínuo e gradual aumento da participação da geração Termelétrica para a operação segura e confiável do sistema e da relevância da geração nucleoelétrica neste contexto.

O Sistema Elétrico Brasileiro é um sistema hidrotérmico com predominância da geração hidrelétrica e no qual as usinas Termelétricas atuam no sentido de complementar a geração de base do sistema ou para possibilitar a gestão da capacidade de regularização das hidrelétricas (MARRECO, 2007).

Entretanto, apesar dos estudos de Planejamento Energético indicarem a continuidade da predominância da geração hidrelétrica ao longo das próximas décadas (PNE 2030⁸), a participação relativa da mesma será reduzida em função da redução da capacidade de regularização das hidrelétricas.

A perda da capacidade de regularização das hidrelétricas, em função da impossibilidade de se implantar novas usinas com grandes reservatórios de acumulação, tem ocasionado uma maior demanda por energia Termelétrica e tal tendência não apenas já é observada através dos dados de geração do SIN como também é reconhecida pelos órgãos de Planejamento Energético os quais, através do PNE 2030, preveem, em relação à capacidade instalada no país em 2005, um acréscimo de 29.415 MW a partir de usinas térmicas no horizonte do referido Plano. Entretanto, o referido Plano prioriza a geração térmica através do gás natural e da biomassa de cana de açúcar em detrimento da energia nuclear, considerando neste montante apenas 4.000 MW através de usinas nucleares, além de Angra 3, de acordo com o cenário de referência.

⁸ PNE 2030 - Plano Nacional de Energia de 2030 (MME/EPE, 2007).

Como será apresentado no Capítulo 4, a geração de eletricidade através da Tecnologia Nuclear tem se consolidado no país entre as principais fontes térmicas que suprem o Sistema Interligado Nacional, contribuindo não apenas para a segurança e confiabilidade do sistema em função dos significativos fatores de capacidade obtidos pelas Usinas de Angra 1 e de Angra 2, mas também para a redução de seus custos operacionais em função do reduzido Custo Variável Unitário, como resultado do baixo custo do combustível nuclear, quando comparado com o custo de combustível das demais fontes térmicas disponíveis no país.

2.2 Características do Sistema Elétrico Brasileiro

Com uma potência instalada de 126.149 MW, incluindo as unidades de geração em sistemas isolados e a autoprodução de energia, a matriz elétrica brasileira é composta por uma diversidade de fontes energéticas com participação predominante de energia renovável, destacando-se a hidroeletricidade. Dentre os empreendimentos existentes, as usinas hidrelétricas respondem por 85.730 MW de potência instalada, incluindo as Pequenas Centrais Hidroelétricas - PCHs que correspondem a 4.604 MW, e as Termelétricas contribuem com 40.095 MW, dos quais as usinas nucleares participam com uma capacidade instalada de 1.990 MW (ANEEL, 2013).

Tal configuração caracteriza o Sistema Elétrico Brasileiro como um sistema hidrotérmico com forte predominância de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação, as quais operam gerando na base do sistema, e no qual as usinas térmicas atuam complementando as necessidades energéticas e elétricas do sistema (MARRECO, 2007).

A Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional em 2012, apresentada na **Tabela 1**, representa cerca de 70% da potência do Sistema Elétrico Brasileiro, e exclui os sistemas isolados e a autoprodução de energia.

Tabela 1: Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional

Tipo	Capacidade Instalada	
	MW	%
Hidrelétrica	79.969,9	79,80%
Gás	9.982,8	9,96%
Óleo	4.744,2	4,73%
Biomassa	239,2	0,24%
Nuclear	1.990,0	1,99%
Carvão	2.120,0	2,12%
Eólica	1.170,9	1,17%
Total	100.217,0	100

Sem considerar Itaipu 50Hz

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

A demanda de geração de energia elétrica das usinas e a operação do sistema de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional são coordenadas e controladas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A operação do sistema visa a garantir o suprimento de curto prazo e, simultaneamente, assegurar a existência futura de níveis nos reservatórios de regularização das hidrelétricas, objetivando garantir o suprimento de energia elétrica no longo prazo nas diversas regiões do país.

As usinas são despachadas objetivando assegurar a modicidade tarifária, o menor custo de produção de eletricidade e a segurança no abastecimento de energia elétrica no curto, médio e no longo prazo, priorizando-se a geração hidrelétrica na base do sistema. A geração de base do sistema é composta basicamente da geração hidrelétrica e da geração das usinas Termelétricas inflexíveis às quais, em função de características intrínsecas que justificam as respectivas inflexibilidades, acabam por contribuir para a preservação da capacidade de regularização das hidrelétricas. Dentre as usinas Termelétricas inflexíveis incluem-se as usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2, que declaram inflexibilidade de 80% em funções de características específicas da geração nuclear. Os demais 20% da capacidade instalada das usinas nucleares são despachadas por ordem de mérito no âmbito de disponibilidade das usinas térmicas flexíveis.

Usinas térmicas flexíveis, assim como as usinas térmicas inflexíveis, são usadas em complementação à energia hidrelétrica. No caso das usinas térmicas flexíveis, estas

são utilizadas para uma geração eventual e, portanto, para que as mesmas sejam viabilizadas, sua contratação se dá por disponibilidade e não por quantidade de eletricidade produzida. Por este mecanismo de contratação, o empreendedor é remunerado no montante equivalente aos seus custos fixos e o demandante se responsabiliza pelos custos variáveis com sua inerente volatilidade. Este mecanismo transfere para o consumidor os riscos sistêmicos e onera o custo da energia, dado que o fornecedor do combustível fóssil cobra um custo demasiadamente alto devido ao caráter esporádico de tal geração.

A questão que se impõe na gestão operacional do Sistema Interligado Nacional é a decisão quanto à utilização imediata ou futura do potencial hidráulico armazenado para atendimento da carga, considerando-se fatores como o volume armazenado existente, expectativas de afluências e novos empreendimentos de geração a serem disponibilizados para o sistema em um determinado horizonte de tempo. Tal decisão está diretamente relacionada à determinação ou não do despacho de usinas térmicas flexíveis no sentido de preservar ou deplecionar a energia dos reservatórios de acumulação das hidrelétricas.

Neste contexto, conforme apresentado na **Figura 1**, em função da decisão tomada quanto a preservação ou não dos níveis dos reservatórios teremos as respectivas consequências operativas tendo em vista as afluências futuras.

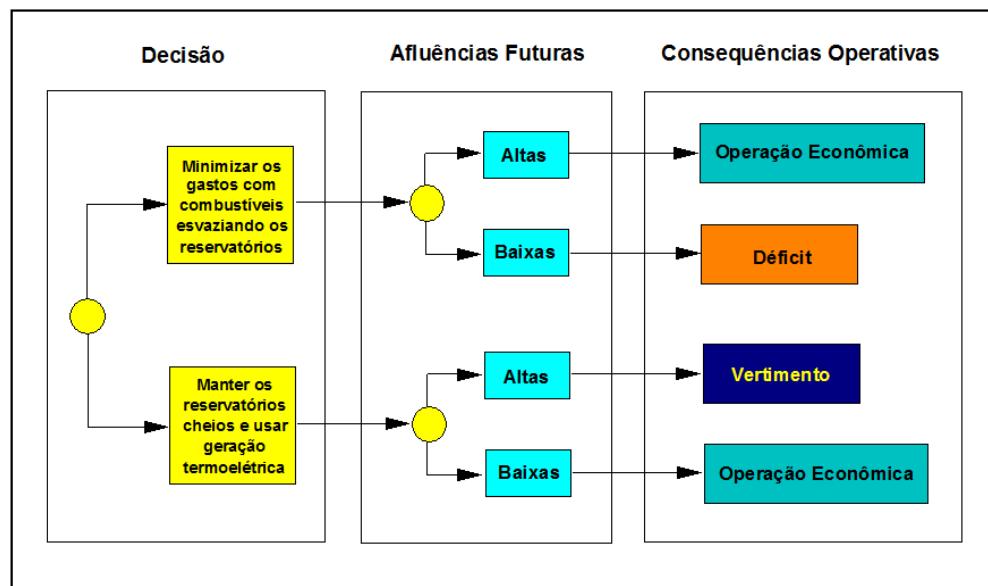


Figura 1: Economia de Operação x Confiabilidade de Atendimento

Fonte: Adaptado de Marreco, 2007.

Diz-se então que as usinas térmicas flexíveis, mantidas normalmente em prontidão, constituem uma reserva do sistema podendo ser despachadas pelo ONS por ordem de mérito ou em função de razão elétrica (CASTRO *et al.*, 2010). Enquanto o despacho por razões elétricas é um despacho contingencial que objetiva manter o devido nível de segurança do Sistema Interligado Nacional caso o mesmo possa ter sua operação afetada em função de evento planejado ou não, no despacho por ordem de mérito o objetivo é assegurar o menor custo de produção de eletricidade do sistema e, neste sentido, a prioridade é dada ao despacho das usinas térmicas flexíveis com menor Custo Variável Unitário (CVU), ou seja, aquelas que têm menor custo marginal de geração.

Para tal, são utilizados modelos matemáticos de otimização energética, como o NEWAVE e o DECOMP, no sentido de auxiliar no processo decisório quanto ao despacho das usinas térmicas flexíveis e das parcelas de disponibilidade existentes em usinas que declaram certo nível de inflexibilidade como Angra 1 e Angra 2. O modelo NEWAVE é utilizado para o estabelecimento da política de operação do Sistema Elétrico no médio prazo, ou seja, no horizonte de 5 (cinco) anos, determinando a estratégia de geração térmica e hidráulica visando minimizar o custo de operação no período de planejamento. Já o modelo DECOMP, utilizado no estabelecimento de política de operação de curto prazo, ou seja, no horizonte de até 1(um) ano, objetiva determinar o despacho de geração térmica e hidráulica no horizonte do planejamento considerando diversas informações disponíveis incluindo a função de custo futuro do NEWAVE (CCEE, 2013).

Os modelos de médio prazo calculam uma função de custo futuro da energia considerando uma Curva de Aversão ao Risco (CAR)⁹ pré-estabelecida, cujo resultado serve como dado de entrada para o modelo de curto prazo (DECOMP), definindo assim o Custo Marginal de Operação (CMO)¹⁰ do Sistema. A partir da definição do CMO o Operador Nacional do Sistema despacha, pelo critério denominado de ordem de mérito,

⁹ CAR - Curva de Aversão ao Risco - Também conhecida por Curva Bianual de Segurança, representa a evolução ao longo de um período pré-definido dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um submercado (N, NE, S e SE/CO), necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses também pré-definidas de afluências, intercâmbios, carga e geração não hidráulica, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período (ANEEL, 2012)

¹⁰ Custo marginal de operação determinado pelo modelo de planejamento na elaboração da Programação Sem Restrições Ex-Ante. Fornece o custo marginal de produção de energia em cada submercado, em cada patamar de carga. (CCEE, 2013)

todas as usinas Termelétricas flexíveis cujos Custos Variáveis Unitários sejam inferiores ao CMO determinado pelos modelos matemáticos ($CVU < CMO$).

Dentre as usinas térmicas que suprem energia elétrica para o sistema, as usinas nucleares estão entre as primeiras a serem despachadas em função de possuírem o menor Custo Variável Unitário (CVU), ou seja, o menor custo marginal de geração. Neste caso, as usinas nucleares são despachadas de forma a operar com nível de potência superior ao limite de inflexibilidade de 80% declarado ao ONS, podendo atingir 100% de potência (MME/EPE, 2013).

Entretanto, a sistemática normalmente utilizada de se definir o despacho térmico adicional pela avaliação do custo futuro da energia e do CVU pode não ser suficiente para antecipar decisões referentes à necessidade de se ampliar o despacho de geração térmica das usinas em função das restrições de armazenamento estabelecidas na CAR incorporada ao modelo NEWAVE. Neste cenário, haveria o risco de violação da Curva de Aversão ao Risco e, desta forma, visando evitar tomada de decisões indesejáveis (como o gerenciamento da demanda) torna-se importante estabelecer-se procedimentos e mecanismos adicionais ao critério de despacho das usinas Termelétricas por ordem de mérito, através dos quais o ONS possa antecipar o despacho térmico visando preservar os estoques dos reservatórios.

Dentre os procedimentos e mecanismos utilizados até 2013 para o despacho adicional de térmicas flexíveis destacavam-se os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) e os Mecanismos de Representação de Aversão a Risco de Racionamento. Os Procedimentos Operativos de Curto Prazo eram utilizados ao longo do período seco, ou seja, de abril a novembro, e objetivavam assegurar que ao final do período haveria um determinado nível mínimo nos reservatórios. Tal nível era denominado nível meta. Objetivando assegurar o atendimento ao nível meta fixado, usinas Termelétricas flexíveis eram despachadas independentemente da ordem de mérito. Já os Mecanismos de Representação de Aversão a Risco de Racionamento, como o estabelecido pela Resolução n.º 10 do CNPE de 16/12/2003, permitiam o despacho de usinas Termelétricas quando da iminência de ser atingida a Curva de Aversão ao Risco, visando-se assegurar a garantia energética. Tais mecanismos, diferentemente dos POCP que apenas eram utilizados ao longo do período seco, podiam

ser utilizados a qualquer momento em que se considerasse haver risco do nível dos reservatórios atingirem os limites impostos pela CAR.

A partir de 2013, objetivando tornar mais eficaz a sistemática utilizada para definir o despacho térmico adicional pela avaliação do custo futuro e do CVU, os modelos de médio prazo passaram a internalizar os Mecanismos de Aversão ao Risco conforme resolução da CNPE nº3 de 06 de março de 2013. Ainda assim, em eventuais condições desfavoráveis de hidraulicidade, o ONS, respaldado por determinações do CNPE visando evitar tomada de decisões indesejáveis (como o gerenciamento da demanda) poderá, em adição ao despacho das usinas termelétricas por ordem de mérito, despachar outras usinas térmicas com maior CVU pelo critério de Garantia Energética de modo a preservar os estoques dos reservatórios. Tal despacho por garantia energética tem sido realizado em condições hidrológicas desfavoráveis.

Entretanto, a atual estratégia de operação do SIN de preservação dos níveis dos reservatórios de regularização das hidrelétricas para assegurar a energia futura, não poderá ser mantida nos moldes atuais se analisarmos as tendências de longo prazo da expansão da capacidade instalada do SIN, no qual a ampliação da participação hidroelétrica dar-se-á através de usinas a fio d'água (D'ARAUJO, 2009). Em decorrência das dificuldades econômicas referentes ao aproveitamento de novos recursos hídricos, restrições ambientais advindas de inundações de grandes áreas para formação de reservatórios de acumulação, e, ainda, às questões de uso do solo, a geração de eletricidade através de energia hidrelétrica tem apresentado tendência decrescente em termos relativos a nível global (PINTO JR, 2007).

Apesar do potencial hidrelétrico ainda não explorado no Brasil ser expressivo, na ordem de 260 GW, dos quais, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apenas 150 – 180 GW são técnica, econômica, ambiental e socialmente aproveitáveis, sua utilização já impõe importantes desafios, tendo em vista que o Sistema Elétrico Brasileiro tem dificuldades de se beneficiar com a formação de novos reservatórios de acumulação como os existentes atualmente e que constituem a base do Sistema Interligado Nacional. As principais bacias hidrográficas da região Sudeste, Sul e Nordeste do país já foram exploradas e 90% do potencial hidroelétrico remanescente encontra-se na Amazônia, região cuja topografia não é favorável à formação de reservatórios de acumulação e onde existem importantes questões quanto ao uso do

solo. Tem restado, assim, como opção para o Planejamento Energético, a construção de usinas hidroelétricas a fio d'água na Região Amazônica que, submetidas a restrições sócio-ambientais que se ampliam com o passar do tempo, apresentam Fatores de Capacidade na ordem de 40%, conforme estimado para usina de Belo Monte, enquanto que a média dos Fatores de Capacidade das usinas hidrelétricas existentes no país é de aproximadamente 55% (VEIGA, 2011) e em 2012 atingiu 70% conforme apresentado mais a frente na **Tabela 6**.

Atualmente já é possível observar, que, ao longo dos anos, a capacidade de regularização das hidrelétricas em operação não tem acompanhado o crescimento da carga demandada ao sistema, como mostra a **Figura 2** (CASTRO *et al.*, 2010).

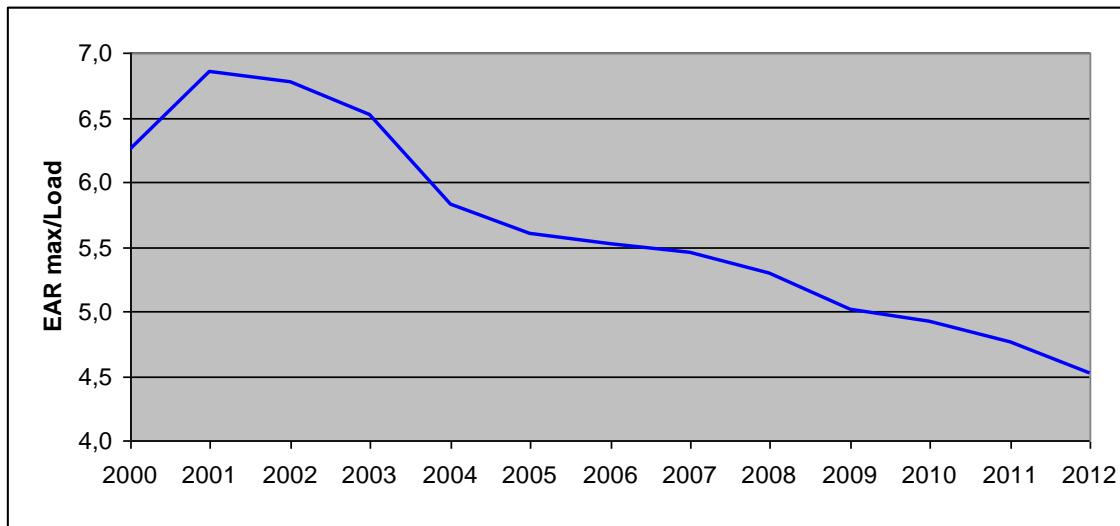


Figura 2: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios EAR Energia Armazenada - Máxima Brasil sobre carga do SIN

Fonte: Adaptado de Castro *et al.*, 2010

A ampliação da geração hidrelétrica através de usinas a fio d'água ocasionará a redução da capacidade de regularização, a qual é fortemente influenciada pelos ciclos hidrológicos que são caracterizados pela variação da energia natural afluente¹¹ ao longo de um ano em função dos períodos secos e úmidos que ocorrem no país, conforme apresentado na **Figura 3** para as diversas regiões do país em 2011.

¹¹ “Energia Natural Afluente - Energia hídrica que corre pelos rios com aproveitamentos energéticos” (CASTRO *et al.*, 2010 p.09).

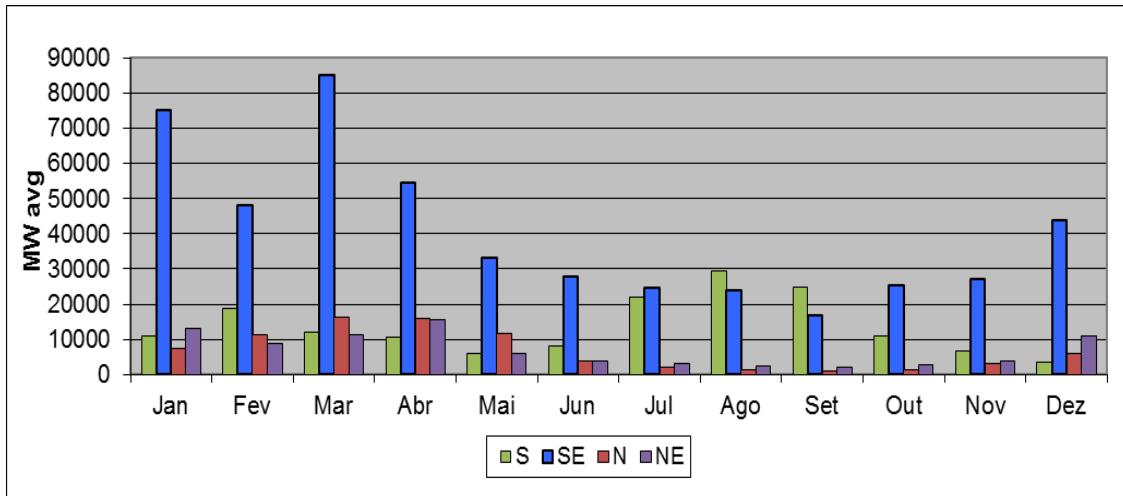


Figura 3: Energia Natural Afluente

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

Como consequência da perda da capacidade de regularização hidrelétrica através dos reservatórios, o SIN tende a ficar mais vulnerável em função de uma maior dependência dos ciclos hidrológicos, aumentando assim o risco hídrico do sistema, o que requer cada vez mais regularização via geração Termelétrica. A vulnerabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro em função da excessiva dependência da geração hidrelétrica e, consequentemente, dos ciclos pluviométricos observados, impõe importantes desafios à gestão do sistema como o observado pelo racionamento ocorrido em 2001/2002 quando o nível médio dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste atingiu valores na ordem de 30% e, assim, bem abaixo da média histórica como apresentado na **Figura 4**.

Importante, portanto, observar que a dependência do SIN aos ciclos hidrológicos impõe significativos desafios à gestão operativa do sistema. Entretanto, tal dependência não pode ser considerada isoladamente a causa do racionamento ocorrido em 2001/2002. Diversas análises realizadas por especialistas descartam tal hipótese, podendo-se ressaltar o Relatório Kelman (apud D'ARAUJO, 2009. p.134) que desconsiderou a falta de chuvas como causa do racionamento e como mencionado por Pinguelli (2001, p.121) “o sistema hidrelétrico depende das chuvas mas foi projetado para suportar variações pluviométricas aleatórias” e ainda que “não se deve a cada momento explicar fatos da natureza e muito menos da técnica ou da economia por interferência divinas...”.

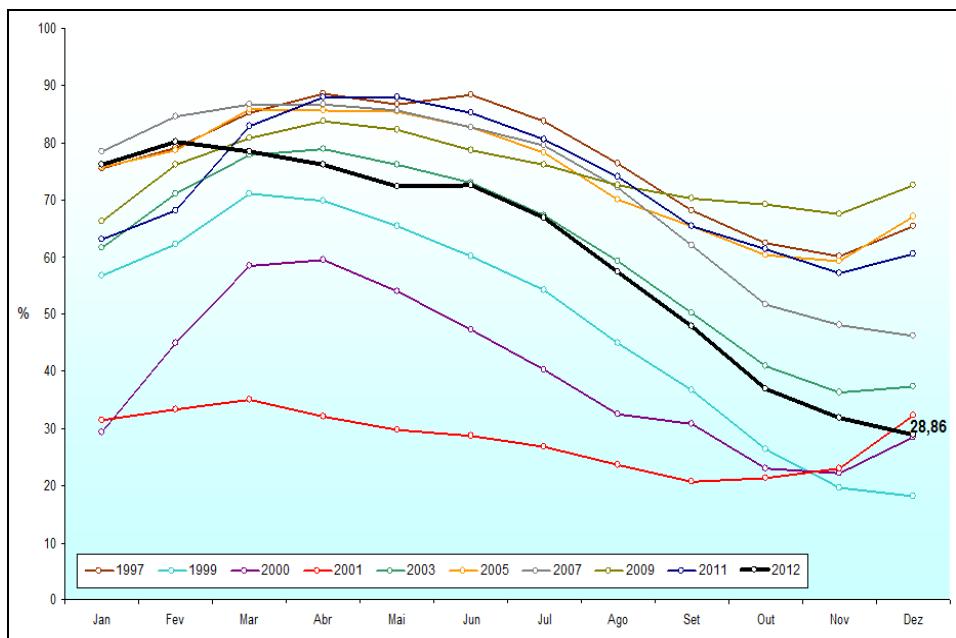


Figura 4: Evolução Histórica dos Reservatórios (Sudeste e Centro-Oeste)

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

Nos últimos anos, já é possível constatar-se a tendência de aumento da demanda de geração Termelétrica no país, como observado na **Figura 5** pela linha de regressão obtida através dos dados de geração média das Termelétricas do SIN. Enquanto o aumento da carga média do SIN entre 2006 a 2011¹² foi de 18,76%, a tendência de aumento da geração Termelétrica correspondeu a 36,92% no mesmo período.

¹² Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

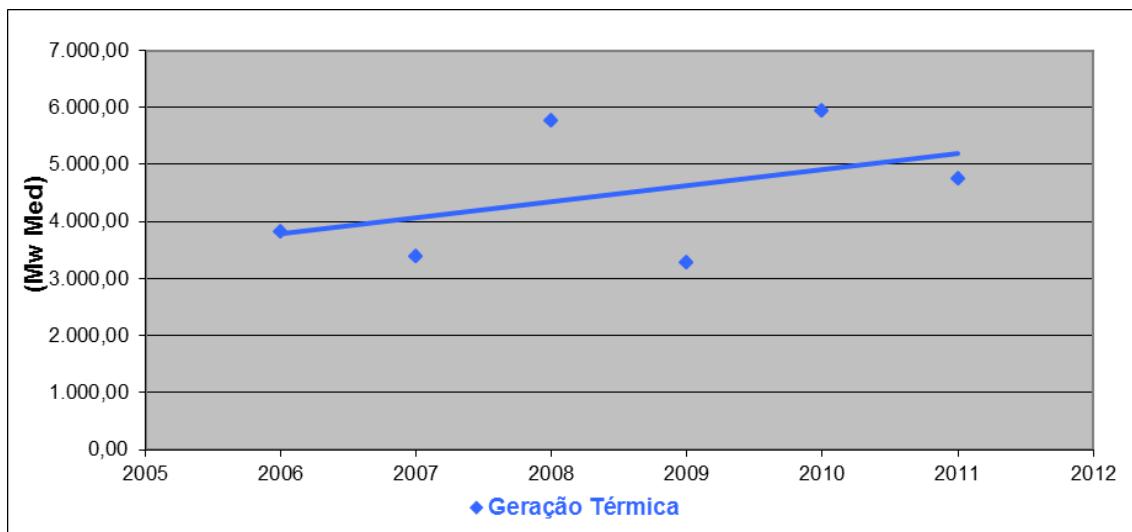


Figura 5: Geração Total das Usinas Térmicas no SIN

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Constata-se através dos dados de geração do Sistema Interligado Nacional a tendência crescente por uma maior participação da geração Termelétrica para suprir a demanda do sistema com destaque para a crescente participação do óleo, do gás natural e da biomassa, permanecendo estáveis a geração através da energia nuclear e carvão em função da total utilização da capacidade instalada a partir das respectivas opções energéticas. Como veremos ao longo do desenvolvimento desta Tese, tal situação aumenta o custo operacional do Sistema Interligado Nacional, impõe desafios associados à segurança energética nacional e aumenta as emissões de gases de efeito estufa pelo Sistema Elétrico Brasileiro.

Cabe aos formuladores da política energética brasileira, através da priorização da geração termelétrica, a redefinição da composição da matriz elétrica do país assegurando a minimização dos riscos associados a progressiva redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas.

Neste contexto, serão apresentadas a seguir no capítulo 3, as rotas tecnológicas existentes atualmente no mundo para produção de eletricidade a partir da energia nuclear, analisando-se os tipos de reatores, a evolução da Tecnologia Nuclear, o atual status da geração nuclear mundial e as expectativas de desenvolvimento tecnológico.

CAPÍTULO III

TECNOLOGIA NUCLEAR

3.1 Rotas Tecnológicas

As rotas tecnológicas existentes visando à geração de eletricidade através da energia nuclear possuem características que, em função de suas especificidades técnicas, econômicas e geopolíticas, devem ser analisadas detalhadamente tanto por aqueles, como o Brasil, que consideram expandir a capacidade instalada já existente no Sistema Elétrico Brasileiro através de usinas nucleares, como para os que avaliam iniciar a utilização da energia nuclear como fonte energética para geração de eletricidade.

Neste sentido, as seguintes características distinguem as rotas tecnológicas utilizadas pelas usinas nucleares em operação atualmente no mundo:

1. Energia dos nêutrons de fissão: pode-se optar pela utilização de nêutrons térmicos (o que requer a termalização dos nêutrons através de um moderador) ou nêutrons rápidos.
2. Moderador de nêutrons: no caso da opção pelos nêutrons térmicos torna-se necessário definir o moderador a ser utilizado
3. Combustível: existem rotas tecnológicas que utilizam urânio enriquecido e outras que utilizam urânio natural
4. Refrigerante do reator: utiliza-se principalmente água ou gás para remoção do calor do núcleo.

Neste contexto, as 434 usinas nucleares em operação no mundo, utilizam as seguintes rotas tecnológicas associadas às características anteriormente mencionadas (IAEA, 2013):

- Reatores refrigerados e moderados a água leve pressurizada (*Pressurized Water Reactor-PWR*) e que utilizam Urânio enriquecido como combustível (os reatores

utilizados nas Usinas de Angra 1 e Angra 2 são do tipo PWR e este tipo de reator foi o afetado pelo acidente de Three Mile Island ocorrido nos Estados Unidos em 1979).

- Reatores refrigerados e moderados a água leve fervente (*Boiling Water Reactor*- BWR) e que utilizam Urânio enriquecido como combustível (este é o tipo de reator que foi acidentado em Fukushima no Japão em 2011).
- Reatores Refrigerados a água leve fervente, moderados a grafite (*Light Water Graphite Reactor*- LWGR) e que utilizam urânio enriquecido (este é o tipo de reator acidentado em Chernobyl na antiga União Soviética em 1986).
- Reatores que utilizam Urânio natural como combustível, água pesada como moderador e água leve ou pesada como refrigerante. Tais reatores são denominados reatores a água pesada (*Heavy Water Reactor* - HWR ou *Pressurized Heavy Water Reactor* - PHWR).
- Reatores refrigerados a gás e moderados a grafite (*Gas Cooled Reactor*-GCR)
- Reatores Regeneradores Rápidos (*Fast Breeder Reactors*-FBR) nos quais as fissões ocorrem a partir de nêutrons rápidos e não utilizam moderadores.

3.1.1 Reator a Água Pressurizada (PWR)

Este tipo de reator é o mais utilizado nas usinas nucleares de geração de energia elétrica em operação no mundo, sendo também o tipo de reator utilizado nos reatores de Angra 1 e Angra 2 e, futuramente na usina de Angra 3, ora em construção. Foi também o tipo de reator acidentado na Usina de *Three Mile Island*, nos Estados Unidos, em 1979. Das 434 usinas nucleares em operação no mundo 270 utilizam esta rota tecnológica, ou seja, um pouco mais de 60% do total (IAEA, 2013).

O reator PWR de dois loops foi desenvolvido pela *Westinghouse* nos Estados Unidos em meados do século XX. O primeiro projeto para fins comerciais, *Yankee Rowe*, de 250 MWe de capacidade, iniciou sua operação em 1960. Subsequentemente outras empresas dos Estados Unidos e da Europa Ocidental também desenvolveram projetos semelhantes. Uma versão particular dos reatores do tipo a água pressurizada,

denominada VVER, foi desenvolvida pela antiga União Soviética (NEI, 2012; ISHIGURO, 2002).

Neste tipo de reator a água leve atua tanto como refrigerante do núcleo quanto como moderador de nêutrons. A água leve possui uma série de propriedades favoráveis a sua utilização em reatores nucleares e, em função do baixo custo associado a sua obtenção, possui a vantagem de ter o menor custo dentre as opções existentes quando utilizado tanto como refrigerante quanto como moderador. A água leve possui ainda boas características de transferência de calor, boas propriedades nucleares, provê certa lubrificação e é estável dentro dos limites de temperatura dos materiais nucleares. Adicionalmente, a tecnologia de transferência de calor utilizando água leve é conhecida e o sistema de resfriamento relativamente simples.

A maior desvantagem da utilização da água como refrigerante é seu ponto de ebullição o qual é relativamente baixo considerando-se as temperaturas de operação dos sistemas primários de usinas nucleares. Logo, para evitar a vaporização da água, é preciso mantê-la pressurizada. Nos reatores do tipo PWR a água é mantida pressurizada através de um pressurizador em aproximadamente 150 atmosferas para evitar a vaporização da mesma. Diferentemente dos reatores tipo BWR, nos reatores do tipo PWR não ocorre vaporização da água no núcleo do reator permanecendo a mesma em estado subresfriado com grau de subresfriamento na ordem de 20°C.

O sistema de refrigeração do reator é tal que a água entra pelos bocais de entrada no vaso do reator, flui para a parte inferior do vaso através de uma região anular de descida (*denominada downcomer*) localizada entre o vaso e o barril do núcleo, sem contato com o núcleo do reator, e posteriormente flui da parte inferior para a parte superior do vaso do reator passando então pelos elementos combustíveis do núcleo do reator, removendo calor dos mesmos e saindo do vaso do reator em direção aos geradores de vapor onde ocorre a transferência de calor entre o sistema primário e o sistema secundário.

A geração de vapor ocorre no lado secundário de trocadores de calor em forma de U (no projeto russo o gerador de vapor é horizontal) ou de passo único, normalmente denominados de geradores de vapor (KNIEF, 1981). Em função da potência da usina, pode haver de dois a quatro geradores de vapor. O ciclo de troca de calor indireto devido à introdução de geradores de vapor é uma desvantagem dos reatores PWR em

relação aos reatores BWR de ciclo direto quando se consideram aspectos de transferência de calor. Entretanto, os reatores do tipo PWR possuem importante vantagem comparativa em relação aos reatores do tipo BWR com relação às barreiras existentes entre o material radioativo e o meio ambiente em função da independência existente entre os circuitos primário e secundário, conforme apresentado no diagrama esquemático da **Figura 6**.

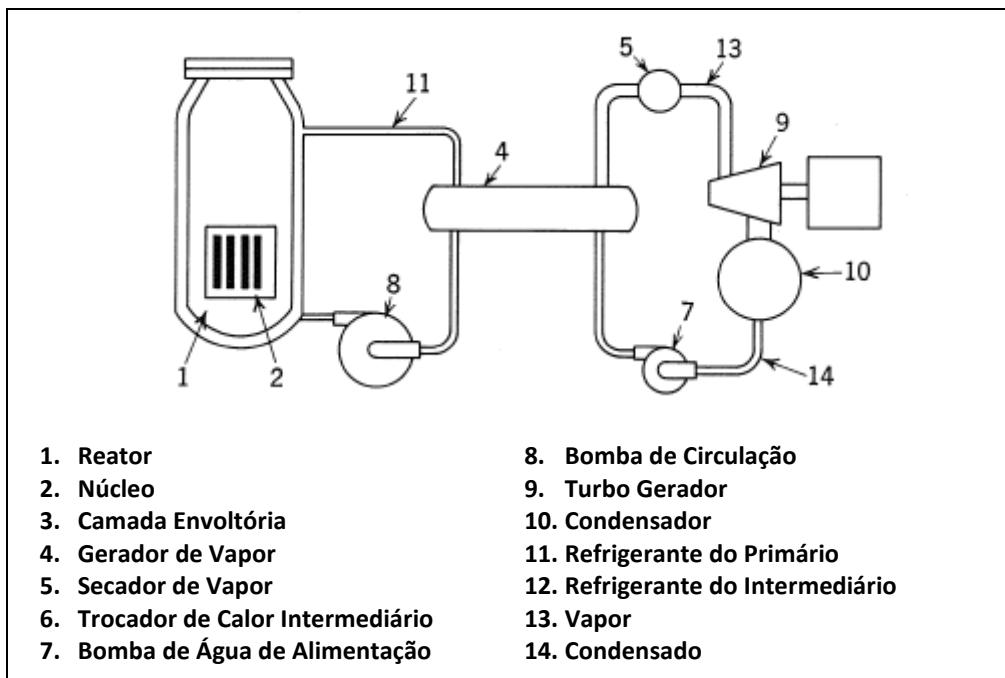


Figura 6: Reator a Água Pressurizada PWR

Fonte: WILLS, 1967 (pag. 65)

A necessidade de se estabelecer alta pressão no sistema primário para evitar a vaporização do refrigerante aumenta os custos do reator tipo PWR em função dos requisitos das características estruturais do sistema primário e do vaso do reator. Da mesma forma um reator tipo PWR exige componentes específicos como o pressurizador e os geradores de vapor aumentando o custo das usinas nucleares que utilizam este tipo de reator quando comparado com um reator tipo BWR de ciclo direto.

A existência de fluxo de refrigerante com alta pressão e alta temperatura aumenta a susceptibilidade dos reatores PWR a maiores taxas de corrosão e erosão. Adicionalmente, os requisitos exigidos para os sistemas de contenção do sistema primário são elevados quando comparados com os requisitos de contenção de um reator

tipo BWR, em função da potencial liberação de alta energia em caso de ruptura no sistema de refrigerante do primário.

Neste tipo de reator o combustível utilizado é o urânio enriquecido (em torno de 4% de U-235) devido à alta absorção de nêutrons pela água leve. Tal fato dificulta a utilização desta opção tecnológica pelos países que não dominam a tecnologia de enriquecimento de urânio impondo àqueles que optam por esta rota tecnológica a importação do material combustível enriquecido, sendo mais atrativa aos países (como é o caso do Brasil) que dominam a tecnologia de enriquecimento isotópico de urânio. O reator é considerado compacto em função do enriquecimento de combustível e da alta densidade de potência existente. Cada elemento combustível dos reatores do tipo PWR tem configuração quadrada e são compostos por varetas de combustível em configuração de 14 x 14 até 17 x 17 (no reator russo do tipo VVER cada elemento combustível tem a configuração hexagonal e possui até 331 varetas). Nem todas as posições de um elemento combustível, seja ele 14 x 14 ou 17 x 17, são ocupadas por varetas de elemento combustível. As posições não ocupadas são utilizadas para inserção de barras de controle, fontes de nêutrons, instrumentação nuclear interna ou barras de veneno queimável.

O controle de reatividade em reatores do tipo PWR é realizado através de barras de controle absorvedoras de nêutrons (que são inseridas de cima para baixo do núcleo do reator diferentemente dos reatores do tipo BWR), barras de veneno queimável e por solução de ácido bórico diluída no refrigerante do reator. Ao longo do ciclo de combustível a queima de urânio é compensada principalmente pela diluição da concentração de boro do sistema primário. O desligamento imediato do reator em um reator PWR é realizado através da inserção das barras de controle no núcleo do reator. Com o reator em operação as barras são mantidas removidas do núcleo por ação eletromagnética. Em caso de necessidade de desligamento imediato do reator (seja automática ou manualmente) esta energia é desconectada e ocorre a queda quase que instantânea de todas as barras de controle no núcleo do reator pela ação da gravidade interrompendo a reação nuclear (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

3.1.2 Reator a Água Fervente (BWR)

Dentro do processo de desenvolvimento da Tecnologia Nuclear considerou-se inicialmente que a vaporização do refrigerante no núcleo do reator (característica da rota tecnológica dos reatores BWR) ocasionaria série instabilidade no núcleo do reator em função das diferentes características da água e do vapor em termos de transferência de calor e propriedades nucleares. Por esta razão o primeiro reator refrigerado a água foi um reator do tipo PWR. Entretanto pesquisas realizadas possibilitaram a primeira criticalidade de um reator experimental BWR em 1956 no Laboratório Nacional de Argônio nos Estados Unidos (WILLS, 1967).

Os reatores do tipo BWR foram inicialmente desenvolvidos nos Estados Unidos pela *General Electric*, tendo o primeiro reator para fins comerciais (Dresden-1 com 250 MWe de capacidade) entrado em operação no início da década de 1960. Posteriormente também foram desenvolvidos reatores do tipo BWR no Japão e na Europa Ocidental.

Este foi o tipo de reator afetado pelo acidente de Fukushima no Japão em 2011, havendo dentre os 434 reatores em operação no mundo um total de 84 reatores do tipo BWR, ou seja, algo em torno de 20% do total (IAEA, 2013).

Diferentemente dos reatores do tipo PWR, onde o refrigerante não vaporiza em função da alta pressão no qual é mantido o refrigerante do sistema primário, nos reatores tipo BWR a pressão do sistema primário é menor que a dos reatores do tipo PWR e o calor é removido do núcleo do reator através da conversão da água em vapor no próprio núcleo, conforme apresentado no diagrama esquemático da **Figura 7**. Sendo assim, indo o vapor diretamente do vaso do reator para a turbina, um projeto de reator tipo BWR é mais simples que um PWR e consequentemente mais econômico, uma vez que diversos equipamentos existentes nos reatores tipo PWR são eliminados ou têm suas participações minimizadas.

Assim como no reator tipo PWR, a água leve atua neste tipo de reator como moderador e como fluido refrigerante e o combustível utilizado é o urânio enriquecido. Apesar da pressão no sistema primário ser menor que a utilizada nos reatores tipo PWR, a pressão e a temperatura do vapor gerado são similares.

Uma característica importante dos reatores tipo BWR é a necessidade de se manter o percentual de vapor presente no núcleo do reator menor que 14% em peso visando assegurar a estabilidade do núcleo, o que significa que a maior parte do refrigerante não vaporiza e precisa ser recirculado de volta para o vaso do reator. Para tal, o sistema de recirculação de refrigerante estabelece o fluxo de refrigerante necessário a assegurar a densidade de potência requerida em um reator tipo BWR.

Teoricamente, os reatores do tipo BWR podem ser classificados em relação ao tipo de conexão existente entre o reator e a turbina. Quando o vapor flui direto do reator para a turbina diz-se que o ciclo é direto. Quando há um gerador de vapor onde é realizada a transferência de calor do primário para o secundário diz-se que o ciclo é indireto. O ciclo direto possui como vantagem uma maior eficiência na transferência de calor o que faz com que se possa trabalhar com menores temperaturas no núcleo. Por outro lado, no ciclo direto há uma maior probabilidade que ocorra o carreamento para a turbina de material radioativo oriundo da ativação de impurezas suspensas ou dissolvidas, ou ainda do oxigênio ou nitrogênio dissociados. Atualmente os reatores BWR em operação no mundo são do tipo de ciclo direto em função da economicidade.

A tecnologia de reatores BWR de ciclo direto requer uma menor quantidade de equipamentos (bombas, trocadores de calor e equipamentos auxiliares) quando comparada com os reatores tipo PWR. Sob o aspecto de segurança nuclear considera-se que este tipo de reator possui uma característica de segurança intrínseca uma vez que em caso de excursão de potência, o vazio formado pela vaporização do refrigerante tende a reduzir a potência do núcleo em função da menor moderação neutrônica proporcionada pelo vapor em comparação com a obtida com a água. A operação do sistema primário com menor nível de pressão e temperatura reduz os requisitos dos sistemas de contenção para este tipo de reator, sendo esta característica uma das que mais contribuíram para as consequências do acidente de Fukushima no que concerne a liberação de material radioativo para o meio ambiente. Adicionalmente, nas usinas que utilizam este tipo de reator existe um maior potencial de transferência de material radioativo para os equipamentos em contato com vapor e um maior risco de liberação de material radioativo para o meio ambiente quando comparado com reatores PWR.

A reatividade do núcleo é controlada pela ação combinada entre as barras de controle, barras de veneno queimável e o ajuste no fluxo de refrigerante através do

núcleo do reator. Diferentemente dos reatores tipo PWR, não existe boro diluído no refrigerante do núcleo. O fluxo de refrigerante afeta a potência do reator e desta forma o controle de fluxo de refrigerante, por variar a densidade do refrigerante, é uma das formas de controle da reatividade do núcleo de um reator tipo BWR. Com um fluxo de refrigeração elevado ocorre a redução da temperatura do refrigerante ocasionando o aumento da densidade da água, o aumento da moderação neutrônica e o consequente aumento da potência do núcleo. Em sentido inverso, a redução do fluxo de refrigeração ocasiona o aquecimento da água, a redução da densidade do refrigerante em função da formação de vapor e maior presença de vazios e a consequente redução da moderação e da potência do reator. O controle de fluxo é realizado por *jet pumps* que recirculam a água no vaso do reator. Na prática consegue-se variar até 40% de potência nuclear através da variação de fluxo de refrigerante sem necessitar o aumento da temperatura do refrigerante. Ao longo do ciclo de operação, o controle de reatividade em um reator tipo BWR é realizado principalmente pela extração gradativa de barras de controle, as quais no início do ciclo são mantidas parcialmente inseridas no núcleo, e pela utilização de barras de veneno queimável. Entretanto é possível também compensar a queima de combustível alterando-se o fluxo de refrigerante caso haja margem para ajuste de fluxo.

Diferentemente dos reatores tipo PWR, as barras de controle são montadas na parte inferior do vaso do reator. Tal configuração se deve em especial ao fato de existirem separadores e secadores de vapor na parte superior do vaso do reator, impossibilitando fisicamente a montagem das barras de controle na parte superior do vaso do reator. Adicionalmente, a inserção ou retirada de barras de controle na parte inferior do vaso do reator permite compensar variações de reatividade ocorridas na saída do vaso em função da formação de vazios. Neste tipo de projeto o desligamento imediato do reator também é realizado pela inserção de todas as barras de controle no núcleo do reator, mas utilizando a pressão de um gás comprimido (nos reatores do tipo PWR a inserção das barras de controle se dá pela queda das mesmas por gravidade) (GLASTONE & SESONSKE, 1994).

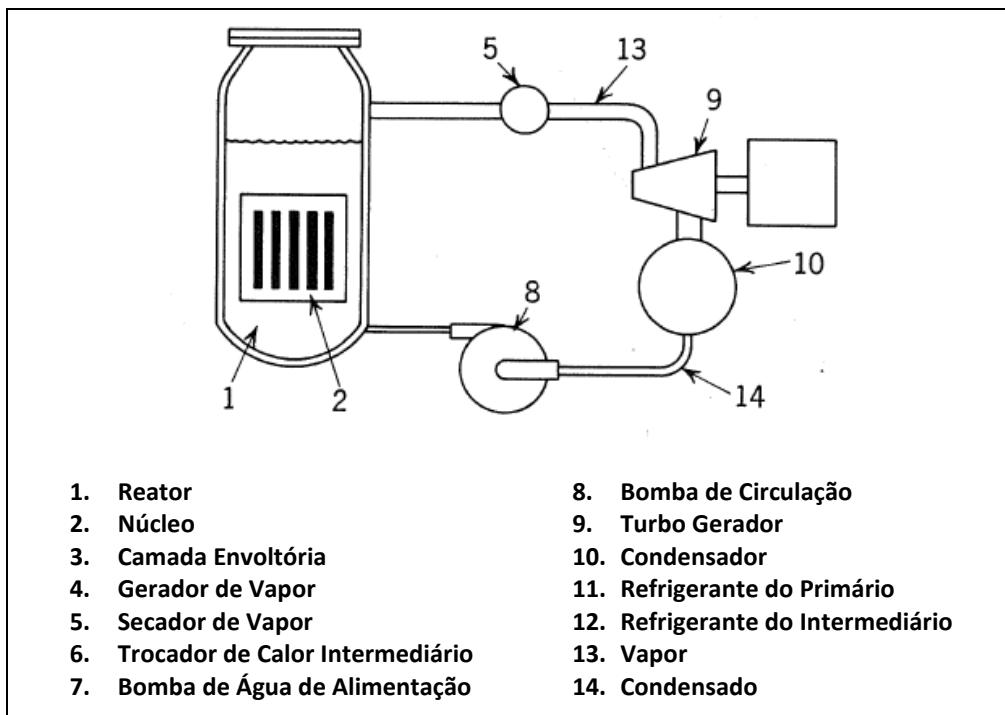


Figura 7: Reator a Água Fervente BWR

Fonte: WILLS, 1967 (pag. 67)

3.1.3 Reator Refrigerado a Água Leve e Moderado a Grafite (LWGR)

Os reatores refrigerados a água leve e moderados a grafite e os reatores a grafite com tubo de pressão foram um dos primeiros tipos de reatores a serem utilizados para pesquisa, produção de plutônio e geração de energia elétrica.

Atualmente a utilização comercial deste tipo de reator não apresenta repercussão no mercado internacional sendo limitada aos reatores RBMK a grafite com tubo de pressão (*Pressure Tube Graphite Reactor-PTGR*) da era soviética. Este foi o tipo de reator afetado pelo acidente de Chernobyl em 1986. Existem atualmente em operação 15 reatores do tipo LWGR (IAEA, 2013; MOSEY, 2006).

O reator do tipo RBMK utiliza água leve fervente como refrigerante em um ciclo único de água/vapor, como os reatores do tipo BWR de ciclo direto. O complexo projeto do tubo de pressão com separação entre o refrigerante e o moderador no núcleo do reator, apresenta também semelhanças com os reatores à água pesada (HWR).

Os reatores do tipo RBMK possuem aproximadamente 1900 tubos de pressão verticais, cada um contendo um par de elementos combustíveis ou de barra de controle. Os tubos de pressão são revestidos por uma camada de grafite que serve como moderador. A água que entra pelo fundo do vaso do reator passa pelo interior dos tubos de pressão e vaporizam durante o processo de remoção de calor do combustível. O vapor gerado é utilizado em uma das duas turbinas (IEE, 2005).

O vaso do reator em aço serve principalmente como estrutura para suportar os blocos de grafite. Este vaso, com os tubos de pressão e suas tubulações constituem as barreiras do sistema primário.

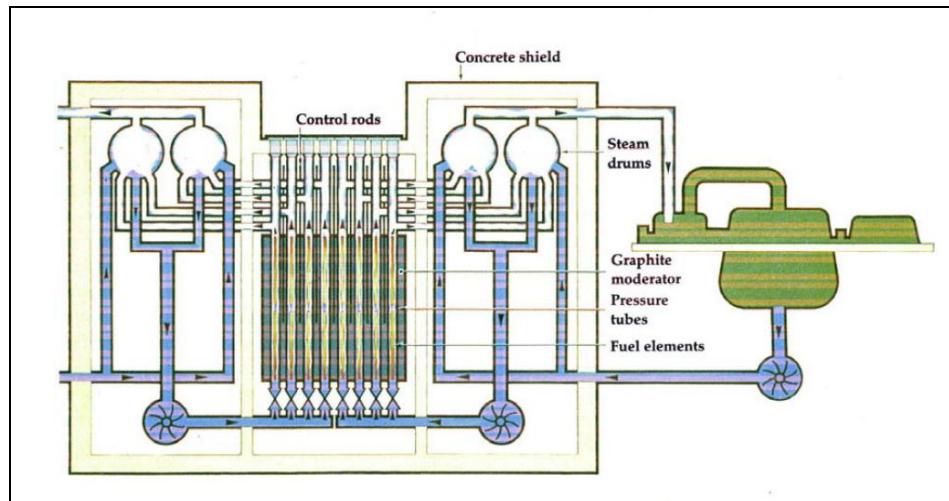


Figura 8: Reator Refrigerado a Água Leve e Moderado a Grafite
Fonte: IEE, 2005

3.1.4 Reator a Água Pesada (HWR ou PHWR)

Este tipo de reator utiliza o mesmo princípio básico dos reatores PWR quanto ao número de loops e critérios de separação entre os circuitos primário e secundário. Tecnologicamente estes reatores aceitam diferentes arranjos no que concerne ao refrigerante a ser utilizado, podendo ser refrigerados a água, à gás ou à fluido orgânico. Entretanto, a tecnologia comercialmente utilizada possui como principal característica a utilização de deutério como moderador ao invés da água leve utilizada nos reatores tipo

PWR e BWR. A utilização de deutério como moderador possibilita o uso de urânio natural como combustível, ao invés de urânio enriquecido, tornando assim desnecessário o processo de enriquecimento de combustível essencial nos reatores PWR e BWR.

O hidrogênio existente na molécula da água é o material mais efetivo para reduzir a energia dos nêutrons resultantes do processo de fissão. Entretanto eles também absorvem nêutrons que deixam de participar da reação em cadeia.

O deutério é um isótopo do hidrogênio cujo núcleo possui um nêutron. Chamado de água pesada, o deutério apesar de necessitar uma maior quantidade de colisões para reduzir certa quantidade de energia, apresenta uma menor capacidade de absorção de nêutrons do que a água leve. Neste sentido o deutério possui melhores características moderadoras de nêutrons quando utilizados em reatores com urânio natural ou com baixo enriquecimento. Por outro lado o custo de produção do deutério é elevado.

Em função de não haver necessidade de enriquecimento isotópico de urânio esta rota tecnológica tem sido uma opção viável e atrativa para que países que não dominam a tecnologia de enriquecimento de combustível utilizem à Tecnologia Nuclear para geração de eletricidade.

Os reatores do tipo HWR foram inicialmente desenvolvidos no Canadá, onde existem usinas operando comercialmente com sucesso utilizando reatores CANDU (*Canada Deuterium-Uranium*). Adicionalmente, existem usinas em operação com este tipo de reator na Argentina, Canadá, China, Índia, Coreia do Sul, Paquistão e Romênia (IAEA,2013).

Uma característica física importante dos reatores tipo CANDU é que apesar da água pesada ser utilizada tanto como refrigerante como moderador, existem dois circuitos completamente independentes, um com água pesada para refrigeração do núcleo do reator e outro com água pesada para moderação do fluxo de nêutrons.

O reator tem uma constituição horizontal na qual o núcleo fica em uma calandria e o combustível fica em tubos de pressão horizontais, conforme apresentado na **Figura 9**. A água pesada utilizada como moderador fica por fora dos tubos de pressão nos quais estão localizados o combustível e por onde passa o fluxo de água pesada que atua como refrigerante (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

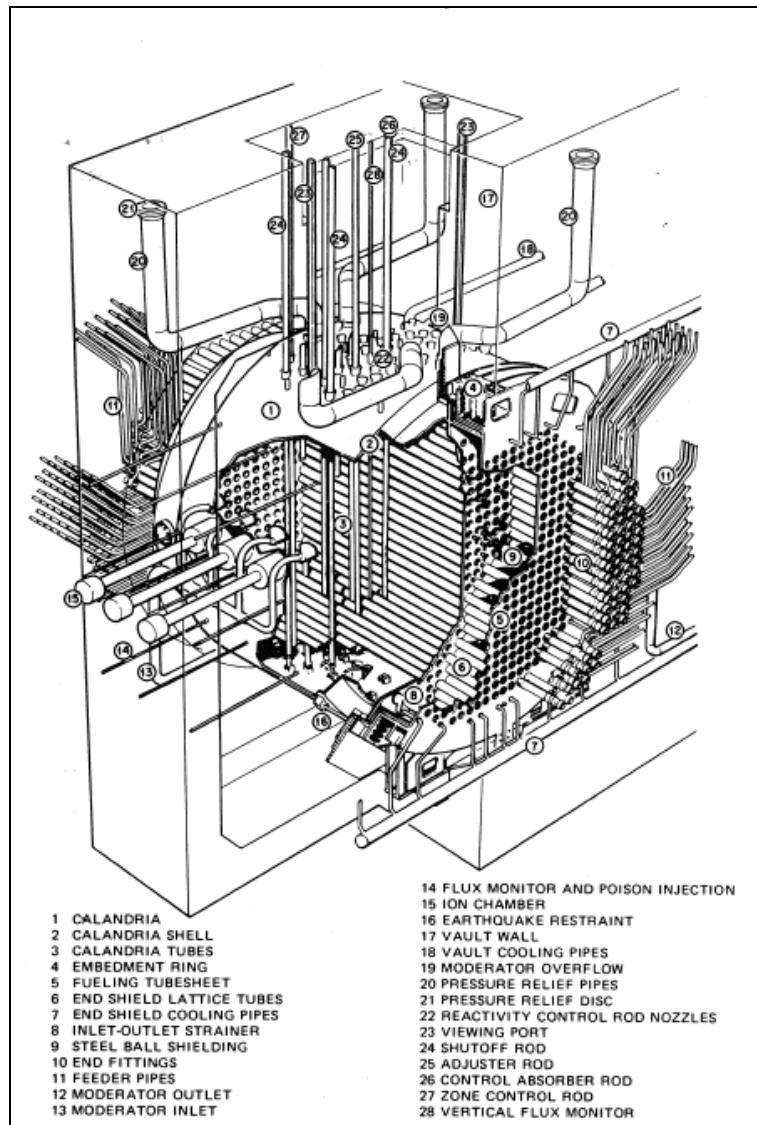


Figura 9: Internal structure of CANDU reactor (Atomic Energy of Canada, Ltd.)

Fonte: GLASSTONE & SESONSKE, 1994. pag 787.

Em função do processo de moderação neutrônica a água pesada utilizada para moderação é aquecida. Sendo assim ela precisa ser então recirculada, resfriada e purificada. Já o sistema de água pesada de refrigeração é composto por um complexo sistema de tubulações que utiliza um coletor (*manifold*) em cada lado da calandria para coletar os fluxos de refrigerantes que passam pelos tubos de pressão. Daí o refrigerante é direcionado aos geradores de vapor, conforme apresentado na **Figura 10**.

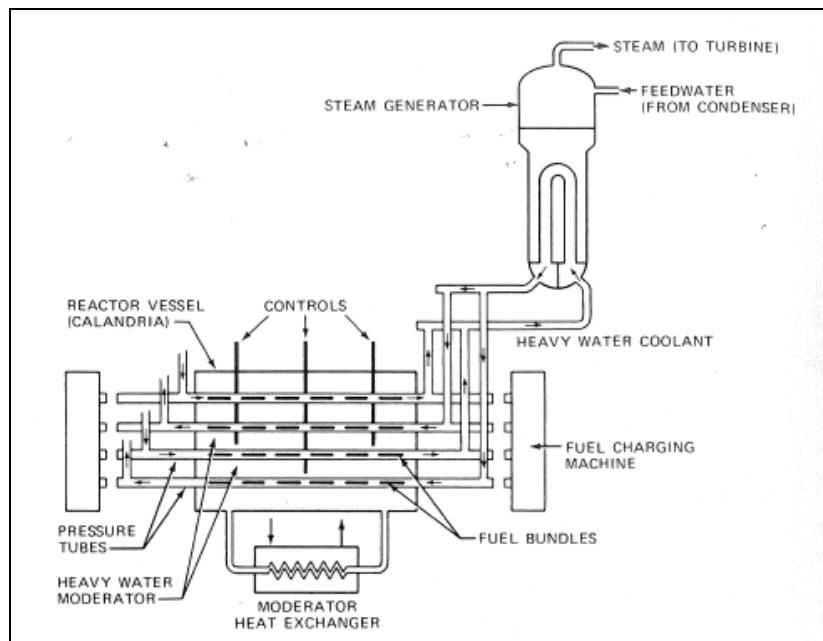


Figura 10: Schematic representation of CANDU coolant and steam-generator systems.

Fonte: GLASSTONE & SESONSKE, 1994. pag 788.

Este tipo de reator permite o reabastecimento de combustível com a usina em operação. Para tal são utilizados dois equipamentos, cada um deles localizado em cada lado da calandria de tal forma que enquanto um equipamento insere de um lado o combustível novo no tubo de pressão, o equipamento do outro lado remove o combustível usado sendo deslocado.

Diversos elementos são utilizados para o controle de reatividade nos reatores CANDU. A capacidade de desligamento inicial é assegurada por 28 barras absorvedoras de nêutrons localizadas verticalmente. Caso necessário, o desligamento pode ser realizado também pela injeção de solução de nitrato de gadolínio no moderador. Barras de controle também são utilizadas para ajustar o perfil do fluxo neutrônico e possibilitar ajustes locais de oscilação de fluxo.

A existência de um sistema separado com água pesada para moderação, provê uma fonte fria substancial para resfriar o núcleo caso haja uma quebra do sistema de refrigeração. Adicionalmente, como o sistema de refrigeração é composto por uma série de tubulações de menor diâmetro, a probabilidade de uma rápida despressurização do sistema de refrigeração é menor quando comparada com uma usina refrigerada a água leve. A estrutura da contenção consiste de concreto pré-tensionado o qual combinado ao

arranjo de água de arrefecimento possibilita a redução de pressão caso ocorra uma ruptura nos coletores de refrigerante (GLASSTONE & SESONSKE, 1994; ISHIGURO, 2002; KNIEF, 1981).

3.1.5 Reatores Refrigerados a Gás (GCR)

O primeiro reator de pesquisa do mundo, chamado Chicago Pile-1, utilizou urânio natural como combustível, grafite como moderador, e ar em circulação natural como refrigerante. Alguns sistemas subsequentes também utilizaram grafite como moderador e urânio natural ou enriquecido como combustível e dióxido de carbono e hélio como refrigerante.

Assim como os reatores do tipo HWR, os reatores GCR possuem como vantagem comparativa significativa a utilização de urânio natural como combustível, o que torna desnecessário o processo de enriquecimento isotópico de urânio. Além desta, existem outras vantagens da tecnologia de reatores GCR: a utilização do urânio natural reduz o custo do combustível, o gás refrigerante utilizado (CO_2) tem baixo custo, é seguro e facilmente manuseável, o reator pode ser reabastecido com a usina em operação, a temperatura do gás é alta, a pressão de gás é baixa minimizando os requisitos de projeto quanto à robustez das estruturas e componentes e o vaso de contenção pode ser realizado em concreto protendido.

Por outro lado a utilização de CO_2 apresenta importantes desafios. Devido às suas fracas propriedades de transferência de calor, torna-se necessário bombear o CO_2 sob pressão considerável circulando grandes volumes de gás. Como consequência, a circulação de refrigerante é realizada através de grandes sopradores que consomem parcela apreciável da energia gerada. Adicionalmente, o tamanho do reator é relativamente grande em função da utilização de urânio natural e grafite, e a densidade de potência é baixa.

Tais características, em especial a não necessidade de enriquecimento isotópico de urânio, atraíram inicialmente tanto a Inglaterra quanto a França ao desenvolvimento desta tecnologia e diversos reatores refrigerados a gás foram implantados no Reino Unido, na França, nos Estados Unidos e na Alemanha. De um total de 26 reatores

magnox que iniciaram a operação comercial entre 1956 e 1971 e utilizados em usinas com potência entre 48 e 590 MWe, apenas três permanecem em operação (IAEA, 2013). Estes reatores, apresentados esquematicamente na **Figura 11**, utilizam CO₂ como refrigerante, urânio natural como combustível e geradores de vapor que transferem o calor do gás para a água (IEE, 2005).

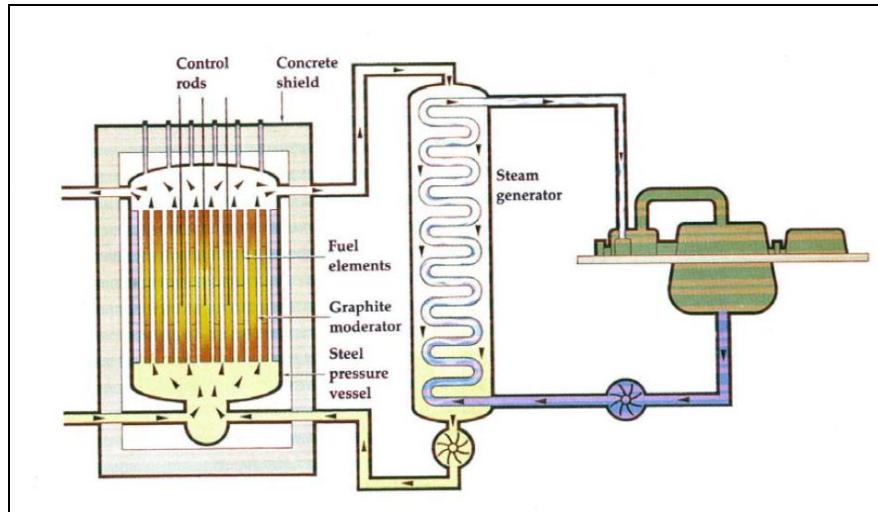


Figura 11:Schematic: Basic Gas-Cooled Reactor

Fonte: IEE, 2005

Os catorze reatores a gás avançados (AGR) em operação no Reino Unido (IAEA, 2013) em usinas com potência entre 600 e 630 MWe iniciaram a operação comercial entre 1976 e 1990. Tais reatores, apresentados esquematicamente na **Figura 12**, utilizam como combustível urânio levemente enriquecido e todos permanecem em operação. Entretanto o desenvolvimento destes reatores refrigerados a CO₂ foi interrompido principalmente em função de restrições do refrigerante, em especial ao excessivo processo corrosivo nas tubulações e geradores de vapor a altas temperaturas (IEE, 2005; ISHIGURO,2002).

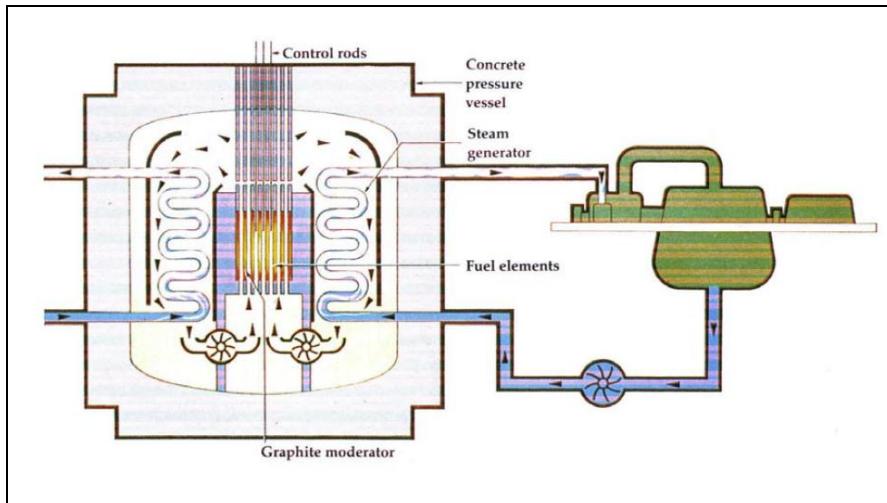


Figura 12: Schematic: Advanced Gas-Cooled Reactor
Fonte: IEE, 2005

3.1.6 Reator Regenerador Rápido (FBR)

Neste tipo de reator as fissões são ocasionadas pelos nêutrons rápidos e consequentemente este tipo de tecnologia não utiliza moderador neutrônico. O reator é projetado para produzir mais material físsil do que está sendo consumido para gerar calor. Para este propósito a utilização de plutônio físsil (Pu-239 e Pu-241) e U-238 fértil como combustível com um espectro de neutros rápidos são mais efetivos. O U-238 pode ser utilizado como urânio natural ou levemente enriquecido.

O reator regenerador rápido a metal líquido (LMFBR) possibilita a manutenção da alta energia dos nêutrons (na faixa superior de keV até MeV) já que o sódio líquido usado como refrigerante não tem boas propriedades como moderador. Adicionalmente, a baixa absorção neutrônica pelos produtos de fissão permite que se consiga elevada queima de combustível.

O calor produzido pelas fissões é transferido pelo sódio refrigerante, que possui propriedades de transferência de calor favoráveis e não é um excelente absorvedor de nêutrons. O reator do tipo LMFBR tem três loops sendo dois de sódio e um de água, conforme apresentado no diagrama esquemático da **Figura 13**. O loop intermediário de sódio, além de transferir calor para o gerador de vapor, objetiva isolar o loop do primário do loop de água, uma vez que o sódio do primário se torna radioativo em função da absorção neutrônica e também pode reter produtos de fissão do combustível.

Caso este sódio entrasse em contato com a água não apenas ocorreria uma reação exotérmica como também haveria espalhamento de contaminação radioativa.

Existem duas configurações para os reatores do tipo FBR: tipo em loop e tipo em piscina. Enquanto nos reatores do tipo em loop a configuração é semelhante aos reatores à água leve onde o refrigerante flui através de tubulações, nos reatores LMFBR do tipo piscina o vaso do reator, os trocadores de calor e as tubulações associadas (ou seja, todo o circuito primário) estão imersos em uma piscina cheia com sódio líquido. O reator Superphénix, atualmente desligado, era um reator LMFBR do tipo piscina e possuía capacidade semelhante aos maiores reatores comerciais em operação.

O combustível utilizado neste tipo de reator consiste de uma mistura de óxidos (PuO_2 – UO_2) – MOX – e composto por uma combinação de 10 a 30% em peso de plutônio físsil e urânio natural ou deplecionado. O controle de reatividade é realizado através de barras de controle absorvedoras de nêutrons e o desligamento rápido do reator é realizado por qualquer um dos dois conjuntos de barras de controle (NEI, 2012)

Este tipo de reator permite uma ampla escolha de material estrutural em função da baixa absorção dos nêutrons de alta energia. Entretanto, as reduzidas dimensões do núcleo intensificam os problemas de transferência de calor e as características físicas do núcleo, incluindo o reduzido tempo de vida dos nêutrons, dificulta o controle do núcleo. Adicionalmente, estes tipos de reatores, denominados de reatores rápidos regeneradores, diferentemente dos reatores que utilizam nêutrons térmicos, têm o problema de não serem intrinsecamente seguros contra uma explosão de material físsil nele existente.

Embora reatores do tipo FBR tenham operado experimentalmente nos Estados Unidos desde os anos de 1950 e posteriormente como protótipos na Europa Ocidental, a utilização mais recente tem ocorrido na Rússia e na China onde existem atualmente dois reatores em operação, um em cada país (IAEA, 2013).

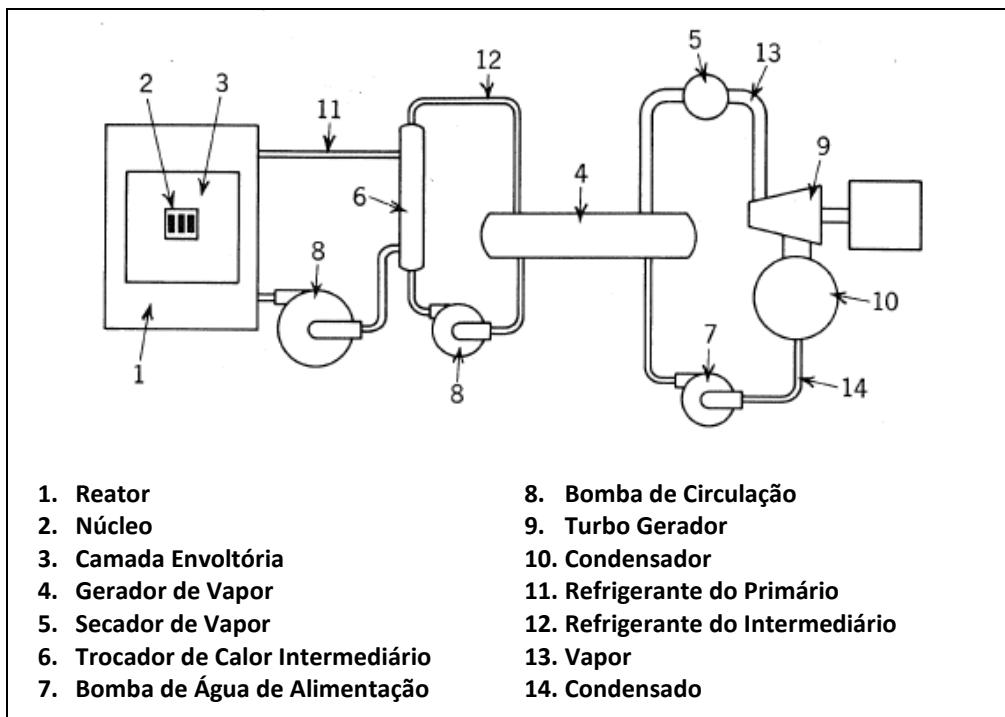


Figura 13: Reator Fast Breeder (FBR)

Fonte: WILLS, 1967 (pag. 67)

3.1.7 Rota Tecnológica Preponderante

A análise das características específicas das tecnologias de reatores nucleares utilizadas para geração de energia elétrica a partir da energia nuclear indica que os reatores que utilizam a tecnologia PWR apresentam vantagens comparativas significativas associados a segurança nuclear e a minimização dos riscos associados a liberação de material radioativo para o meio ambiente. Não obstante, tais vantagens resultam em um maior custo, sendo este um desafio a ser enfrentado pela indústria nuclear e, em especial, por aqueles que priorizam tal rota tecnológica.

No caso brasileiro a expansão da capacidade instalada através da Tecnologia Nuclear também deve considerar como opção prioritária os reatores do tipo PWR. Isto se justifica em função da experiência operacional obtida no país por mais de trinta anos com reatores deste tipo e o consequente desenvolvimento da competência tecnológica e da indústria nacional associados a esta tecnologia.

Considerando-se que o PNE2030 estabelece em seu cenário de referência a expansão de 4.000 MW a partir da Tecnologia Nuclear e supondo-se que tal capacidade seja obtida através de quatro unidades de 1.000 MW cada torna-se importante avaliar as opções tecnológicas existentes no mercado no que concerne à reatores da Geração III+.

Neste contexto, e considerando-se os potenciais benefícios a serem obtidos pela indústria nuclear nacional em função da experiência obtida com as tecnologias da *Westinghouse* e *Areva*, em Angra 1 e Angra 2, respectivamente, apresentamos a seguir a Tabela 2 com as principais características técnicas e econômicas dos reatores AP1000 e ATMEA 1.

Tabela 2: Análise comparativa AP1000 x ATMEA 1

		AP 1000	ATMEA 1
Características Técnicas	Potência Nominal (MWe)	1.110	1.100 - 1.150
	Projeto	Westinghouse	Areva / Mitsubishi
	Tempo de Vida de Projeto	60 anos	60 anos
	Tipo de Reator	PWR	PWR
	Número de Circuitos de Refrigeração do Primário	2	3
Status do Projeto	Aprovação de Órgão Regulador	Sim (USA e China)	Não
	Unidades em Construção	8	0
Segurança Nuclear	Frequência de Danos ao Núcleo	$2,5 \times 10^{-7}$ / reator ano	$< 10^{-6}$ / reator ano
	Perda Total de CA (Station Blackout)	Seis bancos de baterias relacionadas a segurança (72 horas)	Fonte alternativa de CA
	Desligamento Seguro após Acidente Base de Projeto	Realizado por meio de forças naturais e equipamentos passivos	3 Redundâncias Ativas Independentes
	Sistema de Refrigeração da Contenção	Realizado por Dispositivos Passivos	Sistema de Spray da Contenção
	Core Catch	Não	Sim
Economicidade	Prazo para Construção (entre 1º concreto e produção de eletricidade)	36 meses	48 meses
	Tempo de Parada para Reabastecimento de Combustível	17 dias	16 dias
	Fator de Capacidade	93%	92%
	Construção Modular	Sim	Não
	Duração do Ciclo	18 meses ou 16 - 20 meses alternadamente	12 - 24 meses
	Requisitos de Manutenção	Reducido pelo menor número de equipamentos ativos	Ampliado pelo maior número de Equipamentos Ativos

Fonte: Elaboração própria com base nos sites: <http://www.ap1000.westinghousenuclear.com> e <http://www.atmea-sas.com>.

A análise dos dados indica que apesar da existência de similaridades entre os projetos algumas características distinguem os mesmos e devem ser detalhadamente analisados no processo decisório caso se opte por um dos projetos para expansão da capacidade instalada através da energia nuclear em nosso país.

A diferença mais significativa entre os projetos diz respeito às características dos reatores AP1000 associadas à utilização predominante de dispositivos de segurança passivos e a utilização de forças naturais para garantir a segurança do núcleo e da contenção após um acidente base de projeto. Sob o aspecto de competitividade econômica os reatores AP1000 apresentam como vantagens importantes a construção modularizada e em menor prazo. Contrariamente os reatores tipo ATMEA 1 priorizam a utilização de dispositivos na mitigação dos acidentes postulados, requerendo a utilização de maiores recursos de manutenção e teste.

Os reatores ATMEA 1 por utilizarem prioritariamente equipamentos ativos mantém o padrão tecnológico historicamente priorizado reduzindo os desafios relativos ao processo de licenciamento do projeto pelos órgãos reguladores. Não obstante existem atualmente oito reatores AP1000 em construção no mundo, não havendo até o momento nenhum reator ATMEA 1 em construção.

Conclui-se que a eventual escolha entre um dos dois reatores em questão será determinada por uma opção à utilização de equipamentos passivos e forças naturais, com menores custos e com maiores desafios quanto os aspectos de licenciamento, no caso do AP1000, ou a opção pela utilização tradicional de equipamentos ativos com maiores custos associados, no caso do ATMEA 1.

3.2 Evolução e Perspectivas da Tecnologia Nuclear

3.2.1 As Gerações na Evolução da Energia Nuclear

A evolução da Tecnologia Nuclear para geração de energia elétrica, cujos primeiros protótipos remontam à época pós 2^a Guerra Mundial, tem sido representada em termos de gerações dos projetos das usinas nucleares e indicam principalmente as características tecnológicas dos critérios de segurança de projeto visando minimizar a probabilidade de ocorrência e mitigar eventuais consequências de um acidente nuclear.

O processo evolutivo da Tecnologia Nuclear objetiva aprimorar os projetos das usinas nucleares de forma que as mesmas fiquem menos vulneráveis a acidentes nucleares, sejam estes causados por mau funcionamento em equipamentos, por falha humana ou por eventos externos às usinas.

Dentre os diversos aprimoramentos implementados nos projetos de usinas nucleares e práticas operacionais ao longo da história destacam-se as melhorias nos processos de detecção de vazamentos dos sistemas de refrigeração do reator permitindo assim a antecipação de ações corretivas necessárias, a maior diversidade das fontes de alimentação elétrica de emergência bem como do suprimento de água disponíveis, a robustez quanto a eventos externos às usinas, a introdução de medidas passivas para reduzir eventuais concentrações de mistura explosiva de hidrogênio no envoltório de contenção e uma maior rigidez nas normas, procedimentos e condutas utilizados na operação de usinas nucleares.

Neste contexto, conforme apresentado na **Figura 14**, o desenvolvimento da Tecnologia Nuclear iniciado na década de 1950 com os reatores de Geração I, encontra-se atualmente em um estágio no qual as usinas nucleares mais modernas disponíveis no mercado são caracterizadas como usinas de Geração III e III+ cujos projetos são considerados evolucionários. Adicionalmente, dentro do processo evolutivo que caracteriza a indústria nuclear no sentido da contínua busca à excelência quanto a segurança dos reatores nucleares, reatores de Geração IV, considerados como projetos revolucionários, deverão ter os respectivos conceitos estabelecidos no horizonte de 2020 com o respectivo uso comercial previsto para 2030 (ABRAM & ION, 2008).

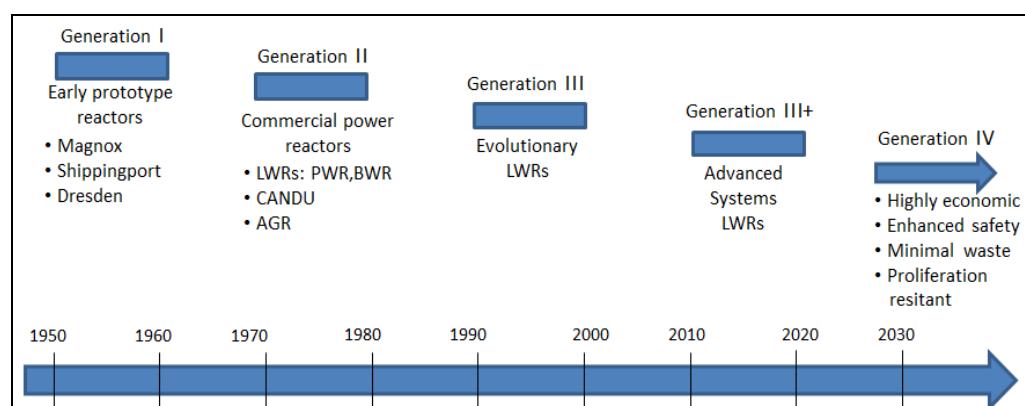


Figura 14: Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear

Fonte: Adaptado de ABRAM & ION, 2008

As usinas classificadas como de Geração I são consideradas como usinas protótipos de demonstração industrial e usinas de produção de eletricidade desenvolvidas nas décadas de 1950 e 1960, quando Estados Unidos (1951), Reino Unido (1953), União Soviética (1954), França (1956) e Alemanha (1961) passaram a desenvolver programas de energia nuclear para a produção de energia elétrica. A última usina de Geração I em operação, WILFA, no País de Gales, cujo fechamento estava previsto para 2010, deverá manter suas atividades até setembro de 2014 através da Unidade 1.

As usinas que compõem o parque nuclear atualmente em operação no mundo, como as Usinas de Angra 1 e Angra 2, são caracterizadas como usinas de Geração II. As usinas de Geração II se referem aos reatores comerciais, projetados com o objetivo de serem econômicos e confiáveis, e que começaram a operar em geral ao final da década de 1960, com vida útil prevista para 40 anos (GOLDBERG & ROSNER, 2011). Entretanto, diversas usinas nucleares em diferentes países têm obtido autorização para operar por um período de 60 anos.

As principais rotas tecnológicas dessa geração de reatores nucleares são os reatores do tipo PWR, desenvolvido pela *Westinghouse* e os do tipo BWR, desenvolvido pela *General Electric*. Esses reatores, chamados genericamente de reatores à água leve (*Light Water Reactor-LWR*), utilizam sistemas de segurança ativos tradicionais, envolvendo operações elétricas ou mecânicas, iniciadas, em muitos casos, por operadores dos reatores nucleares, sendo esta uma característica fundamental dos reatores de Geração II. Não obstante alguns sistemas de engenharia dos reatores de Geração II operam passivamente e funcionam sem a necessidade de atuação dos operadores e mesmo em caso de perda de suprimentos elétricos, como é o caso das válvulas de alívio de pressão. A maior parte das usinas da Geração II que ainda está em operação nos Estados Unidos, União Europeia, América Latina e Ásia foi fabricada por uma das três empresas: *Westinghouse*, *Framatome* (atualmente parte da Areva) e *General Electric* (GE). A experiência operacional das usinas nucleares ao longo da vida útil estabelecida por projeto, em especial quanto a resistência mecânica do material utilizado em grandes componentes submetidos a incidência de fluxos neutrônicos e altas pressões e temperaturas, tem permitido a extensão da operação da vida útil das usinas

por prazos além daqueles previstos por projeto. Nos Estados Unidos, por exemplo, licenças de operação emitidas pela *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) às usinas de Geração II estão sendo prorrogadas após a devida avaliação de segurança. Dentre as usinas nucleares de Geração II deve-se ainda destacar, sob o aspecto tecnológico, os reatores *Canada Deuterium Uranium* (CANDU), desenvolvidos pela *Atomic Energy of Canada Ltd* (AECL), no Canadá, ao final da década de 1950, segundo tecnologia de moderação a água pesada (HWR, *Heavy Water Reactor*) que utilizam combustível à base de urânio natural e também os reatores refrigerados a gás (*Magnox e AGR, Advanced Gas-Cooled Reactor*), desenvolvidos no Reino Unido.

Os projetos modernos de reatores são chamados de Geração III ou III+, dependendo de algumas características, e são considerados como a evolução dos reatores de Geração II por incorporar melhorias do estado da arte. Os reatores de geração III incluem diversas evoluções tecnológicas em relação à geração anterior, como, por exemplo, a tecnologia de combustível, eficiência térmica, construção modularizada, a prioridade por sistemas de segurança passivos ao invés de ativos, a padronização dos projetos, a Instrumentação e Controle (I&C) digital e dispositivos para mitigar acidentes severos, como o recuperador de “*corium*”. Já aqueles de geração III+ incluem, adicionalmente as características dos reatores de geração III, dispositivos inovadores de segurança intrínseca, como resfriamento passivo por circulação natural, e a incorporação em alguns projetos de dispositivos de segurança passivos que não requerem controles ativos ou de ação do operador, mas considera a força da gravidade e a convecção natural na mitigação dos impactos de eventos anormais. Estes reatores quando em operação devem atingir maiores queimas de combustíveis que os reatores de Geração II, minimizando o consumo de combustível e a produção de rejeitos. Os projetos de Geração III e III+ são considerados para utilização até o final da década de 2020. A Geração III corresponde a reatores da Geração II aos quais foram acrescentadas medidas avançadas de desempenho operacional e ampliada a vida útil para 60 anos. Essas melhorias, consideradas evolutivas, incluem o projeto padronizado e a construção modular (aspectos que apresentam efeito substancial sobre o custo de investimento e o conjunto economia da geração nuclear), bem como sistemas passivos de segurança, tecnologia de combustível e a eficiência térmica(ABRAM & ION, 2008; GOLDBERG & ROSNER, 2011; BARRE & BAUQUIS,2007).

Encontram-se também em pesquisa e desenvolvimento tecnologias de usinas nucleares para emprego após a década de 2020, chamadas de “Geração IV” e consideradas revolucionárias. São conceitos bastante diversos dos atuais, os quais são basicamente fundamentados em reatores resfriados a água com combustível óxido de urânio, empregando novos tipos de combustíveis e fluidos de resfriamento. A Geração IV, prevista para 2020-2030, introduz uma ruptura tecnológica utilizando temperaturas superiores a 800°C e as atividades de pesquisa se concentram principalmente na ciência de materiais e no gerenciamento de rejeitos (ABRAM & ION, 2008; GOLDBERG & ROSNER, 2011; BARRE & BAUQUIS, 2007).

3.2.2 Geração III+

Atualmente, de acordo com Goldeberg & Rosner (2011), os reatores mais avançados disponíveis no mercado mundial são caracterizados como Geração III+, destacando-se os seguintes:

- O reator AP1000 da *Westinghouse* (*Advanced Passive 1000*) é um reator à água pressurizada baseado nos reatores PWR (*Pressurized Water Reactor*) desenvolvidos pela *Westinghouse*. Os reatores AP 1000 superaram o projeto AP600 por sua maior capacidade de produção de eletricidade e também por seu menor custo de capital por capacidade instalada. As quatro primeiras unidades desse reator estão em construção em estágio avançado na China, e quatro outras estão em construção nos Estados Unidos. O AP-1000 é o principal modelo da *Westinghouse*. Embora seja majoritariamente da Toshiba do Japão, a *Westinghouse* tem a sua sede nos EUA. Apesar da filosofia de projeto ser a mesma dos reatores *Westinghouse* de Geração II, o projeto AP1000 incorpora simplificações e modificações que tornam um acidente menos provável. Dentre tais alterações incluem-se a redução ou eliminação de grandes tubulações, a redução do número de bombas no circuito primário, a eliminação de grandes penetrações no vaso do reator abaixo do nível do topo dos elementos combustíveis e a incorporação de dispositivos passivos de segurança que atuam a partir de forças da natureza (ADAMANTIADES, 2009; GUIMARÃES, 2012).

- O reator EPR (*Evolutionary Power Reactor*) da Areva é um reator de 1.650MWe à água pressurizada, desenvolvido pela Areva, em um processo evolutivo que teve por base os reatores N4 da Framatome e KONVOI da Siemens. As duas primeiras unidades estão em construção na Finlândia e na França, e mais duas unidades na China. Adicionalmente, o Reino Unido optou por este tipo de projeto para iniciar a ampliação de seu parque nuclear. O EPR é o produto principal da AREVA, principal grupo industrial nuclear europeu, controlado majoritariamente pelo Estado francês. É também um PWR avançado, que terá uma capacidade de 1.600 a 1.700 MW. O projeto incorpora inovações que possibilitam uma operação mais segura, custo mais competitivo e o desenvolvimento ambiental sustentável. Dentre as modificações em relação aos reatores de Geração II inclui-se uma maior robustez das estruturas civis das instalações nucleares visando aumentar o nível de resistência a eventos externos e o aumento do volume do pressurizador para acomodar transientes operacionais (ADAMANTIADES, 2009; GUIMARÃES, 2012).

- O reator ESBWR (*Economic simplified boiling water reactor*) é o projeto evolucionário de Geração III+ da *General Electric*, sendo uma evolução do SBWR (*Simplified boiling water reactor*) e a confirmação da tecnologia já comprovada através dos reatores ABWR (*Advanced boiling water reactor*). Os reatores ABWR são reatores a água fervente baseados nos reatores BWR, desenvolvidos pela GE. Há quatro unidades em operação no Japão. O projeto básico foi desenvolvido pela GE juntamente com Toshiba e Hitachi. O ABWR é o único dos modelos recentes já em operação, com quatro unidades no Japão. Mais dois ABWR estão sendo construídos em Taiwan. Os reatores ABWR já incorporam controles digitais e relocam as bombas de recirculação no interior da contenção para aprimorar a segurança. O ESBWR, um desenvolvimento avançado do conceito do ABWR, é o último modelo oferecido pela GE-Hitachi. Sua produção se situará em torno de 1.600 MW e o projeto objetiva, através da simplificação e incorporação de dispositivos de segurança passivos, aprimorar a segurança, reduzir os custos de capital e melhorar a operabilidade e as condições de manutenção (ADAMANTIADES, 2009; GUIMARÃES, 2012).

- O VVER-1200 (também conhecido como AES-2006) é a versão mais avançada da série VVER do projeto PWR produzido pela indústria nuclear russa, sob o controle do grupo estatal nuclear Rosatom. Quatro unidades do VVER-1200 estão em construção

na Rússia, cada uma com uma produção de energia em torno de 1.100 MW e duas outras na Índia. O projeto é uma evolução do VVER-1000 contemplando maior tempo de vida estabelecido por projeto (50 anos ao invés de 30 anos), maior potência de saída e maior eficiência (36,6% ao invés de 31,6%). Adicionalmente, o projeto incorpora dispositivos de segurança passivos e possibilita a operação pós-acidente sem necessidade de atuação de operadores por um período de 24 horas (ADAMANTIADES, 2009; GUIMARÃES, 2012).

- O APR-1400 é o mais recente projeto PWR da KEPCO (*Korean Electric Power Company*), de 1.340 MW, com uma unidade em operação e outra em comissionamento, mas com muitas mais planejadas na Coréia do Sul. Baseia-se numa tecnologia da *Combustion Engineering*, atualmente de propriedade da *Westinghouse*, que foi posteriormente desenvolvida pela indústria coreana numa série de projetos mais avançados. Existem atualmente quatro APR-1400 em construção nos Emirados Árabes Unidos (ADAMANTIADES, 2009; GUIMARÃES, 2012).

3.2.3 Geração IV

O objetivo dos reatores de Geração IV é fazer a energia nuclear sustentável a partir de 2040 através das seguintes características (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009):

- Continuar produzindo eletricidade de forma segura e econômica e possibilitar, adicionalmente, outras aplicações como a produção de hidrogênio e a dessalinização da água do mar e de soluções de sal;
- Permitir acesso de tantos países quanto possível aos benefícios da Tecnologia Nuclear através da redução da complexidade dos sistemas de segurança, com reatores de menor capacidade, mas competitivos economicamente e que ofereçam efetiva proteção contra proliferação de armas nucleares e agressões terroristas;
- Utilizar por completo a expressiva quantidade de energia contida em materiais físsveis e férteis, urânio e tório;

- Produzir menos rejeito radioativo de vida longa, mantendo acnídeos dentro do ciclo de combustível.

Alguns conceitos próprios aos sistemas de energia nuclear da Geração IV já foram selecionados para desenvolvimento e utilização de futuras tecnologias, para aplicação após 2020, destacando-se os seguintes:

3.2.3.1 Reator Rápido Refrigerado a Sódio – Sodium-cooled Fast Reactor (SFR)

Muitos protótipos do SFR já foram construídos e estão funcionando em alguns países tornando esta tecnologia a mais solidamente estabelecida da Geração IV. Os modelos SFR apresentam um espectro de nêutrons rápidos, sistema de refrigeração por sódio líquido e um ciclo de combustível fechado. Os reatores SFR apresentados esquematicamente na **Figura 15** são projetados como reatores regeneradores e para o gerenciamento dos rejeitos de alta atividade através da queima de acnídeos. Com a experiência obtida com os reatores Phoenix e Superphoenix na França, considera-se esta rota tecnológica uma das mais próximas a atingir a aplicação comercial. A alta densidade de energia necessária em um reator rápido requer uma eficiente remoção de calor e a utilização de material altamente refratário no núcleo e no material refrigerante. Tais dificuldades levaram a opção por um metal líquido como fluido de transferência de calor, e o sódio foi escolhido em função do relativo reduzido ponto de fusão em 98°C, baixa seção de choque de captura, reduzidos produtos de corrosão, boas características como fluido e boa compatibilidade com material estrutural e com o combustível. Modelos grandes (que chegam a 1.500 MW) utilizam como combustível óxido misto de urânio e plutônio, com instalações de reciclagem centralizadas. Modelos pequenos na dimensão de 100 MW, usando combustível metálico e instalações de reciclagem no mesmo espaço também estão sendo considerados. Os modelos SFR têm uma temperatura de saída relativamente baixa (550°C), limitando sua utilização a produção de eletricidade. A redução de custos de capital e o aumento da segurança passiva são importantes objetivos de P&D (pesquisa e desenvolvimento), juntamente com o desenvolvimento de tecnologias avançadas de reprocessamento de combustível (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009).

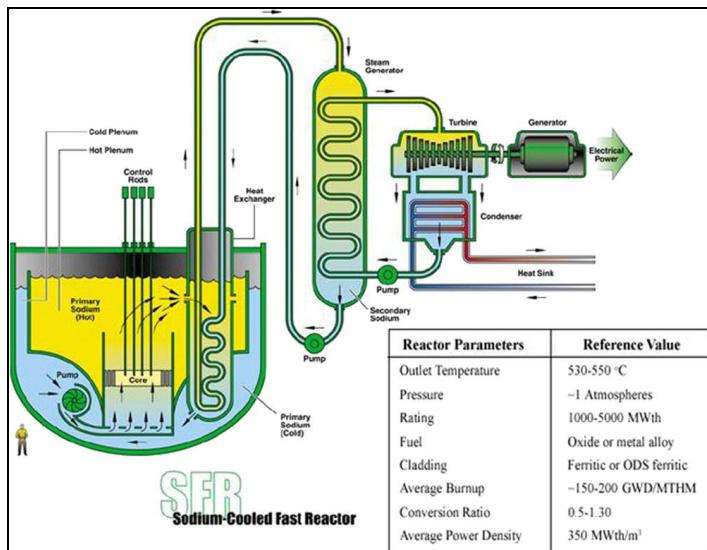


Figura 15: Reator Rápido Refrigerado a Sódio

Fonte: ABRAM; ION, 2008. pag. 4326

3.2.3.2 Reator de Temperatura Muito Elevada – Very High Temperature Reactor (VHTR)

O principal interesse do conceito VHTR, apresentado esquematicamente na **Figura 16**, é a sua capacidade de produzir altas temperaturas (acima de 1.000 °C) necessárias para a produção de hidrogênio e calor para processos industriais. Entretanto, os modelos VHTR não permitiriam o uso de um ciclo de combustível fechado. Os modelos de referência estão em torno de 250 MW de potência elétrica (600 MW de potência térmica), com refrigeração por hélio e espectro de nêutrons térmicos por moderação a grafite. O combustível tem a forma de partículas revestidas, formadas dentro de blocos ou “pelotas” de acordo com o projeto de núcleo adotado. Os modelos VHTR baseiam-se em protótipos construídos no passado pelos EUA e Alemanha, incorporando grande esforço adicional de P&D. Os desafios existentes incluem o desenvolvimento de materiais com melhor resistência à temperatura e o projeto e produção do combustível (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009).

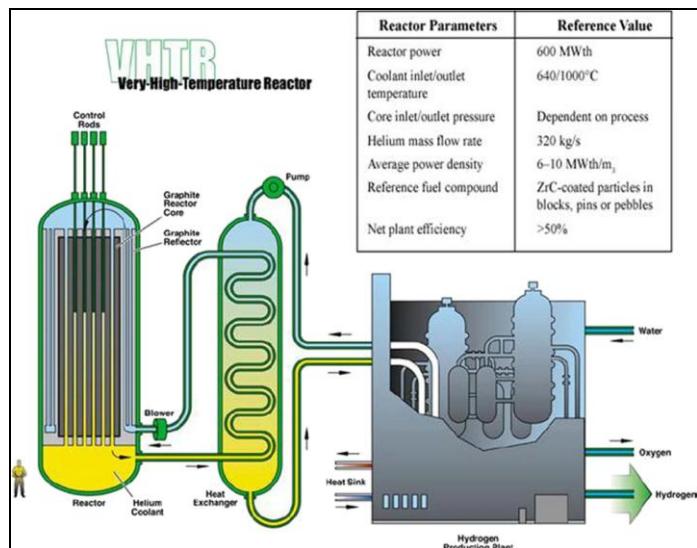


Figura 16: Reator de Temperatura Muito Elevada.

Fonte: ABRAM; ION, 2008 pag. 4324

3.2.3.3 Reator Supercrítico Refrigerado a Água – Super-Critical Water-cooled Reactor (SCWR)

Os modelos SCWR, apresentados esquematicamente na **Figura 17**, são de água leve (*Light Water Reactor*- LWR, assim como os reatores PWR e BWR) operando em altas temperaturas e pressões, acima do ponto crítico termodinâmico da água; isso permite simplificação do projeto e grande melhoria de eficiência térmica. Os projetos de referência têm potência acima de 1.500 MWe, e usam urânio ou óxido misto, e mantêm temperaturas de saída acima de 625 °C. Os modelos SCWR podem ter também um espectro de nêutrons térmico ou rápido; no caso rápido, poderá utilizar um ciclo de combustível fechado baseado em instalações de reciclagem associadas. De forma geral, os reatores SCWR representam uma modesta evolução quando se considera a tecnologia LWR e possui precedentes tecnológicos em usinas termelétricas. Entretanto, diversas tecnologias terão que ser desenvolvidas para a viabilização deste tipo de reator e a questão da estabilidade do reator precisará ser detalhadamente avaliada. Os desafios mais importantes de P&D envolvem a superação de questões relacionadas à segurança, assim como o desenvolvimento de materiais resistentes à corrosão a altas temperaturas (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009).

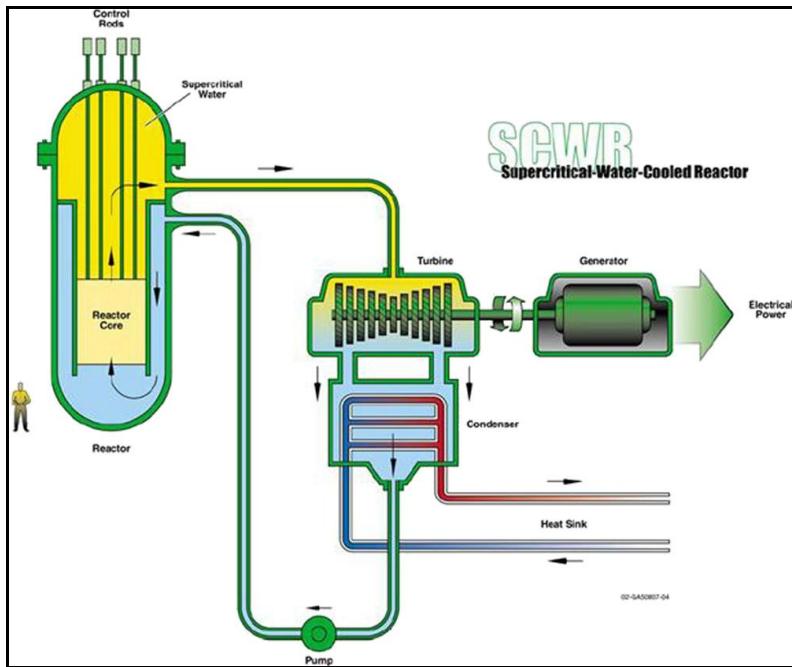


Figura 17: Reator Supercrítico Refrigerado a Água

Fonte: ABRAM; ION, 2008 pag. 4328

3.2.3.4 Reator Rápido Refrigerado a Gás – Gas-cooled Fast Reactor (GFR)

Os reatores GCR, apresentados esquematicamente na **Figura 18**, são uma variante dos reatores SFR mas utilizando fluido gasoso como refrigerante, normalmente o hélio, apesar de CO₂ e vapor também serem considerados. A opção por um fluido gasoso evita os problemas decorrentes da utilização de fluidos de duas fases, em especial a variação de reatividade ocasionada pela vaporização do refrigerante. Por outro lado, a utilização de hélio impõe desafios em função de suas pobres características de troca de calor. O projeto de referência do sistema GFR inclui um reator de 1.200 MW resfriado a hélio com um espectro de nêutrons rápidos e um ciclo de combustível fechado com uma usina de reprocessamento no próprio sítio. Emprega uma turbina de hélio de ciclo direto com alta eficiência térmica para geração de eletricidade. A mais alta temperatura de saída (850°C) também pode ser desejável para a produção de hidrogênio ou calor para processos industriais. Os principais desafios de P&D incluem o desenvolvimento de novos combustíveis (tal como combustíveis de cerâmica revestida ou partículas de combustível) e materiais, assim como o projeto do núcleo e da turbina a

hélio (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009).

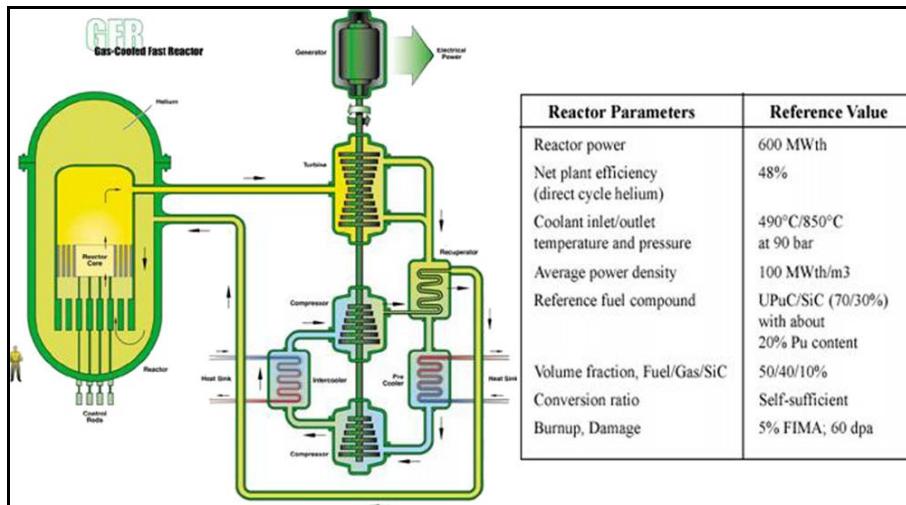


Figura 18: Reator Rápido Refrigerado a Gás

Fonte: ABRAM; ION, 2008 pag. 4327

3.2.3.5 Reatores Rápidos Refrigerados a Chumbo – Lead-cooled Fast Reactor (LFR)

O sistema LFR, apresentados esquematicamente na **Figura 19**, é semelhante ao SFR exceto pelo refrigerante, tendo o chumbo um ponto de fusão mais elevado (327°C). O chumbo é mais denso que o sódio, requer maior energia de bombeamento e apresenta maior desafio em função de suas características corrosivas. O LFR representa um reator refrigerado a metal líquido com espectro de nêutron rápido e um ciclo de combustível fechado, já bastante testado na propulsão de submarinos nucleares russos. O chumbo líquido é um fluido de resfriamento relativamente inerte, que oferece vantagens de segurança em relação ao sódio, sendo ao mesmo tempo abundante e barato. Os modelos pesquisados até hoje incluem pequenas (20 MW) e médias (600 MW) unidades. O projeto típico seria composto por unidades modulares, com período de troca de combustível muito longo (15-20 anos). Inicialmente, os modelos LFR seriam desenvolvidos para produção de eletricidade, mas versões funcionando a alta temperatura poderiam permitir a produção de hidrogênio. As necessidades mais importantes de P&D concentram-se no desenvolvimento de combustíveis, materiais e

controle de corrosão (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009).

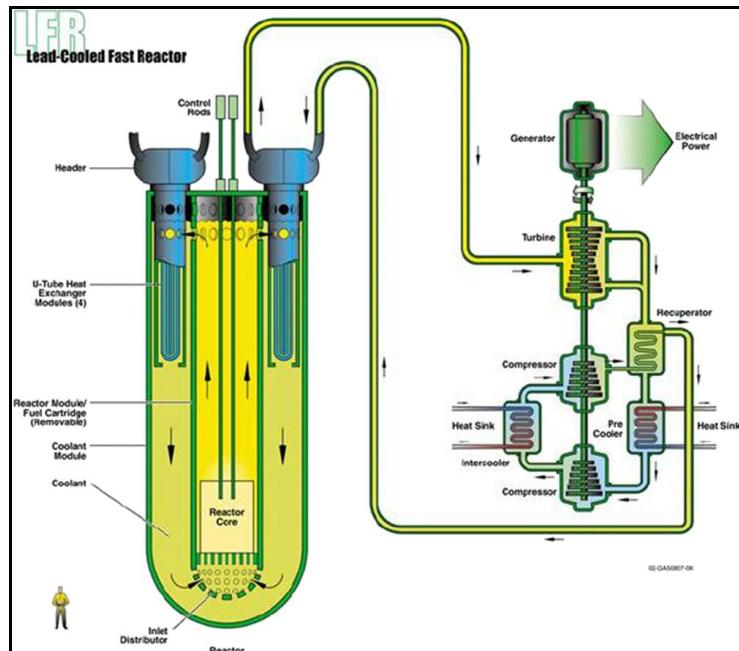


Figura 19: Reator Rápido Refrigerado a Chumbo
Fonte: ABRAM; ION, 2008 pag. 4327

3.2.3.6 Reator a Sal Fundido – Molten Salt Reactor (MSR)

Os reatores MSR, apresentados esquematicamente na **Figura 20**, são os mais ambiciosos quando se considera uma evolução na tecnologia convencional dos reatores nucleares. Nos MSRs, o combustível é dissolvido em um fluido de resfriamento constituído de sais fundidos (fluoreto), ou seja, o mesmo fluido atua tanto como combustível quanto como refrigerante. O combustível líquido evita a necessidade da fabricação e permite um ajuste contínuo da mistura combustível. O conceito corrente aplica-se a um reator de nêutrons rápidos de 1.000 MW, com ciclo de combustível fechado. Pode ser usado na composição do combustível o tório, o plutônio e outros actinídeos menores, sendo normalmente considerada uma mistura de urânio e tório. A química do sal fundido, a resistência à corrosão e sua manipulação, assim como o ciclo do combustível e os materiais empregados, constituem os principais desafios em P&D (BARRE & BAUQUIS, 2007; ABRAM & ION, 2008; ADAMANTIADES, 2009).

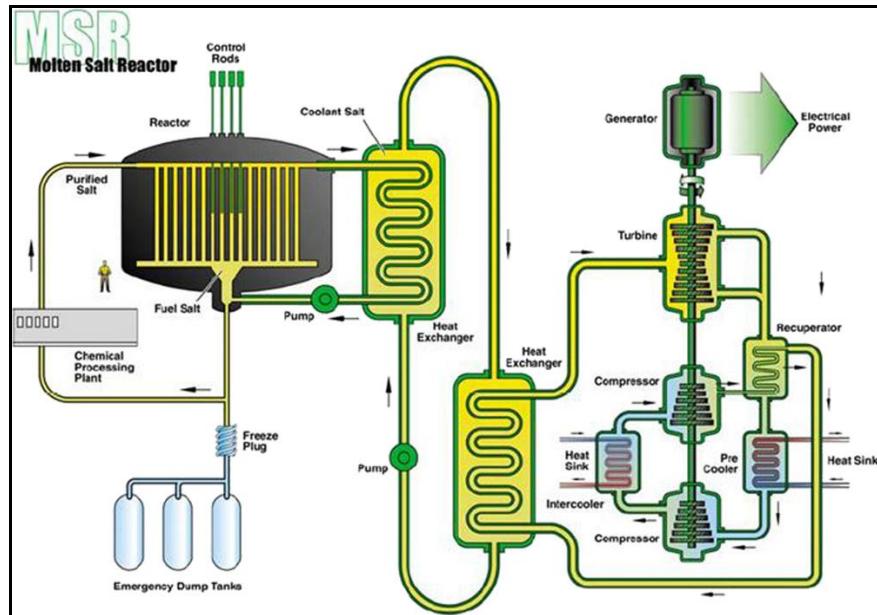


Figura 20: Reator a Sal Fundido
Fonte: ABRAM; ION, 2008 pag. 4329

3.3 A Geração Nuclear no Brasil e no Mundo

A geração de energia elétrica através da Tecnologia Nuclear em 2012 correspondeu aproximadamente 10% da eletricidade produzida mundialmente. Tal geração foi obtida através da operação de 434 reatores nucleares conforme **Figura 21** (IAEA, 2013).

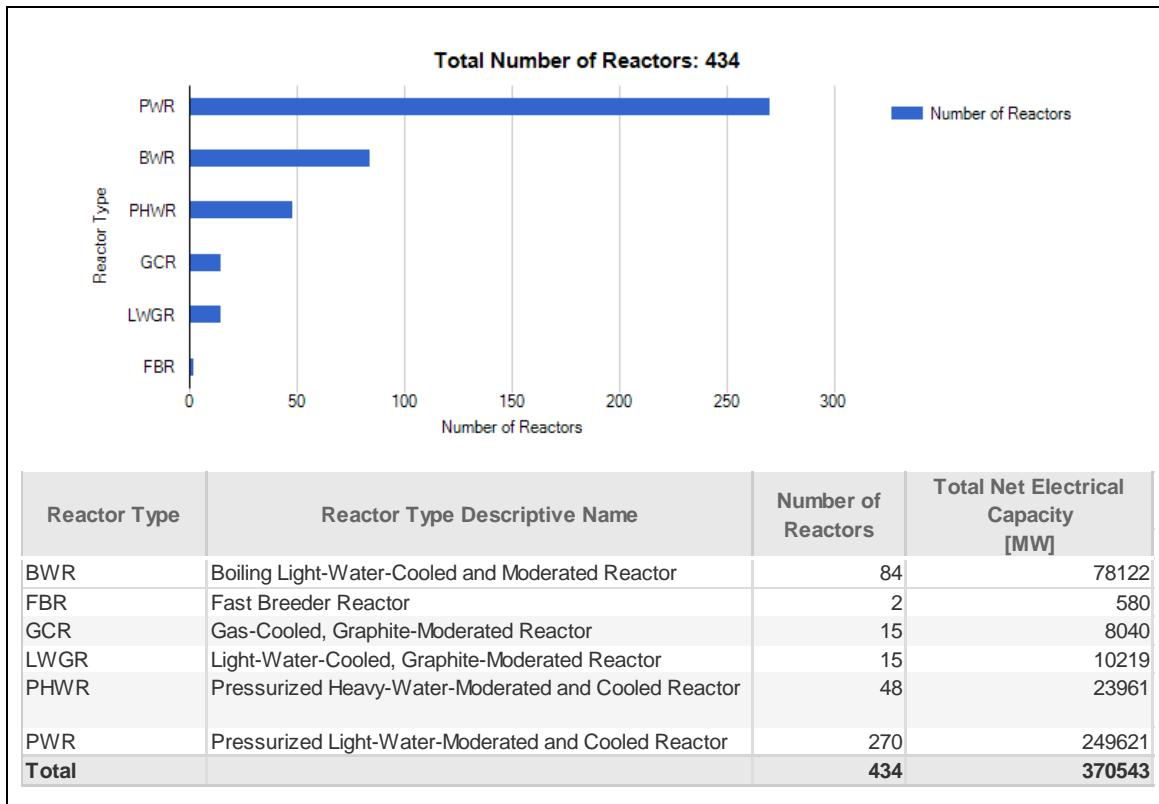


Figura 21: Reatores em Operação

Fonte: IAEA, 2013

A produção de eletricidade no Brasil a partir da energia nuclear está limitada as Usinas de Angra 1 e Angra 2. A Usina de Angra 1, com capacidade de 640 MW e de projeto Westinghouse, teve o início de sua operação comercial em 1985 e apresentou durante certo período performance deficiente em função de diversos problemas técnicos que foram devidamente solucionados. A Usina de Angra 2, com capacidade de 1.350 MW e projeto Siemens/KWU, teve sua operação comercial iniciada em 2001 e desde então tem tido performance compatível com as melhores usinas em operação no mundo (PNE 2030).

Apesar da baixa participação relativa da energia nuclear em termos de capacidade instalada do SIN, conforme apresentado na Tabela 1, a contribuição da Tecnologia Nuclear para o sistema tem sido significante no sentido de contribuir para a segurança e confiabilidade do sistema, em especial para a região sudeste, tendo a energia nuclear alternado com o gás natural a preponderância da geração térmica para o SIN como apresentado nos Capítulos 2 e 4.

Dentro deste contexto, as ações estabelecidas pelos órgãos de Planejamento Energético brasileiro reconhecem a relevância da energia nuclear para a composição da matriz elétrica nacional e estabelecem, para o horizonte de 2030, uma ampliação máxima de 8.000 MW através da energia nuclear, além de Angra 3, ora em construção. As vantagens percebidas e que indicam a ampliação da capacidade nuclear como uma opção energética efetiva estão associadas às preocupações crescentes com a segurança energética, pressões ambientais quanto a emissão de GEE e aos avanços tecnológicos da indústria nuclear referentes a extensão da vida útil dos empreendimentos e ao tratamento dos rejeitos, com reflexos no custo de implantação. Não obstante, questões associadas a não-proliferação de armas nucleares e o armazenamento dos resíduos radioativos são desafios identificados para a expansão das usinas nucleares, ressaltando-se que o aumento da queima de descarga dos elementos combustíveis tornam os mesmos mais radioativos constituindo um problema adicional para a estocagem (PNE 2030).

A distribuição dos reatores em operação quanto ao aspecto da Tecnologia Nuclear utilizada, conforme a **Figura 22**, denota a preponderância dos reatores do tipo PWR que utilizam água leve como refrigerante e como moderador, os quais correspondem a mais da metade dos reatores em operação no mundo. Além de ser a opção tecnológica preferida pela maioria dos países, conforme a **Figura 23**, a utilização dos reatores PWR abrange uma ampla quantidade de países em diversos continentes, não sendo limitada a países e/ou regiões, tendo alcançado assim ampla abrangência geográfica, conforme apresentado na **Tabela 14** do Anexo I (IAEA 2012). Os reatores das usinas de Angra 1 e de Angra 2, de projeto *Westinghouse* e *Siemens/KWU*, respectivamente, são de projeto PWR, assim como o reator da usina de Angra 3, ora em construção.

Os reatores do tipo BWR que utilizam água leve como moderador e como refrigerante, respondem por cerca de 20% dos reatores em operação no mundo, sendo também uma opção tecnológica que alcançou importante penetração em vários países sem que houvesse limitação a sua utilização a países ou regiões geográficas específicas.

Dentre as demais rotas tecnológicas utilizadas, observa-se que as mesmas tendem a uma concentração em alguns países denotando uma preferência particular pelo uso de determinada tecnologia.

A tecnologia dos reatores a água pesada pressurizada, que utiliza água pesada tanto como refrigerante quanto como moderador, está presente em sete países: Argentina, Canadá, China, Índia, Coréia do Sul, Paquistão e Romênia. A análise da opção destes países pela rota Tecnologia Nuclear utilizada em suas usinas indica que Argentina, Canadá, Índia e Romênia optaram exclusivamente pela tecnologia PHWR. Já a China, a Coréia do Sul e o Paquistão utilizam a tecnologia PHWR em sua matriz nuclear juntamente com outras tecnologias indicando uma opção pela diversificação tecnológica.

Os reatores do tipo LWGR, refrigerados a água leve e moderados a grafite, têm sua utilização restrita geograficamente a Rússia onde os quinze reatores em operação estão instalados, não sendo assim utilizados em nenhum outro país que tem a energia nuclear na composição de sua matriz elétrica.

Assim como a utilização da tecnologia LWGR está limitada geograficamente à Rússia, a rota tecnológica dos reatores GCR, refrigerados a gás e moderados à grafite, tem sua utilização limitada à usinas localizadas no Reino Unido, onde, à exceção da Usina de Sizewell B, que utiliza a tecnologia de reatores PWR, todas as demais são do tipo GCR.

Já a tecnologia FBR, de reatores rápidos, não possui no momento participação relevante dentre as rotas tecnológicas utilizadas, havendo apenas dois reatores em operação, sendo um na China, com capacidade de 20 MWe, e o outro na Rússia, com 600 MWe de capacidade, denotando assim que sua utilização busca o desenvolvimento da respectiva tecnologia.

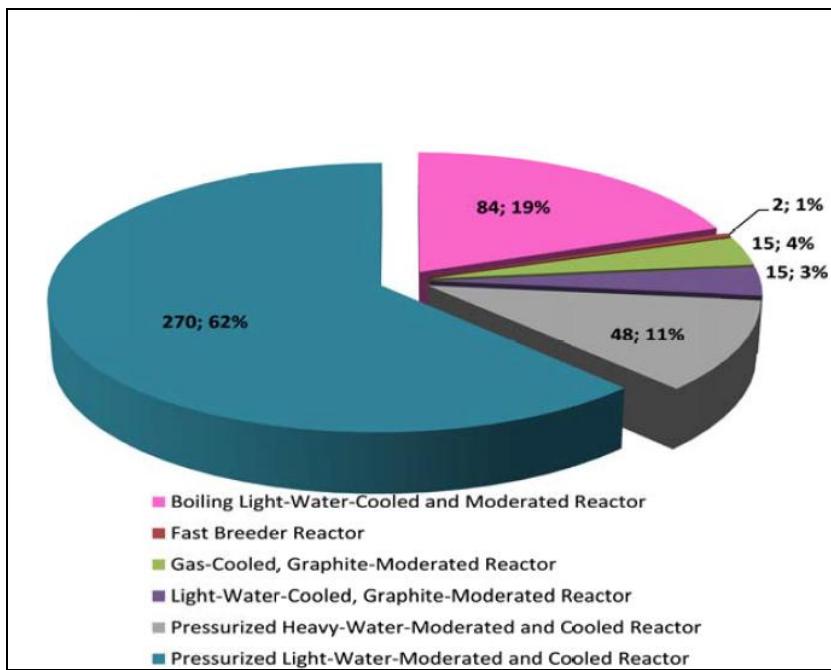


Figura 22: Reatores em Operação por tipo

Fonte: IAEA, 2013

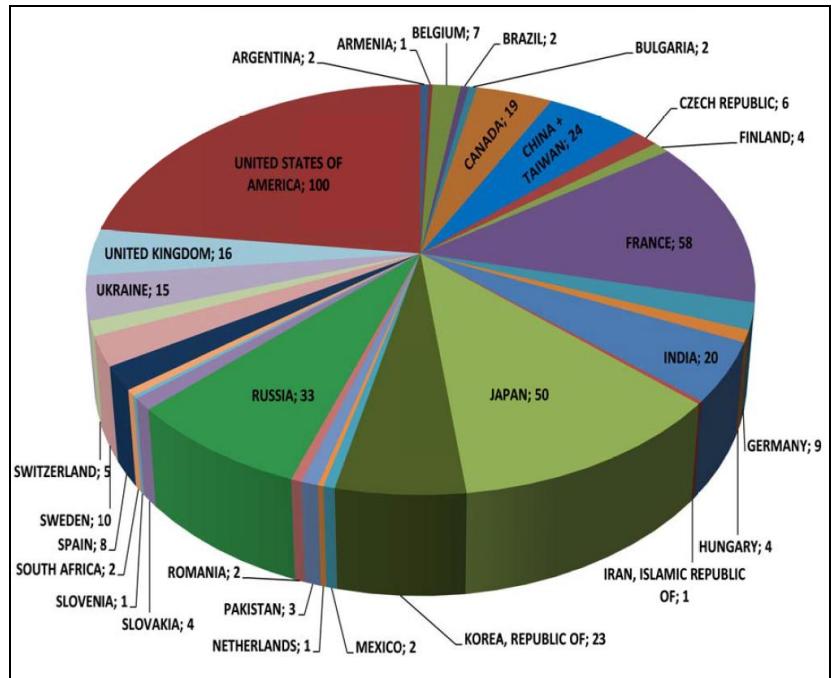


Figura 23: Reatores em Operação por país

Fonte: IAEA, 2013

A utilização da energia nuclear a nível mundial sofreu sério impacto em função do acidente ocorrido na usina de Fukushima, no Japão, em 2011. Ao longo de 2011 houve uma redução de seis reatores em operação no mundo correspondente a uma

redução de cerca de 6 GW na potência instalada a partir da Tecnologia Nuclear, correspondendo a aproximadamente 1,5%.

Seis novas usinas nucleares foram colocadas em operação no período, correspondendo a 4275 MW. Como tem ocorrido recentemente, o continente asiático tem sido o responsável pelo surgimento da maioria das usinas nucleares no mundo, e neste caso os seis novos reatores iniciaram suas operações na India (Kaiga 4), Paquistão (Chasnupp 2), China (Ling Ao 4 e Qinshan 2-4), Russia (Kalinin 4) e Iran (Busscher 1).

Entretanto mais do dobro de usinas (11.858MW) foi fechada no mesmo período principalmente como consequência direta do acidente de Fukushima. No Reino Unido, o reator de Oldbury A2, de projeto magnox, foi permanentemente desligado após mais de quatro décadas em operação. Oito usinas nucleares foram fechadas na Alemanha em função de decisões políticas, e quatro do sítio de Fukushima, submetidas ao acidente, também foram fechadas, totalizando 13 usinas conforme **Tabela 3** (NEI, 2012).

Tabela 3: Reatores Desligados em 2011

Nome do Reator	País	Tipo	Capacidade atual total (MWe)	Data do desligamento oficial
Fukushima Daiichi 1	Japão	BWR	460	20 Maio
Fukushima Daiichi 2	Japão	BWR	784	20 Maio
Fukushima Daiichi 3	Japão	BWR	784	20 Maio
Fukushima Daiichi 4	Japão	BWR	784	20 Maio
Oldbury A2	Reino Unido	Magnox	225	30 Junho
Biblis A	Alemanha	PWR	1225	6 Agosto
Biblis B	Alemanha	PWR	1300	6 Agosto
Brunsbuettel	Alemanha	BWR	806	6 Agosto
Isar 1	Alemanha	BWR	912	6 Agosto
Kruemmel	Alemanha	BWR	1402	6 Agosto
Neckar 1	Alemanha	PWR	840	6 Agosto
Philippsburg 1	Alemanha	BWR	926	6 Agosto
Unterweser	Alemanha	PWR	1410	6 Agosto

Fonte: NEI, 2012

Em função do acidente de Fukushima alguns países optaram por reconsiderar a utilização da energia nuclear e outros planejam redirecionar as respectivas matrizes energéticas de forma a abandonar a utilização de usinas nucleares. Entretanto diversos

países continuam considerando a energia nuclear uma opção válida para a composição da matriz energética para produção de eletricidade, tendo a China retomado a construção de usinas nucleares em 2012 (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

O caso da Alemanha é um dos mais significativos dentre aqueles que optaram por abandonar a utilização da energia nuclear. O governo alemão, como resposta ao acidente de Fukushima fechou ao longo do ano de 2011 um total de 8 usinas nucleares, correspondente a 8.821 MW de capacidade instalada, e, adicionalmente, programou o desligamento escalonado das demais 9 usinas em operação no país até 2022. Como consequência direta do fechamento das oito usinas nucleares o custo da energia elétrica no país aumentou 12% e as emissões de carbono aumentaram em mais de 10%. Com o fechamento de todas as usinas nucleares da Alemanha os custos totais segundo o Instituto de Pesquisas Econômicas da Alemanha podem chegar a 200 bilhões de Euros e estima-se uma perda de empregos diretos superior a 19.000 postos de trabalho (ELETROBRAS, 2013b).

Na França, onde existe uma participação expressiva da Tecnologia Nuclear na produção de eletricidade, o atual governo estabeleceu como meta reduzir a participação da energia nuclear de 75% para 50% no horizonte de 2025 (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

O Japão, sem dúvida, foi o país mais afetado pelo acidente de Fukushima não apenas pelas consequências do acidente nuclear em si como também em função da decisão de desligar as usinas nucleares. Apesar de o país possuir 50 usinas em condições operacionais, em 2012 apenas dois reatores (Ohi 3 e Ohi 4) operaram, contribuindo com 2,1% da energia gerada no país. Como consequência da redução da produção de eletricidade através da energia nuclear, o Japão aumentou a importação de petróleo, gás e carvão para viabilizar a operação de usinas Termelétricas, ocasionando um custo adicional de cerca de 55 bilhões de dólares para o país, levando o Japão pela primeira vez nos últimos cinco anos a ter déficit em sua balança comercial, e aumentando a emissão de gases de efeito estufa (ELETROBRAS, 2013b).

Por outro lado, alguns países mesmo após o acidente de Fukushima, consideram a energia nuclear uma opção energética viável para composição de suas matrizes elétricas, ratificando a importância da energia nuclear na composição da matriz energética mundial. Existem atualmente 71 usinas nucleares em construção no mundo,

com preponderância para a tecnologia de reatores do tipo PWR utilizada em 59 destas usinas como apresentado na **Figura 24** e **Figura 25**. Apesar da maioria das usinas em construção estar localizada no continente asiático, em especial em países em desenvolvimento onde há uma crescente demanda pelo aumento da capacidade instalada de energia elétrica, observa-se no cenário mundial, mesmo após o acidente de Fukushima, o início de construção de novas usinas nucleares em países desenvolvidos do ocidente destacando-se os Estados Unidos, como apresentado na **Figura 24**, e o Reino Unido que decidiu pela retomada de construção, mas ainda não iniciou a construção de novas usinas (ELETROBRAS, 2013b).

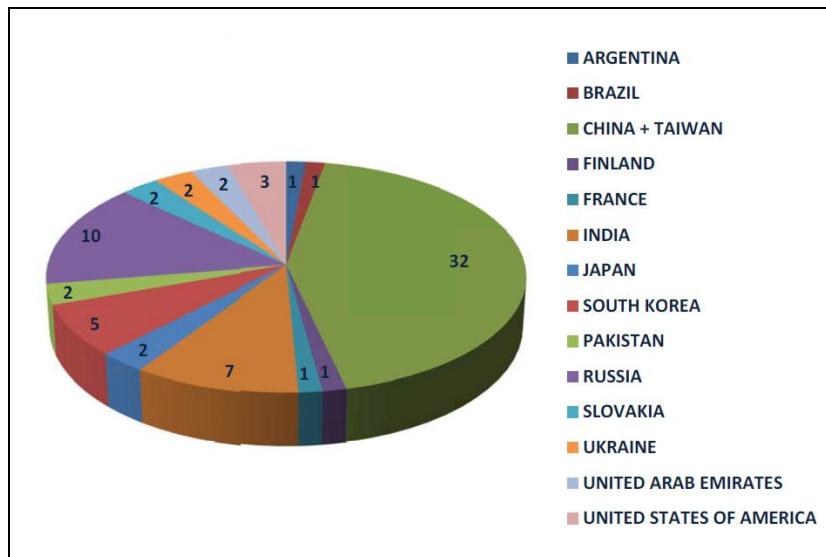


Figura 24: Reatores em Construção por país
Fonte: Eletrobras, 2013b

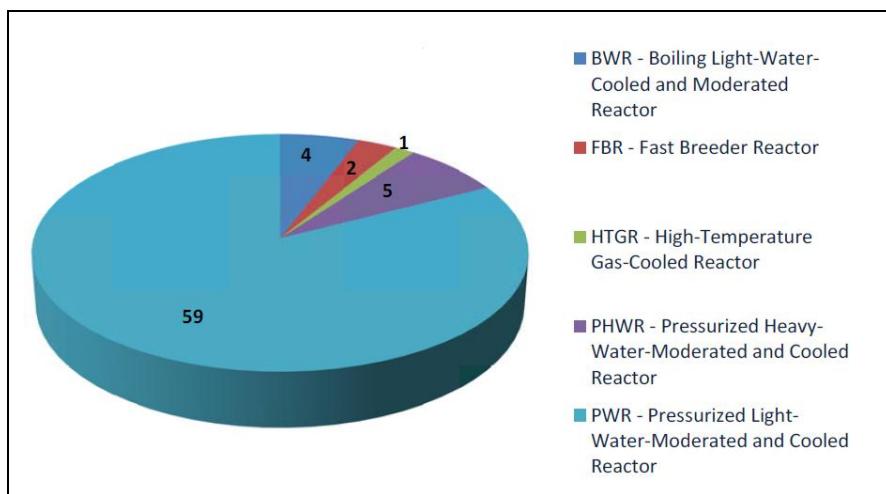


Figura 25: Reatores em Construção por tipo

Fonte: Eletrobras, 2013b

Os Estados Unidos, país que detém o maior parque nuclear do mundo, com 100 usinas em operação atualmente, e onde a energia nuclear é responsável por cerca de 20% da energia consumida no país, retomou a construção de usinas nucleares em 2013 após um período de 33 anos sem implantar novas usinas. Atualmente, além da usina de Watts Bar-2 (PWR de 1.160 MW), cuja construção foi retomada após diversos atrasos no cronograma, existem quatro usinas nucleares em construção sendo duas delas (Vogtle 3 e 4) no Estado da Georgia e as outras duas no Estado da Carolina do Sul. Destaca-se sob o aspecto tecnológico a opção americana pelos reatores PWR de geração III+, uma vez que as quatro usinas novas em construção são do tipo AP 1000 de projeto da *Westinghouse*. Entretanto, apesar da retomada da construção de novas usinas nucleares no país, cabe ressaltar que quatro usinas nucleares (Keweenaw no Estado de Wisconsin, Crystal River-3 nos Estado da Florida, e San Onofre 2 e 3 no Estado da Califórnia foram fechadas recentemente por questões de viabilidade econômica (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

No Reino Unido, onde existem dezesseis usinas nucleares em operação e a energia nuclear é responsável pela geração de cerca de 20% da eletricidade produzida, a retomada da construção de usinas nucleares faz parte da política de redução de emissões de carbono, uma vez que 75% da eletricidade é produzida através de fonte fóssil. Neste contexto o Reino Unido decidiu em 2013 retomar a construção de novas usinas nucleares tendo, sob o ponto de vista tecnológico, optado pelo reator EPR de projeto Areva.

Entretanto dois anos após o acidente de Fukushima o impacto da produção mundial de eletricidade através da energia nuclear, tem ficado cada dia mais evidente. Enquanto em 2012 ocorreu uma queda de 7% na eletricidade gerada a partir da Tecnologia Nuclear, após uma queda de 4% ocorrida em 2011, potencialmente indicando o declínio da indústria nuclear. Adicionalmente, o fator de capacidade mundial das usinas nucleares foi reduzido de 77% em 2011 para 70% em 2012. A máxima participação da energia nuclear na produção de eletricidade mundial ocorreu em 1993 quando a Tecnologia Nuclear participou com 17%. Entretanto, em 2012 este percentual atingiu 10,4%, o menor nível desde a década de 80, muito influenciado pelo desligamento das usinas japonesas (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

Não obstante as consequências do acidente nuclear de Fukushima para a indústria nuclear mundial, a utilização da Tecnologia Nuclear continua sendo considerada como uma opção energética adequada em diversos países. Consistente com tal percepção, esta tese analisa a seguir, no capítulo 4, as principais vantagens comparativas da Tecnologia Nuclear para expansão da capacidade instalada do Sistema Elétrico Brasileiro.

CAPÍTULO IV

A OPÇÃO NUCLEAR: ASPECTOS FAVORÁVEIS

4.1 Efetividade para o Sistema Elétrico Brasileiro

A análise da geração de energia elétrica para o SIN ao longo de 2012, período no qual o regime pluviométrico foi desfavorável à recuperação dos níveis das usinas hidrelétricas, permite constatar a crescente importância das usinas Termelétricas para a operação segura do sistema, e em especial a efetividade das usinas nucleares para a operação segura e confiável do sistema. Em janeiro de 2012, a situação operacional do SIN quanto ao aspecto energético apresentava importante margem de segurança no que concerne ao distanciamento da Curva de Aversão ao Risco. O nível dos reservatórios nas regiões Sudeste e Centro-oeste estava em aproximadamente 63%, o que representava cerca de 42% acima da Curva de Aversão ao Risco considerando a hipótese da ocorrência das afluências do quarto biênio mais crítico do histórico para o subsistema Sudeste/Centro-oeste como referência as afluências ocorridas no biênio 1933/1934 conforme apresentado na **Figura 26**.

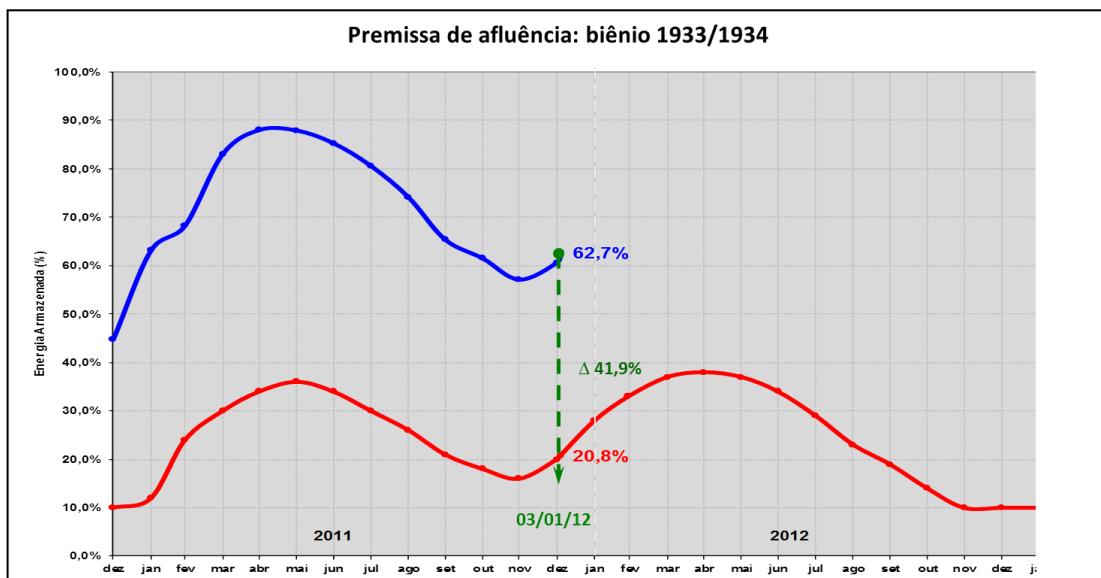


Figura 26: Curva Bienal de Aversão ao Risco - 2011/2012 - Sudeste/Centro-Oeste
Fonte: NT-ONS nº 126/2010

Neste contexto, o Custo Marginal de Operação calculado para as regiões sudeste e centro-oeste no início de 2012 era da ordem de R\$50,00/MWh em todos os patamares de carga, conforme apresentado na **Figura 27**.

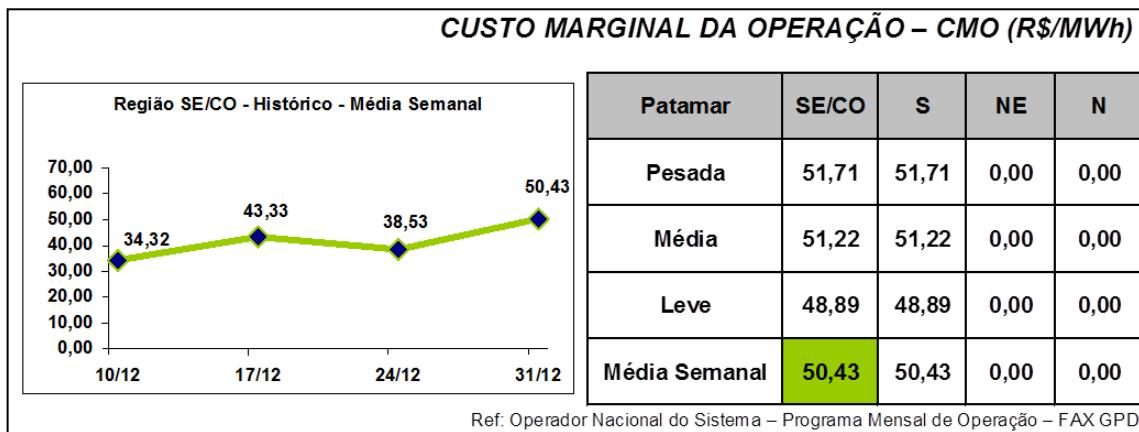


Figura 27: Custo Marginal de Operação - Semana Operativa de 31.12.2011 a 06.01.2012

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

Cabe ressaltar que apesar do valor reduzido do CMO no início de janeiro, havia um expressiva demanda por usinas Termelétricas pelo ONS, com despacho térmico na ordem de 5.203MW. Deste montante, o despacho por ordem de mérito estava limitado as usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2 em função do baixo CVU das usinas, conforme apresentado na **Tabela 4**. O despacho térmico adicional era composto por uma parcela de 264MW através de usinas a gás e a óleo em função de razão elétrica e um despacho térmico de 2.954MW através de Termelétricas a carvão, a gás e a resíduos por inflexibilidade operativa. Tal geração térmica adicional, apesar de despachadas com outras finalidades, contribuía na prática para a preservação dos reservatórios de regularização das hidrelétricas.

Tabela 4: Despacho Programado de Geração Térmica - Semana Operativa - 31.12.2011 a 06.01.2012

tipo	Nome	subs.	om	in	el	Total
carvão	CANDIOTA_3	S		210		210
carvão	P.MEDICI A	S		45		45
carvão	J.LACERDA B	S		200		200
carvão	J.LACERDA A2	S		98		98
carvão	CHARQUEADAS	S		9		9
carvão	FIGUEIRA	S		7		7
carvão	S.JERONIMO	S		5		5
carvão	P.MEDICI B	S		100		100
carvão	J.LACERDA C	S		300		300
carvão	J.LACERDA A1	S		25		25
gás	NORTEFLUMINENSE 1	SE		400		400
gás	NORTEFLUMINENSE 2	SE		100		100
gás	NORTEFLUMINENSE 3	SE		200		200
gás	BLSOBR_L (ELETROBOLT)	SE			16	16
gás	NORTEFLUMINENSE 4	SE		30		30
gás	BRIZOLA_L (TERMORIO)	SE		72		72
gás	Euzebio Rocha_L	SE		59		59
gás	FORTALEZA	NE		327		327
gás	R.ALMEIDA_TC (FAFEN)	NE			4	4
gás	TERMOPERNAMBUCO	NE		485		485
gás	JESUS SOARES PEREIRA	NE			13	13
gás	CAMACARI	NE			6	6
gás	ROMULO ALMEIDA TC	NE			4	4
Nuclear	ANGRA 2	SE	270	1080		1350
Nuclear	ANGRA 1	SE	115	520		635
óleo	BAHIA I	NE			1	1
óleo	TERMONORTE 2	SE			190	190
óleo	CAMACARI MURICY I	NE			3	3
óleo	GLOBAL I	NE			13	13
óleo	TERMONORTE 1	SE			14	14
Resíduos	UTE_SOL	SE		82		82
Resíduos	DO ATLANTICO	SE		200		200

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

Em função do regime pluviométrico desfavorável, observou-se, ao longo de 2012, uma acentuada redução no nível dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste, como apresentado na **Figura 28**, tendo-se atingido uma diferença de cerca de 2% em relação à Curva de Aversão ao Risco no final de dezembro do referido ano. Tal configuração, como apresentado na **Figura 29**, ocasionou expressivo aumento no Custo Marginal de Operação do Sistema, tendo o mesmo atingido patamares na ordem de R\$450,00/MWh, ou seja, um aumento de cerca de 800% em relação ao valor do início do ano.

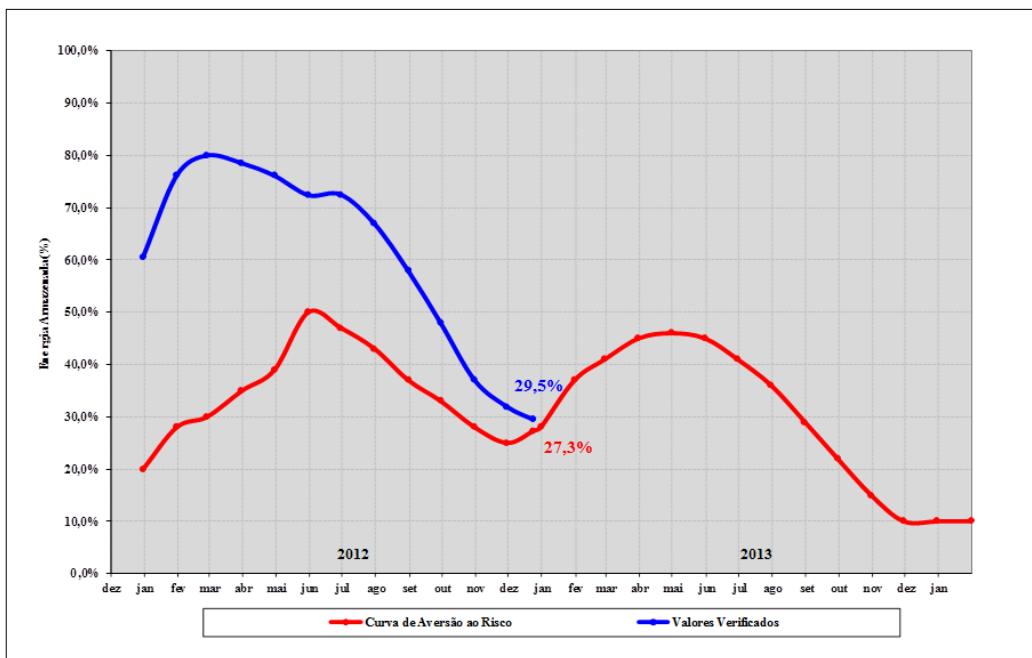


Figura 28: Curva Bienal de Aversão ao Risco - 2012/2013 - Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: : NT- ONS nº 175/2011, Res. Autor. 3295/2012 e NT- ONS nº 049/2012, Res. Autor. 3464/2012, a partir de 31/05/2012, Res. Autor. 3.636, de 28/08/2012

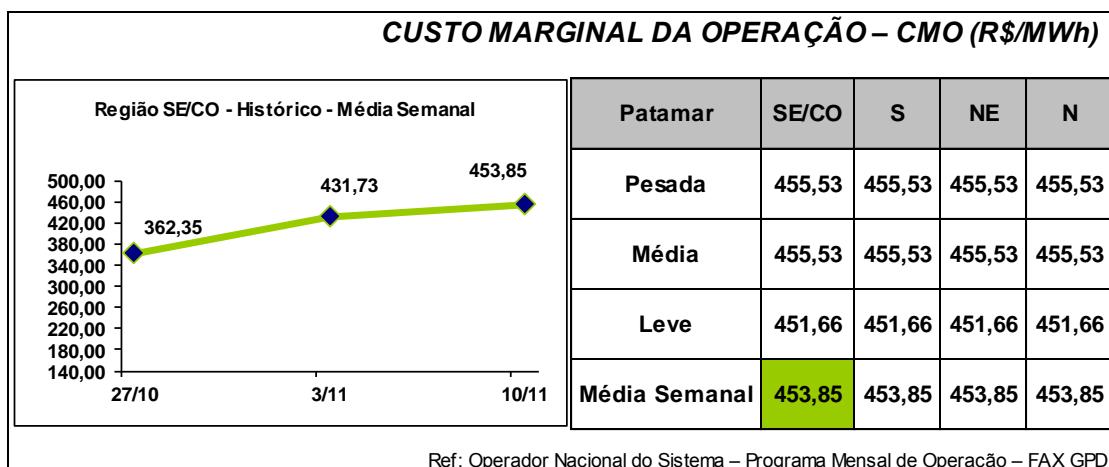


Figura 29: Custo Marginal da Operação - Semana Operativa de 10.11.2012 a 16.11.2012

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

Como resultado da contínua e gradual redução do nível dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste ao longo do período, a ONS adotou procedimentos específicos despachando um maior número de usinas Termelétricas através dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo e por Garantia Energética seguindo resolução do CNPE, objetivando tanto o alcance de Níveis Meta nos reservatórios como evitar a

violação da Curva de Aversão ao Risco. Como resultado desta gestão operativa, houve ao longo do período o despacho de todas as usinas Termelétricas disponíveis para o Sistema Interligado Nacional, atingindo-se em novembro de 2012 uma geração térmica total da ordem de 14.000 MW, conforme apresentado na **Figura 30**.

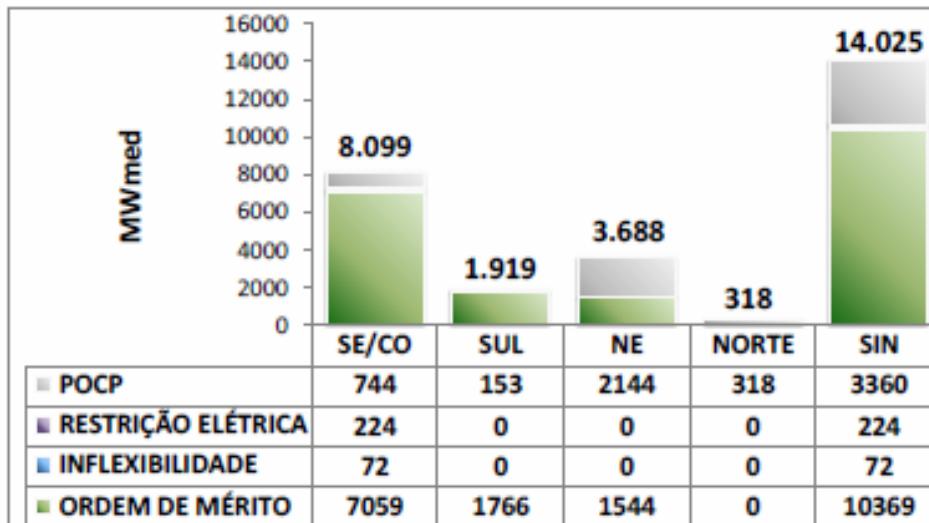


Figura 30: Despacho Programado de Geração Térmica - Semana Operativa de 10.11.2012 a 16.11.2012
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

Relevante observar, conforme apresentado na **Tabela 7**, que a necessidade de despacho total das térmicas visando a garantir a segurança do SIN ocasionou o despacho expressivo de usinas operadas a óleo diesel e a óleo combustível elevando o custo operacional do Sistema Elétrico Brasileiro em função dos respectivos Custos Variáveis Unitários das respectivas usinas serem da ordem de R\$500,00 a R\$1.000,00/MWh, e aumentando a emissão de gases de efeito estufa reduzindo o caráter renovável e limpo da matriz elétrica brasileira.

Como resultado desta gestão operativa, os dados de geração do SIN de 2008 a 2012¹³ apresentados na **Tabela 5** demonstram a preponderância da geração hidroelétrica no país e a relevância da participação da energia nuclear dentre as fontes térmicas que compõem a geração Termelétrica do país.

¹³ Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Tabela 5: Geração Total do Sistema Interligado Nacional

Origem	2008	2009	2010	2011	2012
Hidrelétrica	310.507,00	330.135,39	344.305,63	366.208,50	351.899,10
Itaipu	87.194,53	84.407,33	78.479,43	84.028,00	89.205,00
Óleo Diesel	678,98	11,95	1.127,33	1.194,45	3.289,56
Óleo Comb.	1.640,09	387,01	2.088,16	2.076,10	2.998,54
Gás Natural	24.640,13	8.567,18	25.284,43	13.101,67	33.707,35
Carvão	6.269,38	5.193,36	6.123,65	5.676,91	7.691,29
Eólicas	556,81	711,54	1.445,40	1.904,26	3.197,00
Biomassa	178,14	331,67	461,19	313,43	696,96
Nuclear	13.976,20	12.956,98	14.523,16	15.658,93	16.038,50
Outros	3.161,31	1.736,10	2.514,23	3.628,92	4.461,23
Total Geral	448.802,57	444.438,52	476.352,60	493.791,17	513.184,53

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

As usinas nucleares e as usinas a gás natural têm se alternado como a 2^a maior fonte de geração de energia Termelétrica para o SIN. Em 2008, 2010 e 2012, em função do incremento da demanda por geração térmica em função do regime hidrológico observado¹⁴, a geração nuclear não foi suficiente para atender toda a necessidade de complementação Termelétrica, tendo o ONS despachado uma maior quantidade de usinas a gás natural por ordem de mérito em função do aumento do Custo Marginal de Operação do sistema.

No que concerne à efetiva contribuição de cada fonte térmica para o SIN, constata-se, conforme apresentado na **Tabela 6**, que enquanto as usinas nucleares têm operado na prática com Fator de Capacidade Real na ordem de 92%, as demais fontes térmicas que compõem o sistema apresentam Fatores de Capacidade reduzidos e muito inferiores ao das usinas nucleares, como é o caso do gás natural (38,54%), do carvão (41,41%) e da biomassa (33,3%). Observa-se ainda que o Fator de Capacidade médio das hidrelétricas em 2012 foi da ordem de 69,6% e o das eólicas 31,2% no mesmo período.

¹⁴ Relatório Anual ONS

Tabela 6: Fator de Capacidade Real

Tipo de Usina	Fator de Capacidade Real (%)
	2012
Hidráulica	69,6%
Nuclear	92%
Gás	38,54%
Carvão	41,41%
Óleo	15,13%
Biomassa	33,3%
Eólica	31,2%

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

A análise apresentada, fundamentada nos dados de despacho térmico realizado pela ONS ao longo de 2012, ressalta que a vulnerabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro quanto aos regimes pluviométricos que podem ocorrer no país, requer uma participação mais efetiva da geração térmica na complementação da geração hidrelétrica. Tal situação tende a se agravar com a redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas uma vez que as usinas em construção tendem a ser usinas a fio d'água, ou seja, sem reservatório de acumulação.

Neste contexto, é importante assegurar que a nova composição da matriz elétrica necessária a suportar a expansão do sistema considere a existência de energia Termelétrica para gerar na base do Sistema Interligado Nacional assegurando fornecimento contínuo e confiável para suportar a demanda nesta nova lógica de gestão do sistema e mantendo o caráter renovável e limpo da matriz.

Como resultado desta visão prospectiva e considerando outros fatores relevantes associados ao Planejamento Energético, o Plano Nacional de Energia de 2030 – PNE 2030 indica, no horizonte do referido Plano, a expansão da termoelectricidade que praticamente dobrará sua participação de 7% para algo em torno de 15%, e a redução na participação da energia hidrelétrica para pouco mais de 70% (mais de 90% em 2005). A ampliação da geração Termelétrica no país em 29.415 MW, em relação à capacidade instalada no país em 2005, considera, dentre as diversas fontes a serem utilizadas, a incorporação de novas usinas nucleares ao sistema, prevendo, no cenário de referência o

aumento de 4.000 MW (além da implantação da Usina Nuclear de Angra 3) na capacidade instalada no país através de energia nuclear.

Cabe, entretanto, salientar que o Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022) considera apenas a implantação da Usina Nuclear de Angra 3 no horizonte do referido plano. Isto porque o tempo necessário para implantação de uma usina nuclear é da ordem de dez anos contados a partir da definição do sítio para localização da mesma e desta forma não haveria tempo hábil para iniciar a operação de nova usina nuclear no horizonte do PDE 2022 (MME/EPE, 2013). Não obstante, dados históricos tanto da indústria nuclear nacional como internacional, indicam o desafio a ser superado para que se implemente uma nova usina nuclear no país no horizonte de 2030.

Tabela 7: Despacho Programado de Geração Térmica - Semana Operativa de 10.11.2012 a 16.11.2012

Tipo	Nome	Subs.	CVU	om	in	el	nm	Total
Resíduos	DO ATLAN CSA	SE	0,01		15			15
Resíduos	UTE SOL	SE	0,01		57			57
Nuclear	ANGRA 2	SE	19,28	270	1080			1350
Nuclear	ANGRA 1	SE	24,27	120	520			640
gás	NORTEFLUMINENSE 1	SE	37,80		400			400
carvão	CANDIOTA_3	S	56,60		250			250
gás	NORTEFLUMINENSE 2	SE	58,89		100			100
gás	TERMOPERNAMBUCO	NE	70,16		505			505
gnl	ST.CRUZ NO	SE	91,27	175				175
gás	FORTALEZA	NE	101,47	265				265
gás	NORTEFLUMINENSE 3	SE	102,84		200			200
carvão	P.MEDICI A	S	115,90		25			25
carvão	P.MEDICI B	S	115,90		200			200
gás	LC.PREST (TRÊS LAGOAS)	SE	119,03	336				336
Resíduos	DO ATLANTICO	SE	126,02		235			235
carvão	J.LACERDA C	S	128,25	330				330
gnl	LINHARES	SE	136,09	204				204
gás	L.BRIZOLA	SE	141,25	898	101			998
gás	NORTEFLUMINENSE 4	SE	149,33		100			100
gás	JUIZ DE FORA	SE	150,00	79				79
carvão	J.LACERDA B	S	155,50	160	80			240
carvão	J.LACERDA A2	S	156,45	44	66			110
Biomassa	COCAL	SE	157,56	20				20
carvão	CHARQUEADAS	S	169,55	51	9			60
Biomassa	PIE-RP	SE	171,26	25				25
gás	BLSOBRINHO	SE	181,16	374				374
gás	R.ALMEIDA (FAFEN)	NE	188,15	119				119
gás	A.CHAVES (IBIRITE)	SE	188,89	212				212
gás	TERMOCEARA	NE	192,12	219				219
Biomassa	MADEIRA	S	202,49	2				2
gás	C.FURTADO (TERMOBAHIA)	NE	204,43	150				150
carvão	J.LACERDA A1	S	207,40	70				70
gás	EUZEBIO ROCHA	SE	218,41	121	86			207
gás	ARAUCARIA	S	219,00	458				458
gás	FGASPARIAN	SE	233,27			522		522
carvão	S.JERONIMO	S	248,31		7			7
gás	JESUS SOARES PEREIRA	NE	287,83	285				285
gás	MARIO LAGO	SE	320,01	878				878
carvão	FIGUEIRA	S	341,89	1	13			14
óleo	TERMONORTE 2	SE	487,56		224	100		324
óleo	MARACANAU	NE	532,42			168		168
óleo	TERMOCABO	NE	541,62			48		48
Diesel	SEPE TIARAJU (CANOAS)	S	541,93			153		153
óleo	TERMONE	NE	544,27			162		162
óleo	TERMOPB	NE	544,27			162		162
óleo	GLOBAL I	NE	544,44			143		143
óleo	GLOBAL II	NE	544,44			143		143
óleo	GERAMAR2	N	548,29			159		159
óleo	GERAMAR1	N	548,29			159		159
óleo	VIANA	SE	548,30			175		175
óleo	CAMPINA_GR	NE	548,31			164		164
Diesel	ALTOS	NE	580,28			12		12
Diesel	ARACATI	NE	580,28			12		12
Diesel	BATURITE	NE	580,28			12		12
Diesel	CAMPO MAIOR	NE	580,28			13		13
Diesel	CAUCAIA	NE	580,28			13		13
Diesel	CRATO	NE	580,28			13		13
Diesel	PECEM	NE	580,28			15		15
Diesel	IGUATU	NE	580,28			15		15
Diesel	JUAZEIRO NORTE	NE	580,28			15		15
Diesel	MARAMBAIA	NE	580,28			13		13
Diesel	NAZARIA	NE	580,28			13		13
óleo	TERMONORTE 1	SE	610,33			61		61
Diesel	DAIA	SE	631,82			38		38
óleo	IGARAPE	SE	645,30			131		131
Diesel	GOIANIA_2	SE	687,66			140		140
Diesel	PALMEIR GO	SE	704,87			174		174
óleo	BAHIA I	NE	720,00			29		29
óleo	CAMACARI MURICY I	NE	814,39			148		148
óleo	CAMACAR_PI	NE	814,39			150		150
gás	CAMACARI	NE	834,35			198		198
óleo	PETROLINA	NE	893,49			128		128
Diesel	XAVANTES	SE	916,07			54		54
Diesel	POTIGUAR III	NE	961,67			66		66
Diesel	POTIGUAR	NE	961,68			53		53
Diesel	TERMOMANAUS	NE	1066,18			143		143
Diesel	PAU FERRO	NE	1066,18			94		94

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS

4.2 Segurança Energética

Dentre as opções térmicas existentes no país para complementar a hidroeletricidade na matriz elétrica brasileira e gerar energia elétrica para a base do SIN, a utilização da Tecnologia Nuclear apresenta significativa vantagem comparativa no que concerne à segurança energética do país.

Entende-se como Segurança Energética um conjunto de ações que visem assegurar ao País o acesso a serviços energéticos modernos, ou seja, a disponibilidade de um fornecimento de energia universal, diverso, confiável, seguro e de preço razoável. Tal acesso a energia moderna é fundamental para satisfazer as necessidades sociais básicas e impulsionar o crescimento econômico e o desenvolvimento (OEA, 2014).

Não obstante, existem importantes desafios a serem superados para que estas potenciais vantagens sejam efetivamente viabilizadas em benefício da sociedade brasileira.

A utilização da energia nuclear como fonte energética para geração de eletricidade para o Sistema Elétrico Brasileiro contribui de forma significativa em termos de segurança energética em função de o país possuir importantes reservas de urânio em território nacional, dominar tecnologicamente o ciclo do combustível nuclear e de existir no país base institucional visando assegurar o devido controle no uso da Tecnologia Nuclear.

Sob o aspecto institucional, o Brasil possui as bases regulatórias e legislativas necessárias a garantir a utilização da Tecnologia Nuclear de forma segura, confiável e de acordo com os padrões internacionais vigentes na indústria. Objetivando garantir a segurança nuclear, o país é signatário de diversas convenções internacionais que foram incorporadas à base legislativa nacional, tendo o Estado total controle sobre as atividades nucleares realizadas no país, incluindo as práticas de regulação e licenciamento.

A Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), criada em 1956, é o órgão regulador do setor nuclear brasileiro, tendo sido criada de acordo com a Lei da Política

de Energia Nuclear Nacional. Dentre suas atribuições inclui-se o licenciamento de usinas nucleares, como Angra 3 ora em construção, assim como os processos relacionados aos requisitos regulatórios existentes visando à operação das usinas de Angra 1 e Angra 2. Cabe salientar que a construção de novas usinas requer aprovação prévia do Congresso Nacional.

No que concerne às atribuições referentes à operação das usinas nucleares brasileiras, tal atividade, por força de requisito constitucional, é responsabilidade do Estado brasileiro. A Eletrobrás Eletronuclear S. A. (ELETRONUCLEAR), empresa estatal, é responsável pela construção e operação das usinas nucleares brasileiras.

A existência de uma efetiva separação institucional entre as organizações que atuam no setor nuclear brasileiro, relacionadas à operação das usinas nucleares, é consistente com o padrão mundial da indústria nuclear propiciando a devida independência do órgão regulador. Tal separação é proporcionada pela estrutura organizacional do governo brasileiro no qual por um lado a CNEN é subordinada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e por outro a ELETRONUCLEAR está subordinada ao Ministério de Minas e Energia através de sua controladora ELETROBRAS S.A. (CNEN, 2010).

Entretanto, quanto à independência institucional dos órgãos que atuam no ciclo do combustível nuclear existem desafios a serem superados para que o país possa estar em consonância com as melhores práticas internacionais. A Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB), empresa estatal responsável por todo ciclo do combustível nuclear desde a extração do minério até o fornecimento do combustível para as usinas de Angra 1 e Angra 2, é organizacionalmente subordinada ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, tendo a CNEN como acionista majoritária, inclusive exercendo a presidência do Conselho de Administração, estrutura esta submetida a questionamentos da comunidade internacional através da Convenção de Segurança Nuclear da Organização das Nações Unidas. Neste contexto, a criação de uma agência reguladora independente foi submetida ao Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro, todavia sem definição até o momento (CNEN, 2010).

No que concerne aos aspectos de segurança energética relativos à existência de recursos naturais no país e ao domínio da Tecnologia Nuclear, o país domina a tecnologia de enriquecimento de urânio e de todo ciclo do combustível nuclear, e possui

a 6^a maior reserva de urânio do planeta com aproximadamente 309.000 toneladas de equivalente-U3O8 identificadas em 25% do território brasileiro prospectado, suficiente para suprir 32 usinas similares a Angra 2 por toda vida útil das usinas (VEIGA, 2011). As reservas de urânio brasileiras, conforme apresentado na **Tabela 8**, compreendem principalmente as jazidas de Itataia, no Ceará, com cerca de 142.000 toneladas, a jazida de Lagoa Real, na Bahia, com aproximadamente 100.000 toneladas, e outras jazidas menores, como Gandarela, em Minas Gerais, na qual o urânio está associado a ouro, Rio Cristalino, no Pará, e Figueira, no Paraná. A jazida de Lagoa Real na mina de Caetité possui quantidade de urânio suficiente para o suprimento das usinas de Angra 1, Angra 2, Angra 3 e mais quatro usinas (4.000 MW) durante toda a vida útil dessas usinas. Em Santa Quitéria (Ceará), o urânio está associado ao fosfato e sendo assim, para viabilizar a exploração do urânio será necessário implantar um complexo industrial para aproveitamento do fosfato, matéria-prima na fabricação de fertilizantes fosfatados e sal mineral para nutrição animal. A viabilidade econômica do urânio da jazida de Itataia depende da exploração do fosfato associado para assim justificar economicamente o empreendimento. Nestes casos, o custo de extração e de tratamento é partilhado entre os subprodutos e torna viável a produção de urânio, mesmo em baixa concentração. Ou seja, a extração de urânio em Itataia está condicionada à lavra e beneficiamento do minério de fosfato, a ser realizada pela empresa Galvani em parceria com a INB. Como subproduto nesse processo, o licor de urânio ficará com a INB (FGV, 2013).

Tabela 8: Reservas de Urânio no Brasil

Depósito Jazida	Medidas e Indicadas			Inferidas	TOTAL
	< US\$ 40/KgU	< US\$ 80/KgU	Subtotal	< US\$ 80/KgU	
Caldas (MG)		500	500	4.000	4.500
Lagoa Real / Caetité (BA)	24.200	69.800	94.000	6.770	100.770
Itataia / 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

Fonte: FGV, 2013

Além das reservas de urânio que possui, o país detém o domínio do ciclo do combustível nuclear. O ciclo de combustível é composto por diversas fases as quais

começam com a mineração do urânio e terminam, no caso brasileiro, com o armazenamento do elemento combustível irradiado nas piscinas de combustível irradiado localizadas no interior das Usinas de Angra 1 e de Angra 2. As seguintes fases compõem o ciclo do combustível nuclear: mineração, beneficiamento, conversão, enriquecimento, reconversão, produção de pastilhas de urânio e fabricação do elemento combustível (IAEA, 2014).

A mineração do urânio pode ser realizada tanto em minas a céu aberto como em minas subterrâneas. A concentração de urânio presente nas minas normalmente varia entre 0,03% e 20%, podendo a mina ser utilizada especificamente para a extração de urânio ou sendo o mesmo um subproduto de minas que possuem como produto principal o cobre, fosfato ou ouro, como é o caso da Jazida de Itataia.

O urânio metálico forma vários óxidos, entre eles:

- Dióxido de urânio ou óxido de urânio-IV (UO_2 , principal composto presente no mineral uraninita);
- Trióxido de urânio ou óxido de urânio-VI (UO_3);
- Octóxido de triurânio (U_3O_8 , o mais estável dos óxidos de urânio, do qual não há ocorrência de depósitos naturais. O dióxido de urânio é oxidado em contato com oxigênio formando o octóxido de triurânio ($3 \text{ UO}_2 + \text{O}_2 \rightarrow \text{U}_3\text{O}_8$; a 700 °C)).

Os minerais mais presentes nas minas brasileiras são: a uraninita e o uranofano em Caetité e o colofanito em Itataia, compostos principalmente por UO_2 , mas também por UO_3 .

Após a mineração o minério bruto é submetido ao processo de lixiviação no qual uma solução de ácido sulfúrico separa o urânio da rocha. Deste processo resulta um líquido amarelo, o licor de urânio, o qual é enviado à unidade de beneficiamento para ser filtrado, purificado e tratado com diversos processos químicos e físicos de separação, gerando o concentrado de urânio, também conhecido como *yellow cake*. Existem diferentes tipos de concentrado de urânio, dependendo do processo de produção utilizado. O concentrado de urânio é um pó de cor normalmente amarela, podendo ser de cor laranja ou até preta dependendo de sua composição química. Sua

concentração de urânio é superior a 80%. Normalmente o processo de beneficiamento é realizado próximo à mina.

No Brasil o concentrado de urânio produzido é o DUA – diuranato de amônio ($(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$). Usualmente a massa do DUA produzido é expressa em quilogramas de equivalente-U₃O₈. O U₃O₈ contém 85% de urânio¹⁵.

Após o beneficiamento o *yellow cake* concentrado é enviado a uma unidade de conversão onde se dará a próxima fase do ciclo de combustível nuclear. Durante o processo de conversão o urânio é convertido em uma forma que seja adequada tanto para o enriquecimento quanto para a fabricação do combustível. Para usinas nucleares que não utilizam combustível com urânio enriquecido, o *yellow cake* é convertido em dióxido de urânio (UO₂) na etapa de conversão. Entretanto, como a maioria das usinas nucleares em operação no mundo possuem reatores que utilizam urânio enriquecido e o enriquecimento do urânio é realizado com o mesmo em forma gasosa, o *yellow cake* é convertido em hexafluoreto de urânio (UF₆) em forma gasosa. O UF₆ é armazenado em cilindros próprios para seu manuseio e envio à unidade de enriquecimento. Nesses cilindros, em condição ambiente de temperatura e pressão, o UF₆ assume forma sólida (MEIRELLES, 2008).

O urânio natural consiste fundamentalmente de 99,3% de U₂₃₈ e somente 0,7% de U₂₃₅. Como o U₂₃₅ é o principal responsável pela geração de energia nos reatores nucleares e a maioria dos reatores em operação no mundo utiliza urânio enriquecido entre 3 e 5%, a proporção do isótopo U₂₃₅ precisa ser aumentada.

O enriquecimento do urânio é atualmente obtido através de centrífugas nas quais o gás é introduzido e as quais giram rapidamente fazendo com que os isótopos mais pesados se posicionem próximo das paredes das centrífugas e os mais leves no centro. Pode-se também enriquecer o urânio através de um método denominado difusão gasosa. Através deste método o gás UF₆ é injetado através de membranas porosas que permitem a passagem de U₂₃₅ com maior facilidade do que os isótopos mais pesados como o U₂₃₈. Entretanto tal método está sendo descontinuado em função das respectivas unidades serem energo-intensivas, sendo então substituído por tecnologia de enriquecimento centrífugo mais eficiente.

¹⁵ 1% U₃O₈ = 0,848% urânio ou 1 kg de U₃O₈ = 0,848 kg de urânio.

Após o enriquecimento o UF6 é convertido em dióxido de urânio (UO2) em forma de pó, forma esta adequada para a fabricação das pastilhas de UO2.

No Brasil, apesar do domínio total da tecnologia do ciclo do combustível nuclear, algumas fases do ciclo são realizadas em território nacional e outras no exterior. A mineração do urânio é realizada na mina de Caetité na Bahia, sendo esta mina a única em atividade no Brasil. O urânio é extraído a céu aberto através do processo de lixiviação. O minério de urânio extraído é processado e beneficiado em unidade de beneficiamento localizado próximo à mina.

O concentrado de urânio é produzido pela INB, na Unidade de Concentração de Urânio-URA, em Caetité (Bahia), cuja capacidade de produção é de 400 toneladas/ano de equivalente-U3O8, suficiente para atender a demanda de Angra 1 e Angra 2. Entretanto, em 2011, apesar das reservas existentes no Brasil e do país dominar tecnologicamente o ciclo de combustível nuclear, uma redução na produção da URA de Caetité levou a INB a assinar contrato de importação com a UG GmbH para a entrega de 210.000 libras de equivalente-U3O8 para prover as usinas de Angra (SASSINE, 2011).

Apesar do domínio tecnológico do ciclo nuclear, as etapas subsequentes de conversão e de enriquecimento são realizadas no exterior.

Para a conversão ainda não há viabilidade econômica para sua implantação em função da escala de demanda, mas a INB já iniciou trabalhos visando à instalação de uma planta de conversão no Complexo Industrial de Resende.

O processo de conversão atualmente é realizado no Canadá. O concentrado de urânio é acondicionado em contêineres, sendo transportado de Caetité a Salvador em caminhões que viajam em comboios, sendo de lá, por contrato estabelecido com a Cameco (*Canadian Mining and Energy Corporation*), exportado para o Canadá para ser convertido em gás UF6 nas instalações daquela empresa.

A usina de enriquecimento existente no complexo industrial da Indústrias Nucleares do Brasil, localizado em Resende, RJ, é dotada de ultracentrífugas de alta eficiência, projetadas e fabricadas pelo Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo, SP, e está projetada para produzir urânio enriquecido suficiente para atender a 100% da demanda da usina Angra 1 e 20% de Angra 2. A implantação da usina de

enriquecimento em escala comercial está sendo executada em módulos. Será composta por quatro módulos, com um total de dez cascatas. Sua Autorização de Operação Permanente foi concedida pela CNEN em dezembro de 2011. Ao final de 2013 estavam concluídas e operando as quatro cascatas do 1º módulo. A primeira das duas cascatas do 2º módulo tem entrada em operação prevista para meados de 2014.

Sendo assim, a fase de enriquecimento do urânio, ainda é realizada na Europa quase que em sua totalidade.

O concentrado de urânio convertido em UF6 no Canadá é transportado para a Europa onde é enriquecido, no âmbito de contrato da INB com Consórcio URENCO, formado pelas empresas alemãs RWE e E.ON, e pelos governos da Holanda e Reino Unido.

Ao retornar ao Brasil já enriquecido o UF6 está acondicionado em cilindros e apresenta-se sólido a temperatura ambiente. Passa por uma planta de reconversão no qual o hexafluoreto de urânio é inicialmente gaseificado e precipitado na forma de TCAU (tricarbonato de amônio e uranila) e, em seguida, no forno de leito fluidizado é transformado em pó de UO2. Posteriormente, o pó de dióxido de urânio passa por processo de prensagem, formando as pastilhas de UO2 as quais, após os processos de sinterização a altas temperaturas e de retificação, são utilizadas para a fabricação de elementos combustíveis de Angra 1, de Angra 2, e bem como de Angra 3, cuja fabricação iniciou-se em 2012.

A etapa de retificação tem por finalidade fazer o ajuste do diâmetro das pastilhas de UO2 sinterizadas para, posteriormente, serem inseridas em tubos, denominados tubos de revestimento, normalmente fabricados em ligas de zircônio que, com a soldagem de tampões nas extremidades, formam as varetas combustíveis a serem utilizadas na fabricação do elemento combustível. A quantidade de varetas por elemento combustível dependerá do projeto da Usina.

O tubo de revestimento tem por finalidade eliminar o contato do refrigerante do reator com as pastilhas de UO2, bem como reter os produtos de fissão sólidos e gasosos produzidos durante a fissão nuclear, evitando-se assim, a contaminação do refrigerante.

A vantagem comparativa da Tecnologia Nuclear no que se refere a Segurança Energética se torna mais relevante quando analisados fatos recentes associados a disponibilidade de gás natural.

O leilão realizado em 2011 para contratar novas usinas a gas não apresentou proposta em função da indisponibilidade de gás no país (SALES, 2011).

A importação de gás natural da Bolívia potencialmente expõe o país a influências geopolíticas como observado em 2005 quando o suprimento de gás foi interrompido (PIRES & SCHECHTMAN, 2011).

A utilização de Gás Natural Liquefeito (GNL) submete o país a orgânicas do mercado mundial de *commodities* (MATHIAS, 2008). Neste contexto e considerando o aumento da demanda por gás natural em 2012 na ordem de 22%, a importação de GNL no período foi quase cinco vezes a média de importação de GNL em 2011, ficando a demanda doméstica suprida por meio da maior importação de GNL (ANP, 2013).

4.3 Vantagens Ambientais

A matriz elétrica brasileira, em função de ter em sua composição a prevalência de fontes renováveis de energia, é considerada limpa quando comparada com matrizes de outros países. Enquanto a taxa média de emissão do Setor Elétrico Brasileiro é de 94 tCO₂e/GWh, a média mundial é seis vezes maior que a brasileira, na ordem de 580 tCO₂e/GWh, atingindo em alguns países valores de 1000 tCO₂e/GWh (MCKINSEY, 2009).

A análise das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) no Brasil indica que o Setor Elétrico Brasileiro, em função de seu caráter fundamentalmente renovável, é um dos setores que menos emitem GEE no país, tendo sido em 2005 responsável por apenas 1,2% das emissões totais, conforme apresentado na **Figura 31**.

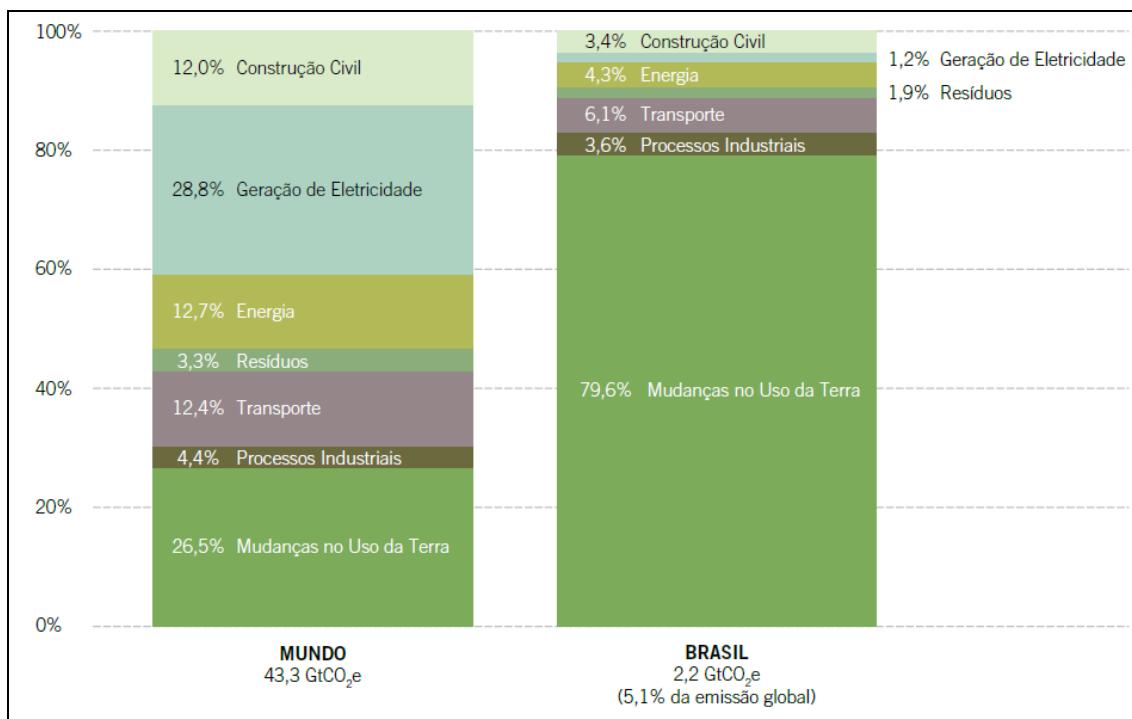


Figura 31: Participação por setor produtivo nas emissões de GEEs globais e brasileiras em 2005
Fonte: INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012.

Entretanto, apesar dos órgãos de planejamento energético priorizarem a manutenção da característica renovável na expansão da capacidade instalada do sistema, a emissão de GEE ocasionada pelo Sistema Elétrico Brasileiro tem apresentado aumento contínuo ao longo dos anos. As emissões provenientes do Setor Elétrico Brasileiro apresentam tendência crescente desde os primeiros dados disponíveis para contabilização das emissões. Em 1990 as emissões eram de 9 MtCO₂e por ano, no ano de 2000 as emissões triplicaram e em 2008 atingiram valores da ordem de 33,8 MtCO₂e. Considera-se no horizonte de 2030 a perspectiva de que este valor atinja 3,2% das emissões totais em função do aumento da geração Termelétrica (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Considerando-se a evolução apresentada na **Figura 32** estima-se que a partir de 2020 as emissões se estabilizem em função das novas usinas hidroelétricas de grande capacidade e da entrada em operação de usinas eólicas.

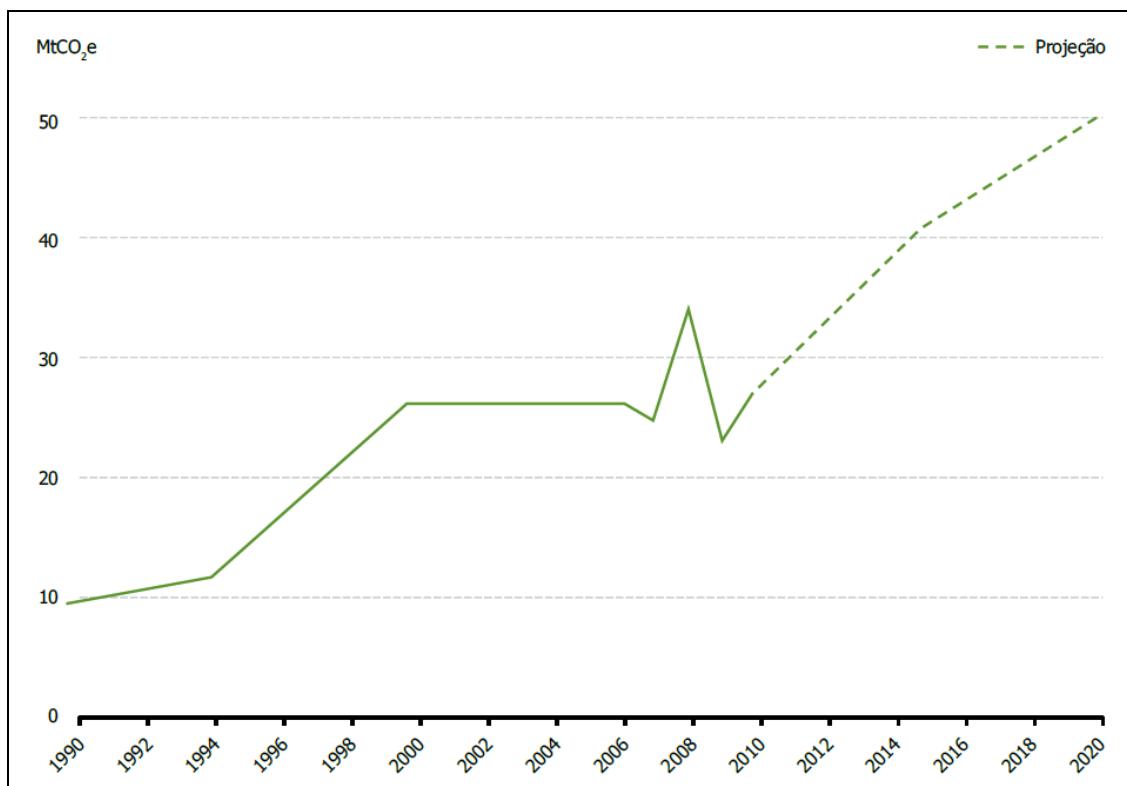


Figura 32: Emissões devido à geração de energia elétrica para o período 1990 a 2020, em MtCO₂e
Fonte: INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012.

Ao analisarmos a composição da matriz elétrica brasileira sob a constatação da necessidade de uma maior participação de fontes térmicas, os benefícios da utilização da energia nuclear quanto à sustentabilidade ambiental para geração de energia elétrica são significativos quando se busca a redução das emissões de gases de efeito estufa a nível local e global visando minimizar os efeitos das Mudanças Climáticas (DEUTCH, 2009). Especialistas como James Lovelock consideram ser a energia nuclear a única fonte de energia que atenderá nossas necessidades visando à preservação da Terra (LOVELOCK, 2006). Adicionalmente, países como o Reino Unido consideram a utilização da energia nuclear como essencial na estratégia de estabelecimento de uma matriz elétrica de baixo carbono (SSEE, 2012).

A utilização da Tecnologia Nuclear apresenta significativas vantagens no que concerne à minimização das emissões de gases de efeito estufa quando comparada principalmente com fontes fósseis de energia, as quais emitem, durante o processo de produção de eletricidade, materiais particulados, dióxido de enxofre, óxidos nitrosos e uma variedade de metais pesados, sendo o mercúrio o mais relevante

(ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009). Em condições normais de operação à potência, a operação de reatores nucleares não emite GEE durante o processo de fissão nuclear e geração de eletricidade. Entretanto, dentre os diversos componentes existentes em uma usina nuclear alguns, que operam eventualmente, emitem GEE quando em operação. Este é o caso, por exemplo, das caldeiras utilizadas para geração de vapor quando o reator está desligado e, consequentemente, não há calor nuclear disponível para produção de vapor, e também dos geradores elétricos de emergência operados a diesel, mantidos em prontidão para o caso de falha no sistema de suprimento de energia elétrica para a usina. Em ambos os casos os equipamentos são operados por curto espaço de tempo quando comparado ao ciclo do combustível nuclear. As caldeiras, por exemplo, operam somente quando da partida e parada das usinas para reabastecimento de combustível ou durante o teste periódico do próprio equipamento. Já os geradores elétricos de emergência operam apenas durante teste operacional para atestar a devida disponibilidade, ou em uma eventual perda de alimentação elétrica externa para a usina.

A análise das emissões provenientes das cadeias de ciclo de combustível das diversas opções energéticas existente no país para gerar energia de base para o Sistema Elétrico Brasileiro indica que assim como as fontes renováveis de energia, como a hidroeletricidade, a energia eólica, solar, biomassa e geotérmica, a energia nuclear é uma tecnologia com baixa emissão de gases de efeito estufa. Avaliação realizada comparando as emissões diretas e indiretas de gases de efeito estufa provenientes das diversas fontes energéticas que compõem o Sistema Elétrico Brasileiro, em especial aquelas que complementam a hidroeletricidade, indica que a energia nuclear apresenta importante vantagem comparativa não apenas quanto a minimização das emissões durante o processo de geração de energia elétrica mas também quando analisado todo ciclo do combustível nuclear (ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009).

Como apresentado na **Figura 33** as emissões de GEE provenientes da utilização da Tecnologia Nuclear e das fontes renováveis de energia se situam bem abaixo das emissões causadas pelas cadeias dos combustíveis fósseis. Observa-se pela figura que a utilização de Lignita apresenta a pior performance no que concerne às emissões, seguido do carvão e do gás natural. Dentre as fontes renováveis de energia a hidroeletricidade e a energia eólica emitem menos GEE que a energia solar e a utilização de lenha. Os dados demonstram que no que concerne a emissão de GEE a utilização da Tecnologia Nuclear se compara favoravelmente na maioria dos casos às

energias renováveis, sendo suplantada apenas pela hidroeletricidade quando considerado todo ciclo de vida das respectivas tecnologias (ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009).

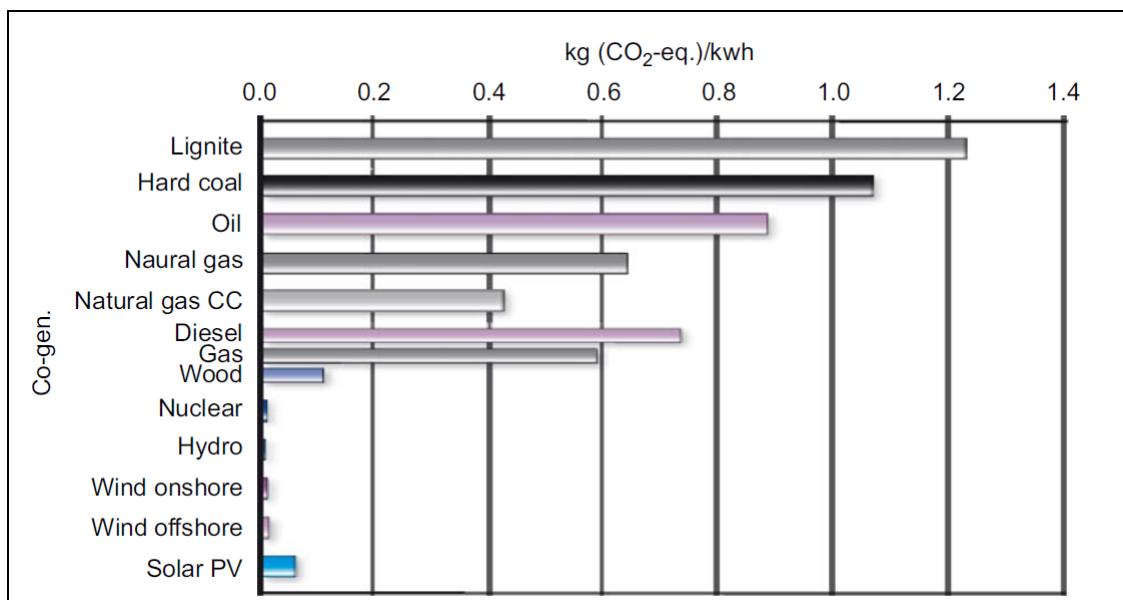


Figura 33: Emissão de Gases do Efeito Estufa
Fonte: ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009 p.5151

Considerando todo o ciclo de vida do processo, a emissão de GEE proveniente da Tecnologia Nuclear situa-se entre 10g e 50g de CO₂e/kWh, praticamente o mesmo da cadeia energética eólica e muito inferior às emissões da cadeia energética dos combustíveis fósseis (VEIGA, 2011; BARRE & BAUQUIS, 2007). De acordo com a Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), a emissão de GEE em toda cadeia da utilização da Tecnologia Nuclear para geração de energia elétrica, ou seja, desde a mineração até o armazenamento dos rejeitos radioativos, incluindo a construção das usinas nucleares, situa-se na ordem de 30 gramas de CO₂e por KWh, enquanto a emissão em média de usinas a carvão é da ordem de 950 gramas de CO₂e por KWh e das usinas à gás aproximadamente 450 gramas de CO₂e por KWh (ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009).

No Brasil estudo realizado para determinação das emissões provenientes das diversas etapas do ciclo do combustível nuclear no caso brasileiro confirmam a baixa emissão do ciclo do combustível nuclear no país considerando as fases de Mineração,

Beneficiamento, Conversão, Enriquecimento, Reversão, Fabricação de Elemento Combustível, Fabricação de Pastilhas, Fabricação de Componentes, Montagem do Elemento Combustível, Construção do Reator, Geração e Descomissionamento do Reator, conforme apresentado na **Figura 34**. Entretanto tal estudo não considera as emissões provenientes das etapas de condicionamento e armazenamento final de rejeitos por inexistência de dados e por se considerar que o rejeito de alta atividade de reatores do tipo PWR ainda encerra energia potencialmente reutilizável (ECEN, 2010).

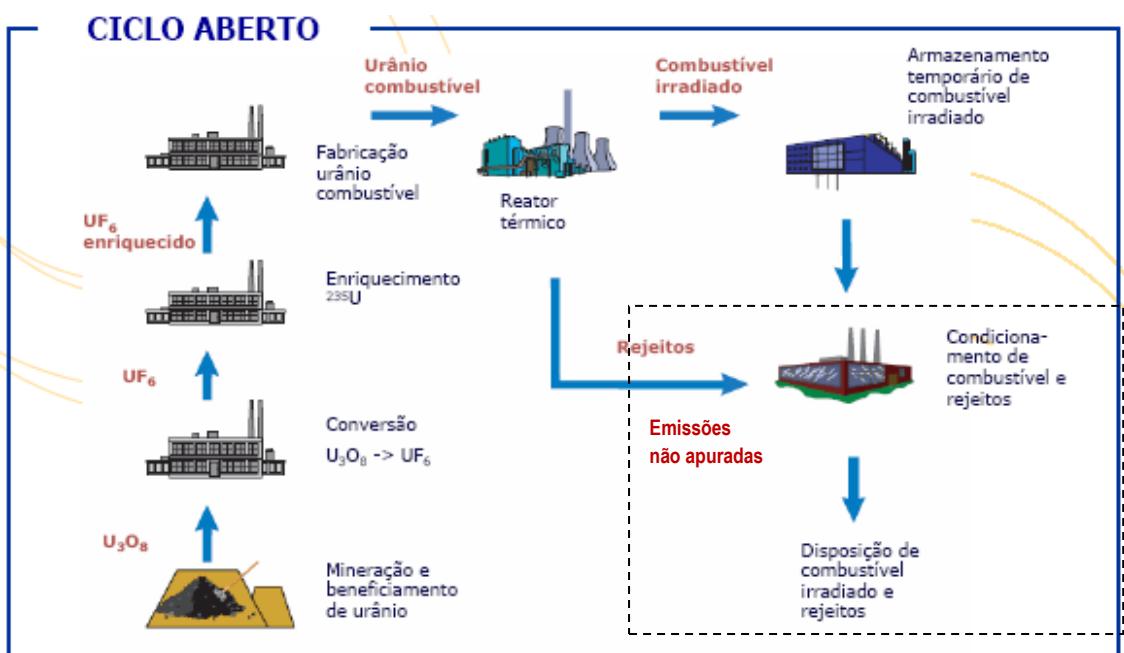


Figura 34: Emissões em um ciclo aberto consideradas

Fonte: ECEN, 2010.

Os resultados obtidos através da determinação das emissões provenientes em cada etapa da cadeia do combustível nuclear no caso brasileiro, apresentados na **Tabela 9**, indicam uma emissão total na cadeia na ordem de 30 gramas de CO₂e por KWh, incluindo as emissões durante a operação da usina nuclear, na ordem de 0,77 gCO₂/KWh, compatível portanto com dados de referências internacionais como o apresentado anteriormente quanto a estimativa de emissão da Agência Internacional de Energia Atômica. Os dados indicam ainda que a maior parcela de emissões causadas pelo ciclo do combustível nuclear no Brasil é proveniente da etapa de construção das usinas nucleares.

Tabela 9: Eletricidade Consumida em cada Etapa do Ciclo de Combustível e Emissões devidas ao Total de Energia e apenas à Energia Térmica (valores para produção de 10.000 GW.ano)

Ciclo do Combustível	Total	Sem Eletricidade	Eletricidade Consumida	Fração Eletricidade Consumida
Fase				%
	gCO ₂ /kWh	gCO ₂ /kWh	GWh	%
Mineração	0,527	0,506	3,825	0,038
Beneficiamento	0,819	0,798	3,981	0,040
Conversão	0,582	0,257	4,550	0,046
Enriquecimento de Urânio	0,981	0,000	106,342	1,063
Reconversão (Fabricação de Pó de UO ₂)	0,111	0,073	7,204	0,072
Fabricação de pastilhas	0,057	0,025	6,015	0,060
Fabricação de Combustível	0,511	0,454	10,796	0,108
Construção do reator	15,517	15,438	14,818	0,148
Total	19,106	17,551	157,530	1,576
Descomissionamento	7,760	7,710	7,409	0,074
Total com Descomissionamento	26,866	25,261	164,939	1,650

Fonte: ECEN, 2010

Estudos específicos realizados para comparar as emissões dos ciclos de combustíveis associados à opção nuclear, a geração térmica a partir do carvão, do gás natural, do bagaço, do óleo diesel e óleo combustível, e da geração de energia elétrica a partir da energia eólica e da energia fotovoltaica, foram realizados para o caso brasileiro, estando os resultados apresentados na **Tabela 10**.

Tabela 10: Emissões diretas e indiretas na geração de eletricidade - $\text{gCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$

Etapas agregadas	Nuclear	Carvão	FC 20%	GNc.c	FC 80%	Bagaço	O. diesel	Eólica	F.voltaica
Montante	19,1	7,4	26,3		20,2	49	76,3	66,1	15,4
Geração	0,8	1262	465		465		755	725	5,4
Jusante	7,8	0,2	0,6		0,2		0,4	1,3	
Fugitivas	0,1	76,3	31,5		31,5	0	0	0	0
Total	27,8	1346	523		517	49	832	792	21
Sub-total sem geração	27,0	83,9	58,4		51,8	49,0	77,3	67,4	105,0

Fonte: ECEN, 2010

Os dados indicam a relevância da energia nuclear para a minimização de emissões de GEE pelo Sistema Elétrico Brasileiro, em especial quando comparamos a energia nuclear com fontes térmicas que poderiam ser utilizadas para gerar na base do sistema. Constatase que a utilização de gás natural ocasiona um volume de emissão na ordem de 20 vezes àquela ocasionada pelo ciclo do combustível nuclear e o carvão na ordem de 50 vezes. A análise do ciclo de combustível da geração a bagaço de cana, apesar de não contabilizar as emissões do CO₂ pela utilização do combustível, apresenta emissões na ordem do dobro das emissões do ciclo do combustível nuclear.

Os mesmos dados apresentados de forma diferente na **Figura 35**, permitem constatar não apenas a relevância e a importância da geração nuclear como opção energética para expansão da capacidade instalada do Sistema Elétrico Brasileiro mantendo uma matriz de baixa emissão , bem como ressalta a preponderância da etapa de geração para as demais fontes térmicas e apresenta o resultado de emissões à montante nas gerações eólicas e fotovoltaicas.

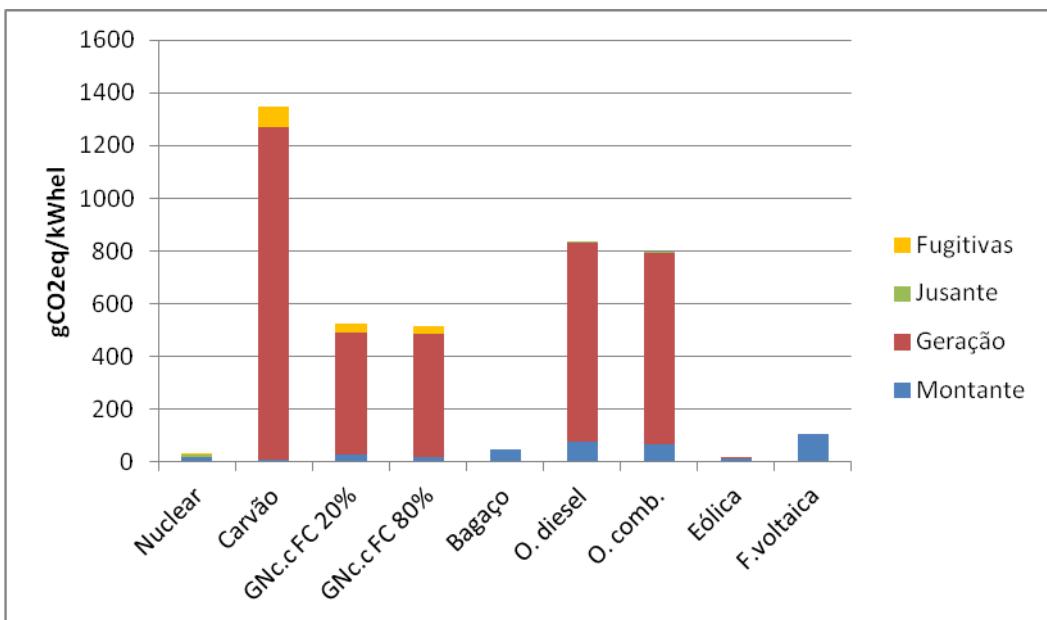


Figura 35: Emissões de Gases de Efeito Estufa em gCO₂eq/kWhel.

Fonte: ECEN, 2010

Quando analisamos apenas as emissões indiretas de gases de efeito estufa, conforme apresentado na **Figura 36** excluindo-se as emissões na geração, observa-se que a emissão indireta da geração nuclear é também inferior à de todas as outras formas de geração térmica. Ou seja, quando se estima o valor das emissões evitadas apenas a partir das emissões diretas o resultado é subestimado em valor absoluto. Incluindo-se as emissões associadas ao ciclo de vida, o montante das emissões evitadas pela energia nuclear cresce amplificando as vantagens ambientais da Tecnologia Nuclear.

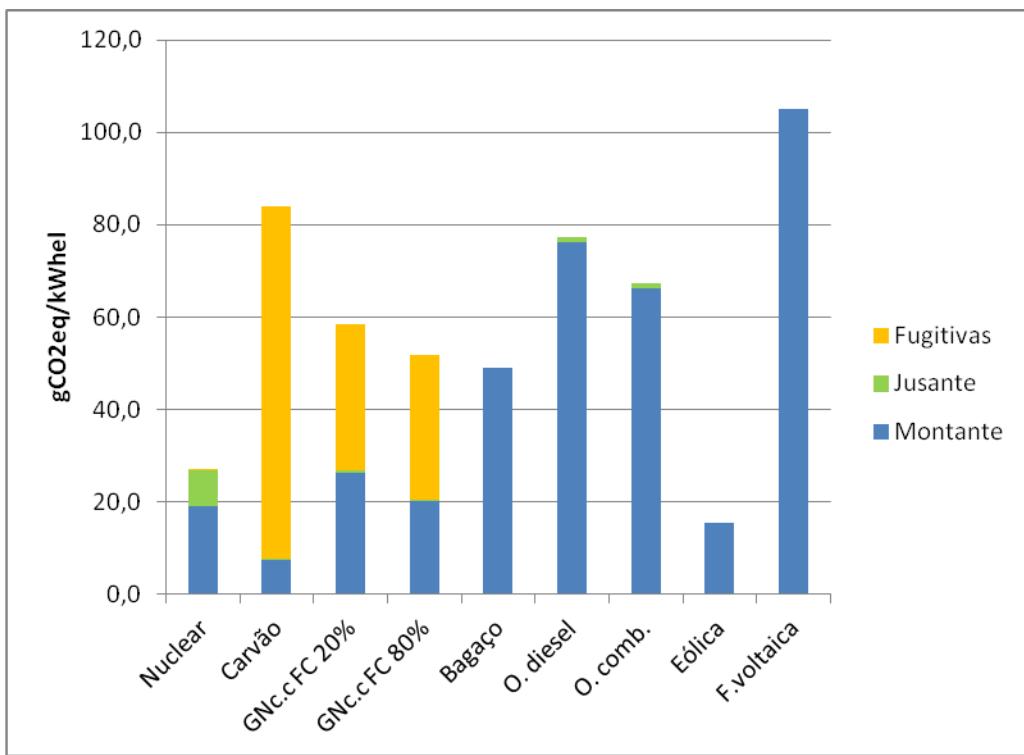


Figura 36: Emissões indiretas.

Fonte: ECEN, 2010

A avaliação das emissões evitadas no uso de energias é um parâmetro importante na escolha de uma política nacional que contribua para reduzir as emissões de GEE. As emissões evitadas pela energia nuclear atingiram, em 2006, 3% relativo ao total efetivo, como é mostrado na **Figura 37**. Isto significa que as emissões energéticas em 2006 no Brasil seriam 3% maiores se, ao invés da energia nuclear, estivessem sendo usadas fontes fósseis (tomadas com a mesma participação relativa no ano) para gerar eletricidade.

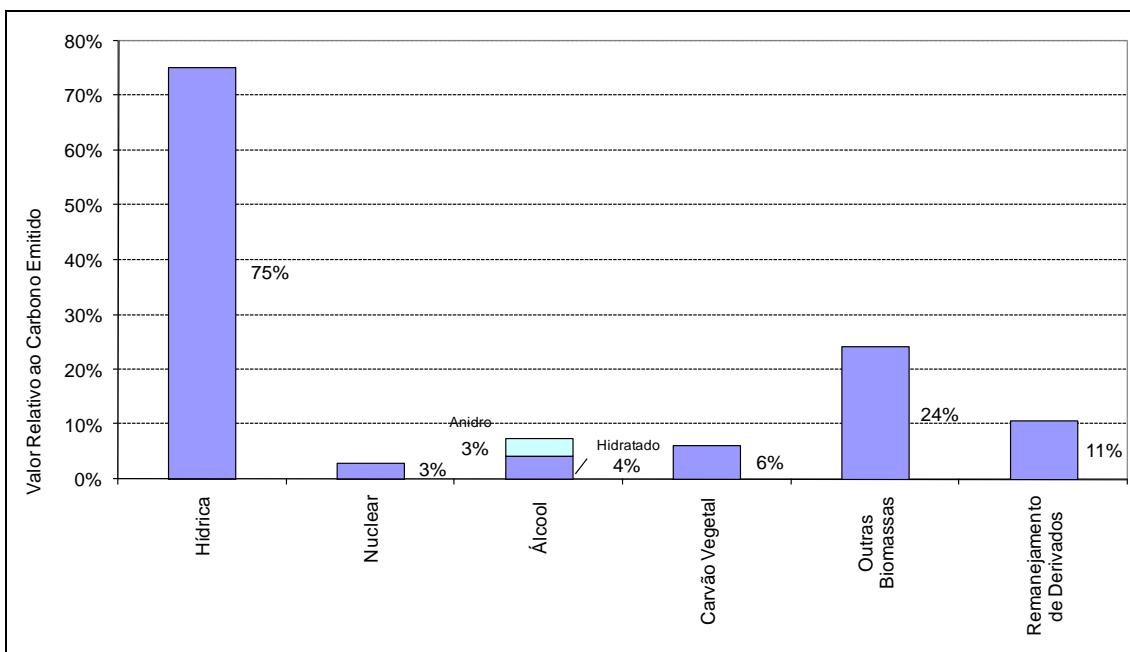


Figura 37: Emissões de Carbono evitadas pela Energia Nuclear em 2006

Fonte: ECEN, 2010

A **Figura 38** apresenta a evolução das emissões evitadas pela utilização da energia nuclear em relação a duas outras importantes fontes energéticas, hidroelectricidade e álcool, que propiciam a redução dos gases de efeito estufa. O percentual de emissões evitadas em relação às efetivamente realizadas vem decrescendo desde os anos noventa. Como a capacidade instalada da energia nuclear tem permanecido inalterado e a capacidade instalada através de fontes fósseis tem aumentado, o volume relativo das emissões evitadas pela energia nuclear tem diminuído relativamente.

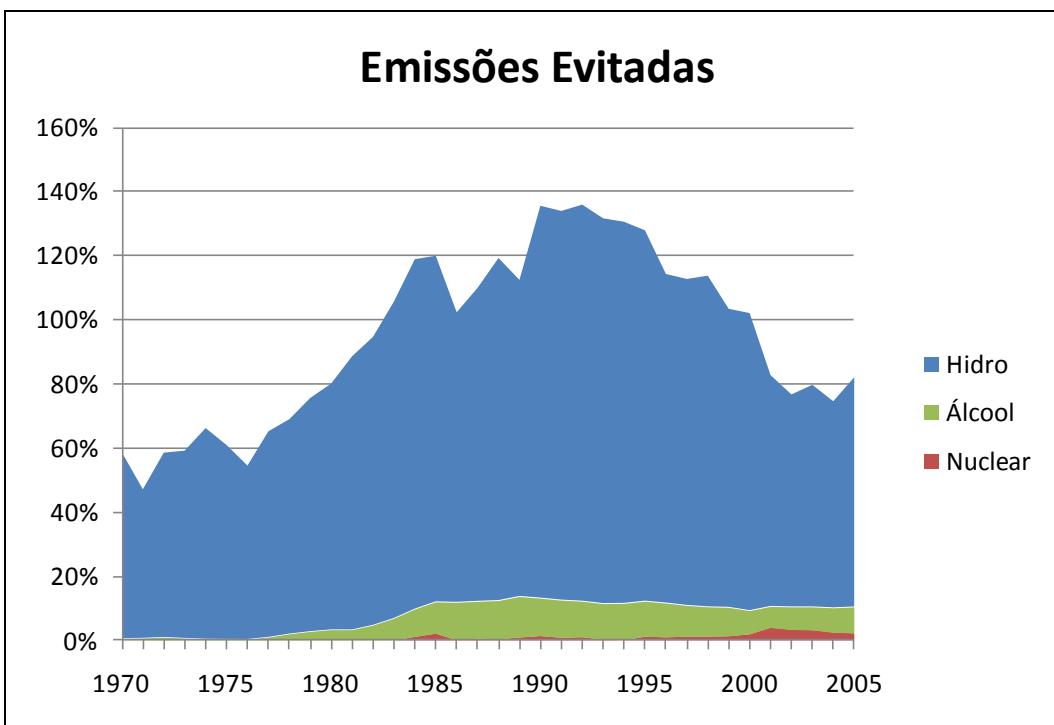


Figura 38: Evolução das Emissões evitadas

Fonte: ECEN, 2010

A relevância da utilização da energia nuclear para reduzir as emissões de GEE provenientes do Sistema Elétrico Brasileiro pode também ser constatada pelo inventário de emissões de gases de efeito estufa emitido em 2013 pela Eletrobrás tendo como base os dados de geração das respectivas empresas subsidiárias ao longo do ano de 2012. Tal inventário (realizado segundo a metodologia do IPCC 9200 e as diretrizes do *Greenhouse Gas Protocol (WRI,2004) – GHG Protocol*), calculou as emissões das 13 empresas que compõem o grupo Eletrobrás considerando as emissões diretas, emissões indiretas ocasionada pela energia elétrica adquirida das redes de distribuição operadas na transmissão e as emissões indiretas provenientes de contratos com produtores independentes de energia elétrica (ELETROBRAS, 2013a).

Os resultados obtidos indicaram que o valor total de emissões de GEE das empresas do grupo Eletrobrás em 2012 foi igual a 11.772.144 tCO₂e. Deste total 66,7%, ou seja, 7.854.919 tCO₂e, foram provenientes da emissão direta de GEE de fontes fixas, ou seja, usinas Termelétricas de grande , médio e de pequeno porte.

Conforme apresentado na **Tabela 11**, a emissão de GEE provenientes das usinas nucleares corresponde a 0,06% do total de emissões das empresas do grupo Eletrobrás, ratificando assim a efetividade da Tecnologia Nuclear à manutenção do caráter limpo da matriz elétrica brasileira.

Tabela 11: Emissões de Gases de Efeito Estufa das Empresas Eletrobras por tipo de gás (tCO₂e) – Ano base 2012

EMPRESA	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SF ₆	HFCs e PFCs	SUBTOTAL	(%)
CGTEE	3.305.770,85	1.094,77	16.048,10	0,00	0,00	3.322.913,72	28,23%
Chesf	252.399,47	15,82	103,28	47.561,00	n.a.	300.079,57	2,55%
Furnas	943.707,78	827,94	340,78	204.347,39	811,87	1.150.035,75	9,77%
Eletronorte	972.230,69	818,01	2.300,15	14.841,90	0,00	990.190,75	8,41%
Eletronuclear	7.197,39	16,47	67,89	n.a.	305,20	7.586,95	0,06%
Eletrosul	188.208,12	7,57	45,98	2.498,03	130,00	190.889,70	1,62%
Amazonas Energia	5.197.136,41	3.636,43	10.037,91	0,00	13,00	5.210.823,75	44,26%
Itaipu	2.746,43	4,66	37,31	7.170,00	536,00	10.494,39	0,09%
Cepel	1.281,65	1,59	11,68	0,00	0,00	1.294,91	0,01%
Eletrobras Holding	2.817,41	0,70	24,39	n.a.	0,00	2.842,49	0,02%
Distribuição Acre	133.154,75	106,61	322,23	826,94	0,00	134.410,53	1,14%
Distribuição Alagoas	85.785,10	11,02	78,47	0,00	67,60	85.942,19	0,73%
Distribuição Rondônia	261.568,37	199,19	709,72	0,00	0,00	262.477,28	2,23%
Distribuição Roraima	17.299,23	10,29	33,23	n.d.	n.d.	17.342,75	0,15%
Distribuição Piauí	84.205,33	4,17	36,42	573,60	n.d.	84.819,52	0,72%
SUBTOTAL (%)	11.455.508,98	6.755,24	30.197,52	277.818,86	1.863,67	TOTAL 11.772.144,26	0,02

Legenda: n.a. – não se aplica n.d. – dado não disponível

Fonte: Eletrobras, 2013a.

4.4 Evolução Tecnológica

Consistente com a prioridade estabelecida pela indústria nuclear quanto à busca contínua a excelência no que concerne à segurança nuclear, as usinas nucleares em operação, de Geração II, bem como os projetos de Geração III e III+, foram objetos de aprimoramentos significativos. A evolução tecnológica incorporada aos reatores nucleares ampliou os padrões de segurança das usinas seja no sentido de minimizar a probabilidade de ocorrência de eventos que possam comprometer a segurança do núcleo do reator ou no sentido de mitigar as consequências de um acidente caso ele ocorra, incorporando em especial a experiência obtida pela indústria com os acidentes de *Three*

Mile Island (TMI) e Chernobyl, e estando em fase de análise e determinação as ações a serem incorporadas pela indústria em função do acidente de Fukushima.

Em linha geral, especificamente para usinas PWR, tipo de reator que detém a preferência mundial, utilizado em Angra 1, Angra 2 e sendo construído em Angra 3, e muito provavelmente utilizado nas próximas usinas a serem construídas no Brasil, alguns aprimoramentos realizados nas usinas de Geração II em função do acidente de TMI são significativos.

No que concerne a aprimoramentos no *hardware* das usinas nucleares de Geração II, ou seja, usinas que estão em operação, uma das principais melhorias implementadas está relacionada à interface homem máquina disponível para os operadores de sala de controle a qual foi ampliada através da incorporação de um novo sistema de apresentação de parâmetros de segurança para os operadores, normalmente denominado de Sistema de Monitoração de Parâmetros de Segurança (*Safety Parameter Display System- SPDS*). Tal sistema, baseado em interface digital através de telas de computadores nas quais os operadores podem selecionar dados das usinas e monitorá-los quanto à variação e tendências (inclusive gerando curvas de tendência se necessário), amplia a capacidade de obtenção de informações operacionais da usina de forma localizada e dedicada a algumas condições de operação, sendo um aprimoramento importante à efetividade das ações dos operadores em complementação as informações existentes nos painéis analógicos da sala de controle (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

Dentre os aprimoramentos organizacionais como resultado do acidente de TMI destacam-se as alterações realizadas nos procedimentos de operação disponíveis para direcionar as operações em caso de ocorrência de condições anormais na usina como o desarme do reator ou acidentes considerados na base de projeto, que foram objeto de sensíveis aprimoramentos estruturais. Os procedimentos de operação existentes e normalmente utilizados anteriormente ao acidente de TMI tinham como objetivo principal identificar o evento em curso para, a partir de tal identificação, determinar o procedimento a ser utilizado para normalizar a situação. Tal estratégia, denominada de procedimentos baseados em eventos, mostrou-se insuficiente no acidente de TMI no qual a equipe de operação estabeleceu ações direcionadas à redução da pressão do sistema primário, não tendo sido direcionada a monitorar de forma ampla as condições

de segurança do núcleo do reator levando ao dano do mesmo. Como resultado de tal experiência a estrutura dos procedimentos operacionais das usinas foi modificada de um padrão baseado em eventos para uma abordagem baseada em sintomas no qual a prioridade é garantir a segurança do núcleo do reator para posteriormente identificar-se o evento em andamento. Adicionalmente, estabeleceu-se na sistemática baseada em sintomas a necessidade de monitoração contínua dos principais parâmetros que compõem as funções críticas de segurança da usina, incorporando tal monitoração *online* no SPDS com diferentes códigos de cores de forma a alertar os operadores caso alguma função crítica tenha uma tendência inadequada (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

Outro aprimoramento relevante, também de caráter organizacional, advindo do acidente de TMI foi a constatação da necessidade de se otimizar o gerenciamento de um acidente através da participação do corpo gerencial da usina junto à sala de controle. Ao longo do acidente estabeleceu-se na sala de controle de TMI um ambiente inadequado às ações de operação em função de excessivo número de pessoas presentes na mesma no intuito de identificar a origem do problema e direcionar as ações necessárias a mitigar o evento. A experiência indicou a importância da participação de pessoal adicional à equipe de operação na gestão do acidente, porém em um ambiente externo a sala de controle de forma a manter na sala de controle o ambiente necessário à implantação das devidas ações operacionais (GLASSTONE & SESONSKE, 1994; MOSEY, 2006; OECD, 1993).

O acidente de Chernobyl, face às especificidades da tecnologia do reator afetado, não determinou a necessidade de melhorias significativas nos equipamentos e sistemas das usinas nucleares a nível mundial, limitando os aprimoramentos técnicos aos reatores RBMK. No entanto, os fatores organizacionais e comportamentais que contribuíram de forma determinante para a ocorrência do acidente indicaram ser fundamental assegurar a existência de um padrão mínimo mundial no que tange as condições de segurança das usinas nucleares, sendo então criada com esta finalidade a *World Association of Nuclear Operators* (WANO). Adicionalmente, destaca-se como consequência direta do acidente de Chernobyl a necessidade de assegurar a existência na indústria nuclear da devida Cultura de Segurança caracterizada por uma série de fatores que contribuem para garantir a segurança do núcleo do reator (GLASSTONE & SESONSKE, 1994; MOSEY, 2006; OECD, 1993).

Além dos aperfeiçoamentos advindos dos acidentes de TMI e Chernobyl, diversos aprimoramentos foram implementados pela indústria nuclear no intuito de minimizar a probabilidade de ocorrência de acidentes nucleares e mitigar as consequências caso um acidente ocorra. A ampliação da capacidade de suprimento de energia elétrica de emergência para fazer frente às condições em que ocorra a perda de alimentação elétrica externa, tem sido, dentre as melhorias estabelecidas para reduzir a probabilidade de acidentes, a mais recorrente. Como exemplo, a Usina de Angra 1, cujo projeto original contemplava dois grupos geradores diesel de emergência, incorporou dois novos grupos geradores consequentemente duplicando a capacidade de suprimento elétrico em emergência. Da mesma forma para as Usinas de Angra 2 e Angra 3, cada uma com oito geradores diesel de emergência de acordo com o projeto original, um outro grupo gerador diesel será implantado para aumentar as respectivas capacidades.

Já no que concerne as modificações de *hardware* implementadas nas usinas objetivando mitigar as consequências de acidentes nucleares com danos de combustível, destacam-se a instalação de sistemas de despressurização de envoltório de contenção com sistema de filtragem específico para condições de acidentes visando assegurar a integridade da contenção, a utilização de recombinadores passivos de hidrogênio que independem de suprimento elétrico para a remoção de hidrogênio e o sistema de amostragem do primário em condições pós-acidente com o intuito de identificar falhas no núcleo do reator. Adicionalmente, alterações de aspecto organizacional têm sido implementadas, dentre as quais o desenvolvimento de procedimentos de operação a serem utilizados em caso de acidentes severos, ou seja, nos quais tenha ocorrido danos ao núcleo do reator, se apresenta como o mais relevante.

Os projetos das usinas de Geração III e III+ considerados evolucionários, além de incorporar todos os aperfeiçoamentos implementados nas usinas de Geração II tanto no hardware como em questões organizacionais, apresentam melhorias adicionais que agregam significante valor para a segurança nuclear em função do desenvolvimento tecnológico, da experiência operacional ou de requisitos das autoridades regulatórias. Nos projetos evolucionários as características essenciais dos reatores são mantidas visando assegurar a confiabilidade do projeto sem que haja a necessidade de se provar a viabilidade de um novo projeto para construção de uma usina nuclear e uma das principais prioridades é obter a aceitação da população quanto ao projeto quanto a segurança, economicidade e confiabilidade. Para tal tais projetos buscam a

padronização, simplificação, aumento das margens de segurança e diversos aprimoramentos técnicos que objetivam atender as expectativas da população (GLASSTONE & SESONSKE, 1994; GOLDBERG & ROSNER, 2011).

Dentre os projetos de reatores PWR disponíveis destacam-se, em função de suas características referentes à segurança, os reatores AP-1000 da *Westinghouse* e o EPR da Areva.

O projeto das usinas nucleares tipo AP-1000, caracterizado pela simplificação e pela priorização a dispositivos de segurança passivos, utiliza um reator PWR com dois circuitos no sistema primário, 157 elementos combustíveis, potência térmica de 3.415 MWt e potência elétrica líquida nominal de 1.110 MWe. A simplificação do projeto inclui os sistemas de segurança em geral, os sistemas normais de operação, a sala de controle, técnicas de construção e o sistema de instrumentação e controle. Adicionalmente, a tecnologia utilizada no projeto AP-1000 incorpora aprimoramentos que são resultado de mais de 50 anos de experiência da indústria nuclear, destacando-se as melhorias de projeto implementadas no vaso do reator e nos internos, nos geradores de vapor, no combustível e no pressurizador, e a opção por bombas de refrigerante do reator blindadas usadas em outras aplicações industriais onde a confiabilidade e o longo prazo de operação também são requisitos essenciais.

As características do projeto AP-1000 no que tange aos critérios de segurança priorizam a utilização de sistemas de segurança passivos que atuam através de forças naturais como a ação da gravidade, a circulação natural, a convecção e o gás comprimido, tornando desnecessária a atuação dos operadores e a necessidade de equipamentos ativos que requerem a disponibilidade de potência elétrica e a operação de bombas para o desligamento seguro e o resfriamento do reator mesmo após um eventual e improvável acidente base de projeto como a quebra de tubulação do sistema primário com a respectiva perda de refrigerante.

Os sistemas e equipamentos de segurança passivos do AP-1000 são suficientes para automaticamente estabelecer e manter o resfriamento do núcleo e a integridade da contenção indefinidamente após um acidente base de projeto, assumindo a falha simples mais limitante, sem ação do operador e sem fonte de alimentação elétrica interna e externa. A usina é projetada para drenar o tanque de armazenamento de água para recarregamento existente na contenção para a cavidade do reator caso o núcleo seja

sobreaquecido, resfriando assim o vaso do reator a partir de sua parte externa prevenindo assim a falha estrutural do vaso do reator e um eventual espalhamento de material nuclear fundido para dentro da contenção (WESTINGHOUSE, 2013).

Existem no projeto AP-1000 sistemas ativos não relacionados a segurança utilizados para manter a operação normal da usina e que constituem a primeira linha de defesa em profundidade em caso de transientes. Apesar destes sistemas não serem creditados nas análises de segurança eles provêm ao projeto características adicionais quanto a redundância e diversidade, contribuindo para a redução da frequência de dano ao núcleo estabelecida em 5×10^{-7} por reator ano (ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009).

O projeto de reatores EPR (*Evolutionary Power Reactor*) da Areva é resultado da combinação da experiência obtida com a operação dos reatores franceses do tipo N4 e dos reatores alemães do tipo *convoy* (GERMAN NUCLEAR SOCIETY, 1997). Dentre as principais características do reator EPR ressalta-se a diversidade, para evitar falhas de causa comum, a redundância, para superar eventual falha simples, e a complementaridade entre sistemas passivos e ativos. Dentre as características de projeto inclui-se a resistência a eventos externos, a robustez da capacidade de resfriamento e a prevenção de danos ambientais. A resistência a eventos externos inclui terremotos, inundações, temperaturas extremas, impacto de aeronaves, explosão ou a combinação de eventos. A robustez da capacidade de resfriamento é assegurada pela existência de quatro redundâncias de sistemas de segurança, protegidos e separados fisicamente, cada um deles podendo independentemente realizar as funções de resfriamento, a diversidade de grupos geradores diesel de emergência, uma vez que a usina é dotada de quatro geradores de emergência e de dois adicionais de reserva, quatro tanques de água de alimentação de emergência, cada um localizado em um edifício de segurança, e adicionalmente um tanque de água de incêndio e um tanque de armazenamento de água borada localizado no interior do edifício do reator. Adicionalmente existe ainda a proteção para a piscina de combustível, resfriada por dois trens redundantes com um terceiro de reserva, a qual está localizada em um prédio protegido. A prevenção de danos ambientais está associada a características de projeto que proveem controle de pressão através de válvulas específicas as quais possibilitam rápida despressurização visando evitar a ocorrência de danos ao núcleo com alta pressão, recombinadores de hidrogênio passivos para evitar a existência de concentrações explosivas na contenção,

um coletor especialmente projetado para reter e passivamente confinar o núcleo caso o mesmo venha a se fundir, e a existência de uma contenção dupla devidamente vedada quanto a vazamentos minimizando as consequências radiológicas ao meio ambiente. (ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009; BARRE & BAUQUIS, 2007).

Consistente com a busca contínua a excelência no que concerne a segurança nuclear a evolução tecnológica dos reatores nucleares, sejam os de Geração II, em operação, quanto os de Geração III e III+, tem agregado importante valor as características de segurança das usinas nucleares, contribuindo, significativamente, para a minimização da possibilidade de ocorrência de acidentes ou mitigação dos mesmos, caso venham a ocorrer.

Apesar das vantagens comparativas apresentadas ao longo do presente capítulo, a utilização da energia nuclear para compor a energia de base do Sistema Elétrico Brasileiro apresenta importantes desafios, tal como as demais opções térmicas existentes no país.

No próximo capítulo da tese serão apresentados os principais desafios a serem superados pelo setor nuclear brasileiro para que o país possa se beneficiar adequadamente da utilização da Tecnologia Nuclear.

CAPÍTULO V

A OPÇÃO NUCLEAR: PRINCIPAIS DESAFIOS

5.1 Aceitação Pública

A utilização da energia nuclear na composição da matriz energética para produção de eletricidade é reconhecida em diversos países como uma opção viável em função de benefícios associados à minimização de emissões de gases de efeito estufa, à garantia de suprimento energético e a redução de vulnerabilidades associadas ao aumento e a volatilidade de preços de fontes de energia. Entretanto, a Tecnologia Nuclear tem na opinião pública uma importante restrição à sua utilização, sendo esta uma questão à ser superada tanto por aqueles que planejam ampliar a utilização da energia nuclear através da construção de novas usinas nucleares quanto para países que consideram incluir a energia nuclear na respectiva matriz energética (OECD, 2010).

A aceitação pública é normalmente avaliada através de pesquisas de opinião, as quais, se devidamente aplicadas, geram evidências confiáveis quanto à opinião da população quanto a um determinado tema. Entretanto, a energia nuclear em si é um assunto controvertido e uma pesquisa de opinião enfrenta dificuldades de realização uma vez que os entrevistados tendem a responder de forma genérica. Adicionalmente os assuntos associados à energia nuclear suscitam reações que não necessariamente, refletem o nível de conhecimento do entrevistado sobre o assunto e neste contexto as questões devem ser as mais específicas possíveis para que se obtenha um resultado confiável (OECD, 2010).

Neste sentido, duas pesquisas internacionais, uma realizada pela Comissão Europeia, em 2010, e outra pela AIEA, em 2005, oferecem uma ampla visão da opinião pública em alguns países, bem como identifica fatores que contribuem de forma significativa para a percepção da sociedade quanto à utilização da energia nuclear, devendo-se salientar que tais estudos foram realizados antes do acidente de Fukushima, o qual potencialmente afetou a opinião pública em alguns países, em especial no Japão, como veremos a seguir.

De acordo com a pesquisa realizada em 27 países¹⁶ da Europa em 2010, quando se avalia a percepção da população quanto as maiores preocupações no que concerne às questões energéticas, evidencia-se que os principais questionamentos da sociedade estão relacionadas ao preço da energia e à segurança do suprimento energético. Não apenas a energia nuclear não é mencionada espontaneamente como uma preocupação pela sociedade europeia, como a energia nuclear é mencionada dentre as três fontes energéticas que a população considera como as mais relevantes em um horizonte de 30 anos, juntamente com a energia solar e a eólica, indicando uma opção prioritária pelo aumento da participação de fontes de energia renováveis na matriz energética europeia e uma redução acentuada na utilização de fontes energéticas de origem fóssil, em particular o gás e o óleo. Entretanto, quando se avalia especificamente quanto à aprovação da utilização da energia nuclear em um determinado país, embora 69% da população reconheça que a utilização da energia nuclear faça seu país menos dependente energeticamente, que 50% considere que auxilie na redução e na estabilidade do preço da eletricidade e 46% que contribui para limitar o aquecimento global, constata-se que 20% da população é plenamente favorável, 36% tem uma visão balanceada e 37% da população é totalmente contrária a utilização da Tecnologia Nuclear. O motivo para tal é o fato da maioria da sociedade europeia, com exceção da Suécia, Bulgária, República Checa, Estônia, Finlândia e Eslováquia, considerar que o risco apresentado pela Tecnologia Nuclear é maior que as respectivas vantagens. De forma geral, 2/3 da população europeia concorda que a utilização da Tecnologia Nuclear possibilita que o país fique menos vulnerável às questões de segurança energética e menos dependente de importações de energia, 50% reconhecem que contribui para a redução e a estabilidade do preço da eletricidade e pouco menos da metade da população percebe os benefícios da energia nuclear no que concerne às mudanças climáticas. Entretanto, apesar das vantagens percebidas, mais da metade da sociedade considera que os riscos associados à utilização da energia nuclear superam os respectivos benefícios, em especial quando se considera países nos quais a energia nuclear não é utilizada e, consequentemente, a população não está familiarizada com a utilização da Tecnologia Nuclear (OECD, 2010)

16 Países pesquisados: Bélgica, Bulgária, República Checa, Finlândia, França, Alemanha, Hungria, Lituânia, Holanda, Romênia, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Suécia, Reino Unido, Áustria, Chipre, Dinamarca, Estônia, Grécia, Irlanda, Itália, Letônia, Luxemburgo, Malta, Polônia e Portugal.

No que concerne aos riscos percebidos para sociedade europeia, a pesquisa indica que a condução da operação das usinas em si não é percebida como um risco por 59% da população que consideram que as usinas podem ser operadas com segurança. Entretanto, os maiores riscos percebidos pela população europeia estão associados ao terrorismo, considerado de forma geral o maior desafio associado às usinas nucleares, o armazenamento de resíduos radioativos e a utilização inadequada de material radioativo. Em outras palavras, as preocupações da sociedade europeia quanto à utilização da energia nuclear estão mais associadas à geração de rejeito, ao terrorismo e a proliferação de material radioativo do que com a operação das usinas em si, sendo que a oposição a utilização da Tecnologia Nuclear seria consideravelmente reduzida se a questão do armazenamento dos resíduos radioativos fosse devidamente equacionada.

Em geral observa-se que a opinião pública é fortemente influenciada pelo nível de informação e conhecimento da sociedade quanto a Tecnologia Nuclear, sendo que quanto maior o nível de informação e conhecimento da população sobre a energia nuclear maior suporte ela dá a utilização da mesma. Entretanto, a maioria da população europeia considera não possuir o nível adequado de conhecimento sobre o assunto e há descrédito nos diversos meios de comunicação existentes. Enquanto cientistas e organizações não governamentais são consideradas fontes confiáveis de informação, apenas 50% da população confiam nas informações de empresas de produção de eletricidade e nas autoridades regulatórias, embora este percentual aumente nos países que utilizam energia nuclear.

A análise do nível de aprovação quanto à utilização da energia nuclear varia consideravelmente em cada país, observando-se uma maior oposição nas sociedades de países onde não existem usinas nucleares. Constata-se ainda que nos países que possuem programas nucleares a opção pela construção de novas usinas deve ser acompanhada de estratégia de comunicação voltada a uma parte significativa da sociedade que não se declara claramente nem contra nem a favor da energia nuclear. Por outro lado, para os países onde não há usinas nucleares, em função da grande maioria se posicionar contrária a utilização da energia nuclear, uma estratégia de comunicação deve abranger não apenas aqueles sem uma clara posição definida como também parte daqueles contrários à utilização da energia nuclear.

A pesquisa realizada pela AIEA em 2005 avaliou a opinião pública em 18 países¹⁷ (sendo que alguns utilizam a energia nuclear em suas matrizes energéticas e outros não) abordando especificamente questões associadas à aprovação da utilização da energia nuclear, os riscos quanto a utilização da Tecnologia Nuclear e as mudanças climáticas.

De forma geral, 34% da população consideram que as usinas existentes devem ser mantidas em operação e nenhuma nova usina deve ser construída, 28% apoiam a construção de novas usinas nucleares e 25% entendem que todas as usinas do mundo devem ser desativadas. Dentre os países pesquisados, apenas a população da Coreia do Sul apresenta apoio majoritário à construção de novas usinas nucleares, sendo que 59% da população dos 18 países são contrários à construção de novas usinas. Quanto aos riscos percebidos pela utilização da Tecnologia Nuclear identificou-se que os riscos associados a atos terroristas são os percebidos como os mais relevantes, coincidindo assim com a percepção da sociedade europeia conforme apresentado anteriormente. No que concerne aos benefícios da utilização da energia nuclear face as mudanças climáticas, todos os países avaliados reconhecem as vantagens da Tecnologia Nuclear apesar de que em apenas dois países, Indonésia e Coreia do Sul, tal reconhecimento refletir um apoio da maioria da população. Constata-se ainda que para os Estados Unidos a contribuição da energia nuclear para a questão das mudanças climáticas apresenta uma menor significância possivelmente refletindo a posição do governo americano por ocasião da pesquisa (OECD, 2010).

Os resultados obtidos das pesquisas realizadas em 2005 e 2010 indicam de forma geral que o apoio da opinião pública mundial à utilização da Tecnologia Nuclear é limitado uma vez que os riscos percebidos pela sociedade são maiores que os benefícios. O terrorismo é percebido como o maior risco associado à energia nuclear e a solução para a questão do armazenamento de resíduos radioativos contribuiria para uma maior aprovação quanto a energia nuclear. A oposição ao uso da energia nuclear é reduzida quando a população é adequadamente informada quanto aos benefícios da Tecnologia Nuclear, ressaltando-se a importância de se estabelecer um processo de

¹⁷ Os países pesquisados foram Argentina, Austrália, Camarões, Canadá, França, Alemanha, Grã-Bretanha, Hungria, Índia, Indonésia, Japão, Jordânia, México, Marrocos, Rússia, Arábia Saudita, Coreia do Sul e os Estados Unidos.

comunicação efetivo, aberto, honesto e equilibrado entre os formuladores de políticas, a indústria nuclear e a sociedade.

Pesquisas de opinião pública realizada no Brasil entre 2001 e 2010 apresentam similaridades com as realizadas a nível mundial no que concerne a percepção da utilização da energia nuclear.

Em 2001, pesquisa realizada pelo IBOPE no Estado do Rio de Janeiro constatou que 46% da população eram favoráveis a utilização da energia nuclear enquanto 34% era contra. Dentre a parcela contrária a utilização da energia nuclear, 33% percebia a energia nuclear como perigosa e colocando em risco a população e 20% a considerava poluente e prejudicial ao meio ambiente (IBOPE, 2001).

Pesquisa realizada pela empresa Retrato Consultoria em 2007 em diversas capitais do país e abrangendo tanto formadores de opinião quanto a população em geral, indicou de forma geral haver uma acentuada desinformação quanto a operação das Usinas Nucleares de Angra. Constatou-se que a energia nuclear não é espontaneamente mencionada como uma preocupação, nem mesmo para os moradores de Angra. Entretanto, assim como em outros países, a percepção de segurança das usinas é influenciada pela falta de credibilidade da população quanto aos organismos governamentais de fiscalização e o gerenciamento dos resíduos radioativos é percebido como uma das maiores resistências à utilização da Tecnologia Nuclear, salientando-se que a desinformação sobre o assunto leva à incredulidade sobre todo o sistema (RETRATO, 2007).

Em 2010 a empresa MAAS Marketing Assessorado avaliou a opinião pública quanto à utilização da energia nuclear na Cidade do Rio de Janeiro e na região de Angra dos Reis, incluindo as cidades de Paraty e Rio Claro. A avaliação foi realizada baseada em entrevistas, incluindo autoridades do Poder Público e líderes comunitários e religiosos, e em discussões em grupo nas diversas cidades. Assim como nas avaliações anteriores, e consistente com os resultados obtidos nas pesquisas a nível mundial, a pesquisa realizada em 2010 ratificou o desconhecimento da população sobre a energia nuclear, ressaltando-se na Cidade do Rio de Janeiro a desinformação existente entre universitários e professores suscitando, como consequência, expressões de mitos e preconceitos. Já no que concerne a Angra dos Reis identifica-se que os entrevistados desconhecem o que acontece nas usinas nucleares de Angra. Por outro lado, constata-se

em caráter geral que quanto maior a informação sobre a energia nuclear maior o posicionamento favorável a sua utilização, sendo o desconhecimento a principal razão dos que apresentam restrições mais radicais a utilização da Tecnologia Nuclear (MAAS, 2010).

De forma geral, as pesquisas realizadas no Brasil indicam que a possibilidade de vazamento, ou seja, o risco associado à utilização da energia nuclear, assim como a destinação dos resíduos radioativos, são os principais responsáveis pela percepção negativa quanto à utilização da energia nuclear no país, sendo a questão dos resíduos radioativos o principal aspecto impactando desfavoravelmente a opinião pública.

Entretanto, cabe salientar que as avaliações anteriormente apresentadas, todas significativas no intuito de identificar a percepção da sociedade quanto a utilização da energia nuclear, foram realizadas antes do acidente de Fukushima. Algumas pesquisas pós-Fukushima já foram realizadas, tanto a nível mundial quanto para o caso brasileiro.

A nível mundial pesquisa realizada pela Ipsos MORI em Maio de 2011 identificou as consequências do acidente de Fukushima nos países da Europa, ressaltando ser difícil avaliar o impacto de longo prazo e concluindo que a percepção da utilização da energia nuclear na Europa pós-Fukushima varia muito de país para país. Neste sentido, enquanto em países com a Alemanha e a Suíça a oposição à utilização da energia nuclear cresceu acentuadamente pós-acidente, em outros, como no Reino Unido e na França, a maioria da população continua a favor da utilização da energia nuclear e suportando a construção de novas usinas (FORATOM, 2012b).

Embora a opinião pública na Europa quanto à utilização da energia nuclear varie em função do país avaliado, as pesquisas indicam tendências que precisam ser superadas pela indústria quando se objetiva assegurar a aceitação pública da Tecnologia Nuclear. A percepção pública na Europa continua sendo fortemente influenciada com preocupações com a segurança das usinas, com o terrorismo, com o uso indevido de material radioativo e com a questão da definição quanto ao armazenamento dos resíduos radioativos. A pesquisa indica ainda, ratificando resultados das pesquisas anteriormente mencionadas, que assegurar a devida informação para a população é um fator crucial para aumentar a aceitação pública quanto à energia nuclear. Por outro lado as vantagens da energia nuclear são reconhecidas quanto aos benefícios na minimização das mudanças climáticas e para garantir a segurança energética. Neste contexto, a sociedade

europeia considera que a energia nuclear será uma das três principais fontes energéticas no continente europeu em 30 anos, juntamente com a energia solar e a eólica.

No caso brasileiro, pesquisa realizada em 2011 incorporando dados coletados depois do acidente de Fukushima indica que a opinião pública brasileira mantém sua restrição à utilização da energia nuclear e que a percepção da sociedade quanto aos benefícios da utilização da Tecnologia Nuclear para produção de eletricidade, diminuiu quando comparada aos riscos percebidos pós acidente. Entretanto, os dados analisados indicam que a maioria dos indivíduos do público aceitam a participação da energia nuclear na matriz elétrica brasileira em escala reduzida (KIIPER, 2011).

As pesquisas avaliadas indicam haver similaridades da percepção da opinião pública quanto a utilização da energia nuclear para produção de eletricidade tanto a nível mundial como no caso específico brasileiro.

Os benefícios da utilização da energia nuclear, em especial quanto as mudanças climáticas, a segurança energética e a redução do preço da eletricidade, não são suficientes para superar os riscos percebidos com a utilização da Tecnologia Nuclear. Não obstante, a constatação da prevalência da desinformação da população quanto ao tema e a redução da resistência quando a sociedade está devidamente informada sobre o uso da Tecnologia Nuclear, indica um dos desafios a serem superados pela indústria no sentido de assegurar o devido nível de informação com a necessária credibilidade, e assim assegurar e restabelecer a confiança da opinião pública mundial (NEI, 2012; WORLD ENERGY COUNCIL, 2011).

Adicionalmente, esforços deverão ser envidados pela indústria nuclear no sentido de prover solução definitiva e sustentável para a questão do armazenamento dos resíduos radioativos, contribuindo assim, significativamente para reduzir as restrições à utilização da Tecnologia Nuclear.

5.2 Segurança Nuclear

A contínua busca pela excelência no que concerne a segurança nuclear, prioridade máxima da indústria nuclear mundial, é um objetivo a ser perseguido no intuito de minimizar a possibilidade de ocorrência de acidentes nucleares e mitigar eventuais consequências caso ocorram danos ao núcleo do reator.

Conforme apresentado no Capítulo III a evolução tecnológica dos reatores nucleares agregou importante valor a segurança das usinas. Entretanto, ao longo do desenvolvimento tecnológico a indústria nuclear teve sua credibilidade afetada quanto a sua capacidade de manter a segurança das usinas nucleares em função de três acidentes que ocasionaram danos ao núcleo do reator das usinas de *Three Mile Island 2* (TMI) nos Estados Unidos em 1979, no qual a liberação de radioatividade para o ambiente foi mínima mas as perdas econômicas significantes, Chernobyl na antiga União Soviética em 1986, onde ocorreram 32 fatalidades diretas e no qual o acidente afetou a aceitação da energia nuclear por parte da opinião pública e ocasionou alterações em projetos de reatores futuros, e o acidente de Fukushima no Japão em 2011, que afetou a opinião pública mundial quanto a utilização da Tecnologia Nuclear, causou a redefinição da política energética de alguns países e cujas consequências ainda encontram-se em avaliação por parte da indústria nuclear.

O acidente de TMI, ocorrido em um reator do tipo PWR, foi consequência de uma combinação não usual de fatores composta por erros cometidos pelo pessoal responsável pela operação da usina associados, simultaneamente, a deficiências ocorridas em equipamentos da usina. A sequência de eventos que levou ao acidente teve como início a inoperabilidade de uma bomba na coluna de desmineralização do circuito secundário da usina que ocasionou o desarme da turbina e do reator. Como consequência do desarme do reator ocorreu o aumento da pressão do sistema primário e abertura da válvula de alívio do sistema de refrigeração do reator. Entretanto, a referida válvula falhou na posição aberta, ou seja, não voltou a fechar conforme requerido, sem que o operador tenha percebido que a válvula estava em posição indevida ocasionando uma pequena perda de refrigerante do sistema primário de forma contínua. Como resultado da abertura da válvula de alívio, a qual não foi percebida pelo operador,

ocorreu o aumento do nível do pressurizador, tendo o operador, por não entender corretamente o comportamento do nível, reduzido o fluxo de injeção de segurança e aumentado o fluxo de extração do primário na tentativa de reduzir o nível do mesmo, ocasionando o aumento da perda do inventário do sistema primário. A perda de inventário do primário causou à vaporização do refrigerante no núcleo do reator, tendo o operador desligado as bombas de refrigeração do sistema primário o que levou a uma maior vaporização do sistema com descobrimento do núcleo e o consequente severo dano ao mesmo. Como consequência do evento ocorreu a sobrepressurização do tanque de alívio do primário em função da descarga contínua da válvula de alívio, ocasionando pequena liberação radioativa para prédios da usina e daí para o meio ambiente através da chaminé da usina. Após algumas horas a situação foi controlada e o núcleo do reator recoberto com água. Entretanto, em função da perda da geometria do núcleo e da formação de hidrogênio e da presença de vapor no sistema primário houve dificuldade para se estabelecer o resfriamento do núcleo e diversas operações manuais de *feed and bleed* no sistema primário tiveram que ser realizadas antes que se conseguisse partir as bombas do sistema primário, o que ocorreu cerca de 16 horas após o início do evento (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

A avaliação do evento realizada pela indústria americana e pelo autoridade reguladora dos Estados Unidos (NRC) identificou a necessidade de realizar aprimoramentos em quatro áreas de atuação: avaliação da performance das usinas nucleares e do treinamento de pessoal, requisitos operacionais, melhorias nos equipamentos das usinas e pesquisa (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

Para fazer frente as melhorias associadas a implementação de avaliações das usinas e do treinamento de pessoal os Estados Unidos criaram o *Institute of Nuclear Power Operations* (INPO) para realizar detalhada avaliação da experiência operacional das usinas, atuando como disseminador das informações e melhores práticas operacionais, e estabelecer programas de treinamento e acreditação. A necessidade de se estabelecer novos requisitos operacionais incluiu o aumento do efetivo de cada equipe de operação da sala de controle trabalhando em regime contínuo nas usinas e melhorias nos procedimentos de operação. A terceira área na qual aprimoramentos foram implementados contemplou a melhoria em equipamentos das usinas, em especial no que concerne a modificações realizadas nas salas de controle e na Instrumentação e Controle, em especial quanto a interface homem máquina e a disponibilização de

informações para os operadores. Como consequência, diversas modificações de projeto foram implementadas a um custo na ordem de centenas de milhões de dólares. Finalmente, pesquisas concernentes a termo fonte e análises de condições degradadas do núcleo do reator foram expandidas. Tais medidas, também implementadas em diversos países do mundo, como realizado nas Usinas de Angra 1 e Angra 2 no Brasil, em muito contribuíram pelo aprimoramento das condições de segurança das usinas nucleares em âmbito mundial. Não obstante, a possibilidade de ocorrência de um acidente nuclear afetou seriamente a imagem da energia nuclear como uma tecnologia a prova de falhas.

Enquanto o acidente de TMI teve como principais componentes deficiências na interface homem máquina da sala de controle e no treinamento do pessoal de operação, a tecnologia utilizada no reator de Chernobyl teve grande influência no acidente ocorrido na usina em 1986 em função de fragilidades no projeto associadas à instabilidade do reator a baixas potências, elevado coeficiente de vazios positivo e contenção parcialmente estabelecida como 3^a barreira quando consideramos o conceito estabelecido em reatores PWR (BARRE & BAUQUIS, 2007). O reator, modelo RBMK-1000, do tipo a água fervente, refrigerado a água leve e moderado a grafite (LWGR), cujas principais características operativas foram apresentadas no Capítulo 3, possui os elementos combustíveis dentro de tubos de pressão por onde passa o refrigerante, havendo em cada tubo de pressão 18 barras de combustível posicionadas concentricamente. Com a usina operando a 100% de potência a qualidade do vapor na saída do tubo de pressão é de 14%. O reator tem 7m de altura por 11,7m de diâmetro (muito maior que um PWR, por exemplo, o reator de Angra 2 possui aproximadamente 4,5m de altura e 5m de diâmetro), havendo 1661 canais de refrigeração. Neste tipo de reator é possível realizar o reabastecimento de combustível com a usina em operação, através de uma máquina de recarregamento existente acima do vaso do reator como mostrado na **Figura 39**. O combustível utilizado é o urânio enriquecido a 2% havendo 221 barras de controle de diversos tipos para compensar a reatividade do núcleo. A potência térmica nominal era de 3.200 MWt.

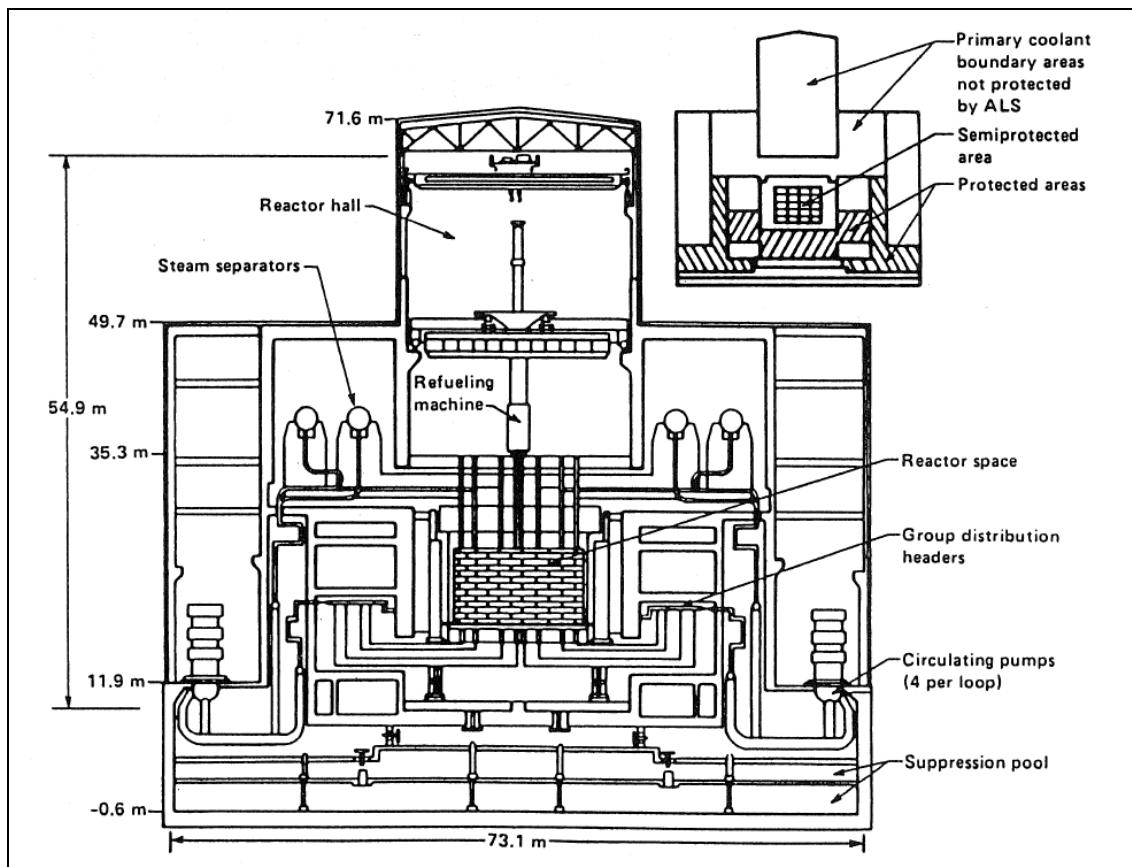


Figura 39: Reactor Building of Chernobyl Atomic Energy Station Unit 4

Fonte: GLASSTONE & SESONSKE, 1994. pag 735.

Em função das dimensões do reator, este tipo de usina foi desenvolvido sem que houvesse sido possível a existência de um envoltório de contenção como nos projetos das usinas americanas. Em contra partida o projeto contempla um sistema de contenção de acidente o qual consiste de diversos compartimentos selados nos quais estão localizadas as bombas de refrigeração do primário, grandes tubulações de refrigerante e outros componentes cuja falha pode ocasionar um acidente de perda de refrigerante do reator. Tais compartimentos podem ser despressurizados para uma piscina de supressão de pressão. Entretanto, as conexões dos canais de refrigeração para recarregamento, onde ocorreu a falha de combustível, não eram protegidas pelo sistema de contenção de acidente. Como neste tipo de reator o grafite é o moderador de nêutrons, a criação de vazios no refrigerante, ou seja, a vaporização do mesmo causa a inserção de reatividade positiva uma vez que sendo o refrigerante em si um absorvedor de nêutrons a redução de sua capacidade de absorção leva a um aumento da reatividade. Este efeito do coeficiente de reatividade positivo era maior a baixas potências e por este motivo a potência mínima autorizada para o operação contínua do reator era de 700 MWt. Um

efeito interessante na reatividade positiva é introduzido quando barras de controle são inseridas no núcleo como resultado do deslocamento da água na parte do fundo dos canais de barra de controle pelas barras de controle. O acidente ocorreu durante um teste para avaliar a potência de *coastdown* do turbo gerador da usina, com o objetivo de assegurar que tal potência seria suficiente para operar uma bomba de alimentação de emergência por 1 minuto em caso de perda de potência elétrica externa e simulando-se algumas condições elétricas necessárias. Embora a potência definida para a realização do teste fosse de 700 MWt, erros cometidos pelos operadores resultaram em uma perda de 30 MWt. Com o crescimento do xenônio, em especial na parte inferior do núcleo, ocasionado pela redução de potência a partir de sua condição inicial de potência, era difícil conseguir aumentar a potência do reator sem remover quase todas as barras de controle, e mesmo assim apenas 200 MWt seriam conseguidos e ainda assim violando procedimentos operacionais em função da instabilidade inerente do núcleo do reator. O teste foi iniciado a baixa potência através da partida de bombas de recirculação adicionais (realizada através de simulação), reduzindo os vazios existentes no núcleo e consequentemente ocasionando a retirada adicional de barras de controle. Como resultado de dificuldades operacionais, a atuação de diversos dispositivos protetivos foram bloqueados pelos operadores. Quando as bombas de recirculação foram desligadas, como planejado, para verificar o *coastdown*, o fluxo de refrigerante reduziu rapidamente através dos tubos de pressão aumentando a reatividade devido ao coeficiente positivo de reatividade de vazios, particularmente na parte inferior do núcleo do reator. O sinal de desarme manual do reator foi atuado quase que imediatamente mas estando as barras de controle quase totalmente retiradas o tempo de inserção não foi suficiente para evitar uma excursão de potência pronto crítica. Na prática a inserção das barras de controle ocasionou inserção de reatividade adicional em função do deslocamento da água pelos *followers* de grafite. Como consequência da rápida vaporização do refrigerante nos tubos de pressão ocorreu uma onda de choque que levou a ruptura da maioria dos tubos. Aparentemente ocorreram duas excursões de pressão separadas por alguns segundos, a segunda como resultado da vaporização completa do refrigerante. O combustível fundiu e gerou uma imensa quantidade de vapor que arrancou o topo do reator e a blindagem de barreira biológica de concreto de 1.000 toneladas de aço. O hidrogênio, formado a partir da reação ocorrida entre o encamisamento do combustível e a água, explodiu, afetando severamente o edifício. A ruptura nos tubos de pressão permitiu um fluxo de ar para alimentar a combustão do

grafite, a qual ocorreu muito provavelmente em função da reação de oxidação exotérmica zircônio-nióbio. O incêndio permaneceu por vários dias dificultando o gerenciamento do acidente, que foi classificado como nível 7 na *International Nuclear Event Scale* (INES)¹⁸. O acidente de Chernobyl teve sérias consequências ambientais. Estima-se que 3,5% de material combustível particulado, em relação ao total de combustível existente, tenha sido liberado para a atmosfera, correspondendo a 50 milhões de Curie e afetando a antiga União Soviética e outros países. Considerando os produtos mais sensíveis sob o aspecto biológico, 100% dos gases raros foram liberados sendo 20% iodo e 13% césio. Estima-se que uma liberação de 2 milhões de curie de césio-137 com meia vida de 30 anos tenha sido a consequência mais relevante em termos de contaminação de longo prazo.

Diversas melhorias foram implementadas nos reatores tipo RBMK como consequência do acidente de Chernobyl, incluindo a redução do coeficiente de reatividade de vazio através da colocação de absorvedores fixos no núcleo, o aumento do enriquecimento do combustível de 2,0 para 2,4%, a inclusão de 24 barras de controle de desligamento de resposta rápida e a modificação do projeto da barra de controle. As novas características físicas do núcleo do reator agregaram importante valor a segurança da usina tornando baixíssima a probabilidade de ocorrência de uma pronto criticalidade em todas as condições de acidentes consideradas na base de projeto. A necessidade de se aperfeiçoar o treinamento de pessoal, os controles de gestão e a disciplina também foram identificadas. Como a dispersão de material radioativo afetou outros países, constatou-se a necessidade de uma maior colaboração em termos de troca de informações, padrões de desenvolvimento e outras questões relacionados a segurança nuclear (GLASSTONE & SESONSKE, 1994).

No acidente de Fukushima um terremoto seguido de uma tsunami afetou 14 reatores, todos do tipo BWR, em 4 centrais nucleares japonesas, sendo 6 deles na Usina de Fukushima Daiichi. Dos seis reatores de Fukushima Daiichi, as unidades de 1 a 4 sofreram sérios danos resultando em acentuada liberação de material radioativo para o

¹⁸ INES - ferramenta para comunicar imediatamente ao público em termos consistentes a importância da segurança de incidentes e acidentes nucleares e radiológicos relatados, excluindo os fenômenos que ocorrem naturalmente. A escala pode ser aplicada a qualquer evento associado com instalações nucleares, assim como o transporte, armazenamento e utilização de materiais radioativos e as fontes de radiação. <<http://gnssn.iaea.org/regnet/Pages/INES.aspx>>

meio ambiente. As outras dez unidades não apresentaram danos ao núcleo do reator nem tão pouco ocasionaram liberação de material radioativo para o meio ambiente.

Os quatro reatores severamente afetados eram do tipo GE Mark-1 BWR, tendo a unidade 1 uma potência de 460 MW e 400 elementos combustíveis, enquanto as unidades 2, 3 e 4, tinham potência de 784 MW e 548 elementos combustíveis cada. No momento do acidente as unidades 1, 2 e 3 estavam em operação, enquanto as unidades 4, 5, e 6 estavam desligadas para manutenção ou para reabastecimento de combustível, sendo que a unidade 4 estava no meio do processo de reabastecimento de combustível com todos os elementos combustíveis armazenados na piscina de combustível usado.

Como resultado do terremoto, as usinas em operação foram desligadas automaticamente e as cinco linhas de transmissão de potência elétrica existente para fornecer e receber energia para as usinas foram destruídas deixando Fukushima Daiichi sem suprimento de alimentação elétrica externa. Como consequência, todos os geradores diesel de emergência partiram automaticamente para suprir energia elétrica para as usinas. Entretanto, menos de uma hora após o início do evento, as usinas foram atingidas por uma tsunami de mais de 13 metros, ocasionando a inundação de todos os geradores diesel de emergência. Além dos geradores diesel, os painéis de alimentação elétrica e os bancos de baterias localizados na base do edifício da turbina ficaram submersos, uma vez que as portas do edifício estavam localizadas a 10 metros acima do nível do mar e a tsunami atingiu altura superior a esta.

A perda total de alimentação elétrica para a usina, ou seja, a perda do suprimento externo e a perda da alimentação elétrica de emergência interna resultaram na falha da refrigeração dos reatores e danos aos mesmos, formação de hidrogênio e posterior explosão. Assim como diversos aspectos do acidente, o fato que levou a saída do hidrogênio do sistema primário ainda permanece sem explicação, assim como a explosão ocorrida na unidade 4, a qual estava desligada e com todo o núcleo na piscina de combustível usado (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

Ainda é difícil determinar todas as consequências do acidente de Fukushima, sejam elas econômicas, industriais ou ambientais tanto para a sociedade japonesa como para a indústria nuclear mundial. Estima-se que a liberação de material radioativo para a atmosfera correspondeu a 10% daquela observada em Chernobyl. Apesar da efetiva remoção da população das regiões afetadas, na qual 200.000 pessoas foram evacuadas

nos primeiros três dias após o acidente, um mês após o evento o governo determinou outra zona de evacuação voluntária localizada entre 20 km e 30 km da usina e em abril de 2013 havia 150.000 pessoas mantidas evacuadas das zonas mantidas com acesso restrito (WORLD ENERGY COUNCIL, 2011).

Como consequência do evento, menos de 30 trabalhadores receberam doses de radiação expressivas e, destes, apenas dois receberam doses na ordem de 25 rem, aumentando a probabilidade destes indivíduos desenvolverem câncer em 2%. Por outro lado, ocorreram 24.000 fatalidades como resultado do terremoto e da tsunami (MAKINSON & KLEIN, 2011).

Consistente com as premissas da indústria nuclear mundial no sentido da busca contínua à excelência no que concerne a segurança nuclear, torna-se primordial identificar com precisão as causas que ocasionaram os danos aos reatores de Fukushima-Daiichi para que as lições aprendidas sejam devidamente incorporadas pela usinas nucleares.

Um fator que em muito contribui para o evento foi o critério de projeto utilizado no dimensionamento da usina quanto ao nível de terremoto e a magnitude máxima de uma tsunami aplicável. Enquanto o critério para terremoto considerado foi de 8,1 na escala Richter e a máxima tsunami de 5,7 metros, o evento foi causado por um terremoto de 9,2 e uma tsunami de cerca de 14 metros, indicando a utilização de critério de projeto inadequado (MONTALVÃO, 2012).

Não obstante a constatação de deficiências nos critérios de projeto de Fukushima-Daiichi, o que levou preventivamente todas as usinas do mundo, inclusive Angra 1 e Angra 2, a reavaliarem seus critérios de projeto para eventos externos à usina, as conclusões da Comissão de Investigação Independente do Acidente Nuclear de Fukushima são mais abrangentes e contribuem de forma determinante para o aprimoramento da segurança dos reatores nucleares. Apesar do fenômeno iniciador do evento ter sido um terremoto, posteriormente agravado por uma tsunami, os resultados da investigação indicam que o evento foi um “manmade disaster”, resultado da conivência entre o governo japonês, a empresa responsável pela Operação da usina (TEPCO) e a falta de governança de todas as partes envolvidas, indicando como causa raiz o sistema regulatório e organizacional que suportou ações e decisões indevidas (THE NATIONAL DIET OF JAPAN, 2012).

5.3 Resíduos Radioativos

Dentre os desafios a serem enfrentados pelos formuladores de políticas energéticas para utilização ou ampliação da participação da energia nuclear na composição matriz elétrica, seja em caráter geral como no caso específico do Sistema Elétrico Brasileiro, a gestão dos resíduos radioativos é sem dúvida um dos mais relevantes.

De forma geral, consideram-se resíduos radioativos, muitas vezes denominados rejeitos radioativos, o material que sobra como consequência do uso de material nuclear para produção de eletricidade, diagnóstico e tratamento de doenças ou outras finalidades, sendo os resíduos normalmente categorizados como rejeitos radioativos de alta, média e baixa atividade (NRC, 2002).

Os rejeitos de baixa e média atividade são oriundos de usinas nucleares e da utilização de radioisótopos na medicina, na indústria e em pesquisa, e precisam ser mantidos segregados por prazo inferior a 200 anos. Incluem itens que se tornaram contaminados com material radioativo ou se tornaram radioativos através de exposição a radiação neutrônica e podem incluir itens contaminados radioativamente como roupas de proteção contra contaminação, ferramentas contaminadas, filtros, resíduos do tratamento do líquido refrigerante do reator, seringas, agulhas de injeção, etc. Como ideia da ordem de grandeza dos rejeitos de baixa atividade gerado nas usinas nucleares, em 1998 nos Estados Unidos, as instalações que armazenam resíduos de baixa atividade receberam 1.419 m³ de resíduos produzidos comercialmente, sendo que deste total apenas 14,8% eram provenientes das usinas nucleares (NRC, 2002). O perigo associado aos resíduos radioativos de baixa e média atividade varia em função dos radionuclídeos e da atividade contida no rejeito. Se por um lado o rejeito radioativo oriundo de material radioativo utilizado em pesquisa médica não é perigoso, a menos que inalado ou ingerido, e uma pessoa pode ficar próxima ao resíduo sem a necessidade de uma blindagem, os resíduos de baixa e média atividade gerados pelo processamento da água que refrigera o reator pode apresentar sérios riscos uma vez que pode ocasionar exposição à radiação que leve a morte ou que aumente a probabilidade de risco de câncer. Os rejeitos radioativos de baixa e média atividade são incorporados em matriz e

embalados em recipientes de acordo com o nível de risco que apresentam e alguns são blindados com chumbo, concreto ou outro material visando proteger os trabalhadores e o público em geral. Os trabalhadores são treinados para manterem adequado nível de distância dos embalados minimizando, adicionalmente, o tempo de exposição a radiação. Estes rejeitos podem ser armazenados em depósitos iniciais dentro das instalações das usinas nucleares com capacidade adicional de blindagem, como é o caso dos prédios de armazenamento existentes na Central Nuclear de Angra. Entretanto, em alguns países existem instalações específicas para armazenamento de rejeito radioativo de baixa intensidade. Este é o caso dos Estados Unidos onde existem os depósitos de Barnwell, na Carolina do Sul e o de Richland, em Washington, ainda em operação, e outros quatro depósitos que já foram fechados. As áreas de armazenamento são devidamente sinalizadas visando identificar o rejeito e impedir o acesso de trabalhadores e do público em geral inadvertidamente (NRC, 2002).

Já os rejeitos de alta atividade contemplam produtos de fissão e plutônio e que devem ser mantidos isolados por longos períodos. Tais rejeitos geram calor nos primeiros 30-50 anos (IAEA, 1998). A categorização dos elementos combustíveis usados em reatores nucleares como rejeito radioativo é um assunto controverso mundialmente. Como exemplo, no Brasil, de acordo com a normativa existente, os elementos combustíveis usados não podem ser caracterizados como rejeito uma vez que ainda possuem valor agregado. Os elementos combustíveis utilizados em reatores nucleares são altamente radioativos e potencialmente perigosos uma vez que a proximidade de um elemento combustível irradiado e sem blindagem pode ser fatal em função do alto nível de radiação. Aproximadamente dez anos após um elemento combustível ser retirado do núcleo do reator, a dose de radiação a 1 metro de distância do mesmo é da ordem de 20.000 rem por hora, sendo que considera-se que uma dose de 5.000 rem seja suficiente para causar imediata perda de capacidade e levar a morte em até uma semana (IAEA, 2006).

A radioatividade dos resíduos radioativos decresce com o passar do tempo em função do decaimento radioativo de núcleos atômicos instáveis através de emissão de radiação ionizante. O tempo necessário para que uma determinada quantidade de material radioativo tenha sua radioatividade reduzida em 50% em relação a sua radioatividade inicial é denominada de meia vida radioativa. Os resíduos com curta meia vida radioativa são normalmente armazenados temporariamente antes de ser

descartado visando reduzir as doses de radiação as quais os trabalhadores que manuseiam e transportam os resíduos ficam expostos e também a dose de radiação nos depósitos de armazenamento de resíduos (NRC, 2002). Alguns radionuclídeos presentes em um combustível nuclear irradiado possuem meia vida curta, como é o caso do I-131 cuja meia vida é de 8 dias. Entretanto muitos radionuclídeos de um elemento combustível irradiado possuem longa meia vida, destacando-se o Pu-239, com meia vida de 24.000 anos, e o Pu-240, com 6.800 anos (NRC, 2002).

Os desafios no que concerne a gestão dos resíduos radioativos podem ser avaliados sob dois aspectos fundamentais sendo eles a minimização dos rejeitos produzidos pelas usinas nucleares e o devido armazenamento dos resíduos gerados assegurando a sustentabilidade da energia nuclear. A contínua evolução da Tecnologia Nuclear, como observado pela progressiva categorização dos reatores nucleares em termos de gerações, tem permitido entre outros fatores relevantes para a segurança, a minimização da produção de resíduos radioativos provenientes da operação de reatores nucleares e a redução das doses de radiação recebidas pelos trabalhadores de usinas nucleares.

Entretanto, se por um lado a evolução tecnológica tem permitido a minimização do volume de rejeito produzido pelas usinas nucleares, é importante ressaltar que o desafio relativo ao estabelecimento do devido armazenamento do volume gerado ainda apresenta mundialmente distorções quanto a solução implementada para a deposição dos rejeitos de baixa e média atividade e os de alta atividade.

No que concerne ao armazenamento dos rejeitos de baixa e média atividade, já existem no mundo diversas soluções implementadas, com depósitos localizados na superfície (GUIMARÃES, 2010). Entretanto, no Brasil, uma solução definitiva ainda encontra-se em fase de projeto sem que haja uma clara expectativa de uma efetiva operacionalização do armazenamento definitivo (CNEN, 2013). Por outro lado, não há no mundo uma solução para o armazenamento dos rejeitos de alta atividade visando assegurar a sustentabilidade da energia nuclear (ISHIGURO, 2002).

Como exemplo, atualmente não existe nos Estados Unidos um depósito definitivo para armazenamento de resíduo radioativo de alta atividade, permanecendo os elementos combustíveis irradiados estocados em depósitos temporários, normalmente localizados nas próprias usinas nucleares. A maioria dos resíduos oriundos da

mineração é depositada próxima às minas. Para os resíduos de baixa atividade existem três depósitos para uso comercial disponíveis nos Estados Unidos, mas estes depósitos aceitam apenas resíduos de alguns Estados e aceitam somente alguns tipos de resíduo de baixa atividade. Como resultado, o restante dos resíduos de baixa atividade produzidos nos Estados Unidos é armazenado prioritariamente nas próprias instalações onde são produzidos, ou seja, hospitais, institutos de pesquisa e usinas nucleares. O Canadá planeja um depósito de armazenamento geológico profundo para os resíduos de baixa e média atividade e decidiu por um depósito subterrâneo para armazenar os resíduos de alta atividade usados de forma a possibilitar a recuperação futura dos elementos combustíveis, se necessário. Estima-se um custo total de 20 bilhões de dólares para se viabilizar tais empreendimentos. Na Alemanha existem dois depósitos de resíduos radioativos de baixa e média atividade, Morsleben e Konrad. Entretanto ainda não há solução para os resíduos de alta atividade e utiliza-se a mina de sal de Gorlebem como local de armazenamento temporário. Na Espanha, onde existe em operação desde a década de 1980 um depósito para rejeitos de média atividade denominado El Cabril, o governo decidiu em 2011 o local para construção de um depósito para os resíduos de alta atividade, estimando-se o custo total do projeto em 700 milhões de Euros. Na Finlândia, primeiro país que aprovou a construção de um depósito profundo definitivo, os resíduos de baixa e média atividades são depositados em repositórios subterrâneos localizados no sítios das usinas de *Olkiluoto* e *Loviisa* (ELETROBRAS, 2013b).

Não obstante as diversas soluções mundialmente existentes para o armazenamento dos rejeitos de baixa e média atividade, o maior desafio tecnológico no que tange aos resíduos radiativos é sem dúvida o armazenamento definitivo dos rejeitos de alta atividade. No que concerne aos elementos combustíveis irradiados os mesmos têm sido armazenados temporariamente em meio úmido ou seco, em local próximo ao reator no qual foi utilizado ou distante do mesmo em alguma instalação específica.

No caso dos Estados Unidos, a maioria dos elementos combustíveis irradiados está armazenada em piscinas localizadas nas instalações das próprias usinas nucleares onde foram utilizados. O mesmo método é utilizado para armazenar os elementos combustíveis utilizados nas Usinas de Angra 1 e de Angra 2. A opção pelo armazenamento em piscinas requer um dimensionamento das mesmas de forma que haja uma camada de água de pelos menos 7 metros acima do topo dos elementos combustível para atuar como blindagem a radiação para qualquer indivíduo que esteja

próximo a piscina. A maioria das piscinas foi projetada para contemplar o armazenamento de um determinado número de elementos combustíveis. Entretanto em função de falta de solução que viabilizasse uma instalação de armazenamento definitiva, algumas piscinas foram modificadas para ampliar a capacidade de estocagem. Este foi o caso da Usina de Angra 1 cuja piscina de combustível usado teve sua capacidade ampliada.

Uma vez a capacidade da piscina ter se esgotado, é possível optar-se para armazenamento a seco dos elementos combustíveis irradiados utilizando-se cascos para armazenamento a seco. Neste método o elemento combustível irradiado é colocado em um casco, que pode ser metálico ou feito de concreto, e que contem um gás inerte. Tais cascos podem ser utilizados tanto para armazenamento como para transporte. Como exemplo, nos Estados Unidos atualmente 17 usinas nucleares utilizam a opção do armazenamento a seco (NRC, 2002).

Ambos os métodos de armazenamento, sejam eles o método úmido como o método seco, apesar de serem seguros, apresentam diferenças significativas. O armazenamento úmido, ou seja, utilizando-se piscinas de elementos combustíveis, requer não apenas uma maior vigilância e controle por parte das organizações responsáveis pelo respectivo armazenamento como também a necessidade de se assegurar a devida operabilidade dos equipamentos necessários a manter o devido resfriamento da piscina como bombas, trocadores de calor etc. Por outro lado, a estocagem a seco, por ser um método passivo, é mais simples, usa uma menor quantidade de sistemas de suporte e reduz a probabilidade de ocorrência de falhas seja por erro humano ou por falha de equipamentos. Entretanto a estocagem a seco não pode ser utilizada até que o combustível tenha sido retirado do reator já por alguns anos e a quantidade de calor gerado pelo decaimento radioativo tenha reduzido. Normalmente os elementos combustíveis depois de removidos do núcleo do reator são mantidos nas piscinas por um período entre 3 e 5 anos para ter seu calor de decaimento reduzido, antes de transferi-lo para o armazenamento a seco, se for o caso.

Como exemplo de estocagem de elementos combustíveis irradiados, os Estados Unidos possuem atualmente 160.000 elementos combustíveis irradiados, sendo que destes, 156.500 são armazenados nas instalações das próprias usinas nucleares e aproximadamente 3.500 estão armazenados em instalações específicas distantes das

usinas. O método de armazenamento mais utilizado nos Estados Unidos é o armazenamento úmido, havendo menos de 5% dos elementos combustíveis irradiados do país armazenado através do método a seco. Se todos os 160.000 elementos combustíveis irradiados existentes nos Estados Unidos fossem colocados juntos em um único local, este local seria equivalente a um campo de futebol com uma altura de aproximadamente 5 metros. Entretanto, a viabilização de uma instalação definitiva para o armazenamento de elementos combustíveis irradiados nos Estados Unidos, como o sítio sugerido de *Yucca Mountain*, em Nevada, ainda não apresenta solução definitiva em função das controvérsias existentes particularmente com as autoridades estaduais e locais.

O armazenamento temporário é uma prática necessária na gestão global dos rejeitos radioativos e alguns países têm considerados seriamente utilizar o armazenamento temporário por longo prazo. Entretanto tal prática não é considerada sustentável por não ser adequada quando se pensa no futuro e alguns países consideram que a gestão dos resíduos radioativos deve ser baseada em princípios que assegurem a sustentabilidade. Em muitos países a utilização da energia nuclear para produção de eletricidade assim como a aplicação de outros materiais radioativos iniciou-se sem que houvesse previamente definido a estratégia de armazenamento dos resíduos radioativos produzidos. Como consequência, à medida que os resíduos foram sendo produzidos, estabeleceu-se, em muitos casos, uma solução de armazenamento nas próprias instalações das usinas nucleares com acesso controlado. Todos os resíduos radioativos podem ser armazenados definitivamente assegurando-se a saúde da população e a preservação do meio ambiente, sendo que para os rejeitos de alta atividade e com meia vida longa, o consenso dos especialistas internacionais é de que para este tipo de resíduo o armazenamento geológico (instalações de engenharia profundas e subterrâneas tecnicamente acondicionadas) é a melhor opção. Esta opção está sendo analisada na maioria dos países que possuem este tipo de resíduo e alguns governos já decidiram por prosseguir com os estudos visando à instalação dos depósitos definitivos. Entretanto, em outros países, como no Brasil, não há decisão quanto ao reprocessamento e consequentemente não existe solução definitiva para o problema e os rejeitos de alta atividade continuam sendo armazenados em instalações temporárias, aumentando a preocupação com a sustentabilidade do armazenamento temporário por longo prazo e os impactos para a segurança pessoal e nuclear (KEMP, 1991).

Entretanto o método internacionalmente aceito pelos especialistas em armazenamento de resíduos radioativos é confiná-los e isolá-los do meio ambiente a que normalmente têm acesso os seres humanos. Neste contexto considera-se que a melhor opção é armazenar os resíduos de alta atividade em altas profundidades no chamado “armazenamento geológico profundo”. Neste conceito o fundamental é assegurar através do armazenamento definitivo que as gerações atuais e futuras estarão devidamente protegidas e que o meio ambiente estará devidamente preservado através de sistemas passivos compostos por barreiras tecnológicas e barreiras naturais (CSN, 2008).

O armazenamento geológico pode ser realizado em diferentes formações geológicas sendo que algumas formações rochosas são mais conhecidas por terem sido mais estudadas como é o caso do barro, do sal, das rochas duras magmáticas, metamórficas ou vulcânicas tais como o granito, rocha metamórfica, rocha vulcânica ou rocha calcária. Quanto a profundidade na qual se deve realizar o armazenamento, este deve ser função da formação geológica existente no local de armazenamento e daquelas existentes acima da região escolhida quanto a devida capacidade de isolamento. Como exemplo, as formações adequadas de barro tendem a ocorrer com uma camada de algumas centenas de metros de espessura a uma profundidade de algumas centenas de metros. Já os depósitos de sal se apresentam com capas de sal estratificadas em profundidades similares ou superiores. Para o armazenamento em rochas duras, a profundidade habitual de projeto situa-se entre 500 e 1000 m e procura-se encontrar uma região na qual a rocha esteja pouco fraturada e não existam falhas.

A característica fundamental que distingue o armazenamento definitivo do armazenamento temporário é que não há a intenção de se recuperar o rejeito depositado e não existe, ou é mínima, a dependência dos controles ativos no longo prazo, ou seja, o armazenamento do resíduo é permanente. Ao final, objetiva-se fechar e selar a instalação definitiva podendo haver ou não na superfície indicação de que há tal instalação subterrânea. Em alguns tipos de rocha pode-se projetar a instalação de armazenamento definitivo de forma ser possível se postergar o fechamento definitivo do depósito por algumas décadas ou alguns séculos para que se possa monitorar as instalações de armazenamento e o meio ambiente, podendo-se ainda, se desejado, projetar as instalações de forma a ser possível recuperar o material armazenado.

Atualmente diversos países, dentre os quais a França, tem optado pela solução na qual os resíduos possam ser recuperados (BARRE & BAUQUIS, 2007).

Alguns fatores são importantes para se analisar e consequentemente definir quanto à utilização do armazenamento temporário ou definitivo dos rejeitos radioativos de alta atividade. No que tange a segurança, o armazenamento temporário é considerado seguro por algumas décadas e pode-se considerar que continuará sendo seguro enquanto se mantiver a devida supervisão e manutenção das instalações. Por outro lado, as instalações de armazenamento geológico definitivo garantem a segurança no longo prazo sem que sejam necessárias atividades de manutenção nem de supervisão das instalações.

A manutenção das instalações localizadas na superfície são muito mais fáceis do que aquelas a serem realizadas em instalações subterrâneas. Entretanto os controles institucionais não podem ser mantidos durante todo o período no qual os resíduos apresentam algum risco. A recuperação do material estocado é mais fácil em uma instalação temporária de superfície que em instalações subterrâneas. Entretanto as instalações de armazenamento geológico podem ser estabelecidas gradativamente de forma a permitir a recuperação do material estocado ainda por muito tempo. A utilização do armazenamento geológico subterrâneo aumenta a segurança física dos materiais, sendo esta uma preocupação relevante no que concerne a ações de grupos terroristas, em especial após o atentado do World Trade Center nos Estados Unidos e de incidentes de tráfico ilícito, incluindo a preocupação com a posse não autorizada ou roubo de materiais nucleares.

No que concerne às questões econômicas relacionadas aos dois tipos de armazenamento, o armazenamento geológico requer um maior custo em termos de investimento enquanto o armazenamento temporário impõe importantes custos de operação. Apesar das estimativas de custo operacional dos depósitos de armazenamento temporário serem imprecisos no longo prazo, os custos são bem inferiores daqueles necessários ao investimento em um depósito de armazenamento geológico, em especial considerando-se que estima-se em 20 anos o prazo necessário desde o início dos trabalhos visando o estabelecimento de um armazenamento geológico até a efetiva deposição de resíduo no respectivo depósito.

Outra questão relevante a ser analisada quando da definição entre as opções de armazenamento existentes diz respeito a opinião pública. A opção pelo armazenamento temporário em instalações existentes e nas quais já são realizadas atividades nucleares provoca menos oposição da opinião pública do que a criação de novas instalações, seja para o armazenamento definitivo ou para instalações intermediárias temporárias de longo prazo, uma vez que existe um menor número de pontos de decisão para se expandir uma instalação já existente do que para criar uma nova. A aceitação do armazenamento definitivo encontra resistências associadas, por exemplo, a impossibilidade das gerações futuras atuar na gestão do resíduo e ao risco associado ao transporte do material.

A transmissão de informações para as gerações futuras relativas ao resíduo armazenado nas instalações temporárias é outro fator que deve ser considerado ao se optar pelo armazenamento temporário. A necessidade de transferência de informação por longo prazo é potencialmente uma dificuldade importante para o armazenamento temporário em função do processo de comunicação a ser utilizado, o que já não acontece com o armazenamento definitivo onde se considera que o projeto e construção sejam tais que eventuais perdas de comunicação não venham prejudicar a segurança das instalações (CSN, 2008).

5.4 Competitividade Econômica

A avaliação da competitividade econômica da Tecnologia Nuclear para produção de eletricidade frente a outras opções energéticas é um assunto controverso na indústria de energia elétrica, não havendo internacionalmente uma visão preponderante, em especial em função dos dados históricos dos custos incorridos com investimentos em empreendimentos da Tecnologia Nuclear e a situação atual das usinas nucleares em construção na França e na Finlândia, cujos cronogramas estão significativamente atrasados em relação às expectativas iniciais de projeto.

A metodologia mundialmente considerada mais transparente e a mais utilizada objetivando comparar os custos de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica

e assim avaliar a competitividade econômica da energia nuclear, é aquela que calcula o custo nivelado da eletricidade (LCOE – *Levelised Cost of Electricity*). O cálculo do custo nivelado de eletricidade é realizado dividindo-se a soma de todos os custos incorridos com a usina ao longo de sua vida útil, descontado a valor presente, pela quantidade de eletricidade produzida ajustada pelo valor econômico ao longo do tempo (IEA/OECD, 2010).

O desenvolvimento do cálculo do LCOE pode ser observado pelas equações a seguir onde, na Equação 1, estabelece-se que a receita obtida com a produção de eletricidade ao longo da vida útil da usina descontada a valor presente, deve ser igual a todos os custos incorridos com a usina desde sua construção até seu descomissionamento. Posteriormente, por dedução matemática, determina-se a equação para o cálculo do custo nivelado de eletricidade, conforme Equação 3.

Deve-se ainda considerar algumas incertezas inerentes ao cálculo como, por exemplo, o custo futuro de combustível e da emissão de CO₂, se considerado, os custos de financiamento, os custos de construção, os custos de descomissionamento e a variação dos custos da eletricidade em si. No que concerne aos custos de descomissionamento de usinas nucleares, apesar da relativa pouca experiência com os custos envolvidos, considera-se que de acordo com a metodologia de cálculo o custo do descomissionamento trazido a valor presente torna-se insignificante.

<i>Electricity_t:</i>	The amount of electricity produced in year “t”;
<i>P_{Electricity}:</i>	The constant price of the electricity;
$(1+r)^{-t}$:	The discount factor for year “t”;
<i>Investment_t:</i>	Investment costs in year “t”;
<i>O&M_t:</i>	Operations and maintenance costs in year “t”;
<i>Fuel_t:</i>	Fuel costs in year “t”;
<i>Carbon_t:</i>	Carbon costs in year “t”;
<i>Decommissioning:</i>	Decommissioning costs in year “t”.

$$\sum_t (Electricity_t * P_{Electricity} * (1+r)^{-t}) = \sum_t ((Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) * (1+r)^{-t}) \quad (1)$$

Da equação 1 segue que:

$$P_{Electricity} = \frac{\sum_t ((Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) * (1+r)^{-t})}{(\sum_t (Electricity_t * (1+r)^{-t}))} \quad (2)$$

E consequentemente tem-se a equação para determinação do custo nivelado de eletricidade conforme equação abaixo:

$$LCOE = P_{Electricity} = \frac{\sum_t ((Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) * (1+r)^{-t})}{(\sum_t (Electricity_t * (1+r)^{-t}))} \quad (3)$$

Dentre diversos estudos de custos realizados, o Relatório *Projected Costs of Generating Electricity* avalia os custos nivelados da eletricidade em diversos países, incluindo o Brasil, considerando as tendências que podem influenciar o Setor Elétrico nos próximos anos para os empreendimentos a serem comissionados em 2015 (IEA/OECD, 2010). Tal relatório contempla os custos nivelados de eletricidade para geração de energia para a base do sistema elétrico. Neste sentido, o estudo estabelece algumas condições iniciais para realização do cálculo. Assume-se, por exemplo, um fator de capacidade de 85% para as usinas nucleares, a carvão e a gás e um padrão de tempo de vida útil das usinas de 60, 40 e 30 anos, respectivamente para as usinas nucleares, a carvão e a gás. Deve-se salientar que tanto no caso das usinas nucleares brasileiras entre as quais Angra 2 opera com fatores de capacidade na ordem de 90% como apresentado ao longo da tese, tal expectativa é plenamente alcançável como pode ser constatado pela evolução do fator de capacidade das usinas americanas, que atingiu 92% em 2008, partindo de um valor menor que 60% em 1973 (AUSTIN, 2010).

Entretanto, o estudo não leva em consideração custos com o Sistema Elétrico, como por exemplo, custo de conexão ao sistema, uma vez que tal custo afeta todas as tecnologias. O custo de captura e de compressão de carbono são considerados, mas o de transporte e estocagem não em função das incertezas envolvidas com a determinação dos respectivos custos.

De forma global as análises indicam que a geração de eletricidade através da energia nuclear, do carvão e do gás, e onde existem condições locais favoráveis, também a hidroeletricidade e a energia eólica, são competitivas para geração na base do Sistema Elétrico. A competitividade em termos de custo é função de características locais de cada mercado específico, dos custos de financiamento, assim como do custo de emissão de CO₂ e do custo do combustível fóssil, não havendo tecnologia que se destaque em termos de competitividade econômica seja a nível local como a nível global.

Sob condições nas quais existam a expectativa de baixa taxa de retorno as tecnologias que são mais intensivas em termos de capital e com baixa emissão de carbono, como a nuclear, por exemplo, são as mais competitivas quando comparada com as usinas a carvão e a gás natural para geração de energia de base para o sistema, em especial em função do baixo custo operacional das usinas nucleares, incluindo o custo do combustível nuclear, e considerando a não incorporação do custo de emissão de carbono, uma vez que não há emissão de CO₂ durante a operação dos reatores nucleares.

Adicionalmente, em locais onde o carvão tem baixo custo, como na Austrália e em algumas regiões dos Estados Unidos, as usinas a carvão são competitivas economicamente sob condições que requeiram baixa taxa de retorno, em função da contribuição do custo de combustível nestas usinas para a composição do LCOE.

Deve-se ainda considerar que tais resultados incorporam um preço por emissão de carbono de US\$30.00 por tonelada de CO₂ existindo grande incerteza quanto aos custos de captura. Tal valor, estabelecido para determinação do LCOE nos países da OECD, considera a maturidade das políticas de redução de gases de efeito estufa.

Por outro lado, sob altas taxas de retorno, identifica-se que as usinas a carvão, sem equipamentos de captura de carbono, seguida pelas usinas a carvão com equipamentos de captura de carbono e das usinas a gás com ciclo combinado, são as fontes energéticas mais atrativas economicamente.

Os custos nivelados e a competitividade das diferentes tecnologias de geração de eletricidade em cada país são altamente sensíveis à taxa de retorno do empreendimento, sendo também relevantes os preços projetados para a tonelada de CO₂ emitida para o

gás e para o carvão, embora tais custos sejam considerados no estudo apenas para os países da OECD.

A nível global, as projeções de custos nivelados indicam a existência de razoável competitividade entre a utilização da energia nuclear e as demais fontes térmicas como o carvão e o gás, sendo a principal vantagem da geração de eletricidade através da energia nuclear a possibilidade de gerar significantes quantidades de energia com baixa emissão de carbono a um custo de produção baixo e estável ao longo do tempo.

Entretanto, o desafio da utilização da energia nuclear sob o aspecto econômico a nível global é a gestão do risco de capital e do longo tempo necessário para a construção de usinas nucleares (TOLLEY & JONES *et al*, 2004). Adicionalmente, questões relativas ao armazenamento de rejeitos radioativos, a manutenção dos devidos padrões de segurança das usinas e a proliferação de materiais nucleares precisam ser equacionados e consideradas na utilização da Tecnologia Nuclear.

A atratividade econômica do carvão está associada a seu baixo custo, em especial se não considerarmos a precificação do carbono e demais custos ambientais. Tal atratividade é mais contundente onde o carvão é mais barato e quando utilizado próximo às minas de extração como é o caso de regiões dos Estados Unidos, Austrália, África do Sul, Índia e China. No caso brasileiro a atratividade está limitada a proximidade das minas. Entretanto tal atratividade é fortemente afetada quando é necessário transportar o carvão ou quando se incluem custo de carbono. A tendência de uma generalização da precificação do carbono associado a maiores restrições ambientais associadas a emissões de poluentes provenientes das usinas pode afetar significativamente a competitividade econômica do carvão.

A grande vantagem do gás é sua flexibilidade e um melhor perfil no que concerne a emissão de CO₂ quando comparado com o carvão. A exploração de gás de xisto de baixo custo melhorou a competitividade do gás nos Estados Unidos onde o preço do gás atingiu valores na ordem de 50% daqueles indexados ao petróleo na Europa continental e nos países da OCDE da Ásia.

No caso brasileiro, as projeções dos custos nivelados da eletricidade (**Tabela 12**) indicam que a competitividade econômica da geração elétrica através da energia nuclear estará significativamente influenciada pela taxa de retorno do empreendimento,

segundo a mesma tendência internacional. Os dados indicam que sob altas taxas de retorno a opção nuclear perde atratividade frente ao carvão e ao gás.

Tabela 12: Levelised costs of electricity (USD/MWh)

	Discount rate	
	5%	10%
Nuclear PWR	65	105
Coal Br SUBC PCC	64	79
Gas CCGT	83	94
Biomass (Woodchip)	77	102

Fonte: IEA/OECD, 2010

Entretanto, em função de dispositivos constitucionais, as usinas nucleares no país são responsabilidades de empresas estatais e os respectivos empreendimentos submetidos a taxas de retorno compatibilizadas pelo governo e inferiores àquelas praticadas pela iniciativa privada, tendo em vista objetivos mais amplos definidos pelo Estado. Consequentemente, a atratividade econômica da energia nuclear é maior no Brasil do que em países nos quais os empreendimentos dependem de financiamento privado.

A composição do custo nivelado de eletricidade de diversas fontes energéticas no Brasil considerando os custos de investimento, de O&M, de combustível e a participação no custo de gerenciamento de resíduos, indica, conforme apresentado na **Figura 40** e **Figura 41**, para taxas de desconto de 5% e 10%, respectivamente, a relevância do custo de investimento na definição do LCOE das usinas nucleares, sendo tal participação mais relevante conforme maior a taxa de retorno esperada. Observa-se ainda que para as usinas nucleares a variação dos demais custos não varia muito em função da taxa de retorno. Tal comportamento na formação do LCOE é observado também para as demais opções energéticas configurando a relevância do custo de investimento na composição de custo total de qualquer empreendimento de geração de energia elétrica, sendo este um importante desafio para a indústria nuclear no sentido de viabilizar a competitividade econômica das usinas nucleares uma vez que o custo de capital é o fator mais importante na determinação da competitividade econômica da energia nuclear (TOLLEY & JONES *et al*, 2004).

Consistente com tal necessidade os novos projetos de usinas nucleares de geração III e III+ disponíveis no mercado de forma geral objetivam reduzir o prazo de construção através da simplificação e padronização de projetos, bem como a redução de custos de investimento através da priorização de utilização de equipamentos passivos.

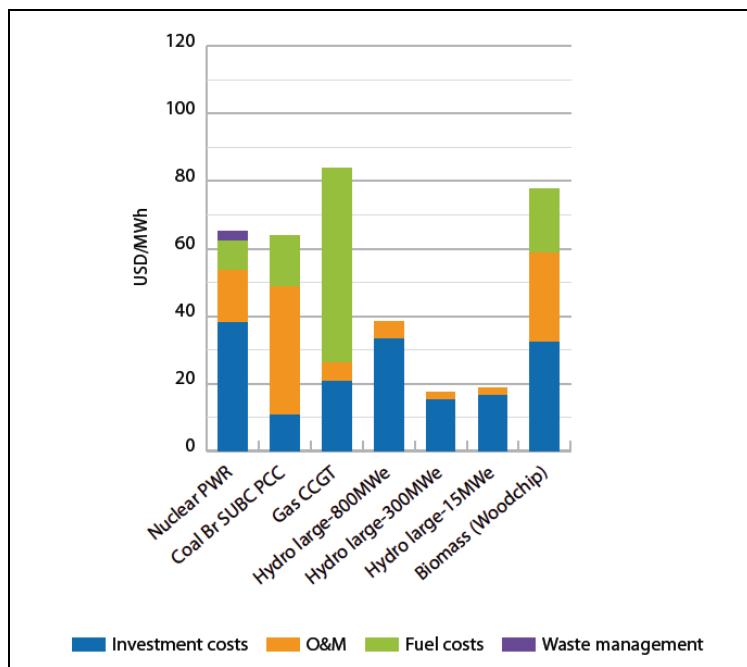


Figura 40: Brazil - Levelised costs of electricity (at 5% discount rate)
Fonte: IEA/OECD, 2010

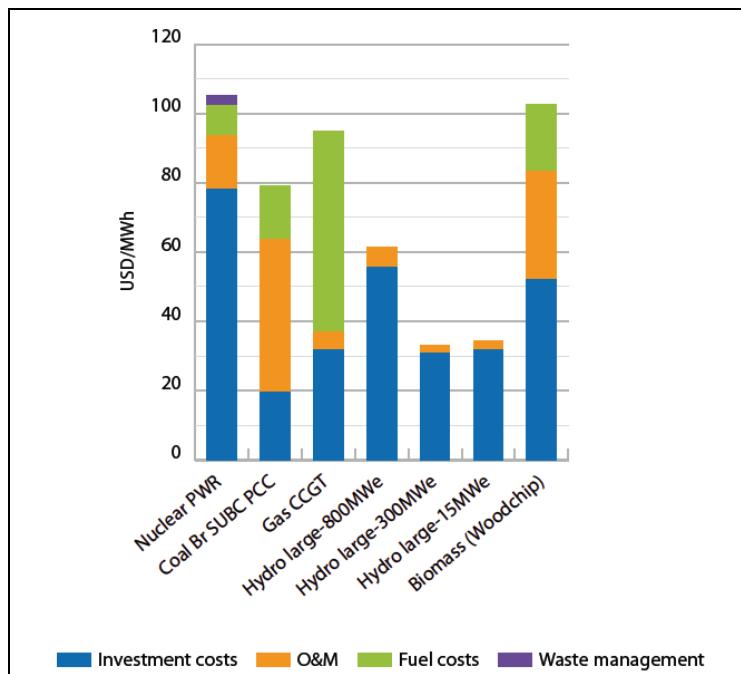


Figura 41: Brazil - Levelised costs of electricity (at 10% discount rate)

Fonte: IEA/OECD, 2010

A análise dos custos nivelados de eletricidade quando se compara a expectativa de custos existentes em diversos países permite constatar, conforme apresentado na **Tabela 13**, que os custos projetados para um novo empreendimento no Brasil, considerando uma usina de 1405 MWe similar a Angra 2 e Angra 3, é superior ao custo previsto para a construção de uma usina de Geração III e III+ seja nos Estados Unidos ou na França, indicando a existência de margem potencial para redução dos custos de novos empreendimentos no país, o que possibilitaria uma maior atratividade econômica da opção nuclear.

Tal competitividade econômica é consistente com a evolução da Tecnologia Nuclear apresentada ao longo da tese, que objetiva além do aprimoramento dos critérios de segurança, a priorização de componentes passivos, a simplificação e a padronização dos projetos no sentido de reduzir os prazos de construção e dos empreendimentos nucleares como um todo.

Entretanto, é fundamental e um desafio para a indústria nuclear projetar, construir e operar uma usina nuclear que apresente os padrões de segurança almejados com a devida competitividade econômica de forma a demonstrar para a sociedade em geral, líderes políticos e investidores, a viabilidade da utilização da energia nuclear frente a outras opções energéticas (DEUTCH *et al*, 2009).

Tabela 13: Nuclear power plants - Levelised costs of electricity in US dollars per MWh

Country	Technology	Net capacity	Overnight costs ¹	Investment costs ²		Decommissioning costs		Fuel Cycle costs	O&M costs ³	LCOE	
				5%	10%	5%	10%			5%	10%
		MWe	USD/kWe	USD/kWe	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh			USD/MWh	USD/MWh
Belgium	EPR-1600	1 600	5 383	6 185	7 117	0.23	0.02	9.33	7.20	61.06	109.14
Czech Rep.	PWR	1 150	5 858	6 392	6 971	0.22	0.02	9.33	14.74	69.74	115.06
France *	EPR	1 630	3 860	4 483	5 219	0.05	0.005	9.33	16.00	56.42	92.38
Germany	PWR	1 600	4 102	4 599	5 022	0.00	0.00	9.33	8.80	49.97	82.64
Hungary	PWR	1 120	5 198	5 632	6 113	1.77	2.18	8.77	29.79/29.84	81.65	121.62
Japan	ABWR	1 330	3 009	3 430	3 940	0.13	0.01	9.33	16.50	49.71	76.46
Korea	OPR-1000	954	1 876	2 098	2 340	0.09	0.01	7.90	10.42	32.93	48.38
	APR-1400	1 343	1 556	1 751	1 964	0.07	0.01	7.90	8.95	29.05	42.09
Netherlands	PWR	1 650	5 105	5 709	6 383	0.20	0.02	9.33	13.71	62.76	105.06
Slovak Rep.	VVER 440/ V213	954	4 261	4 874	5 580	0.16	0.02	9.33	19.35/16.89	62.59	97.92
Switzerland	PWR	1 600	5 863	6 988	8 334	0.29	0.03	9.33	19.84	78.24	136.50
	PWR	1 530	4 043	4 758	5 612	0.16	0.01	9.33	15.40	57.83	96.84
United States	Advanced Gen III+	1 350	3 382	3 814	4 296	0.13	0.01	9.33	12.87	48.73	77.39
NON-OECD MEMBERS											
Brazil	PWR	1 405	3 798	4 703	5 813	0.84	0.84	11.64	15.54	65.29	105.29
China	CPR-1000	1 000	1 763	1 946	2 145	0.08	0.01	9.33	7.10	29.99	44.00
	CPR-1000	1 000	1 748	1 931	2 128	0.08	0.01	9.33	7.04	29.82	43.72
Russia	AP-1000	1 250	2 302	2 542	2 802	0.10	0.01	9.33	9.28	36.31	54.61
	VVER-1150	1 070	2 933	3 238	3 574	0.00	0.00	4.00	16.74/16.94	43.49	68.15
INDUSTRY CONTRIBUTION											
EPRI	APWR. ABWR	1 400	2 970	3 319	3 714	0.12	0.01	9.33	15.80	48.23	72.87
Eurelectric	EPR-1600	1 600	4 724	5 575	6 592	0.19	0.02	9.33	11.80	59.93	105.84

*The cost estimate refers to the EPR in Flamanville (EDF data) and is site-specific.

1. Overnight costs include pre-construction (owner's), construction (engineering, procurement and construction) and contingency costs, but not interest during construction (IDC).

2. Investment costs include overnight costs as well as the implied interest during construction (IDC).

3. In cases where two numbers are listed under O&M costs, numbers reflect 5% and 10% discount rates. The numbers differ due to country-specific cost allocation schedules.

Fonte: IEA/OECD, 2010

Não obstante a existência de estudos internacionais que apresentam a competitividade da Tecnologia Nuclear para produção de eletricidade, especificando condições de contorno e desafios a serem superados pela indústria nuclear para assegurar a economicidade da geração nuclear, o assunto apresenta diferentes visões as quais resultam, fundamentalmente, das premissas utilizadas para realizar os cálculos das diversas opções energéticas.

Dentre as principais questões que se apresentam como desafio para a indústria nuclear está assegurar a construção de novas usinas nucleares a um custo competitivo e dentro do prazo previsto, tendo em vista ser o empreendimento capital intensivo. Neste contexto a indústria nuclear internacional, e brasileira em particular, enfrenta historicamente importantes dificuldades que precisam ser superados para viabilizar e justificar futuros empreendimentos.

O tempo médio de construção das usinas nucleares que entraram em operação no mundo entre 2003 e 2013 foi de 9,4 anos. Entretanto cabe ressaltar que o tempo médio de construção na China é de 5,8 anos (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

Nos Estados Unidos, para as 75 usinas construídas entre 1966 e 1986 o custo médio de construção excedeu em 20% a estimativa inicial (CARVALHO & SAUER, 2009). Os custos de construção *overnight* de uma usina nuclear praticamente dobraram entre 2003 a 2007 passando de US\$2,000/KW para US\$4,000/ KW, em valores dos respectivos períodos (DU & PARSONS, 2009). Adicionalmente, os custos associados aos aprimoramentos necessários como resposta ao acidente de Fukushima, em avaliação por parte da indústria, precisam ser incorporados (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

Atualmente, duas usinas de projeto AREVA, com reatores EPR, em construção na Finlândia e na França encontram-se com seus cronogramas comprometidos em relação a previsão inicial para ter as usinas em operação comercial, e estima-se que o custo da usina sendo construída na Finlândia já é 50% maior que o valor inicialmente considerado (SCHNEIDER & FROGGAT, 2013).

No caso brasileiro, a história quanto aos prazos de construção de Angra 1, Angra 2 e Angra 3 também não é favorável a indústria nuclear, tendo os referidos prazos sidos significativamente influenciados por questões políticas, econômicas e associadas ao processo de licenciamento dos empreendimentos. Angra 1, adquirida da *Westinghouse* na década de 1970, teve sua construção iniciada em 1972 e apenas foi considerada em operação comercial em 1985, ou seja, após 13 anos. Já Angra 2, usina que fazia parte do Acordo Brasil-Alemanha que contemplava a transferência da Tecnologia Nuclear, adquirida da Siemens/KWU, teve sua construção iniciada em 1975 e entrado em operação comercial somente em 2001. Angra 3 apesar de ter sua construção iniciada em 1976 está prevista para entrar em operação apenas em 2018.

A seguir serão apresentadas as principais conclusões da pesquisa realizada ressaltando a prevalência das vantagens comparativas da Tecnologia Nuclear para a expansão do Sistema Elétrico Brasileiro, enfatizando os desafios a serem superados pelo setor nuclear do país.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÃO

A expansão da capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro é fundamental para viabilizar o crescimento econômico necessário ao desenvolvimento do país e à consequente melhoria da qualidade de vida da população brasileira.

Ao longo do século XXI, a matriz elétrica brasileira continuará sendo composta predominantemente por fontes renováveis de energia, com predominância da hidroeletricidade. Entretanto, em função de restrições econômicas e ambientais, o aumento da capacidade instalada de geração através da hidroeletricidade não poderá se beneficiar de reservatórios de acumulação como ocorreu no passado. Os principais empreendimentos hidroelétricos a serem instalados no país serão usinas a fio d'água ocasionando a progressiva perda da capacidade de regularização das usinas hidroelétricas e a consequente necessidade de se alterar a sistemática operacional do Sistema Interligado Nacional.

Neste contexto, será necessário aumentar a capacidade instalada de usinas Termelétricas inflexíveis, em termos relativos, para assegurar a complementaridade às hidroelétricas no suprimento de energia para gerar na base do sistema. O Brasil possui recursos energéticos para suprir a geração na base do sistema através do carvão, do gás natural e da energia nuclear. Cada uma destas fontes apresenta características importantes que justificam a respectiva participação na composição da matriz elétrica brasileira, bem como desafios à sua utilização, cabendo aos gestores da política energética nacional estabelecer o mix adequado aos interesses da sociedade brasileira, considerando os desafios impostos pela utilização de cada opção energética. O PNE 2030 estabelece no cenário de referência, 5.350 MW nucleares adicionais ao longo do período, sendo 1.350 MW referentes à Usina de Angra 3, ora em construção.

Esta tese demonstra no Capítulo 4 que a utilização da Tecnologia Nuclear na expansão da capacidade de geração de energia elétrica do Sistema Elétrico Brasileiro apresenta relevantes vantagens comparativas que justificam a ampliação da participação da geração nuclear na matriz elétrica do país, em especial a efetividade da energia

nuclear para o Sistema Interligado Nacional, a segurança energética, a minimização da emissão de GEE e a contínua evolução tecnológica quanto a segurança nuclear.

Dentre as fontes térmicas disponíveis para gerar na base do sistema, a pesquisa realizada constata a importância das usinas nucleares brasileiras para a operação segura e confiável do SIN, sendo a geração nucleoelétrica aquela que apresenta Fator de Capacidade superior ao conseguido pelas demais fontes térmicas. Os estudos realizados e apresentados nos Capítulos 2 e 4 indicam a crescente necessidade da geração Termelétrica para compor a base do sistema em função da perda da capacidade de regularização das hidrelétricas devido às dificuldades de estabelecer novos de reservatórios de acumulação e ressaltam que a utilização de novas usinas nucleares possibilita a redução dos custos operacionais do SIN em função de seu baixo custo marginal de operação, consistente com a modicidade tarifária almejada.

Os resultados da pesquisa indicam ainda, como apresentado no Capítulo 4, que a opção nuclear possibilita a minimização da emissão de gases de efeito estufa uma vez que não ocorre emissão durante a operação dos reatores nucleares. Adicionalmente, os dados indicam que a emissão decorrente do ciclo de vida do combustível nuclear é muito inferior ao da cadeia energética dos combustíveis fósseis e praticamente o mesmo da cadeia energética eólica, contribuindo desta forma para que a matriz elétrica brasileira se mantenha como uma das mais limpas do planeta.

Quanto ao desenvolvimento da Tecnologia Nuclear, apresentados no Capítulo 3, as análises indicam que os aprimoramento implementados aos projetos dos reatores evolucionários de geração III e III+, atualmente disponíveis no mercado mundial, ampliam as características de segurança das usinas nucleares tanto sob o aspecto de minimização da probabilidade de ocorrência de acidentes quanto a mitigação de consequências em caso de dano ao núcleo do reator. Os projetos estão fundamentados em uma maior simplicidade e padronização visando à redução dos custos dos novos empreendimentos nucleares, conforme estimativas de LCOE para os novos reatores. Os dados analisados indicam ainda sob o aspecto tecnológico a prevalência dos reatores do tipo PWR não apenas entre as usinas em operação no mundo, mas também entre os reatores em construção. A indústria nuclear prevê para o horizonte de 2030 o desenvolvimento de reatores revolucionários de geração IV os quais operando com altas

temperaturas significarão uma ruptura tecnológica na indústria nuclear possibilitando além da geração de energia elétrica a produção de hidrogênio.

Entretanto, se por um lado os novos projetos de usinas nucleares incorporam importantes avanços tecnológicos ao padrão de segurança dos empreendimentos, o avanço da utilização da Tecnologia Nuclear a nível mundial impõe a indústria desafios, que precisam ser superados e tratados com transparência, seriedade e competência, conforme apresentado no Capítulo 5 desta tese.

As análises realizadas e apresentadas no Capítulo 5 quanto a segurança nuclear enfatizam a especificidade dos principais acidentes que influenciaram historicamente a utilização da energia nuclear para produção de eletricidade, ressaltando a identificação de causas e precursores e a implementação de ações corretivas por parte da indústria. Entretanto, as lições do acidente de Fukushima precisam ser devidamente analisadas e incorporadas aos empreendimentos nucleares, agregando valor as características de segurança de novas usinas e, se necessário, incorporando os custos adicionais decorrentes dos aprimoramentos ainda em fase de avaliação pela indústria.

A pesquisa indica que a definição dos depósitos finais dos resíduos radioativos quanto às opções de armazenamento temporário e definitivo deve ser analisada levando-se em consideração não apenas aspectos técnicos, mas também aspectos econômicos, éticos e políticos, sendo o armazenamento geológico a opção considerada mais adequada pela comunidade científica mundial quando se considera o armazenamento final. No caso brasileiro, através de dispositivos constitucionais, a definição quanto ao armazenamento definitivo é responsabilidade da CNEN. Entretanto, ainda não existe no país uma definição quanto ao armazenamento final dos resíduos radioativos, sendo tal definição fundamental para assegurar a sustentabilidade da utilização da energia nuclear e minimizar restrições existentes por parte da opinião pública.

As projeções dos custos nivelados da eletricidade no Brasil e no mundo, apresentadas e analisadas no Capítulo 5, indicam que a competitividade econômica da energia nuclear é significativamente influenciada pela taxa de retorno do empreendimento e pelo tempo de construção de novas usinas nucleares. Como no caso brasileiro, por dispositivos constitucionais, as atividades de geração de energia elétrica através de energia nuclear devem ser realizadas por empresa do governo, a opção nuclear se torna mais competitiva economicamente em função das menores taxas de

retorno dos empreendimentos estatais, em comparação com aqueles dos empreendimentos privados, consonante com as políticas de governo. As análises ressaltam que a competitividade econômica da Tecnologia Nuclear precisa ser comprovada, na prática, a nível mundial e em especial no Brasil. Sendo os empreendimentos nucleares intensivos em capital, é necessário que se assegure a construção das usinas no menor prazo possível e, neste sentido, dados históricos das construções das usinas nucleares no mundo e em especial os prazos de construção das usinas de Angra 1, Angra 2 e de Angra 3, ora em construção, não contribuem para assegurar a necessária competitividade econômica. A nível mundial, as análises indicam que em função dos atrasos existentes no cronograma de construção de usinas na Finlândia e na França, a indústria nuclear internacional está com sua credibilidade afetada quanto à capacidade de construir usinas nucleares nos prazos previstos. Não obstante, o presente trabalho constata que usinas nucleares construídas recentemente na Coréia do Sul e na China dentro do cronograma estabelecido, demonstram ser possível assegurar a competitividade econômica dos empreendimentos no que concerne ao cumprimento dos prazos de construção.

Os resultados da pesquisa quanto à opinião pública no que concerne a Tecnologia Nuclear, afetada em âmbito mundial após o acidente de Fukushima, concluem que a mesma precisa ter os benefícios da utilização da energia nuclear competentemente comunicados e esclarecidos visando assegurar o devido apoio populacional à utilização da Tecnologia Nuclear. De forma geral os dados analisados indicam que o apoio da opinião pública a utilização da energia nuclear é limitado uma vez que de acordo com a percepção da sociedade os riscos da utilização da energia nuclear são maiores que os respectivos benefícios. Entretanto, a pesquisa constata que oposição ao uso da energia nuclear é reduzida quando a população é adequadamente informada quanto aos benefícios da energia nuclear. Dentre os riscos percebidos pela sociedade quanto à utilização da Tecnologia Nuclear, a definição do armazenamento definitivo dos resíduos radioativos contribuiria significativamente por uma maior aceitação da energia nuclear pela sociedade.

As reservas de urânio já prospectadas e o domínio da tecnologia de enriquecimento de urânio e do ciclo nuclear apresentados na pesquisa indicam que o país se beneficiará da ampliação da utilização da energia nuclear também sob o aspecto da segurança energética. Entretanto, apesar de possuir a 6^a reserva de urânio do mundo,

dados analisados constatam que o país importou urânio recentemente para atender as necessidades das usinas de Angra 1 e de Angra 2. Adicionalmente, a análise do ciclo do combustível nuclear conclui que os benefícios do domínio da Tecnologia Nuclear ainda não foram totalmente incorporados pela sociedade brasileira, havendo a necessidade de se viabilizar economicamente as unidades de enriquecimento e de se estabelecer o adequado nível de independência de regulação em todas as fases do ciclo do combustível nuclear para assegurar o devido nível de governança no setor nuclear brasileiro.

Como resultado da pesquisa realizada esta tese conclui que a Tecnologia Nuclear apresenta significativas vantagens comparativas como opção energética para suprir a base do Sistema Interligado Nacional que justificam não apenas sua utilização mas a ampliação de sua participação relativa na composição da matriz elétrica brasileira, em função dos benefícios associados a questões ambientais, a segurança energética e a contribuição para a segurança e confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

O Brasil possui a base institucional, reservas de urânio e a competência tecnológica para expandir a participação nuclear na matriz elétrica brasileira. Não obstante, existem desafios a serem superados pela indústria nuclear, tornando-se consequentemente essencial que os diversos agentes que atuam no setor nuclear brasileiro demonstrem a necessária competência na superação dos desafios existentes para que a sociedade brasileira possa se beneficiar plenamente das vantagens da Tecnologia Nuclear, assegurando assim o desenvolvimento sustentável do país.

Ao longo do desenvolvimento da presente tese, alguns temas de interesse foram identificados como pertinentes a futuros trabalhos de pesquisa, destacando-se o desenvolvimento de metodologia para determinar a participação relativa ótima da energia nuclear na matriz elétrica brasileira e a determinação das potencialidades da utilização da energia nuclear no Brasil para geração de hidrogênio a partir das usinas de Geração IV.

ANEXO I

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction Start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007-2011	UCF % 2007-2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
ARGENTINA	AR -1	ATUCHA-1	PHWR	PHWR KWU	1179	357	335	NASA	SIEMENS	1968-6	1974-3	1974-6	87.4	87.6	-
	AR -2	EMBALSE		CANDU 6	2015	648	600	NASA	AECL	1974-4	1983-4	1984-1	80.1	80.2	-
ARMENIA	AM -19	ARMENIA-2	PWR	VVER V-270	1375	408	375	ANPPJSC	FAEA	1975-7	1980-1	1980-5	71.2	72.3	-
BELGIUM	BE -2	DOEL-1	PWR	WE (2 loops)	1311	454	433	ELECTRAB	ACECOWEN	1969-7	1974-8	1975-2	84.9	84.9	-
	BE -4	DOEL-2	PWR	WE (2 loops)	1311	454	433	ELECTRAB	ACECOWEN	1971-9	1975-8	1975-12	90.7	90.7	-
	BE -5	DOEL-3	PWR	WE 3-loops	3054	1056	1006	ELECTRAB	FRAMACEC	1975-1	1982-6	1982-10	86.8	87.1	-
	BE -7	DOEL-4	PWR	WE 3-loops	2988	1090	1039	ELECTRAB	ACECOWEN	1978-12	1985-4	1985-7	86.4	86.4	-
	BE -3	TIHANGE-1	PWR	Framatome 3 lo	2873	1009	962	ELECTRAB	ACLF	1970-6	1975-3	1975-10	87.1	88.1	-
	BE -6	TIHANGE-2	PWR	WE 3-loops	3064	1055	1008	ELECTRAB	FRAMACEC	1976-4	1982-10	1983-6	89.8	90.1	-
	BE -8	TIHANGE-3	PWR	WE 3-loops	3000	1094	1046	ELECTRAB	ACECOWEN	1978-11	1985-6	1985-9	88.3	88.9	-
	BR -1	ANGRA-1	PWR	2-loop WE	1882	640	609	ELETRONU	WH	1971-5	1982-4	1985-1	73.0	73.1	-
BRAZIL	BR -2	ANGRA-2	PWR	PRE KONVOI	3764	1350	1275	ELETRONU	KWU	1976-1	2000-7	2001-2	90.3	90.9	-
	BG -5	KOZLODUY-5	PWR	VVER V-320	3000	1000	953	KOZNPP	AEE	1980-7	1987-11	1988-12	86.3	86.7	DH
BULGARIA	BG -6	KOZLODUY-6	PWR	VVER V-320	3000	1000	953	KOZNPP	AEE	1982-4	1991-8	1993-12	86.1	86.7	DH
	CA -10	BRUCE-3	PHWR	CANDU 750A	2832	805	730	BRUCEPOW	OH/AECL	1972-7	1977-12	1978-2	76.6	77.2	-
CANADA	CA -11	BRUCE-4	PHWR	CANDU 750A	2832	805	730	BRUCEPOW	OH/AECL	1972-9	1978-12	1979-1	86.9	87.4	-
	CA -18	BRUCE-5	PHWR	CANDU 750B	2832	872	817	BRUCEPOW	OH/AECL	1978-6	1984-12	1985-3	90.7	91.0	-
	CA -19	BRUCE-6	PHWR	CANDU 750B	2690	891	817	BRUCEPOW	OH/AECL	1978-1	1984-6	1984-9	85.8	85.9	-
	CA -20	BRUCE-7	PHWR	CANDU 750B	2832	872	817	BRUCEPOW	OH/AECL	1979-5	1986-2	1986-4	89.9	90.0	-
	CA -21	BRUCE-8	PHWR	CANDU 750B	2690	845	817	BRUCEPOW	OH/AECL	1979-8	1987-3	1987-5	91.7	91.9	-
	CA -22	DARLINGTON-1	PHWR	CANDU 850	2776	934	878	OPG	OH/AECL	1982-4	1990-12	1992-11	88.5	89.6	-
	CA -23	DARLINGTON-2	PHWR	CANDU 850	2776	934	878	OPG	OH/AECL	1981-9	1990-1	1990-10	89.5	90.4	-
	CA -24	DARLINGTON-3	PHWR	CANDU 850	2776	934	878	OPG	OH/AECL	1984-9	1992-12	1993-2	92.5	93.4	-
	CA -25	DARLINGTON-4	PHWR	CANDU 850	2776	934	878	OPG	OH/AECL	1985-7	1993-4	1993-6	87.8	88.6	-

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: DH district heating.

Fonte: IAEA,2012

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007-2011	UCF % 2007-2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
CANADA	CA -12	GENTILLY-2	PHWR	CANDU 6	2156	675	635	HQ	AECL	1974-4	1982-12	1983-10	66.7	69.6	-
	CA -4	PICKERING-1	PHWR	CANDU 500A	1744	542	515	OPG	OH/AECL	1966-6	1971-4	1971-7	65.2	65.4	-
	CA -7	PICKERING-4	PHWR	CANDU 500A	1744	542	515	OPG	OH/AECL	1968-5	1973-5	1973-6	56.9	57.1	-
	CA -13	PICKERING-5	PHWR	CANDU 500B	1744	540	516	OPG	OH/AECL	1974-11	1982-12	1983-5	68.6	69.3	-
	CA -14	PICKERING-6	PHWR	CANDU 500B	1744	540	516	OPG	OH/AECL	1975-10	1983-11	1984-2	80.2	80.5	-
	CA -15	PICKERING-7	PHWR	CANDU 500B	1744	540	516	OPG	OH/AECL	1976-3	1984-11	1985-1	74.2	74.5	-
	CA -16	PICKERING-8	PHWR	CANDU 500B	1744	540	516	OPG	OH/AECL	1976-9	1986-1	1986-2	79.7	80.5	-
	CA -17	POINT LEPREAU	PHWR	CANDU 6	2180	680	635	NBEPC	AECL	1975-5	1982-9	1983-2	22.0	22.0	-
CHINA	CN -84	CEFR	FBR	BN-20	65	25	20	CIAE	IZ	2000-5	2011-7	—			-
	CN -2	GUANGDONG-1	PWR	M310	2905	984	944	GNPJVC	FRAM	1987-8	1993-8	1994-2	94.2	94.2	-
	CN -3	GUANGDONG-2	PWR	M310	2905	984	944	GNPJVC	FRAM	1988-4	1994-2	1994-5	90.8	90.8	-
	CN -6	LINGAO 1	PWR	M310	2905	990	938	LANPC	FRAM	1997-5	2002-2	2002-5	89.9	90.1	-
	CN -7	LINGAO 2	PWR	M310	2905	990	938	LANPC	FRAM	1997-11	2002-12	2003-1	89.7	89.7	-
	CN -12	LINGAO 3	PWR	CPR-1000	2905	1080	1007	LDNPC	DFEC	2005-12	2010-7	2010-9	73.2	73.2	-
	CN -13	LINGAO 4	PWR	CPR-1000	2905	1080	1007	LDNPC	DFEC	2006-6	2011-5	2011-8	99.5	99.5	-
	CN -1	QINSHAN 1	PWR	CNP-300	966	310	298	QNPC	CNNC	1985-3	1991-12	1994-4	87.2	87.3	-
	CN -4	QINSHAN 2-1	PWR	CNP-600	1930	650	610	NPQJVC	CNNC	1996-6	2002-2	2002-4	79.5	79.5	-
	CN -5	QINSHAN 2-2	PWR	CNP-600	1930	650	610	NPQJVC	CNNC	1997-4	2004-3	2004-5	87.8	87.9	-
	CN -14	QINSHAN 2-3	PWR	CNP-600	1930	650	610	NPQJVC	CNNC	2006-3	2010-8	2010-10	83.1	83.1	-
	CN -15	QINSHAN 2-4	PWR	CNP 600	1930	650	610	NPQJVC	CNNC	2007-1	2011-11	2011-12			-
	CN -8	QINSHAN 3-1	PHWR	CANDU 6	2064	700	650	TQNPC	AECL	1998-6	2002-11	2002-12	90.3	90.4	-
	CN -9	QINSHAN 3-2	PHWR	CANDU 6	2064	700	650	TQNPC	AECL	1998-9	2003-6	2003-7	92.5	92.7	-
	CN -10	TIANWAN 1	PWR	VVER V-428	3000	1060	990	JNPC	IZ	1999-10	2006-5	2007-5	80.1	80.1	-
	CN -11	TIANWAN 2	PWR	VVER V-428	3000	1060	990	JNPC	IZ	2000-10	2007-5	2007-8	84.2	84.2	-
CZECH REP.	CZ -4	DUKOVANY-1	PWR	VVER V-213	1375	498	471	CEZ	SKODA	1979-1	1985-2	1985-5	87.2	87.4	-
	CZ -5	DUKOVANY-2	PWR	VVER V-213	1375	456	427	CEZ	SKODA	1979-1	1986-1	1986-3	88.8	89.3	-
	CZ -8	DUKOVANY-3	PWR	VVER V-213	1444	498	471	CEZ	SKODA	1979-3	1986-11	1986-12	85.3	86.0	-
	CZ -9	DUKOVANY-4	PWR	VVER V-213	1375	498	471	CEZ	SKODA	1979-3	1987-6	1987-7	85.2	85.8	-

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
CZ	CZ-23	TEMELIN-1	PWR	VVER V-320	3000	1013	963	CEZ	SKODA	1987-2	2000-12	2002-6	68.8	68.9	DH
	CZ-24	TEMELIN-2	PWR	VVER V-320	3000	1013	963	CEZ	SKODA	1987-2	2002-12	2003-4	78.7	79.2	DH
FINLAND	FI-1	LOVIISA-1	PWR	VVER V-213	1500	510	488	FORTUMPH	AEE	1971-5	1977-2	1977-5	91.7	92.1	-
	FI-2	LOVIISA-2	PWR	VVER V-213	1500	510	488	FORTUMPH	AEE	1972-8	1980-11	1981-1	92.7	93.4	-
	FI-3	OLKILUOTO-1	BWR	BWR-2500	2500	910	880	TVO	ASEASTAL	1974-2	1978-9	1979-10	94.6	95.1	-
	FI-4	OLKILUOTO-2	BWR	BWR-2500	2500	910	880	TVO	ASEASTAL	1975-11	1980-2	1982-7	93.7	94.4	-
FRANCE	FR-54	BELLEVILLE-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1363	1310	EDF	FRAM	1980-5	1987-10	1988-6	70.6	71.6	-
	FR-55	BELLEVILLE-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1363	1310	EDF	FRAM	1980-8	1988-7	1989-1	80.5	83.3	-
	FR-32	BLAYAIS-1	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1977-1	1981-6	1981-12	79.4	83.3	-
	FR-33	BLAYAIS-2	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1977-1	1982-7	1983-2	79.6	82.0	-
	FR-34	BLAYAIS-3	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1978-4	1983-8	1983-11	84.3	87.3	-
	FR-35	BLAYAIS-4	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1978-4	1983-5	1983-10	78.8	81.8	-
	FR-13	BUGEY-2	PWR	CP0	2785	945	910	EDF	FRAM	1972-11	1978-5	1979-3	73.8	76.1	-
	FR-14	BUGEY-3	PWR	CP0	2785	945	910	EDF	FRAM	1973-9	1978-9	1979-3	56.3	61.5	-
	FR-15	BUGEY-4	PWR	CP0	2785	917	880	EDF	FRAM	1974-6	1979-3	1979-7	71.8	73.8	-
	FR-16	BUGEY-5	PWR	CP0	2785	917	880	EDF	FRAM	1974-7	1979-7	1980-1	73.9	77.8	-
	FR-50	CATTENOM-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1362	1300	EDF	FRAM	1979-10	1986-11	1987-4	84.9	87.4	-
	FR-53	CATTENOM-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1362	1300	EDF	FRAM	1980-7	1987-9	1988-2	78.8	81.8	-
	FR-60	CATTENOM-3	PWR	P4 REP 1300	3817	1362	1300	EDF	FRAM	1982-6	1990-7	1991-2	77.4	78.8	-
	FR-65	CATTENOM-4	PWR	P4 REP 1300	3817	1362	1300	EDF	FRAM	1983-9	1991-5	1992-1	83.7	85.8	-
	FR-40	CHINON-B-1	PWR	CP2	2785	954	905	EDF	FRAM	1977-3	1982-11	1984-2	65.2	70.9	-
	FR-41	CHINON-B-2	PWR	CP2	2785	954	905	EDF	FRAM	1977-3	1983-11	1984-8	75.8	77.6	-
	FR-56	CHINON-B-3	PWR	CP2	2785	954	905	EDF	FRAM	1980-10	1986-10	1987-3	72.7	75.2	-
	FR-57	CHINON-B-4	PWR	CP2	2785	954	905	EDF	FRAM	1981-2	1987-11	1988-4	73.7	78.2	-
	FR-62	CHOOZ-B-1	PWR	N4 REP 1450	4270	1560	1500	EDF	FRAM	1984-1	1996-8	2000-5	77.5	78.8	-
	FR-70	CHOOZ-B-2	PWR	N4 REP 1450	4270	1560	1500	EDF	FRAM	1985-12	1997-4	2000-9	81.4	84.1	-
	FR-72	CIVAUX-1	PWR	N4 REP 1450	4270	1561	1495	EDF	FRAM	1988-10	1997-12	2002-1	73.5	74.6	-
	FR-73	CIVAUX-2	PWR	N4 REP 1450	4270	1561	1495	EDF	FRAM	1991-4	1999-12	2002-4	84.4	87.2	-

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: DH district heating.

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
	FR-42	CRUAS-1	PWR	CP2	2785	956	915	EDF	FRAM	1978-8	1983-4	1984-4	70.7	74.9	-
	FR-43	CRUAS-2	PWR	CP2	2785	956	915	EDF	FRAM	1978-11	1984-9	1985-4	68.2	72.0	-
	FR-44	CRUAS-3	PWR	CP2	2785	956	915	EDF	FRAM	1979-4	1984-5	1984-9	74.4	76.4	-
	FR-45	CRUAS-4	PWR	CP2	2785	956	915	EDF	FRAM	1979-10	1984-10	1985-2	74.3	76.8	-
	FR-22	DAMPIERRE-1	PWR	CP1	2785	937	890	EDF	FRAM	1975-2	1980-3	1980-9	78.3	81.4	-
	FR-29	DAMPIERRE-2	PWR	CP1	2785	937	890	EDF	FRAM	1975-4	1980-12	1981-2	83.5	85.5	-
	FR-30	DAMPIERRE-3	PWR	CP1	2785	937	890	EDF	FRAM	1975-9	1981-1	1981-5	80.4	82.3	-
	FR-31	DAMPIERRE-4	PWR	CP1	2785	937	890	EDF	FRAM	1975-12	1981-8	1981-11	79.4	82.0	-
	FR-11	FESSENHEIM-1	PWR	CP0	2660	920	880	EDF	FRAM	1971-9	1977-4	1978-1	66.8	67.8	-
	FR-12	FESSENHEIM-2	PWR	CP0	2660	920	880	EDF	FRAM	1972-2	1977-10	1978-4	57.3	59.5	-
	FR-46	FLAMANVILLE-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1979-12	1985-12	1986-12	71.5	73.5	-
	FR-47	FLAMANVILLE-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1980-5	1986-7	1987-3	74.3	77.2	-
	FR-61	GOLFECH-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1363	1310	EDF	FRAM	1982-11	1990-6	1991-2	88.5	90.1	-
	FR-68	GOLFECH-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1363	1310	EDF	FRAM	1984-10	1993-6	1994-3	85.5	87.3	-
	FR-20	GRAVELINES-1	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1975-2	1980-3	1980-11	75.1	76.8	-
	FR-21	GRAVELINES-2	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1975-3	1980-8	1980-12	80.7	82.3	-
	FR-27	GRAVELINES-3	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1975-12	1980-12	1981-6	74.6	76.5	-
	FR-28	GRAVELINES-4	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1976-4	1981-6	1981-10	83.3	84.6	-
	FR-51	GRAVELINES-5	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1979-10	1984-8	1985-1	83.3	84.9	-
	FR-52	GRAVELINES-6	PWR	CP1	2785	951	910	EDF	FRAM	1979-10	1985-8	1985-10	79.6	80.0	-
	FR-58	NOGENT-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1363	1310	EDF	FRAM	1981-5	1987-10	1988-2	83.1	86.5	-
	FR-59	NOGENT-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1363	1310	EDF	FRAM	1982-1	1988-12	1989-5	75.6	76.8	-
	FR-36	PALUEL-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1977-8	1984-6	1985-12	79.8	84.9	-
	FR-37	PALUEL-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1978-1	1984-9	1985-12	81.3	83.4	-
	FR-38	PALUEL-3	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1979-2	1985-9	1986-2	62.5	64.6	-
	FR-39	PALUEL-4	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1980-2	1986-4	1986-6	77.5	79.3	-
	FR-63	PENLY-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1982-9	1990-5	1990-12	77.7	78.4	-
	FR-64	PENLY-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1382	1330	EDF	FRAM	1984-8	1992-2	1992-11	85.1	87.0	-
	FR-48	ST. ALBAN-1	PWR	P4 REP 1300	3817	1381	1335	EDF	FRAM	1979-1	1985-8	1986-5	65.0	66.4	-
	FR-49	ST. ALBAN-2	PWR	P4 REP 1300	3817	1381	1335	EDF	FRAM	1979-7	1986-7	1987-3	79.0	81.4	-

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF %	UCF %	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net						2007–2011	2007–2011	
FRANCE	FR -17	ST. LAURENT-B-1	PWR	CP2	2785	956	915	EDF	FRAM	1976-5	1981-1	1983-8	81.3	85.1	-
	FR -23	ST. LAURENT-B-2	PWR	CP2	2785	956	915	EDF	FRAM	1976-7	1981-6	1983-8	77.6	80.7	-
	FR -18	TRICASTIN-1	PWR	CP1	2785	955	915	EDF	FRAM	1974-11	1980-5	1980-12	78.5	80.6	-
	FR -19	TRICASTIN-2	PWR	CP1	2785	955	915	EDF	FRAM	1974-12	1980-8	1980-12	74.9	77.0	-
	FR -25	TRICASTIN-3	PWR	CP1	2785	955	915	EDF	FRAM	1975-4	1981-2	1981-5	78.3	79.6	-
	FR -26	TRICASTIN-4	PWR	CP1	2785	955	915	EDF	FRAM	1975-5	1981-6	1981-11	83.2	84.9	-
GERMANY	DE -32	BROKDORF (KBR)	PWR	PWR	3900	1480	1410	E.ON	KWU	1976-1	1986-10	1986-12	91.0	91.2	-
	DE -33	EMSLAND (KKE)	PWR	Konvoi	3850	1400	1329	KLE	KWU	1982-8	1988-4	1988-6	94.1	94.2	-
	DE -23	GRAFENRHEINFELD (KKG)	PWR	PWR	3765	1345	1275	E.ON	KWU	1975-1	1981-12	1982-6	84.2	84.3	-
	DE -27	GROHNDE (KWG)	PWR	PWR	3900	1430	1360	KWG	KWU	1976-6	1984-9	1985-2	90.1	91.4	-
	DE -26	GUNDREMMINGEN-B (GUN-B)	BWR	BWR-72	3840	1344	1284	KGG	KWU	1976-7	1984-3	1984-7	88.9	89.1	-
	DE -28	GUNDREMMINGEN-C (GUN-C)	BWR	BWR-72	3840	1344	1288	KGG	KWU	1976-7	1984-11	1985-1	88.3	88.4	-
	DE -31	ISAR-2 (KKI 2)	PWR	Konvoi	3950	1485	1410	E.ON	KWU	1982-9	1988-1	1988-4	93.8	93.9	-
	DE -44	NECKARWESTHEIM-2 (GKN 2)	PWR	Konvoi	3850	1400	1310	EnKK	KWU	1982-11	1989-1	1989-4	92.5	92.8	-
HUNGARY	HU -1	PAKS-1	PWR	VVER V-213	1485	500	470	PAKS Zrt	AEE	1974-8	1982-12	1983-8	86.7	86.7	-
	HU -2	PAKS-2	PWR	VVER V-213	1485	500	473	PAKS Zrt	AEE	1974-8	1984-9	1984-11	87.6	87.6	DH
	HU -3	PAKS-3	PWR	VVER V-213	1485	500	473	PAKS Zrt	AEE	1979-10	1986-9	1986-12	88.2	88.2	DH
	HU -4	PAKS-4	PWR	VVER V-213	1485	500	473	PAKS Zrt	AEE	1979-10	1987-8	1987-11	88.3	88.3	DH
INDIA	IN -13	KAIGA-1	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1989-9	2000-10	2000-11	57.6	90.0	-
	IN -14	KAIGA-2	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1989-12	1999-12	2000-3	56.4	92.6	-
	IN -15	KAIGA-3	PHWR	Horizontal Pre	800	220	202	NPCIL	NPCIL	2002-3	2007-4	2007-5	45.1	72.9	-
	IN -16	KAIGA-4	PHWR	Horizontal Pre	800	220	202	NPCIL	NPCIL	2002-5	2011-1	2011-1	71.7	93.5	-
	IN -9	KAKRAPAR-1	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1984-12	1992-11	1993-5	35.9	45.3	-
	IN -10	KAKRAPAR-2	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1985-4	1995-3	1995-9	62.5	94.3	-
	IN -5	MADRAS-1	PHWR	Horizontal Pre	801	220	205	NPCIL	NPCIL	1971-1	1983-7	1984-1	47.5	80.7	DS
	IN -6	MADRAS-2	PHWR	Horizontal Pre	801	220	205	NPCIL	NPCIL	1972-10	1985-9	1986-3	50.9	91.2	DS

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: DH district heating, DS desalination.

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
	IN -7	NARORA-1	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1976-12	1989-7	1991-1	36.8	68.0	-
	IN -8	NARORA-2	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1977-11	1992-1	1992-7	18.7	34.8	-
	IN -3	RAJASTHAN-1	PHWR	Horizontal Pre	346	100	90	NPCIL	AECL	1965-8	1972-11	1973-12	0.0	0.0	PH
	IN -4	RAJASTHAN-2	PHWR	Horizontal Pre	693	200	187	NPCIL	AECL/DAE	1968-4	1980-11	1981-4	50.3	53.4	PH
	IN -11	RAJASTHAN-3	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1990-2	2000-3	2000-6	71.5	91.4	PH
	IN -12	RAJASTHAN-4	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	1990-10	2000-11	2000-12	70.1	89.6	PH
	IN -19	RAJASTHAN-5	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	2002-9	2009-12	2010-2	90.7	91.7	-
	IN -20	RAJASTHAN-6	PHWR	Horizontal Pre	801	220	202	NPCIL	NPCIL	2003-1	2010-3	2010-3	65.3	66.1	-
	IN -1	TARAPUR-1	BWR	BWR-1, Mark 2	530	160	150	NPCIL	GE	1964-10	1969-4	1969-10	85.8	86.4	-
	IN -2	TARAPUR-2	BWR	BWR-1, Mark 2	530	160	150	NPCIL	GE	1964-10	1969-5	1969-10	91.4	91.9	-
	IN -23	TARAPUR-3	PHWR	Horizontal Pre	1730	540	490	NPCIL	NPCIL	2000-5	2006-6	2006-8	66.3	92.1	-
	IN -24	TARAPUR-4	PHWR	Horizontal Pre	1730	540	490	NPCIL	NPCIL	2000-3	2005-6	2005-9	56.1	84.9	-
IRAN, ISL. REP.	IR -1	BUSHEHR 1	PWR	VVER V-446	3000	1000	915	NPPDCO	ASE	1975-5	2011-9	2012-7			-
JAPAN	JP -17	FUKUSHIMA-DAIICHI-5	BWR	BWR-4	2381	784	760	TEPCO	TOSHIBA	1972-5	1977-9	1978-4	61.6	61.6	-
	JP -18	FUKUSHIMA-DAIICHI-6	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	GE/T	1973-10	1979-5	1979-10	59.0	60.4	-
	JP -25	FUKUSHIMA-DAINI-1	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	TOSHIBA	1976-3	1981-7	1982-4	69.1	70.2	-
	JP -26	FUKUSHIMA-DAINI-2	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	HITACHI	1979-5	1983-6	1984-2	65.4	66.6	-
	JP -35	FUKUSHIMA-DAINI-3	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	TOSHIBA	1981-3	1984-12	1985-6	68.5	69.7	-
	JP -38	FUKUSHIMA-DAINI-4	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	HITACHI	1981-5	1986-12	1987-8	62.3	63.5	-
	JP -12	GENKAI-1	PWR	M (2-loop)	1650	559	529	KYUSHU	MHI	1971-9	1975-2	1975-10	85.0	85.0	-
	JP -27	GENKAI-2	PWR	M (2-loop)	1650	559	529	KYUSHU	MHI	1977-2	1980-6	1981-3	64.4	64.4	-
	JP -45	GENKAI-3	PWR	M (4-loop)	3423	1180	1127	KYUSHU	MHI	1988-6	1993-6	1994-3	67.0	67.0	DS
	JP -46	GENKAI-4	PWR	M (4-loop)	3423	1180	1127	KYUSHU	MHI	1992-7	1996-11	1997-7	86.6	86.6	DS
	JP -36	HAMAOKA-3	BWR	BWR-5	3293	1100	1056	CHUBU	TOSHIBA	1983-4	1987-1	1987-8	66.7	67.0	-
	JP -49	HAMAOKA-4	BWR	BWR-5	3293	1137	1092	CHUBU	TOSHIBA	1989-10	1993-1	1993-9	79.1	81.2	-
	JP -60	HAMAOKA-5	BWR	ABWR	3926	1380	1325	CHUBU	TOSHIBA	2000-7	2004-4	2005-1	49.2	61.0	-
	JP -58	HIGASHI DORI 1 (TOHOKU)	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TOHOKU	TOSHIBA	2000-11	2005-3	2005-12	63.9	63.9	-
	JP -23	IKATA-1	PWR	M (2-loop)	1650	566	538	SHIKOKU	MHI	1973-9	1977-2	1977-9	76.4	76.5	DS

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: PH process heating, DS desalination.

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
	JP -32	IKATA-2	PWR	M (2-loop)	1650	566	538	SHIKOKU	MHI	1978-8	1981-8	1982-3	85.1	85.2	DS
	JP -47	IKATA-3	PWR	M (3-loop)	2660	890	846	SHIKOKU	MHI	1990-10	1994-3	1994-12	77.7	77.7	DS
	JP -33	KASHIWAZAKI KARIWA-1	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	TOSHIBA	1980-6	1985-2	1985-9	29.9	35.5	-
	JP -39	KASHIWAZAKI KARIWA-2	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	TOSHIBA	1985-11	1990-2	1990-9	4.0	4.0	-
	JP -52	KASHIWAZAKI KARIWA-3	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	TOSHIBA	1989-3	1992-12	1993-8	10.7	14.3	-
	JP -53	KASHIWAZAKI KARIWA-4	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	HITACHI	1990-3	1993-12	1994-8	10.8	20.0	-
	JP -40	KASHIWAZAKI KARIWA-5	BWR	BWR-5	3293	1100	1067	TEPCO	HITACHI	1985-6	1989-9	1990-4	21.7	31.9	-
	JP -55	KASHIWAZAKI KARIWA-6	BWR	ABWR	3926	1356	1315	TEPCO	TOSHIBA	1992-11	1996-1	1996-11	47.2	55.4	-
	JP -56	KASHIWAZAKI KARIWA-7	BWR	ABWR	3926	1356	1315	TEPCO	HITACHI	1993-7	1996-12	1997-7	47.9	54.6	-
	JP -4	MIHAMA-1	PWR	W (2-loop)	1031	340	320	KEPCO	WH	1967-2	1970-8	1970-11	53.1	53.4	-
	JP -6	MIHAMA-2	PWR	M (2-loop)	1456	500	470	KEPCO	MHI	1968-5	1972-4	1972-7	64.2	64.4	-
	JP -14	MIHAMA-3	PWR	M (3-loop)	2440	826	780	KEPCO	MHI	1972-8	1976-2	1976-12	71.6	71.6	-
	JP -15	OHI-1	PWR	W (4-loop)	3423	1175	1120	KEPCO	WH	1972-10	1977-12	1979-3	63.5	63.5	DS
	JP -19	OHI-2	PWR	W (4-loop)	3423	1175	1120	KEPCO	WH	1972-12	1978-10	1979-12	77.0	77.0	DS
	JP -50	OHI-3	PWR	M (4-loop)	3423	1180	1127	KEPCO	MHI	1987-10	1991-6	1991-12	62.0	62.0	-
	JP -51	OHI-4	PWR	M (4-loop)	3423	1180	1127	KEPCO	MHI	1988-6	1992-6	1993-2	75.8	75.8	-
	JP -22	ONAGAWA-1	BWR	BWR-4	1593	524	498	TOHOKU	TOSHIBA	1980-7	1983-11	1984-6	42.4	52.3	-
	JP -54	ONAGAWA-2	BWR	BWR-5	2436	825	796	TOHOKU	TOSHIBA	1991-4	1994-12	1995-7	59.8	69.2	-
	JP -57	ONAGAWA-3	BWR	BWR-5	2436	825	796	TOHOKU	TOSHIBA	1998-1	2001-5	2002-1	52.4	62.4	-
	JP -28	SENDAI-1	PWR	M (3-loop)	2660	890	846	KYUSHU	MHI	1979-12	1983-9	1984-7	69.0	69.0	-
	JP -37	SENDAI-2	PWR	M (3-loop)	2660	890	846	KYUSHU	MHI	1981-10	1985-4	1985-11	78.7	78.7	-
	JP -48	SHIKA-1	BWR	BWR-5	1593	540	505	HOKURIKU	HITACHI	1989-7	1993-1	1993-7	35.9	35.9	-
	JP -59	SHIKA-2	BWR	ABWR	3926	1206	1108	HOKURIKU	HITACHI	2001-8	2005-7	2006-3	42.7	42.7	-
	JP -7	SHIMANE-1	BWR	BWR-3	1380	460	439	CHUGOKU	HITACHI	1970-7	1973-12	1974-3	46.4	46.4	-
	JP -41	SHIMANE-2	BWR	BWR-5	2436	820	789	CHUGOKU	HITACHI	1985-2	1988-7	1989-2	70.6	70.6	-
	JP -8	TAKAHAMA-1	PWR	M (3-loop)	2440	826	780	KEPCO	WH/MHI	1970-4	1974-3	1974-11	67.4	67.4	-
	JP -13	TAKAHAMA-2	PWR	M (3-loop)	2440	826	780	KEPCO	MHI	1971-3	1975-1	1975-11	71.2	71.2	-
	JP -29	TAKAHAMA-3	PWR	M (3-loop)	2660	870	830	KEPCO	MHI	1980-12	1984-5	1985-1	76.8	76.8	DS
	JP -30	TAKAHAMA-4	PWR	M (3-loop)	2660	870	830	KEPCO	MHI	1981-3	1984-11	1985-6	73.2	73.2	DS
	JP -21	TOKAI-2	BWR	BWR-5	3293	1100	1060	JAPCO	GE	1973-10	1978-3	1978-11	56.1	59.9	-

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: DS desalination.

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF %	UCF %	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net						2007-2011	2007-2011	
JAPAN	JP -43	TOMARI-1	PWR	M (2-loop)	1650	579	550	HEPCO	MHI	1985-4	1988-12	1989-6	71.1	71.1	-
	JP -44	TOMARI-2	PWR	M (2-loop)	1650	579	550	HEPCO	MHI	1985-6	1990-8	1991-4	74.6	74.6	-
	JP -64	TOMARI-3	PWR	M (3-loop)	2660	912	866	HEPCO	MHI	2004-11	2009-3	2009-12	91.4	91.4	-
	JP -3	TSURUGA-1	BWR	BWR-2	1070	357	340	JAPCO	GE	1986-11	1989-11	1970-3	42.8	43.0	-
	JP -34	TSURUGA-2	PWR	M (4-loop)	3411	1160	1108	JAPCO	MHI	1982-11	1986-6	1987-2	50.9	51.7	-
KOREA, REP. OF	KR -1	KORI-1	PWR	WH △60	1729	603	576	KHNP	WH	1972-4	1977-6	1978-4	94.4	95.0	-
	KR -2	KORI-2	PWR	WH F	1882	675	637	KHNP	WH	1977-12	1983-4	1983-7	91.4	91.4	-
	KR -5	KORI-3	PWR	WH F	2912	1042	1011	KHNP	WH	1979-10	1985-1	1985-9	92.9	92.9	-
	KR -6	KORI-4	PWR	WH F	2912	1042	1009	KHNP	WH	1980-4	1985-11	1986-4	92.2	92.4	-
	KR -21	SHIN-KORI-1	PWR	OPR-1000	2825	1038	985	KHNP	DHICKOPC	2006-6	2010-8	2011-2	99.6	100.0	-
	KR -9	ULCHIN-1	PWR	France CPI	2785	985	945	KHNP	FRAM	1983-1	1988-4	1988-9	93.4	93.6	-
	KR -10	ULCHIN-2	PWR	France CPI	2775	984	942	KHNP	FRAM	1983-7	1989-4	1989-9	89.6	89.6	-
	KR -13	ULCHIN-3	PWR	OPR-1000	2825	1047	994	KHNP	DHICKOPC	1993-7	1998-1	1998-8	93.0	93.1	-
	KR -14	ULCHIN-4	PWR	OPR-1000	2825	1045	998	KHNP	DHICKOPC	1993-11	1998-12	1999-12	88.5	88.6	-
	KR -19	ULCHIN-5	PWR	OPR-1000	2815	1048	997	KHNP	DHICKOPC	1999-10	2003-12	2004-7	93.6	93.7	-
	KR -20	ULCHIN-6	PWR	OPR-1000	2825	1048	997	KHNP	DHICKOPC	2000-9	2005-1	2005-4	93.4	93.6	-
	KR -3	WOLSONG-1	PHWR	CANDU 6	2061	689	660	KHNP	AECL	1977-10	1982-12	1983-4	50.1	50.1	-
	KR -4	WOLSONG-2	PHWR	CANDU 6	2061	740	710	KHNP	AECL/DHI	1992-6	1997-4	1997-7	93.5	93.7	-
	KR -15	WOLSONG-3	PHWR	CANDU 6	2061	729	707	KHNP	AECL/DHI	1994-3	1998-3	1998-7	94.7	94.8	-
	KR -16	WOLSONG-4	PHWR	CANDU 6	2061	730	708	KHNP	AECL/DHI	1994-7	1999-5	1999-10	93.3	93.4	-
	KR -7	YONGGWANG-1	PWR	WH F	2787	985	953	KHNP	WH	1981-6	1986-3	1986-8	91.6	91.9	-
	KR -8	YONGGWANG-2	PWR	WH F	2787	978	947	KHNP	WH	1981-12	1986-11	1987-6	90.5	90.8	-
	KR -11	YONGGWANG-3	PWR	OPR-1000	2825	1039	997	KHNP	DHICKAEC	1989-12	1994-10	1995-3	92.3	92.5	-
	KR -12	YONGGWANG-4	PWR	OPR-1000	2825	1039	994	KHNP	DHICKAEC	1990-5	1995-7	1996-1	91.5	91.8	-
	KR -17	YONGGWANG-5	PWR	OPR-1000	2825	1046	988	KHNP	DHICKOPC	1997-6	2001-12	2002-5	94.2	94.2	-
	KR -18	YONGGWANG-6	PWR	OPR-1000	2825	1050	996	KHNP	DHICKOPC	1997-11	2002-9	2002-12	92.5	92.8	-
MEXICO	MX -1	LAGUNA VERDE-1	BWR	BWR-5	2027	682	650	CFE	GE	1976-10	1989-4	1990-7	75.8	76.1	-
	MX -2	LAGUNA VERDE-2	BWR	BWR-5	2027	682	650	CFE	GE	1977-6	1994-11	1995-4	82.3	82.8	-

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF %	UCF %	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net						2007–2011	2007–2011	
NETHERLANDS	NL -2	BORSSELE	PWR	LWR - PWR	1366	515	482	EPZ	S/KWU	1969-7	1973-7	1973-10	92.7	93.0	-
PAKISTAN	PK -2	CHASNUPP 1	PWR	CNP-300	999	325	300	PAEC	CNNC	1993-8	2000-6	2000-9	74.0	74.1	-
	PK -3	CHASNUPP 2	PWR	CANDU-137 M	999	325	300	PAEC	CNNC	2005-12	2011-3	2011-5	88.3	88.3	-
	PK -1	KANUPP	PHWR	CANDU-137 M	433	137	125	PAEC	CGE	1966-8	1971-10	1972-12	45.7	45.7	DS
ROMANIA	RO -1	CERNAVODA-1	PHWR	CANDU 6	2180	706	650	SNN	AECL	1982-7	1996-7	1996-12	93.6	94.1	DH
	RO -2	CERNAVODA-2	PHWR	CANDU 6	2180	706	650	SNN	AECL	1983-7	2007-8	2007-10	93.8	94.6	DH
RUSSIA	RU -96	BALAKOVO-1	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	REA	ROSATOM	1980-12	1985-12	1986-5	86.9	87.4	DH, PH
	RU -97	BALAKOVO-2	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	REA	ROSATOM	1981-8	1987-10	1988-1	88.1	89.2	DH, PH
	RU -98	BALAKOVO-3	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	REA	ROSATOM	1982-11	1988-12	1989-4	88.5	89.5	DH, PH
	RU -99	BALAKOVO-4	PWR	VVER V-320	3200	1000	950	REA	ROSATOM	1984-4	1993-4	1993-12	88.0	88.8	DH, PH
	RU -21	BELOYARSKY-3 (BN-600)	FBR	BN-600	1470	600	560	REA	ROSATOM	1969-1	1980-4	1981-11	76.5	76.6	DH, PH
	RU -141	BILIBINO-1	LWGR	EGP-6	62	12	11	REA	ROSATOM	1970-1	1974-1	1974-4	44.3	53.3	DH
	RU -142	BILIBINO-2	LWGR	EGP-6	62	12	11	REA	ROSATOM	1970-1	1974-12	1975-2	75.5	84.8	DH
	RU -143	BILIBINO-3	LWGR	EGP-6	62	12	11	REA	ROSATOM	1970-1	1975-12	1976-2	76.3	85.7	DH
	RU -144	BILIBINO-4	LWGR	EGP-6	62	12	11	REA	ROSATOM	1970-1	1976-12	1977-1	74.2	83.4	DH
	RU -30	KALININ-1	PWR	VVER V-338	3000	1000	950	REA	ROSATOM	1977-2	1984-5	1985-6	84.7	84.9	DH, PH
	RU -31	KALININ-2	PWR	VVER V-338	3000	1000	950	REA	ROSATOM	1982-2	1986-12	1987-3	85.9	86.2	DH, PH
	RU -36	KALININ-3	PWR	VVER V-320	3200	1000	950	REA	ROSATOM	1985-10	2004-12	2005-11	85.1	85.3	PH
	RU -37	KALININ-4	PWR	VVER V-320	3200	1000	950	REA	ROSATOM	1986-8	2011-11	—			-
	RU -12	KOLA-1	PWR	VVER V-230	1375	440	411	REA	ROSATOM	1970-5	1973-6	1973-12	82.4	85.7	DH, PH
	RU -13	KOLA-2	PWR	VVER V-230	1375	440	411	REA	ROSATOM	1970-5	1974-12	1975-2	82.4	86.0	DH, PH
	RU -32	KOLA-3	PWR	VVER V-213	1375	440	411	REA	ROSATOM	1977-4	1981-3	1982-12	72.2	78.7	DH, PH
	RU -33	KOLA-4	PWR	VVER V-213	1375	440	411	REA	ROSATOM	1976-8	1984-10	1984-12	80.9	84.6	DH, PH
	RU -17	KURSK-1	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1972-6	1976-12	1977-10	82.8	84.8	DH, PH
	RU -22	KURSK-2	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1973-1	1979-1	1979-8	78.4	78.6	DH, PH
	RU -38	KURSK-3	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1978-4	1983-10	1984-3	70.7	71.4	DH, PH
	RU -39	KURSK-4	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1981-5	1985-12	1986-2	74.7	75.6	DH, PH

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: DS desalination, DH district heating, PH process heating.

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
	RU-15	LENINGRAD-1	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1970-3	1973-12	1974-11	79.2	80.2	DH, PH
	RU-16	LENINGRAD-2	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1970-6	1975-7	1976-2	86.9	87.3	DH, PH
	RU-34	LENINGRAD-3	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1973-12	1979-12	1980-6	71.3	72.8	DH, PH
	RU-35	LENINGRAD-4	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1975-2	1981-2	1981-8	70.5	71.7	DH, PH
	RU-9	NOVOTORONEZH-3	PWR	VVER V-179	1375	417	385	REA	ROSATOM	1967-7	1971-12	1972-6	65.2	66.0	DH, PH
	RU-11	NOVOTORONEZH-4	PWR	VVER V-179	1375	417	385	REA	ROSATOM	1967-7	1972-12	1973-3	80.6	81.8	DH, PH
	RU-20	NOVOTORONEZH-5	PWR	VVER V-187	3000	1000	950	REA	ROSATOM	1974-3	1980-5	1981-2	67.0	67.8	DH, PH
	RU-59	ROSTOV-1	PWR	VVER V-320I	3200	1000	950	REA	ROSATOM	1981-9	2001-3	2001-12	88.2	88.3	-
	RU-62	ROSTOV-2	PWR	VVER V-320I	3200	1000	950	REA	ROSATOM	1983-5	2010-3	2010-12	89.4	90.2	-
	RU-23	SMOLENSK-1	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1975-10	1982-12	1983-9	75.9	76.3	DH, PH
	RU-24	SMOLENSK-2	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1976-6	1985-5	1985-7	79.7	80.2	DH, PH
	RU-67	SMOLENSK-3	LWGR	RBMK-1000	3200	1000	925	REA	ROSATOM	1984-5	1990-1	1990-10	79.1	79.3	DH, PH
SLOVAKIA	SK-13	BOHUNICE-3	PWR	VVER V-213	1471	505	472	SE,plc	SKODA	1976-12	1984-8	1985-2	83.5	85.8	DH, PH
	SK-14	BOHUNICE-4	PWR	VVER V-213	1471	505	472	SE,plc	SKODA	1976-12	1985-8	1985-12	84.7	86.7	DH, PH
	SK-6	MOCHOVCE-1	PWR	VVER V-213	1471	470	436	SE,plc	SKODA	1983-10	1998-7	1998-10	89.2	89.6	-
	SK-7	MOCHOVCE-2	PWR	VVER V-213	1471	470	436	SE,plc	SKODA	1983-10	1999-12	2000-4	89.1	89.8	-
SLOVENIA	SI-1	KRSKO	PWR	Westinghouse 2	1994	727	688	NEK	WH	1975-3	1981-10	1983-1	93.7	93.8	-
SOUTH AFRICA	ZA-1	KOEBERG-1	PWR	CP1	2775	970	930	ESKOM	FRAM	1976-7	1984-4	1984-7	80.9	81.4	-
	ZA-2	KOEBERG-2	PWR	CP1	2775	940	900	ESKOM	FRAM	1976-7	1985-7	1985-11	79.1	81.8	-
SPAIN	ES-6	ALMARAZ-1	PWR	WE 3-loops	2947	1045	1011	CNAT	WH	1973-7	1981-5	1983-9	88.6	89.6	-
	ES-7	ALMARAZ-2	PWR	WE 3-loops	2947	1044	1006	CNAT	WH	1973-7	1983-10	1984-7	87.8	88.8	-
	ES-8	ASCO-1	PWR	WE 3-loops	2941	1033	995	ANAV	WH	1974-5	1983-8	1984-12	80.8	82.0	-
	ES-9	ASCO-2	PWR	WE 3-loops	2941	1027	997	ANAV	WH	1975-3	1985-10	1986-3	83.8	85.6	-
	ES-10	COFRENTES	BWR	BWR-6	3237	1092	1064	ID	GE	1975-9	1984-10	1985-3	82.4	83.9	-
	ES-2	SANTA MARIA DE GARONA	BWR	BWR-3	1381	466	446	NUCLEONOR	GE	1966-9	1971-3	1971-5	91.1	91.5	-
	ES-11	TRILLO-1	PWR	PWR 3 loops	3010	1066	1003	CNAT	KWU	1979-8	1988-5	1988-8	87.9	88.3	-

Note: The column "Non-electrical applications" indicates the use of the facility to provide: DH district heating, PH process heating.

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
SWEDEN	ES -16	VANDELLOS-2	PWR	WE 3-loops	2941	1087	1045	ANAV	WH	1980-12	1987-12	1988-3	72.2	73.2	-
	SE -9	FORSMARK-1	BWR	BWR-75	2928	1022	984	FKA	ABBATOM	1973-6	1980-6	1980-12	84.1	84.7	-
	SE -11	FORSMARK-2	BWR	BWR-75	2928	1034	996	FKA	ABBATOM	1975-1	1981-1	1981-7	71.9	72.4	-
	SE -14	FORSMARK-3	BWR	BWR-3000	3300	1212	1170	FKA	ABBATOM	1979-1	1985-3	1985-8	81.3	82.1	-
	SE -2	OSKARSHAMN-1	BWR	ABB BWR	1375	492	473	OKG	ABBATOM	1966-8	1971-8	1972-2	73.8	75.1	-
	SE -3	OSKARSHAMN-2	BWR	ABB BWR	1800	661	638	OKG	ABBATOM	1969-9	1974-10	1975-1	81.4	82.8	-
	SE -12	OSKARSHAMN-3	BWR	BWR-75	3900	1450	1400	OKG	ABBATOM	1980-5	1985-3	1985-8	54.7	55.6	-
	SE -4	RINGHALS-1	BWR		2540	893	854	RAB	ABBATOM	1969-2	1974-10	1976-1	56.9	58.1	-
	SE -5	RINGHALS-2	PWR	WE (3 loops)	2660	917	809	RAB	WH	1970-10	1974-8	1975-5	61.2	62.5	-
	SE -7	RINGHALS-3	PWR	WE (3 loops)	3135	1102	1057	RAB	WH	1972-9	1980-9	1981-9	80.1	82.1	-
	SE -10	RINGHALS-4	PWR	WE (3 loops)	2775	981	945	RAB	WH	1973-11	1982-6	1983-11	81.1	82.9	-
SWITZERLAND	CH -1	BEZNÄU-1	PWR	WH - 2 loops	1130	380	365	Axpo AG	WH	1965-9	1969-7	1969-9	93.1	93.1	DH
	CH -3	BEZNÄU-2	PWR	WH - 2 loops	1130	380	365	Axpo AG	WH	1968-1	1971-10	1971-12	90.0	90.0	DH
	CH -4	GOESGEN	PWR	PWR 3 Loop	3002	1035	970	KKG	KWU	1973-12	1979-2	1979-11	93.2	93.4	PH
	CH -5	LEIBSTADT	BWR	BWR-6	3600	1245	1190	KKL	GETSCO	1974-1	1984-5	1984-12	90.3	91.2	-
	CH -2	MUEHLEBERG	BWR	BWR-4	1097	390	373	BKW	GETSCO	1967-3	1971-7	1972-11	87.9	88.0	-
UK	GB -18A	DUNGENESS-B1	GCR	AGR	1500	615	520	BE	APC	1965-10	1983-4	1985-4	36.3	36.3	-
	GB -18B	DUNGENESS-B2	GCR	AGR	1500	615	520	BE	APC	1965-10	1985-12	1989-4	45.1	45.1	-
	GB -19A	HARTLEPOOL-A1	GCR	AGR	1500	655	595	BE	NPC	1968-10	1983-8	1989-4	56.6	56.6	-
	GB -19B	HARTLEPOOL-A2	GCR	AGR	1500	655	595	BE	NPC	1968-10	1984-10	1989-4	55.7	55.7	-
	GB -20A	HEYSHAM-A1	GCR	AGR	1500	625	585	BE	NPC	1970-12	1983-7	1989-4	52.6	52.6	-
	GB -20B	HEYSHAM-A2	GCR	AGR	1500	625	575	BE	NPC	1970-12	1984-10	1989-4	48.6	48.6	-
	GB -22A	HEYSHAM-B1	GCR	AGR	1550	680	605	BE	NPC	1980-8	1988-7	1989-4	82.4	82.7	-
	GB -22B	HEYSHAM-B2	GCR	AGR	1550	680	605	BE	NPC	1980-8	1988-11	1989-4	69.5	70.0	-
	GB -16A	HINKLEY POINT-B1	GCR	AGR	1494	655	435	BE	TNPNG	1967-9	1976-10	1978-10	67.6	67.9	-
	GB -16B	HINKLEY POINT-B2	GCR	AGR	1494	655	435	BE	TNPNG	1967-9	1976-2	1976-9	70.4	70.4	-
	GB -17A	HUNTERSTON-B1	GCR	AGR	1496	644	460	BE	TNPNG	1967-11	1976-2	1976-2	67.9	67.9	-

Note: The column Non-Electrical Applications indicates the use of the facility to provide: DH district heating, PH process heating,

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
GB	GB -17B	HUNTERSTON-B2	GCR	AGR	1496	644	430	BE	TNPG	1967-11	1977-3	1977-3	70.0	70.1	-
	GB -11A	OLDBURY-A1	GCR	MAGNOX	730	230	217	MEL	TNPG	1962-5	1967-11	1967-12	41.1	41.1	-
	GB -24	SIZEWELL-B	PWR	SNUPPS	3425	1250	1191	BE	PPC	1988-7	1995-2	1995-9	80.7	80.7	-
	GB -23A	TORNESS 1	GCR	AGR	1623	682	600	BE	NNC	1980-8	1988-5	1988-5	75.5	76.1	-
	GB -23B	TORNESS 2	GCR	AGR	1623	682	605	BE	NNC	1980-8	1989-2	1989-2	84.8	85.8	-
	GB -13A	WYLFA 1	GCR	MAGNOX	1920	540	490	MEL	EE/B&W/T	1963-9	1971-1	1971-11	63.4	63.7	-
	GB -13B	WYLFA 2	GCR	MAGNOX	1920	540	490	MEL	EE/B&W/T	1963-9	1971-7	1972-1	59.4	59.6	-
UKRAINE	UA -40	KHMELNITSKI-1	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1981-11	1987-12	1988-8	80.7	81.4	DH
	UA -41	KHMELNITSKI-2	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1985-2	2004-8	2005-12	74.0	74.8	DH
	UA -27	ROVNO-1	PWR	VVER V-213	1375	420	381	NNEGC	PAIP	1973-8	1980-12	1981-9	58.0	58.4	DH
	UA -28	ROVNO-2	PWR	VVER V-213	1375	415	376	NNEGC	PAIP	1973-10	1981-12	1982-7	70.7	71.4	DH
	UA -29	ROVNO-3	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1980-2	1986-12	1987-5	67.1	69.1	DH
	UA -69	ROVNO-4	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAA	1986-8	2004-10	2006-4	70.0	72.6	DH
	UA -44	SOUTH UKRAINE-1	PWR	VVER V-302	3000	1000	950	NNEGC	PAA	1977-3	1982-12	1983-10	73.1	77.7	DH
	UA -45	SOUTH UKRAINE-2	PWR	VVER V-338	3000	1000	950	NNEGC	PAA	1979-10	1985-1	1985-4	77.7	79.5	DH
	UA -48	SOUTH UKRAINE-3	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAA	1985-2	1989-9	1989-12	65.5	71.4	DH
	UA -54	ZAPOROZHE-1	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1980-4	1984-12	1985-12	80.4	81.4	DH
	UA -56	ZAPOROZHE-2	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1981-1	1985-7	1986-2	81.0	82.1	DH
	UA -78	ZAPOROZHE-3	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1982-4	1986-12	1987-3	82.8	85.5	DH
	UA -79	ZAPOROZHE-4	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1983-4	1987-12	1988-4	82.1	83.6	DH
	UA -126	ZAPOROZHE-5	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1985-11	1989-8	1989-10	81.7	83.0	DH
	UA -127	ZAPOROZHE-6	PWR	VVER V-320	3000	1000	950	NNEGC	PAIP	1986-6	1995-10	1996-9	82.4	82.8	DH
USA	US -313	ARKANSAS ONE-1	PWR	B&W (L-loop) DR	2568	880	842	ENTERGY	B&W	1968-10	1974-8	1974-12	91.4	91.4	-
	US -368	ARKANSAS ONE-2	PWR	CE (2-loop) DR	3026	1040	993	ENTERGY	CE	1968-12	1978-12	1980-3	93.9	93.9	-
	US -334	BEAVER VALLEY-1	PWR	W (3-loop)	2689	923	892	FENOC	WH	1970-6	1976-6	1976-10	94.6	94.6	-
	US -412	BEAVER VALLEY-2	PWR	W (3-loop)	2689	923	885	FENOC	WH	1974-5	1987-8	1987-11	93.0	93.0	-
	US -456	BRAIDWOOD-1	PWR	W (4-loop)	3587	1240	1178	EXELON	WH	1975-8	1987-7	1988-7	95.2	95.3	-
	US -457	BRAIDWOOD-2	PWR	W (4-loop) DRV	3587	1213	1152	EXELON	WH	1975-8	1988-5	1988-10	95.2	95.3	-

Note: The column Non-Electrical Applications indicates the use of the facility to provide: DH district heating,

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
US	-259	BROWNS FERRY-1	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3458	1152	1101	TVA	GE	1967-5	1973-10	1974-8	90.3	91.7	-
US	-260	BROWNS FERRY-2	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3458	1155	1104	TVA	GE	1967-5	1974-8	1975-3	87.6	89.1	-
US	-296	BROWNS FERRY-3	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3458	1400	1105	TVA	GE	1968-7	1976-9	1977-3	88.6	90.5	-
US	-325	BRUNSWICK-1	BWR	BWR-4 (Mark 1)	2923	990	938	PROGRESS	GE	1970-2	1976-12	1977-3	91.6	91.6	-
US	-324	BRUNSWICK-2	BWR	BWR-4 (Mark 1)	2923	989	920	PROGRESS	GE	1970-2	1975-4	1975-11	88.5	88.5	-
US	-454	BYRON-1	PWR	W (4-loop) (DR)	3587	1225	1164	EXELON	WH	1975-4	1985-3	1985-9	94.6	94.6	-
US	-455	BYRON-2	PWR	W (4-Loop) (DR)	3587	1196	1136	EXELON	WH	1975-4	1987-2	1987-8	94.1	94.1	-
US	-483	CALLAWAY-1	PWR	W (4-loop) DRY	3565	1236	1190	AmerenUE	WH	1975-9	1984-10	1984-12	89.4	89.4	-
US	-317	CALVERT CLIFFS-1	PWR	CE (2-loop) (D)	2700	918	855	CONSTELL	CE	1968-6	1975-1	1975-5	96.1	96.3	-
US	-318	CALVERT CLIFFS-2	PWR	CE (2-loop) (D)	2700	911	850	CONSTELL	CE	1968-6	1976-12	1977-4	94.6	94.6	-
US	-413	CATAWBA-1	PWR	W (4-loop) (IC)	3411	1188	1129	DUKEENER	WH	1974-5	1985-1	1985-6	92.3	92.3	-
US	-414	CATAWBA-2	PWR	W (4-loop) (IC)	3411	1188	1129	DUKEENER	WH	1974-5	1986-5	1986-8	92.2	92.2	-
US	-461	CLINTON-1	BWR	BWR-6 (Mark 3)	3473	1098	1065	EXELON	GE	1975-10	1987-4	1987-11	94.8	94.8	-
US	-397	COLUMBIA	BWR	BWR-5 (Mark 2)	3486	1200	1131	ENERGYNW	GE	1972-8	1984-5	1984-12	81.4	81.6	-
US	-445	COMANCHE PEAK-1	PWR	W (4-loop) DRY	3612	1259	1209	LUMINANT	WH	1974-12	1990-4	1990-8	92.7	92.7	-
US	-446	COMANCHE PEAK-2	PWR	W (4-loop) DRY	3458	1250	1197	LUMINANT	WH	1974-12	1993-4	1993-8	95.9	95.9	-
US	-298	COOPER	BWR	BWR-4 (Mark 1)	2381	801	774	ENTERGY	GE	1968-6	1974-5	1974-7	91.6	91.6	-
US	-302	CRYSTAL RIVER-3	PWR	B&W (L-loop)	2568	890	860	PROGRESS	B&W	1968-9	1977-1	1977-3	50.8	50.8	-
US	-346	DAVIS BESSE-1	PWR	B&W (R-loop)	2772	925	894	FENOC	B&W	1970-9	1977-8	1978-7	85.7	85.7	-
US	-275	DIABLO CANYON-1	PWR	W (4-loop)	3338	1136	1122	PG&E	WH	1968-4	1984-11	1985-5	92.3	92.3	-
US	-323	DIABLO CANYON-2	PWR	W (4-loop)	3411	1164	1118	PG&E	WH	1970-12	1985-10	1986-3	90.0	90.2	-
US	-315	DONALD COOK-1	PWR	W (4-loop) ICE	3304	1077	1009	AEP	WH	1969-3	1975-2	1975-8	68.5	68.5	-
US	-316	DONALD COOK-2	PWR	W (4-loop) ICE	3468	1133	1077	AEP	WH	1969-3	1978-3	1978-7	90.4	90.4	-
US	-237	DRESDEN-2	BWR	BWR-3 (Mark 1)	2527	913	867	EXELON	GE	1966-1	1970-4	1970-6	95.2	95.2	-
US	-249	DRESDEN-3	BWR	BWR-3 (Mark 1)	2527	913	867	EXELON	GE	1966-10	1971-7	1971-11	96.4	96.4	-
US	-331	DUANE ARNOLD-1	BWR	BWR-4 (Mark 1)	1912	614	601	NEXTERA	GE	1970-6	1974-5	1975-2	92.2	92.2	-
US	-341	ENRICO FERMI-2	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3430	1154	1085	DTEDISON	GE	1972-9	1986-9	1988-1	89.1	89.1	-
US	-348	FARLEY-1	PWR	W (3-loop)	2775	895	874	SOUTHERN	WH	1970-10	1977-8	1977-12	93.0	93.0	-
US	-364	FARLEY-2	PWR	W (3-loop) DRY	2775	905	860	SOUTHERN	WH	1970-10	1981-5	1981-7	90.2	90.2	-
US	-333	FITZPATRICK	BWR	BWR-4 (Mark 1)	2536	882	855	ENTERGY	GE	1968-9	1975-2	1975-7	95.5	96.1	-

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
	US-285	FORT CALHOUN-1	PWR	CE (2-loop)	1500	512	482	OPPD	CE	1968-6	1973-8	1973-9	78.9	78.9	-
	US-416	GRAND GULF-1	BWR	BWR-6 (Mark 3)	3833	1333	1251	ENTERGY	GE	1974-5	1984-10	1985-7	92.9	92.9	-
	US-261	H.B. ROBINSON-2	PWR	W (3-loop) DRY	2339	745	724	PROGRESS	WH	1967-4	1970-9	1971-3	85.6	85.6	-
	US-321	HATCH-1	BWR	BWR-4 (Mark 1)	2804	898	876	SOUTHERN	GE	1968-9	1974-11	1975-12	93.2	93.2	-
	US-366	HATCH-2	BWR	BWR-4 (Mark 1)	2804	921	883	SOUTHERN	GE	1972-2	1978-9	1979-9	87.3	87.3	-
	US-354	HOPE CREEK-1	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3339	1376	1191	PSEG	GE	1976-3	1986-8	1986-12	94.4	94.4	-
	US-247	INDIAN POINT-2	PWR	W (4-loop) DRY	3216	1062	1022	ENTERGY	WH	1966-10	1973-6	1974-8	94.4	94.4	-
	US-286	INDIAN POINT-3	PWR	W (4-loop) DRY	3216	1065	1040	ENTERGY	WH	1968-11	1976-4	1976-8	92.8	92.8	-
	US-305	KEWAUNEE	PWR	W (2-loop) DRY	1772	581	566	DOMINION	WH	1968-8	1974-4	1974-6	93.3	93.3	-
	US-373	LASALLE-1	BWR	BWR-5 (Mark 2)	3489	1177	1118	EXELON	GE	1973-9	1982-9	1984-1	96.1	96.1	-
	US-374	LASALLE-2	BWR	BWR-5 (Mark 2)	3489	1179	1120	EXELON	GE	1973-9	1984-4	1984-10	96.1	96.1	-
	US-352	LIMERICK-1	BWR	BWR-4 (Mark 2)	3458	1194	1130	EXELON	GE	1974-6	1985-4	1986-2	96.6	96.6	-
	US-353	LIMERICK-2	BWR	BWR-4 (Mark 2)	3458	1194	1134	EXELON	GE	1974-6	1989-9	1990-1	94.5	94.5	-
	US-369	MCGUIRE-1	PWR	W (4-loop) ICE	3411	1158	1100	DUKEENER	WH	1971-4	1981-9	1981-12	88.5	88.5	-
	US-370	MCGUIRE-2	PWR	W (4-loop) IC	3411	1158	1100	DUKEENER	WH	1971-4	1983-5	1984-3	93.1	93.1	-
	US-336	MILLSTONE-2	PWR	COMB CE DRY	2700	910	869	DOMINION	CE	1969-11	1975-11	1975-12	90.7	91.1	-
	US-423	MILLSTONE-3	PWR	W (4-loop) DRY	3411	1253	1233	DOMINION	WH	1974-8	1986-2	1986-4	89.6	89.6	-
	US-263	MONTICELLO	BWR	BWR-3	1775	600	572	NSP	GE	1967-6	1971-3	1971-6	86.0	86.0	-
	US-220	NINE MILE POINT-1	BWR	BWR-2 (Mark 1)	1850	642	621	CONSTELL	GE	1965-4	1969-11	1969-12	94.0	94.0	-
	US-410	NINE MILE POINT-2	BWR	BWR-5 (Mark 2)	3467	1205	1119	CONSTELL	GE	1975-8	1987-8	1988-3	94.7	94.7	-
	US-338	NORTH ANNA-1	PWR	W (3-loop)	2893	973	920	DOMINION	WH	1971-2	1978-4	1978-6	88.8	93.3	-
	US-339	NORTH ANNA-2	PWR	W (3-loop)	2940	994	943	DOMINION	WH	1971-2	1980-8	1980-12	84.4	89.6	-
	US-269	OCONEE-1	PWR	B&W (L-loop)	2568	891	846	DUKEENER	B&W	1967-11	1973-5	1973-7	89.3	89.3	-
	US-270	OCONEE-2	PWR	B&W (L-loop)	2568	891	846	DUKEENER	B&W	1967-11	1973-12	1974-9	91.4	91.4	-
	US-287	OCONEE-3	PWR	B&W (L-loop)	2568	891	846	DUKEENER	B&W	1967-11	1974-9	1974-12	93.3	93.3	-
	US-219	OYSTER CREEK	BWR	BWR-2 (Mark 1)	1930	652	619	EXELON	GE	1964-12	1969-9	1969-12	93.3	93.4	-
	US-255	PALISADES	PWR	CE (2-loop) DR	2565	842	793	ENTERGY	CE	1967-3	1971-12	1971-12	91.4	91.4	-
	US-528	PALO VERDE-1	PWR	CE (2-loop) DR	3990	1414	1311	APS	CE	1976-5	1985-6	1986-1	86.2	86.2	-
	US-529	PALO VERDE-2	PWR	COMB CE80 D	3990	1414	1314	APS	CE	1976-6	1986-5	1986-9	88.8	88.8	-
	US-530	PALO VERDE-3	PWR	COMB CE80 D	3990	1346	1312	APS	CE	1976-6	1987-11	1988-1	86.6	86.6	-

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
US	US-277	PEACH BOTTOM-2	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3514	1171	1122	EXELON	GE	1968-1	1974-2	1974-7	96.6	96.6	-
US	US-278	PEACH BOTTOM-3	BWR	BWR-4 (Mark 1)	3514	1171	1122	EXELON	GE	1968-1	1974-9	1974-12	94.5	94.5	-
US	US-440	PERRY-1	BWR	BWR-6 (Mark 3)	3758	1303	1240	FENOC	GE	1974-10	1986-12	1987-11	85.1	85.1	-
US	US-293	PILGRIM-1	BWR	BWR-3 (Mark 1)	2028	711	685	ENTERGY	GE	1968-8	1972-7	1972-12	93.4	93.6	-
US	US-266	POINT BEACH-1	PWR	W (2-loop) DRY	1540	543	512	NEXTERA	WH	1967-7	1970-11	1970-12	87.9	87.9	-
US	US-301	POINT BEACH-2	PWR	W (2-loop) DRY	1800	645	586	NEXTERA	WH	1968-7	1972-8	1972-10	88.6	88.6	-
US	US-282	PRAIRIE ISLAND-1	PWR	W (2-loop) DRY	1650	566	521	NSP	WH	1968-6	1973-12	1973-12	90.4	90.4	-
US	US-306	PRAIRIE ISLAND-2	PWR	W (2-loop) DRY	1650	640	519	NSP	WH	1969-6	1974-12	1974-12	93.9	93.9	-
US	US-254	QUAD CITIES-1	BWR	BWR-3 (Mark 1)	2957	913	882	EXELON	GE	1967-2	1972-4	1973-2	94.6	94.6	-
US	US-265	QUAD CITIES-2	BWR	BWR-3 (Mark 1)	2511	913	892	EXELON	GE	1967-2	1972-5	1973-3	95.7	95.7	-
US	US-244	R.E. GINNA	PWR	W (2-loop)	1775	608	580	CONSTEEL	WH	1966-4	1969-12	1970-7	94.5	94.5	-
US	US-458	RIVER BEND-1	BWR	BWR-6 (Mark 3)	3091	1036	967	ENTERGY	GE	1977-3	1985-12	1986-6	90.0	91.1	-
US	US-272	SALEM-1	PWR	W (4-loop) DRY	3459	1228	1174	PSEG	WH	1968-9	1976-12	1977-6	92.0	92.3	-
US	US-311	SALEM-2	PWR	W (4-loop) DRY	3459	1170	1158	PSEG	WH	1968-9	1981-6	1981-10	92.0	92.0	-
US	US-361	SAN ONOFRE-2	PWR	CE (2-loop) DR	3438	1127	1070	SCE	CE	1974-3	1982-9	1983-8	81.9	82.0	-
US	US-362	SAN ONOFRE-3	PWR	CE (2-loop) DR	3438	1127	1080	SCE	CE	1974-3	1983-9	1984-4	85.1	85.3	-
US	US-443	SEABROOK-1	PWR	W (4-loop) DRY	3587	1296	1247	NEXTERA	WH	1976-7	1990-5	1990-8	89.7	89.7	-
US	US-327	SEQUOYAH-1	PWR	W (4-loop) ICE	3411	1221	1152	TVA	WH	1970-5	1980-7	1981-7	92.2	92.2	-
US	US-328	SEQUOYAH-2	PWR	W (4-loop) IC	3411	1221	1126	TVA	WH	1970-5	1981-12	1982-6	93.3	93.3	-
US	US-400	SHEARON HARRIS-1	PWR	W (3-loop) DRY	2900	960	900	PROGRESS	WH	1978-1	1987-1	1987-5	94.3	94.3	-
US	US-498	SOUTH TEXAS-1	PWR	W (4-loop)	3853	1354	1280	STP	WH	1975-12	1988-3	1988-8	93.5	93.5	-
US	US-499	SOUTH TEXAS-2	PWR	W (4-loop) DRY	3853	1354	1280	STP	WH	1975-12	1989-4	1989-6	89.6	89.6	-
US	US-335	ST. LUCIE-1	PWR	COMB CE DRY	2700	883	839	FPL	CE	1970-7	1976-5	1976-12	88.0	88.0	-
US	US-389	ST. LUCIE-2	PWR	COMB CE DRY	2700	883	839	FPL	CE	1977-6	1983-6	1983-8	81.2	81.2	-
US	US-280	SURRY-1	PWR	W (3-loop) DRY	2546	848	839	DOMINION	WH	1968-6	1972-7	1972-12	93.2	93.6	-
US	US-281	SURRY-2	PWR	W (3-loop) DRY	2546	848	839	DOMINION	WH	1968-6	1973-3	1973-5	92.3	92.3	-
US	US-387	SUSQUEHANNA-1	BWR	BWR-4 (Mark 2)	3952	1298	1260	PPL SUSQ	GE	1973-11	1982-11	1983-6	89.9	89.9	-
US	US-388	SUSQUEHANNA-2	BWR	BWR-4 (Mark 2)	3489	1300	1260	PPL SUSQ	GE	1973-11	1984-7	1985-2	90.3	90.3	-
US	US-289	THREE MILE ISLAND-1	PWR	B&W (L-loop)	2568	837	805	EXELON	B&W	1968-5	1974-6	1974-9	91.4	91.4	-
US	US-250	TURKEY POINT-3	PWR	W (3-loop) DRY	2300	729	693	FPL	WH	1967-4	1972-11	1972-12	89.6	90.0	-

Tabela 14: Reatores em Operação - 31.dezembro.2011(continuação)

Country	Reactor		Type	Model	Capacity (MW)			Operator	NSSS supplier	Construction start	Grid connection	Commercial operation	EAF % 2007–2011	UCF % 2007–2011	Non-electrical applics
	Code	Name			Thermal	Gross	Net								
	US -251	TURKEY POINT-4	PWR	W (3-loop) DRY	2300	729	693	FPL	WH	1967-4	1973-6	1973-9	89.9	90.0	-
	US -271	VERMONT YANKEE	BWR	BWR-4 (Mark 1)	1912	650	620	ENTERGY	GE	1967-12	1972-9	1972-11	94.1	94.1	-
	US -395	VIRGIL C. SUMMER-1	PWR	W (3-loop) DRY	2900	1003	966	SCE&G	WH	1973-3	1982-11	1984-1	90.3	90.3	-
	US -424	VOGTLE-1	PWR	W (4-loop) DRY	3565	1203	1150	SOUTHERN	WH	1976-8	1987-3	1987-6	94.0	94.0	-
	US -425	VOGTLE-2	PWR	W (4-loop) DRY	3565	1202	1152	SOUTHERN	WH	1976-8	1989-4	1989-5	91.2	91.2	-
	US -382	WATERFORD-3	PWR	CE (2-loop)	3716	1200	1168	ENTERGY	CE	1974-11	1985-3	1985-9	92.3	92.8	-
	US -390	WATTS BAR-1	PWR	W (4-loop) IIC	3459	1202	1123	TVA	WH	1973-1	1996-2	1996-5	91.3	91.3	-
	US -482	WOLF CREEK	PWR	W (4-loop)	3565	1213	1195	WCNOC	WH	1977-5	1985-6	1985-9	86.9	86.9	-

Note: Status as of 31 December 2011, 435 reactors (368791 MW) were connected to the grid, including 6 units (5018 MW) in Taiwan, China:

TAIWAN, CN	TW -1	CHIN SHAN-1	BWR	BWR-4	1804	636	604	TPC	GE	1972-6	1977-11	1978-12	87.0	87.2	-
TAIWAN, CN	TW -2	CHIN SHAN-2	BWR	BWR-4	1804	636	604	TPC	GE	1973-12	1978-12	1979-7	90.6	90.9	-
TAIWAN, CN	TW -3	KUOSHENG-1	BWR	BWR-6	2943	1019	985	TPC	GE	1975-11	1981-5	1981-12	91.6	92.4	-
TAIWAN, CN	TW -4	KUOSHENG-2	BWR	BWR-6	2943	1020	985	TPC	GE	1976-3	1982-6	1983-3	88.8	90.3	-
TAIWAN, CN	TW -5	MAANSHAN-1	PWR	WE 312 (3 loop)	2822	956	918	TPC	WH	1978-8	1984-5	1984-7	94.3	94.4	-
TAIWAN, CN	TW -6	MAANSHAN-2	PWR	WE 312 (3 loop)	2822	958	922	TPC	WH	1979-2	1985-2	1985-5	93.3	93.3	-

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAM, T.; ION, S. **Generation-IV Nuclear Power: A Review of the State of the Science.** Energy Policy 36. p.4323-4330. Elsevier, 2008.

ADAMANTIADES, A.; KESSIDES, I. **Nuclear Power for Sustainable Development: Current Status and Future Prospects.** Energy Policy 37. p.51489-5166. Elsevier, 2009.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 2.ed. 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração - BIG.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 2013.

ANP. **Agência Nacional do Petróleo - Boletim Anual de Preços - 2013 Gás Natural e Biocombustíveis.** 2013

AUSTIN, R. E. **The need for Improving Nuclear Plant Productivity.** Electric Power Research Institute - EPR, 2010.

BARRE, B.; BAUQUIS, PR. **Nuclear Power: Understanding the Future.** Hirlé editions, 2007.

CARVALHO, J.F.; SAUER, I.L. **Does Brazil Need New Nuclear Power Plants?** Energy Policy 37.p.1580-1584. Elsevier, 2009.

CASTRO, N. J. de.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro.** TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico n.15.: GESEL: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

CASTRO, N. J. de.; BRANDÃO, R; DANTAS, G. de A; ELY, NEVES. RÔMULO. **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do Método, Metas e**

Riscos. TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico n.44. Rio de Janeiro: GESEL: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

CASTRO, N. J. de.; LEITE, A. L. S.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A. **Análise Comparativa entre Belo Monte e Empreendimentos Alternativos: Impactos Ambientais e Competitividade Econômica.** TDSE - Textos de Discussão do Setor Elétrico n.35.: GESEL: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>> Acesso em 10.07.2013.

CNEN, Comissão Nacional de Energia Nuclear. **Fifth National Report of Brazil for the Nuclear Safety Convention,** September, 2010.

CNEN, Comissão Nacional de Energia Nuclear. **Relatório de Gestão do Exercício de 2012.** Comissão Nacional de Energia Nuclear; 2013

CSN. Consejo de Seguridad Nuclear. **El almacenamiento temporal a largo plazo de los residuos radiactivos: seguridad y sostenibilidad;** Consejo de Seguridad Nuclear; Espanha; 2008.

D'ARAUJO. R. P. **Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil.** CONFEA: Brasília, 2009.

DEUTCH, J. M. *et al.* **Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power** Massachusetts Institute of Technology. Cambridge. MA. 2009.

DU, Y.; PARSONS, J. E. **Update on the Cost of Nuclear Power.** Center for Energy and environmental Policy Research, 2009.

ECEN, ALVIM C.F.; FERREIRA O.C; GUIDICINI O. M.; EIDELMAN F; FERREIRA P. A.; BERNARDES M. A. S. **Comparação da emissão de gases de efeito estufa (GEE) na geração nuclear de eletricidade no brasil com as de outras fontes.** Economia & Energia Ano XV-No 79 Outubro/Dezembro de 2010.

ELETROBRAS. Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Ano base 2012. Maio, 2013a

ELETROBRAS. Panorama da Energia Nuclear. Novembro, 2013b

FGV. O Futuro Energético e a Geração Nuclear. n°19. FGV Projetos: Rio de Janeiro, 2013

FORATON. What Impact has Fukushima Had on Public Opinion? Belgica, 2012a.
Disponível em: <<http://www.foratom.org>>

FORATON. What people really think about nuclear energy. Belgica, 2012b.
Disponível em: <<http://www.foratom.org>>

German Nuclear Society (org.) The European Pressurized Water Reactor: EPR.
Germany: Inforum Verlags, 1997

GLASSTONE, S; SESONSKE, A. Nuclear Reactor Engineering: Reactor Systems Engineering. V.2 4°ed. Chapman&Hall: New York, 1994.

GOLDBERG, S M; ROSNER, R. Nuclear Reactors: Generation to Generation.
Cambridge, MA: American Academy of Arts and Sciences, 2011.

GUIMARÃES, L. dos S (org.). Segurança de Sítios Nucleares. Associação Brasileira para o Desenvolvimento de Atividades Nucleares; 1. ed. Rio de Janeiro: Capax Dei, 2010.

GUIMARÃES, L. dos S. Futuro Tecnológico da geração Elétrica Nuclear.. Revista Marítima Brasileira, v. 132, p. 102-110, 2012

IAEA, BRAZIL: A Country Profile on Sustainable Energy Development. IAEA, Vienna, 2006.

IAEA, Choosing the Nuclear Power Option: Factors to be Considered, IAEA, Vienna, 1998.

IAEA. Getting to the Core of the Nuclear Fuel Cycle. Disponível em:
<<http://www.iaea.org>> Acesso em: 03 de março de 2014.

IAEA. International Atomic Energy Agency. PRIS - Power Reactor Information System. Disponível em: <<http://www.iaea.org/PRIS/>> Acesso em: 10 de julho de 2013.

IAEA. Nuclear Power Reactors in the World. Reference Data Series nº2. International Atomic Energy Agency: VIENNA, 2012.

IBOPE. Pesquisa de Opinião Pública – OPP 153/2201, RIO DE JANEIRO

IEA. Key World Energy Statistics. International Energy Agency. 2011.

IEA/OECD. Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency and the OECD Nuclear Energy Agency (NEA). 2010.

IEE, Institution of Electrical Engineers. Nuclear Reactor Types. London: IEE, 2005

INSTITUTO ACENDE BRASIL, Mudanças Climáticas e o Setor Elétrico Brasileiro. WHITE PAPER. Edição nº 6 - JANEIRO de 2012. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_06_MudancasClimaticas_Rev2.pdf>

ISHIGURO, Y. A Energia Nuclear para o Brasil. São Paulo: Makron Books, 2002

KEMP, S. Management of Radioactive Waste: The Issues for Local Authorities. Edited by F. Barker: Thomas Telford, 1991

KIIPER, F. M. Percepção Pública das Instalações Nucleares. Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear – Reatores) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares - IPEN. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

KNIEF, R. A. Nuclear Energy Technology: Theory and Practice of Commercial Nuclear Power. Washington: Hemisphere Pub. Corp, 1981

LOVELOCK, J. A vingança de Gaia. São Paulo: Intrínseca, 2006.

MAAS. “Ruim com, Pior sem” Pesquisa Qualitativa. Marketing Assessorado, 2010.

MAKINSON, K.; KLEIN, A. Nuclear Risk Inperspective: Making Fact-based Energy Choices. Progressive Policy Institute, 2011.

MARRECO, J. de M. Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil sob uma Perspectiva da Teoria das Opções Reais. f. 136.

Tese (Doutorado em Engenharia) - Ciências em Planejamento Energético-COPPE/UFRJ. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

MATHIAS, M. C. P. P. A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição. Condicionantes e Desafios. f. 253. Tese (Doutorado em Engenharia) - Ciências em Planejamento Energético- COPPE/UFRJ. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MCKINSEY. Pathways to a Low Carbon. Economy for Brazil. McKinsey & Company, 2009.

MEIRELLES, J. A. de C. O Programa Nuclear Brasileiro: Uma indústria nacional auto-sustentável para o ciclo de combustível nuclear, como suporte à opção brasileira de ampliação da geração Nucleoelétrica. Escola de Guerra Superior - ESG, 2008.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030.** Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2007

MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 – PDE 2020.** Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2011

MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 – PDE 2022.** Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2013

MONTALVÃO, E. **Energia Nuclear: Risco ou Oportunidade?** Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado; Texto para Discussão 108. Fevereiro 2012.

MOSEY, D. **Reactor Accidents** - 2nd ed. Nuclear Engineering International Special Publications. Sidcup, 2006.

NEI, Nuclear Engineering International. **World Nuclear Industry Handbook 2012.** UK, Global Trade Media, 2012

NRC, Nuclear Regulatory Commission. **Radioactive Waste: Production, Storage, Disposal**; U.S, 2002.

OEA, Organização dos estados Americanos. **Segurança de energia para Desenvolvimento Sustentável nas Américas**. Secretaria Executiva de Desenvolvimento Integral. Disponível em: <http://www.oas.org/osde/Documents/EnergySecurity_POR.pdf> Acesso em: 21 de janeiro de 2014.

OECD. Public Attitudes to Nuclear Power. Nuclear Energy Agency OECD, 2010. Disponível em: <<http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2010/nea6859-public-attitudes.pdf>>

OECD. Tree Mile Island Reactor Pressure Vessel Investigation Project, Achievements and Significant Results - OECD Documents. Boston, USA: OECD Publishing., 1993.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Glossário de Termos Técnicos**, 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_20/Subm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_1.0.pdf>

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Relatório Anual ONS 2008**: Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/2008/index.swf>.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Relatório Anual ONS 2010**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/2010/index.html>

PINGUELLI, L. R. **O apagão - Por que veio? Como sair dele?** Rio de Janeiro: Revan, 2001.

PINTO JR, H. Q. *et al.* (Org.) **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007

PIRES, A. ; SCHECHTMAN, R. **A Crise do Gás Natural e o Futuro do Setor Elétrico**. CBIE. 2011. Disponível em: <www.institutoliberal.org.br/conteudo/download.asp?cdc=1847Similares>

RETRATO, Consultoria & Marketing. **Energia Núcleo-Elétrica: Percepções e Expectativas dos Formadores de Opinião**, Maio, 2007.

SALES, C. J. D. **O Sumiço do Gás.** Instituto Acende Brasil. 2011. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/archives/files_2012/20111226_oglobo_sumi%C3%A7odogas.pdf>

SASSINE, V. **Produção cai e Brasil importa urânio.** Correio Braziliense, 22/03/2011, Mundo, p. 20. Disponível em: <<http://www2.senado.gov.br/bdsf/item/id/49056>>

SCHNEIDER, M; FROGGAT, A. *et al.* **World Nuclear Industry Status Report 2013.** Mycle Schneider Consulting, 2013

SSEE. **Towards a low carbon pathway for the UK.** Smith School of Enterprise and the Environment. University of Oxford. March 2012.

THE NATIONAL DIET OF JAPAN: **The Official Report of the Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission – Executive summary,** Japan, 2012.

TOLLEY, G. S.; JONES, D. W. *et al.* **The Economic Future of Nuclear Power.** A study Conducted at the University of Chicago. August, 2004.

VEIGA, J. E. da. **Energia Nuclear: do Anátema ao Diálogo.** São Paulo: SENAC, 2011.

WESTINGHOUSE. **Ready to Meet Tomorrow's Power Generation Requirements Today - AP 1000.** Westinghouse, 2013. Disponível em: <http://www.ap1000.westinghousenuclear.com/ap1000_glance.html>. Acesso em: 03 de março de 2014.

WILLS, J. G. **Nuclear Power Plant Technology.** New York London: J. Wiley & Sons, 1967

WORLD ENERGY COUNCIL. **Sustainable Global Energy Development: The Case of Coal - Part I: Chapter 4.** World Energy Council, July, 2004: <<http://www.worldenergy.org>>.

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Perspective: Nuclear Energy One Year After Fukushima.** London, 2011 Disponível em: <www.worldenergy.org>