



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA NUCLEAR  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES

FIDÉLLIS BITENCOURT GONZAGA LOUZADA E ESTANISLAU

AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE SISTEMAS DE ENERGIA NUCLEAR UTILIZANDO  
MODELOS MESSAGE

Belo Horizonte  
2019

FIDÉLLIS BITENCOURT GONZAGA LOUZADA E ESTANISLAU

Avaliação de cenários de sistemas de energia nuclear utilizando modelos MESSAGE

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências e Técnicas Nucleares

Área de Concentração: Engenharia Nuclear e da Energia

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Antonella Lombardi Costa

Coorientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Cláudia Pereira B. Lima

Belo Horizonte

2019

E79a	<p>Estanislau, Fidélis Bitencourt Gonzaga Louzada e. Avaliação de cenários de sistemas de energia nuclear utilizando modelos MESSAGE [manuscrito] / Fidélis Bitencourt Gonzaga Louzada e Estanislau. - 2019. xvi, 112 f., enc.: il.</p> <p>Orientadora: Antonella Lombardi Costa. Coorientadora: Cláudia Pereira Bezerra Lima.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Anexos: f. 97 - 112. Bibliografia: f. 86 - 96.</p> <p>1. Engenharia nuclear - Teses. 2. Planejamento energético - Teses. I. Costa, Antonella Lombardi. II. Lima, Cláudia Pereira Bezerra. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.039(043)</p>
------	--



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES**



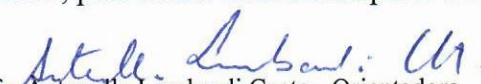
## FOLHA DE APROVAÇÃO

### AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE SISTEMAS DE ENERGIA NUCLEAR UTILIZANDO MODELOS MESSAGE

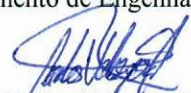
### FIDÉLLIS BITENCOURT GONZAGA LOUZADA E ESTANISLAU


Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

Aprovada em 21 de janeiro de 2019, pela banca constituída pelos membros:

  
 Profa. Antonella Lombardi Costa - Orientadora  
 Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

  
 Profa. Cláudia Pereira Bezerra Lima - Coorientadora  
 Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

  
 Prof. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera  
 Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

  
 Prof. Fabricio Vieira de Andrade  
 Instituto Federal Minas Gerais - Campus Bambuí

Belo Horizonte, 21 de janeiro de 2019.

## **AGRADECIMENTOS**

Deixo minha gratidão à Professora Antonella Lombardi Costa e à Professora Cláudia Pereira pelo apreço, orientação e liberdade no desenvolvimento deste trabalho.

À Professora Auxiliadora Maria Moura Santi, que nos anos de convivência, muito me ensinou e contribuiu para meu crescimento científico e intelectual apontando sempre um olhar crítico às interfaces da energia.

Ao DEN/UFMG e a todos os Professores que contribuíram para a minha formação.

Aos amigos do DEN/UFMG pelas conversas, cafés, momentos de lazer e entretenimento e inúmeras contribuições para a realização deste trabalho.

Aos meus pais e a minha irmã pelo apoio sempre incondicional.

E à Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), pela concessão da bolsa de mestrado e pelo apoio financeiro necessário.

**“Nada na vida deve ser temido, somente compreendido.  
Agora é hora de compreender mais  
para temer menos.”**

**Marie Curie**

## RESUMO

O crescimento da demanda de energia, sobretudo no setor elétrico, as políticas internacionais para mitigação dos efeitos das mudanças climáticas e a tendência mundial de descarbonização da economia colocam a energia nuclear como uma importante opção para o mix energético dos países. Sua importância como energia de base, trazendo segurança e confiabilidade ao setor energético fazem necessários estudos que avaliem projeções de crescimento e seus impactos. A energia nuclear foi responsável por 2,5% da oferta de eletricidade no país, em 2017. O Brasil, com uma das maiores reservas mundiais de urânio, também possui domínio do ciclo do combustível nuclear, apesar de não ter capacidade instalada para suprir toda a demanda das usinas. No âmbito nacional, discute-se a busca pela independência do setor de energia nuclear. Assim, este trabalho tem como objetivo avaliar cenários com projeções da expansão nacional da energia nuclear. Nesse contexto, revisam-se algumas externalidades na energia nuclear e avalia por meio da ferramenta de modelagem MESSAGE, o histórico de geração e outros cinco cenários operando em ciclo aberto e ciclo fechado do combustível nuclear. Ambos os ciclos do combustível são comparados e os resultados mensuram as emissões de gases de efeito estufa, a utilização dos recursos das reservas nacionais, as capacidades necessárias durante as etapas do ciclo do combustível para a independência do setor, os rejeitos gerados a serem gerenciados e os aspectos econômicos, como despesas do ciclo do combustível e custos de operação e manutenção das usinas. Conclui-se, principalmente, que nos cenários de menor expansão da geração nuclear, a pequena participação na matriz elétrica requer definições estratégicas que garantam a confiabilidade e segurança do sistema. Além disso, os cenários operando em ciclo fechado possuem menores requisitos durante o ciclo do combustível, bem como menores emissões de GEE e menos rejeitos a serem gerenciados apesar do pequeno incremento do custo da eletricidade.

Palavras-chave: Energia nuclear, ciclo do combustível, planejamento energético, cenários, geração de eletricidade, MESSAGE

## ABSTRACT

The growth of energy demand, especially in the electric sector, international policies to mitigate the effects of climate change and the worldwide trend of decarbonisation of the economy put nuclear energy as an important option for the energy mix of the countries. Its importance, as a base energy, bringing safety and reliability to the energy sector, requires studies to evaluate growth projections and their impacts. Nuclear power accounted for 2.5 percent of Brazil's electricity supply in 2017. Brazil, with one of the world's largest reserves of uranium, also dominates the nuclear fuel cycle, although it does not have the installed capacity to supply all demand of its nuclear power plants. At the national level, the search for independence of the nuclear energy sector is discussed. Thus this work aims to evaluate scenarios with projections of the national expansion of nuclear energy. In this context, this paper reviews some externalities in nuclear energy and evaluates, through the MESSAGE modeling tool, the generation history and other five scenarios operating in nuclear open fuel cycle and closed fuel cycle. Both fuel cycles are compared and results measure greenhouse gas emissions, the utilization of national reserve resources, the capacities required during the fuel cycle stages for the independence of the sector, the waste generated to be managed and the economic aspects, such as fuel cycle expenses and plant operation and maintenance costs. Mainly, it is concluded that in the scenarios of less expansion of nuclear generation, the small participation in the electrical matrix requires strategic definitions that guarantee the reliability and safety of the system. Also, scenarios operating in closed cycle have lower requirements during the fuel cycle, as well as lower GHG emissions and less waste to be managed despite the small increase in the cost of electricity.

Keywords: Nuclear energy, fuel cycle, energy planning, scenarios, electricity generation, MESSAGE

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Emissões de CO <sub>2</sub> e da geração de eletricidade no Brasil [11] .....	5
Figura 2. Estimativas das emissões de GEE no ciclo de vida para tecnologias de geração de eletricidade [14] .....	7
Figura 3. Fator de capacidade de diferentes tecnologias* [18] .....	9
Figura 4. Uso da terra por fonte de eletricidade em acres/MW produzido [22]. .....	12
Figura 5. Resultados do NEEDS. Adaptado de [23].....	14
Figura 6. Resultados do CASES. Adaptado de [24] .....	15
Figura 7. Taxa de fatalidades. Adaptado de [28].....	19
Figura 8. Desligamentos rápidos não planejados. Adaptado de [5,13] .....	22
Figura 9. Opinião pública sobre energia nuclear nos países com plantas em operação [5] .....	24
Figura 10. Localização das reservas de urânio [33] .....	25
Figura 11. Ciclo aberto [9] .....	27
Figura 12. Ciclo fechado. Adaptado de [9] .....	28
Figura 13. Preço do urânio no mercado internacional [37].....	29
Figura 14. Preço de conversão do urânio no mercado internacional [37] .....	30
Figura 15. Preço do UF <sub>6</sub> no mercado internacional [37].....	31
Figura 16. Preço da SWU no mercado internacional [37] .....	32
Figura 17. Participação do custo do combustível e do custo de O&M na geração [7] .....	41
Figura 18. Custo nivelado (LCOE) de diferentes tecnologias de geração de eletricidade [50] .....	43
Figura 19. a) Número de reatores por país b) Participação nuclear na matriz elétrica [17].....	44
Figura 20. Expansão da geração mundial de energia nuclear [55] .....	45

Figura 21. Consumo total de eletricidade, 2013-2050. Adaptado de [58].....	46
Figura 22. Expansão da geração nacional de energia nuclear [55].....	47
Figura 23. Principais entradas e saídas do MESSAGE [62].....	49
Figura 24. Esquema do ciclo aberto do combustível.....	54
Figura 25. Cadeia energética esquemática para o ciclo aberto .....	54
Figura 26. Balanço de massa do ciclo aberto de Angra 1 .....	57
Figura 27. Balanço de massa do ciclo aberto de Angra 2 .....	57
Figura 28. Balanço de massa do ciclo aberto de Angra 3 .....	57
Figura 29. Balanço de massa do ciclo aberto do EPR .....	58
Figura 30. Esquema do ciclo do combustível fechado .....	61
Figura 31. Cadeia energética esquemática para o ciclo fechado .....	63
Figura 32. Balanço de massa do ciclo fechado de Angra 1 .....	64
Figura 33. Balanço de massa do ciclo fechado de Angra 2 .....	65
Figura 34. Balanço de massa do ciclo fechado de Angra 3 .....	65
Figura 35. Balanço de massa do ciclo fechado do EPR.....	65
Figura 36. Oferta de eletricidade da geração nuclear .....	68
Figura 37. Participação nuclear no atendimento da demanda .....	69
Figura 38. Consumo acumulado de urânio natural.....	70
Figura 39. Requisitos anuais de conversão de urânio para o ciclo aberto .....	71
Figura 40. Requisitos anuais de conversão de urânio para o ciclo fechado.....	72
Figura 41. Requisitos anuais de enriquecimento de urânio.....	73
Figura 42. Urânio empobrecido produzido .....	74
Figura 43. Combustível UOX queimado.....	75
Figura 44. Rejeitos de alto nível do ciclo fechado (em toneladas) .....	76
Figura 45. Requisitos externos de plutônio reprocessado.....	77
Figura 46. Emissões de CO <sub>2</sub> e .....	78

Figura 47. Investimentos em instalações nucleares.....	79
Figura 48. Despesas anuais com o ciclo do combustível (Milhões de dólares) .....	80
Figura 49. Despesas anuais de O&M.....	81
Figura 50. Custo nivelado de energia.....	83

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Dose efetiva anual devido à exposição a fontes de radiação ionizante. Adaptado de [26,27].	16
Tabela 2. Doses recebidas por grupos afetados pelo acidente de Chernobyl. Adaptado de [26]	17
Tabela 3. Doses recebidas por grupos afetados pelo acidente de Fukushima Daiichi. Adaptado de [27]	18
Tabela 4. Evolução das Reservas de Urânio do Brasil [8]	26
Tabela 5. Reservas de urânio do Brasil – 2007 [8]	26
Tabela 6. Tempo de construção e vida útil das fontes. Adaptado de [50]	38
Tabela 7. Visão geral do custo de capital de diferentes tecnologias de geração [50] .....	39
Tabela 8. Custos de capital em plantas nucleares por país [50]	39
Tabela 9. Custo de O&M (US\$/MWh) de diferentes fontes por país. Adaptado de [50] .....	40
Tabela 10. Custo do combustível (US\$/MWh) de diferentes fontes por país [50]	41
Tabela 11: Composição dos modelos	52
Tabela 12. Características técnicas e econômicas [17,37,67,70,71,72,73]	53
Tabela 13. Descrição das tecnologias e armazenamentos utilizados para modelar os cenários de ciclo aberto	55
Tabela 14 Cálculos analíticos do fluxo de massa.	57
Tabela 15. Fatores Operacionais e geração de eletricidade: Angra 1 e 2 [17,76]	59
Tabela 16. Descrição das tecnologias e armazenamentos utilizados para modelar os cenários de ciclo fechado	63
Tabela 17. Características técnicas e econômicas da instalação de reprocessamento [60]	64
Tabela 18. Composição do combustível UOX queimado [60]	64

Tabela 19. Estatísticas de emissão de GEE (gCO <sub>2</sub> e/kWh) de diferentes sistemas de geração de energia nuclear.....	67
Tabela 20. Dados de emissões de GEE para sistemas de geração de energia nuclear baseados em reatores PWR [25,79-100].....	97
Tabela 21. Histórico .....	100
Tabela 22. Fraco .....	101
Tabela 23. Referência .....	102
Tabela 24. Intermediário 1.....	103
Tabela 25. Intermediário 2.....	104
Tabela 26. Forte .....	105
Tabela 27. Fraco CFC.....	106
Tabela 28. Referência CFC.....	107
Tabela 29. Intermediário 1 CFC .....	108
Tabela 30. Intermediário 2 CFC .....	109
Tabela 31. Forte CFC.....	110
Tabela 32. Custo nivelado de energia para as tecnologias em seus respectivos cenários.....	111

**LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

CASES	<i>Cost Assessment of Sustainable Energy Systems</i> (Avaliação de Custos de Sistemas de Energia Sustentável)
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> (Captura e armazenamento de carbono)
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i> (Administração de Informação de Energia)
EPR	<i>Evolutionary Power Reactor</i> (Reator Evolucionário)
GEE	Gases de efeito estufa
HLW	<i>High Level Waste</i> (Rejeitos de alto nível)
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia Atômica)
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICRP	<i>International Commission on Radiological Protection</i> (Comissão Internacional de Proteção Radiológica)
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IIASA	<i>International Institute for Applied Systems Analysis</i> (Instituto Internacional de Análise de Sistemas Aplicados)
INB	Indústrias Nucleares do Brasil
iNDC	<i>Intended Nationally Determined Contributions</i> (Contribuição nacionalmente determinada)
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LWR	<i>Light Water Reactor</i> (Reator de água leve)
MESSAGE	<i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact</i>

NEEDS	<i>New Energy Externalities Developments for Sustainability</i> (Desenvolvimentos de novas externalidades energéticas para a sustentabilidade)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energia Renovável)
O&M	Operação e manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i> (Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico)
PRIS	<i>Power Reactor Information System</i> (Sistema de Informações de Reatores de Potência)
PWR	<i>Pressurized water reactor</i> (Reator de água pressurizada)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWU	<i>Separative work unit</i> (Unidade de trabalho separativo)
TNP	Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares
VPL	Valor presente líquido

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>4</b>
2.1 EMISSÕES DE GEE E TECNOLOGIAS DE BAIXO CARBONO .....	4
2.2 FONTE DE ENERGIA NUCLEAR: BENEFÍCIOS E PREOCUPAÇÕES .....	8
<b>2.2.1 Contribuição para a segurança da oferta de energia</b> .....	<b>8</b>
<b>2.2.2 Impactos socioambientais</b> .....	<b>11</b>
<b>2.2.3 Segurança nuclear e não-proliferação</b> .....	<b>21</b>
<b>2.2.4 Aceitação pública</b> .....	<b>23</b>
2.3 RESERVAS NACIONAIS DE URÂNIO .....	24
2.4 CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR .....	26
<b>2.4.1 Mineração e beneficiamento</b> .....	<b>28</b>
<b>2.4.2 Conversão</b> .....	<b>30</b>
<b>2.4.3 Enriquecimento</b> .....	<b>31</b>
<b>2.4.4 Fabricação do combustível</b> .....	<b>32</b>
<b>2.4.5 Operação</b> .....	<b>33</b>
<b>2.4.6 Armazenamento intermediário</b> .....	<b>34</b>
<b>2.4.7 Reprocessamento e reciclagem</b> .....	<b>35</b>
<b>2.4.8 Disposição final</b> .....	<b>36</b>
<b>2.4.9 Descomissionamento</b> .....	<b>37</b>
2.5 ASPECTOS ECONÔMICOS DE UMA INSTALAÇÃO NUCLEAR .....	37
2.6 ELETRICIDADE E PROJEÇÕES PARA A ENERGIA NUCLEAR.....	44
2.7 MESSAGE.....	47
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	<b>51</b>
3.1 CENÁRIOS.....	51

<b>3.1.1 Cenários com ciclo aberto do combustível nuclear .....</b>	<b>53</b>
3.1.1.1 Histórico de geração.....	58
3.1.1.2 Cenário fraco.....	59
3.1.1.3 Cenário referência .....	60
3.1.1.4 Cenário intermediário 1 .....	60
3.1.1.5 Cenário intermediário 2 .....	61
3.1.1.6 Cenário forte.....	61
<b>3.1.2 Cenários com ciclo fechado do combustível nuclear .....</b>	<b>61</b>
<b>3.2 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE PARA AS TECNOLOGIAS NUCLEARES .....</b>	<b>65</b>
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>68</b>
<b>5 CONCLUSÕES .....</b>	<b>84</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>86</b>
<b>ANEXO I – DADOS PARA CÁLCULO DAS ESTIMATIVAS DE EMISSÕES.....</b>	<b>97</b>
<b>ANEXO II – RESULTADOS DOS CENÁRIOS .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXO III – PUBLICAÇÕES.....</b>	<b>112</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O acesso a uma fonte confiável de energia é vital para garantir a satisfação das necessidades humanas básicas (acesso a alimentos, iluminação, habitação, água corrente, entre outros) e garantir o desenvolvimento socioeconômico e o crescimento econômico [1]. O desenvolvimento socioeconômico e o crescimento econômico do país resultam em maior uso de energia. Cerca de 1,4 bilhões de pessoas, que corresponde a 20% da população mundial, vivem sem acesso à eletricidade. O suprimento de eletricidade de baixa qualidade e falta de garantia no fornecimento ainda afligem outra grande parcela da população com quase metade da população mundial dependendo da biomassa, principalmente do carvão vegetal, para cozinhar e se aquecer [2].

Várias tendências indicam que o sistema global de energia está mudando, mas são necessários posicionamentos políticos para acelerar e direcionar essa transformação. O mix energético está sendo redefinido. As adições de energia renovável supriram metade do crescimento global da demanda em 2016 e a energia nuclear teve seu maior crescimento desde 1993. Do lado da demanda, novas tecnologias de transporte, bem como a elevação dos padrões de vida irão aumentar a demanda por eletricidade [3].

Como resposta à ameaça do aquecimento global e das mudanças climáticas, firmou-se em 2015 o Acordo de Paris com o objetivo principal de manter o aquecimento global abaixo dos 2°C acima dos níveis pré-industriais até 2100 [4]. Para atingir essa meta, a transformação sustentável e a descarbonização das matrizes energéticas dos países são fundamentais na mitigação das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa. Todas as tecnologias de baixo carbono, como fontes renováveis, nucleares e fósseis com captura e armazenamento de carbono (CCS) desempenharão papel importante e devem ser avaliadas como opções para o sistema energético dos países [5].

Apesar da atual alta parcela de energias renováveis no mix energético brasileiro, o país enfrenta uma situação em que, por um lado, precisa aumentar sua produção de energia para promover o desenvolvimento socioeconômico, a criação de emprego e

o alívio da pobreza. Por outro lado, o país enfrenta a quase exaustão de seu potencial hidrelétrico de grandes reservatórios ambientalmente viáveis e espera-se que eleve o uso de energia fóssil, com as descobertas de petróleo nos campos de pré-sal e as perspectivas para o aumento da geração de energia a carvão [6].

Apesar das tentativas de manter a matriz elétrica baseada em fontes renováveis, a intermitência das fontes solar e eólica, e a suscetibilidade das hidrelétricas ao clima, não permitem que o planejamento energético exclua as termelétricas do mix energético nacional. Em muitos países, a geração nucleoeletrica se apresenta como uma opção para atender às preocupações com as mudanças climáticas, crescimento da demanda e confiabilidade do sistema [7]. No Brasil, apesar de haver apenas duas usinas nucleares em operação, elas desempenham um importante papel dentro do Sistema Interligado Nacional. Além disso, o país possui o domínio quase total do ciclo do combustível nuclear e reservas significativas de urânio que permitem uma independência energética no setor [8].

Para uma melhor compreensão das futuras tecnologias a serem utilizadas na expansão da matriz energética, as análises dos sistemas de geração de energia são indispensáveis e apoiam a tomada de decisões relacionadas à estratégia de longo prazo do planejamento energético nacional [9]. A avaliação desses sistemas pode ser realizada por programas computacionais especializados, como o MESSAGE.

O MESSAGE é uma ferramenta aplicada extensivamente nas análises e projeções de sistemas energéticos. Além disso, sua utilização é apropriada para a modelagem de sistemas de energia nuclear uma vez que foi adquirido pela IAEA e ampliado para avaliação aprofundada desses sistemas.

O presente trabalho tem como objetivo principal avaliar cenários com projeções nacionais da oferta de geração de eletricidade a partir de tecnologias nucleares, bem como seus impactos no ciclo do combustível nuclear e nas emissões totais de gases de efeito estufa.

Mais especificamente, avaliar-se-á o sistema de energia nuclear operando com o ciclo aberto e ciclo fechado do combustível nuclear. Na busca da independência do

setor nuclear e do contexto de mudanças climáticas procura-se apresentar resultados que identifiquem:

- A quantidade de urânio natural requerida a partir das reservas nacionais;
- A capacidade requerida para os processos de conversão e enriquecimento;
- As emissões totais de gases de efeito estufa da energia nuclear dentro da matriz elétrica;
- As quantidades de urânio empobrecido e combustível queimado gerado;
- As despesas anuais totais do ciclo de combustível e da operação e manutenção das instalações;
- O custo nivelado de geração de eletricidade de cada tecnologia de reator.

Tais resultados são obtidos através da modelagem dos cenários propostos com o uso da ferramenta MESSAGE. O sistema é representado matematicamente com os dados técnicos, econômicos e os fluxos de material de todos os processos de transformação desde a mineração do urânio até o armazenamento do combustível queimado.

Como os impactos da geração de eletricidade a partir de fontes nucleares e a decisão por adotar esse tipo de tecnologia no país vão além das análises técnicas do sistema, o capítulo 2 busca apresentar a revisão bibliográfica sobre a energia nuclear evidenciando algumas externalidades que devem ser levadas em consideração na avaliação desses sistemas. O capítulo 3 expõe a metodologia utilizada no trabalho. No capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados. Por fim, o capítulo 5 exprime as conclusões deste trabalho e apresenta proposta de trabalhos futuros.

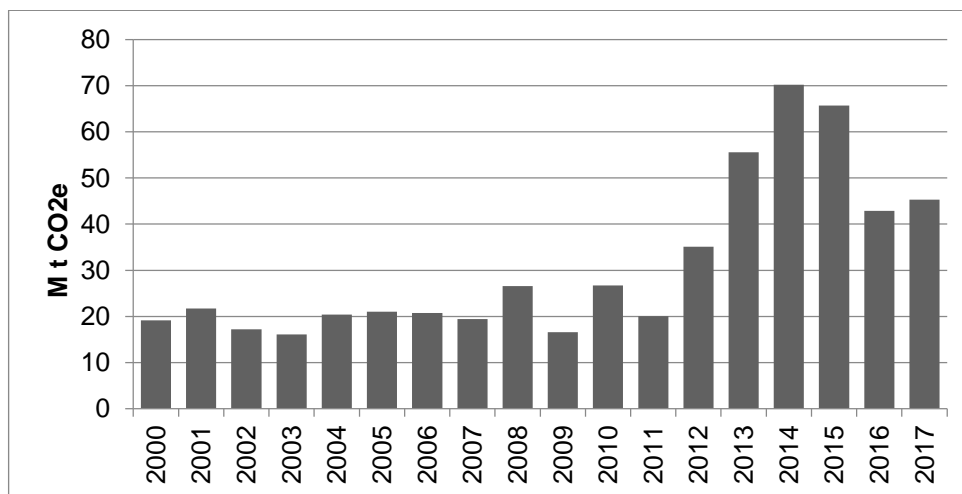
## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 EMISSÕES DE GEE E TECNOLOGIAS DE BAIXO CARBONO

Em 2015, na 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), 195 países aprovaram o Acordo de Paris reconhecendo as mudanças climáticas como uma ameaça ao planeta e que serão necessárias reduções consideráveis nas emissões de gases de efeito estufa a fim de alcançar os objetivos de manter o aumento da temperatura média global abaixo dos 2°C buscando esforços para limitar o aumento da temperatura em 1,5°C acima dos níveis pré-industriais até o final deste século [4]. Para atingir tal objetivo, os países membros apresentaram suas contribuições individuais a serem atingidas, chamadas de Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (iNDC - *Intended Nationally Determined Contribution*).

O Brasil na sua iNDC, por sua vez, se comprometeu a reduzir, respectivamente até 2025 e 2030, em 37% e 43% as emissões de gases de efeito estufa em relação a 2005. Para alcançar essas metas, o governo adotará políticas em diversas áreas incluindo mudanças na matriz energética. O Brasil buscará esforços para uma transição da matriz para utilização de fontes renováveis e a descarbonização da economia [10].

O setor elétrico brasileiro com sua matriz composta majoritariamente por hidrelétricas e renováveis, não é o setor mais preocupante em relação às emissões de GEE. Entretanto os dados de emissões da geração de eletricidade no país não a eximem da sua parcela de responsabilidade. As emissões de GEE no setor sofreram um aumento significativo a partir de 2011 e nos dois últimos anos emitiram para a atmosfera aproximadamente 40.000.000 tCO<sub>2</sub>e (Figura 1) [11].

Figura 1. Emissões de CO<sub>2</sub>e da geração de eletricidade no Brasil [11]

As tendências atuais nos mercados de energia, investimentos, desenvolvimentos tecnológicos e políticas governamentais continuam sendo insuficientes para uma redução das emissões globais de GEE atingindo o objetivo de 2°C do Acordo de Paris [5]. De acordo com a avaliação dos impactos das iNDCs no setor energético para a redução de emissões de GEE realizada pela IEA (2015), se essas contribuições forem implementadas integralmente, as emissões de GEE do setor de energia diminuirão drasticamente, resultando em um aumento de cerca de 2,7°C na temperatura média global até 2100. Não limitando, porém, o aumento médio da temperatura global abaixo de 2°C [12].

Para reverter às tendências são necessárias medidas de mitigação no setor de energia incluindo a descarbonização do setor energético e substituição da capacidade de geração de energia a partir de carvão e gás natural por fontes de energia de baixo carbono forçando a retirada de usinas térmicas ineficientes, o estabelecimento de preço do carbono no mercado, a conservação de energia com aumento da eficiência no uso final, a eletrificação do uso de energia em todos os setores do uso final de energia e o apoio à inovação e a transferência de tecnologia para melhorar a implantação de tecnologias de baixo carbono [5].

A energia nuclear e outras tecnologias de baixo carbono serão fundamentais para colocar o mundo neste ambicioso caminho de mitigação. De acordo com o cenário 2DS, apresentado pela IEA (2017), consistente com a limitação do aumento médio

da temperatura global em 2°C até 2100, as energias renováveis fornecerão cerca de dois terços das reduções de emissões alcançadas no setor de energia, com tecnologias CCS fornecendo 18% e nucleares 16% das reduções das emissões [3]. Os países que mencionam especificamente a energia nuclear como parte das suas iNDCs para a mitigação das mudanças climáticas incluem Argentina, China, Índia, Japão, Jordânia e Turquia. Outros países que atualmente usam energia nuclear (um total de 30) não excluem a possibilidade de incluir a energia nuclear no fortalecimento de suas ações climáticas. Além disso, outros 30 países que estão considerando ou planejando incluir a energia nuclear em seu mix de energia estão trabalhando ativamente com a AIEA [13].

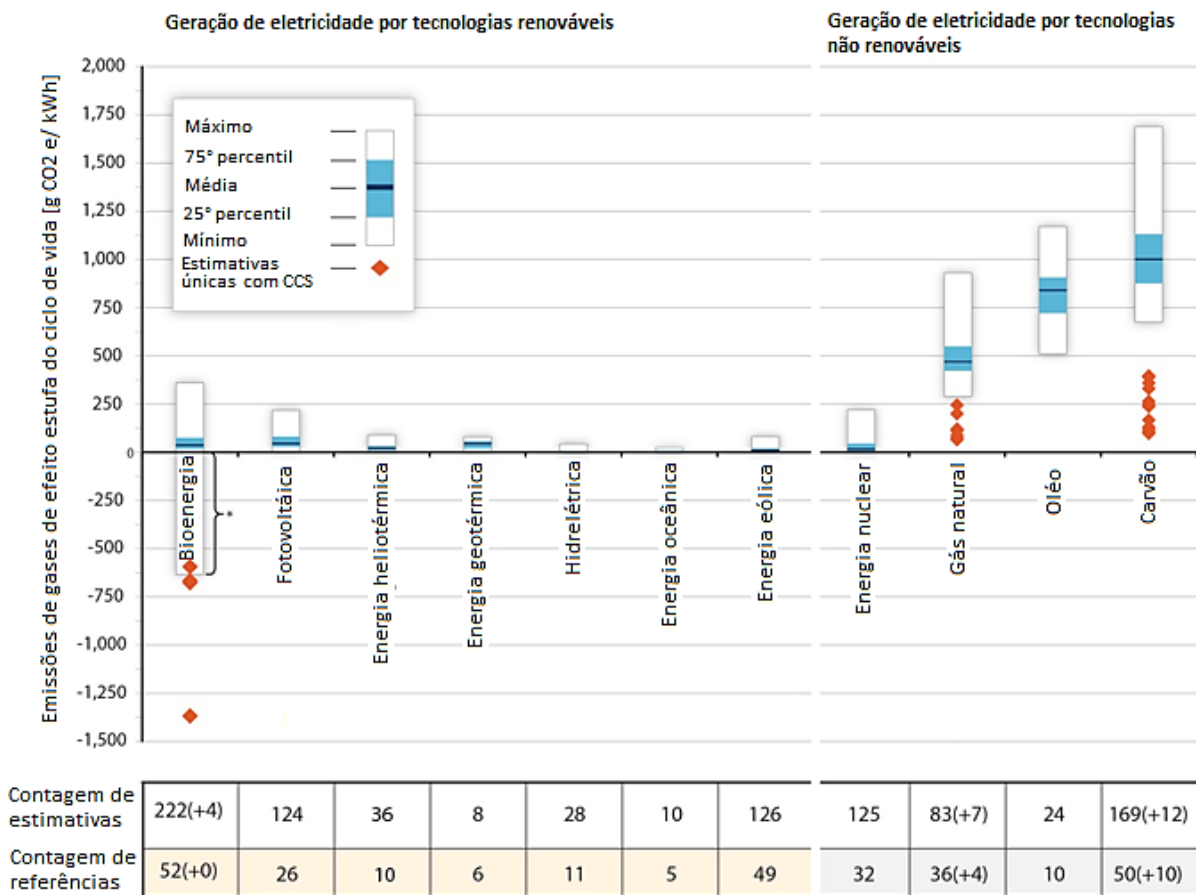
Uma análise das estimativas das emissões de GEE, realizada pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e publicado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), claramente coloca a energia nuclear entre as fontes de energia mais favoráveis ao clima e com menores emissões (Figura 2) [14]. As emissões médias de GEE da energia nuclear (15,5 gCO<sub>2</sub>e/kWh) são superiores apenas às emissões da energia hidrelétrica (6,6 gCO<sub>2</sub>e/kWh), oceânica (8,1 gCO<sub>2</sub>e/kWh) e eólica (12,05 gCO<sub>2</sub>e/kWh).

As variabilidades dos resultados indicam que dentro de uma mesma fonte energética existem diferenças consideráveis de emissões de acordo com a tecnologia utilizada. Por exemplo, na energia nuclear, a vida útil ampliada de 40 para 60 anos de reatores com tecnologias mais recentes (Geração III/III+) distribuem as emissões associadas à construção e descomissionamento por um período mais longo. Espera-se ainda que projetos de Geração IV diminuam ainda mais as emissões do ciclo de vida devido as suas maiores eficiências na geração de energia [5,15].

Os fatores mais importantes que influenciam os futuros níveis de CO<sub>2</sub> da energia nuclear envolvem o ciclo do combustível nuclear. Estes incluem a quantidade e o teor de minério do urânio, a eficiência da tecnologia de enriquecimento, os requisitos de enriquecimento de combustível e a intensidade de carbono da eletricidade usada nas diferentes etapas do processo no ciclo de vida [5]. As avaliações das emissões de GEE no ciclo de vida da energia nuclear apresentados pelo NREL por Warner e Heath (2012) sugerem que há uma pequena tendência de aumento das emissões

associadas ao decréscimo do teor de minério de urânio. Além disso, como o enriquecimento é um alto consumidor de energia, o método empregado também influencia nas emissões, sugerindo que o enriquecimento por meio de centrífugas apresenta menores emissões de GEE quando comparado ao enriquecimento por meio da difusão [15].

Figura 2. Estimativas das emissões de GEE no ciclo de vida para tecnologias de geração de eletricidade [14]



Todas essas estimativas de emissões de GEE no ciclo de vida são importantes para auxiliar as tomadas de decisões e futuras análises do setor. No entanto, para fornecer uma perspectiva mais abrangente dos impactos ambientais e sociais das tecnologias de geração de energia, outros parâmetros, como impactos sobre a saúde humana, os riscos associados à utilização da tecnologia e à segurança, a gestão de rejeitos e outros impactos também devem ser avaliados.

## 2.2 FONTE DE ENERGIA NUCLEAR: BENEFÍCIOS E PREOCUPAÇÕES

### 2.2.1 Contribuição para a segurança da oferta de energia

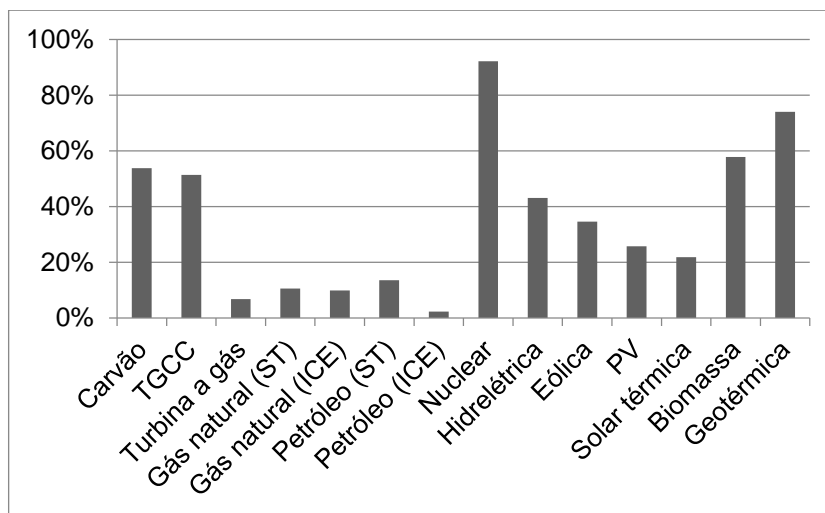
Preocupações sobre a segurança do fornecimento de energia foram importantes para os programas de expansão nuclear da França, do Japão e de outros países na época da crise do petróleo nos anos 1970. A segurança energética continua sendo uma importante motivação para impulsionar a expansão hoje [13].

A IEA define segurança energética como “a disponibilidade ininterrupta de fontes de energia a um preço acessível” [16]. Os fatores que contribuem para a disponibilidade ininterrupta de energia nuclear incluem: diversidade de países que têm recursos de urânio reduzindo riscos de que um país ou região tenha o monopólio da produção, a capacidade de beneficiar o urânio em matéria-prima para o combustível, facilidade de transporte, facilidade de armazenar o combustível por vários anos (comparado com carvão ou gás natural) e a confiabilidade da eletricidade de base da energia nuclear (comparada com fontes intermitentes de energia renovável). O urânio ainda tem uma densidade de energia muito maior do que os combustíveis fósseis, portanto uma quantidade menor precisa ser transportada. Um quilograma de urânio pode produzir 50000 kWh de eletricidade. Isso é cerca de quatro ordens de grandeza maior do que o carvão (1 kg produz 8,2 kWh) e óleo combustível (1 kg produz 12 kWh) [13].

As centrais nucleares fornecem energia de carga de base constante com fatores de alta capacidade (por exemplo, Angra 2 opera em cerca de 90% da capacidade nos últimos anos [17]), ao contrário da energia intermitente de usinas eólicas e solares. Como o armazenamento de eletricidade em larga escala ainda não é acessível, os sistemas que usam partes significativas de energias renováveis intermitentes precisam incluir um poder de reserva substancial. O aumento da implantação de energias renováveis intermitentes coloca pressão sobre produtores convencionais despacháveis, incluindo usinas nucleares ou térmicas a carvão, óleo e gás, para fornecer quantidades variáveis de eletricidade à rede, quando necessário. Embora os futuros sistemas de energia precisem de mais flexibilidade das tecnologias disponíveis, isso terá um custo. A energia nuclear pode fazer parte da solução e já

demonstrou flexibilidade em alguns mercados, por exemplo, na França e na Alemanha. Incorporadas à rede, essas tecnologias são capazes de ajustar as saídas dentro de um intervalo previamente acordado [13].

Figura 3. Fator de capacidade de diferentes tecnologias\* [18]



\*Fatores de capacidade referente à geração de energia em 2017 nos EUA. TGCC – turbina a gás de ciclo combinado; ST – turbina a vapor; ICE – motor de combustão interna; PV – fotovoltaica.

Algumas tecnologias de geração renováveis, incluindo a hidráulica, de biomassa e geotérmica, também são despacháveis. No entanto, elas tipicamente têm custos mais elevados (biomassa) ou podem ser limitadas no fornecimento (energia hidroelétrica) ou têm um limitado período de armazenamento (energia solar concentradora) [19]. Em contraste, as energias renováveis tais como a eólica ou solar não possuem essa despachabilidade. Elas são intermitentes por natureza, fornecendo eletricidade somente quando estiverem reunidas as condições meteorológicas, ou seja, quando há vento e sol. No entanto, para a rede ser estável e confiável, a oferta e a demanda devem ser combinadas. A variação temporal da geração de energia renovável (neste caso, eólica e solar), portanto, requer tecnologias de geração despacháveis para garantir a estabilidade da rede.

As unidades nucleares têm altos custos iniciais de capital e custos operacionais e de combustíveis relativamente baixos quando comparadas com as unidades geradoras de combustíveis fósseis. Por exemplo, a participação do urânio na estrutura de custos de geração da energia nuclear é muito pequena, variando entre 7% e 10%, e

o custo do combustível nuclear representa cerca de 26% dos custos de totais de produção. Já nas térmicas a gás o custo do combustível equivale a 94% dos custos totais de geração [7,13]. Esses custos operacionais e de combustíveis relativamente baixos da energia nuclear tornam os custos totais de geração mais previsíveis e estáveis no longo prazo, uma vez que, por mais que ocorram grandes variações nos custos do combustível, a variação do custo total será pequena. As receitas da geração de eletricidade são maximizadas em operação a plena carga. Por estas razões, a operação de centrais nucleares na carga da base é geralmente considerada como o método economicamente mais vantajoso [13].

Quando operado no modo de carga de base do sistema, a energia nuclear traz múltiplos benefícios para o sistema, por exemplo, aumentando sua confiabilidade. Há períodos em que as usinas nucleares precisam ser desligadas para reabastecimento e manutenção ou precisam operar em níveis reduzidos. A maioria desses desligamentos é planejada e, portanto, pode ser prevista e adaptada para períodos de menor demanda [5,13].

Além dos baixos custos do combustível mostrados anteriormente, o custo da eletricidade proveniente de usinas nucleares está imune a novas ou maiores restrições às emissões de GEE. Novas taxas de carbono, taxas de permissão ou penalidades de emissão aumentariam o custo da eletricidade gerada a partir de usinas de carvão e gás natural, mas não o custo de eletricidade proveniente de plantas nucleares ou fontes renováveis, já que essencialmente não emitem GEE enquanto geram eletricidade. Assim, em situações em que a energia nuclear é um bom investimento devido, entre outras razões, ao baixo custo economicamente acessível de eletricidade em relação a alternativas, ela deve permanecer acessível diante de quaisquer mudanças nos custos de urânio ou carbono [5].

Dado o objetivo de aumentar a penetração das energias renováveis para mitigar as emissões de GEE, redes de eletricidade em todo o mundo se beneficiariam do aumento da flexibilidade oferecida pela energia nuclear sendo uma fonte de eletricidade de baixo carbono entre as tecnologias despacháveis convencionais [19]. No futuro, as vantagens da energia nuclear em termos de segurança energética poderiam aumentar ainda mais se fossem introduzidos reatores a tório (expandindo

assim a base de recursos) ou se um ciclo de combustível fechado fosse introduzido (diminuindo drasticamente a necessidade de mineração de urânio) [20].

### 2.2.2 Impactos socioambientais

Segundo a Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), nº 1/86, artigo 1º, impacto ambiental é [21]:

*Qualquer alteração das propriedades físicas, químicas ou biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas, que direta ou indiretamente afetem:*

- I. a saúde, a segurança e o bem-estar da população;*
- II. as atividades sociais e econômicas;*
- III. as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;*
- IV. a qualidade dos recursos ambientais.*

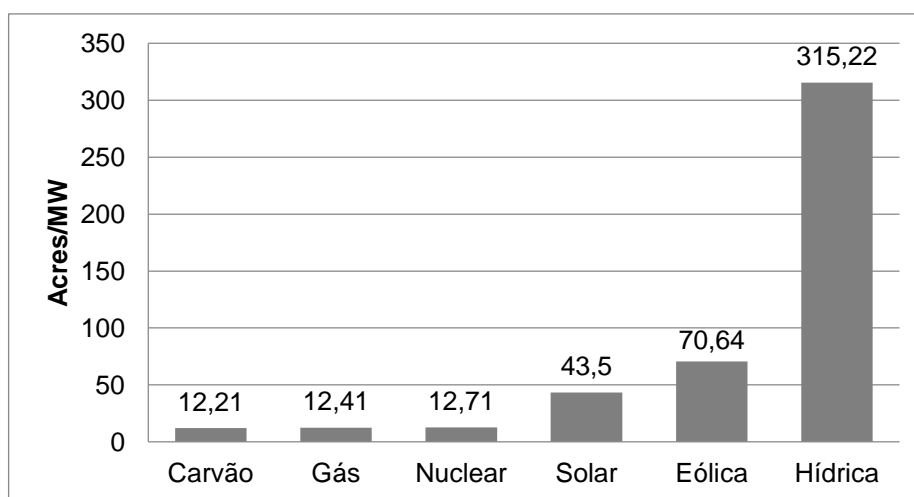
Como o conceito é amplo por abranger tanto o que se refere ao meio social quanto ao espaço natural e as possíveis consequências dos desdobramentos de tais impactos, busca-se abordar, de forma sucinta, alguns dos impactos que afetam tanto o meio ambiente quanto a sociedade decorrentes do uso da tecnologia nuclear. Dentre esses impactos nos atemos aos impactos sobre o uso da terra, impactos na saúde, riscos de radiação e exposição de riscos aos trabalhadores e alguns outros impactos sociais.

As principais maneiras pelas quais a produção de energia afeta o meio ambiente são através do uso da terra e dos poluentes emitidos durante seu ciclo de vida. Em geral, um sistema de energia mais sustentável inclui menores impactos ambientais sobre o uso da terra.

Utilizando dados principalmente da EIA, o estudo realizado pela Strata (2017) e mostrado na Figura 4 aponta que as centrais nucleares exigem uma área terrestre menor em comparação com as tecnologias eólica, solar e, sobretudo hídrica. O uso da terra das usinas nucleares é comparável às térmicas a gás e carvão, mas com

menor intensidade de emissões de GEE. Para cada fonte, o uso da terra é estimado desde a produção de recursos, passando pela instalação das usinas, transporte e transmissão, e armazenamento de materiais residuais [22]. Estes resultados estão de acordo com outros estudos científicos, que mostram que a energia nuclear é um pequeno usuário da terra em relação a outros métodos de geração de eletricidade. No entanto, há espaço para uma avaliação comparativa mais abrangente dos requisitos de uso da terra para geração de energia - que não será explorada no presente trabalho - incluindo propriedades e condições da terra requerida, a natureza do uso da terra (exclusivo ou permitido para uso múltiplo), bem como a duração e reversibilidade da transformação da propriedade (antigo uso da terra, tempos de recuperação).

Figura 4. Uso da terra por fonte de eletricidade em acres/MW produzido [22].



No que se refere aos impactos na saúde, estudos independentes concluem que os efeitos na saúde decorrentes da construção e operação de plantas nucleares são consistentemente baixos e são muito menores do que as alternativas de combustíveis fósseis e comparáveis às tecnologias de energia renovável. Os resultados do estudo são abrangentes, mas não incluem resultados de saúde decorrentes de acidentes.

Para a eletricidade gerada a partir de combustíveis fósseis, efeitos adversos à saúde causados pela construção de usinas térmicas e das cadeias energéticas vêm principalmente de material particulado, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, compostos orgânicos voláteis não-

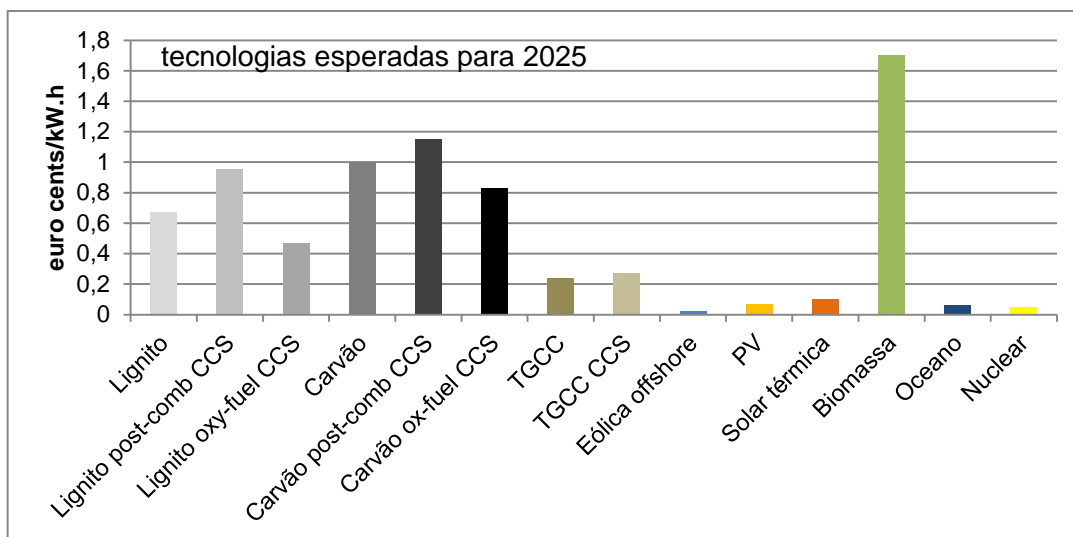
metânicos (COVNM) e amônia (NH<sub>3</sub>). Os principais efeitos dessas emissões, na saúde, são doenças respiratórias e fatalidades. A construção da usina e a cadeia energética das diversas fontes também liberam GEE que contribuem para as mudanças climáticas. Os efeitos da mudança climática na saúde incluem distúrbios cardiovasculares e respiratórios relacionados ao estresse pelo frio e pelo calor, malária, dengue, esquistossomose e diarreia. Incluem também os impactos no aumento da desnutrição das populações e desastres naturais. Outros efeitos adversos à saúde vêm dos radionuclídeos liberados em algumas etapas da cadeia energética de diferentes fontes de energia e não somente da nuclear. Estes podem ser estimados em termos de cânceres fatais, cânceres não fatais e defeitos hereditários. Os metais pesados liberados durante a mineração também têm efeitos adversos à saúde e podem causar câncer e envenenamento. Fontes de energia renováveis liberam essencialmente os mesmos materiais, no entanto, quase todos os lançamentos estão associados à construção e eventual desmantelamento de instalações - turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e centrais térmicas solares. Ao contrário da energia eólica e solar, a eletricidade da biomassa envolve um ciclo de combustível que libera poluentes e GEE. Essencialmente, todas as fontes de energia liberam os mesmos materiais, porém em quantidades relativas diferentes. No caso da energia nuclear, mais radionuclídeos são gerados durante o ciclo do combustível nuclear, mas notavelmente uma menor quantidade de material particulado e GEE durante todo o ciclo de vida [23,24].

Os estudos apresentados a seguir resumem dados que mostram os efeitos sobre a saúde a partir do uso de diferentes tecnologias. Os estudos não incluem efeitos sobre a saúde causados por acidentes nucleares.

O primeiro é um estudo de 2009 para a Comissão Europeia, chamado “*New Energy Externalities Developments for Sustainability*” (Desenvolvimento de Externalidades de Novas Energias para a Sustentabilidade - NEEDS) [23]. Este estudo estima os efeitos sobre a saúde causados por radionuclídeos, poluição do ar, da água e do solo para uma gama de tecnologias energéticas. O NEEDS converte todos os vários efeitos sobre a saúde em custos externos expressos em termos financeiros (centavos de euro por quilowatt-hora) e calcula os efeitos totais para a saúde de

cada tecnologia. Na Figura 5 são ilustrados os efeitos na saúde para a versão da tecnologia que deve estar disponível em 2025.

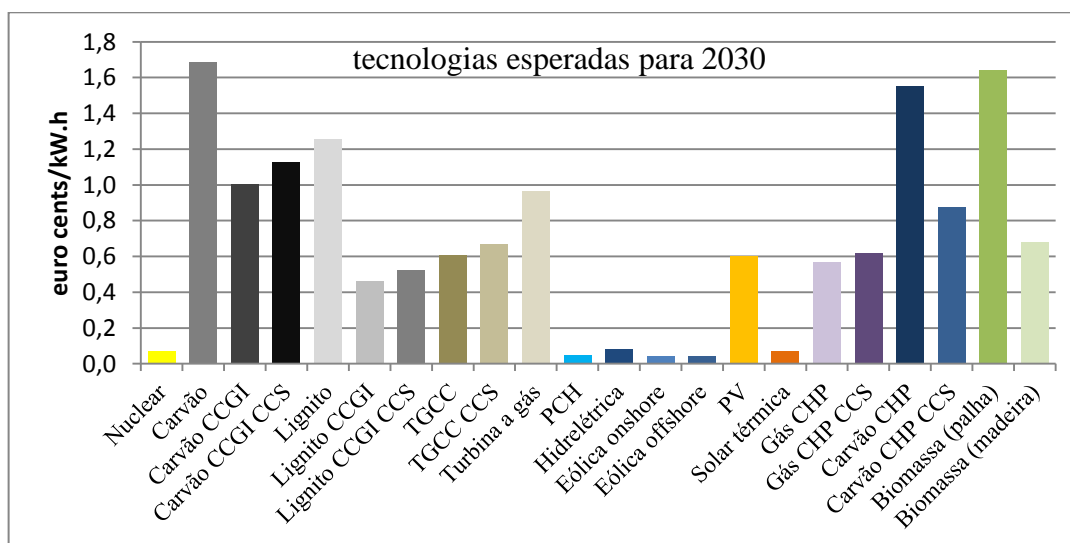
Figura 5. Resultados do NEEDS. Adaptado de [23]



\* CCS – captura e armazenamento de carbono; TGCC – turbina a gás de ciclo combinado; PV – fotovoltaica.

O segundo estudo é um estudo da Comissão Europeia de 2008, chamado “*Cost Assessment of Sustainable Energy Systems*” (Avaliação de Custo de Sistemas de Energia Sustentável - CASES) [24]. Além dos efeitos para a saúde causados por radionuclídeos, poluição do ar, da água e do solo, ele também inclui os efeitos sobre a saúde causados pelas mudanças climáticas. Deve-se notar que as estimativas dos efeitos da mudança climática sobre a saúde são altamente incertas. A Figura 6 é baseada nos resultados do CASES.

Figura 6. Resultados do CASES. Adaptado de [24]



\* CCGI – ciclo combinado de gaseificação integrada; CCS – captura e armazenamento de carbono; PCH – pequenas centrais hidrelétricas; PV – fotovoltaica; CHP – calor e energia combinados.

Em ambos os estudos a tecnologia de geração nuclear apesar de apresentar características técnicas similares às térmicas, ela apresenta resultados relacionados aos efeitos na saúde similares aos de geração eólica, solar e hídrica, além de impactos menores que os da tecnologia de biomassa.

Mesmo se considerarmos casos extremos, como os acidentes de Chernobyl e Fukushima, os impactos adversos sobre a saúde da população global são, relativamente, menores e mais localizados, quando comparados aos impactos causados pelas emissões de GEE e metais pesados durante a queima de combustíveis fósseis, especialmente o carvão [25].

Fontes naturais e artificiais de radiação ionizante podem ser encontradas em muitos lugares no meio ambiente e as doses para os seres humanos a partir dessas fontes de radiação podem variar significativamente. O Comitê Científico das Nações Unidas sobre os Efeitos da Radiação Atômica (UNSCEAR), das Nações Unidas, fornece informações atualizadas sobre as fontes de exposição dos seres humanos à radiação ionizante. A Tabela 1, que extrai significativamente as informações fornecidas pelo UNSCEAR, apresenta uma compilação abrangente de doses de radiação para seres humanos a partir de fontes significativas [26].

É importante notar que as doses de radiação listadas na Tabela 1 são médias entre populações, e que muitos fatores diferentes podem afetar a dose de radiação anual de um indivíduo, como ocupação, localização geográfica e procedimentos específicos de saúde anteriores. Vale notar que as doses de radiação decorrente do ciclo de vida das plantas nucleares são menores que, por exemplo, a dose efetiva resultante da extração de petróleo e gás.

Tabela 1. Dose efetiva anual devido à exposição a fontes de radiação ionizante. Adaptado de [26,27].

		Média (mSv/ano)	Varição (mSv/ano)
<b>Global</b>			
<b>Natural</b>			
	Inalação	1,26	0,2 – 10
	Terrestre	0,48	0,3 – 1
	Cósmica e cosmogênica	0,39	0,3 – 1
	Ingestão	0,29	0,2 – 1
	Total	2,4	1 – 13
<b>Acidentes e testes</b>			
	Acidente de Chernobyl (em 2008)	0,002	
	Acidente de Fukushima Daiichi (2011)	0,01	n.a.
	Testes nucleares atmosféricos	0,005	
<b>Local</b>			
<b>Plantas nucleares</b>			
	Mineração e beneficiamento de urânio	0,025	
	Fabricação do combustível	0,0002	
	Operação do reator	0,0001	n.a.
	Reprocessamento	0,002	
	Transporte de rejeitos nucleares	0,0001	
	Subprodutos	0,0002	
<b>Fontes médicas e industriais</b>			
	Procedimentos médicos	0,6	
	Efluentes de plantas de carvão	0,0015	
	Efluentes de plantas a gás	0,00075	n.a.
	Extração de petróleo e gás	0,03	

Os seres humanos também foram expostos à radiação ionizante em nível regional por vários acidentes nucleares. Os efeitos mais significativos sobre a saúde da radiação após o acidente de Chernobyl foram locais, tendo sido experimentados principalmente pelo pessoal da fábrica e pelos trabalhadores da emergência. Entre esse grupo, havia 134 casos de síndrome de radiação aguda, que se mostraram fatais para 28 pessoas. O grupo restante de 106 pessoas continua a sofrer efeitos na saúde devido a lesões cutâneas induzidas por radiação e catarata [26]. Além disso, grandes doses de radiação foram recebidas por trabalhadores da operação de

resgate e membros do público (Tabela 2), o que levou a um aumento da incidência de câncer. Por exemplo, até 2005, na Bielorrússia, na Rússia e na Ucrânia, mais de 6000 casos de câncer de tireoide (15 que se mostraram fatais) foram diagnosticados entre aqueles que eram crianças e adolescentes no momento do acidente [26]. Mais casos podem ser esperados nas próximas décadas, embora seja difícil quantificar a magnitude em longo prazo.

Tabela 2. Doses recebidas por grupos afetados pelo acidente de Chernobyl. Adaptado de [26]

	Número de pessoas	Dose efetiva média 1986-2005 (mSv)
Trabalhadores da operação de resgate	530000	117
Evacuados	115000	31
Habitantes das áreas contaminadas da Bielorrússia, Rússia e Ucrânia	6400000	9
Habitantes da Bielorrússia, Rússia e Ucrânia	98000000	1,3
Habitantes do resto da Europa (desconsiderando os países mencionados)	500000000	0,3

Para os ocupantes da área circundante do acidente na central nuclear de Fukushima Daiichi, as doses recebidas da radiação foram muito inferiores às do acidente de Chernobyl (Tabela 3). Isto é evidenciado pelo fato de que nenhuma ocorrência de síndrome de radiação aguda foi observada entre os trabalhadores de resgate ou o público [27]. A redução das consequências deste último acidente está diretamente relacionada aos avanços tecnológicos e de segurança implementados após o acidente de Chernobyl. As doses mais elevadas recebidas durante o acidente na central nuclear de Fukushima Daiichi foram recebidas pelos cerca de 25000 trabalhadores de resgate, dos quais 0,7% (173 pessoas) receberam mais de 100 mSv até outubro de 2012, sendo a dose efetiva máxima igual a 679 mSv. Infelizmente, devido a essa alta dose de radiação, estima-se que podem ocorrer em média de dois a três cânceres adicionais neste grupo durante sua vida [27].

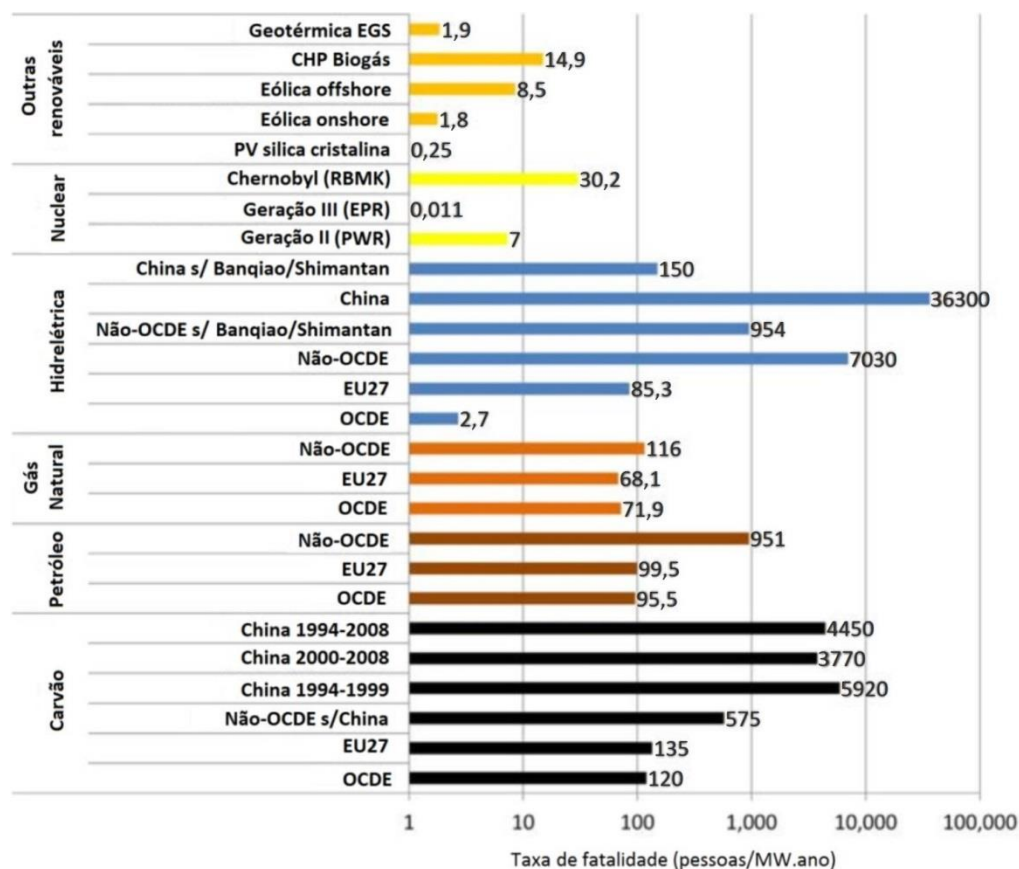
Tabela 3. Doses recebidas por grupos afetados pelo acidente de Fukushima Daiichi.  
Adaptado de [27]

	Número de pessoas	Dose efetiva média (mSv)
Trabalhadores da operação de resgate	25000	12
Evacuados (raio de 20 km mais áreas deliberadamente evacuadas)	88000	<10
Habitantes remanescentes de Região de Fukushima (dose vitalícia)	2000000	<10
População fora do Japão	Desconhecido	0,01

Os trabalhos relacionados com a geração de energia também podem ser caracterizados à luz da exposição a riscos ou perigos. A avaliação comparativa dos riscos de acidentes é um aspecto essencial de qualquer avaliação abrangente de energia e sustentabilidade. Acidentes podem ser desencadeados por perigos naturais, falhas técnicas e erros humanos. Um estudo recente sobre acidentes graves em cadeias energéticas alternativas faz uso de extensa experiência histórica (período de 1970 a 2008) para cadeias fósseis e energia hidrelétrica, uma avaliação simplificada de segurança probabilística para energia nuclear e uma combinação de dados disponíveis, modelagem e avaliação especializada para novas fontes renováveis (Figura 7) [28].

O estudo conclui que, nas cadeias de combustíveis fósseis, o carvão envolve as maiores taxas de fatalidade, enquanto a cadeia de fornecimento de gás natural é a menos perigosa. Entre as grandes tecnologias centralizadas, as modernas usinas hidrelétricas da OCDE e as nucleares exibem as menores taxas de fatalidade, enquanto as falhas nas barragens em países não pertencentes à OCDE levaram a numerosas baixas. Todas as outras tecnologias renováveis apresentam taxas de mortalidade claramente menores que as cadeias fósseis e estão em linha com os índices de energia hidroelétrica e nuclear em países altamente desenvolvidos.

Figura 7. Taxa de fatalidades. Adaptado de [28]



Impactos sociais adicionais também podem ocorrer e precisam ser considerados ao projetar sistemas de energia mais sustentáveis. O problema do deslocamento forçado e do reassentamento impõe grandes riscos sociais. Dentre todas as infraestruturas energéticas, a construção de grandes hidrelétricas causou as maiores migrações da história. Estima-se que entre 40 e 80 milhões de pessoas em todo o mundo foram deslocadas pela construção de barragens. Isso se deve parcialmente à enorme escala de muitos desses projetos: a barragem de Danjiangkou, na China, deslocou 383 mil pessoas, enquanto o projeto da barragem das Três Gargantas forçou a transferência de mais de 1,2 milhão de pessoas. Pelo menos 5% do deslocamento induzido pelo desenvolvimento é causado por atividades de mineração, em particular pela mineração a céu aberto associada à extração de diamante, cobre e carvão. Uma estimativa conservadora sugere que, na Índia, o desenvolvimento da mineração de carvão deslocou 2 a 2,5 milhões de pessoas entre 1950 e 1990 [13].

Mudanças sociais, econômicas e ambientais generalizadas decorrem do deslocamento induzido pelo desenvolvimento. Essas mudanças seguem padrões bem identificados que podem diferir em gravidade de acordo com o tipo de projeto ou setor responsável pelo deslocamento. Esses deslocamentos populacionais geralmente resultam no empobrecimento da maioria dos reassentados. Os riscos mais visíveis, como a perda de terras e outros riscos potenciais de empobrecimento, ameaçam a sustentabilidade. Esses outros riscos incluem desemprego, falta de moradia, marginalização, insegurança alimentar, perda de terras e recursos comuns, aumento dos riscos à saúde, desarticulação social, perda de direitos civis e humanos e interrupção das atividades de educação formal. A evidência desta "pobreza energética" é repetidamente relatada em deslocamentos involuntários em todo o mundo. A realocação forçada também aumenta a exposição das pessoas mais pobres a doenças, incluindo traumas psicológicos e doenças mais graves [13].

Os maiores deslocamentos associados à indústria nuclear estão relacionados a evacuações após acidentes. Embora os acidentes nucleares graves sejam raros, ocorreram três mais importantes: Three Mile Island (1979), Chernobyl (1986) e Fukushima Daiichi (2011). Após o acidente da central nuclear de Three Mile Island, mulheres grávidas e crianças que viviam a 8 km (mais tarde, estendido a 32 km) foram aconselhadas a deixar a área por motivos de precaução. Mais de 140 mil pessoas deixaram a área, mas a maioria voltou para casa em três semanas. Nos primeiros dois dias após o acidente de Chernobyl, 115000 pessoas foram evacuadas da cidade de Pripyat e dos assentamentos vizinhos. Posteriormente, mais 220000 pessoas foram reinstaladas. Após o acidente de Fukushima Daiichi, cerca de 160000 pessoas foram evacuadas. As evacuações relacionadas a acidentes tiveram um impacto significativo na sustentabilidade da sociedade por meio da perda de bens físicos, como residências, locais culturais ou bens geradores de renda, e também de bens imateriais, como estruturas sociais, redes e vínculos. Além dos efeitos discutidos sobre a saúde da exposição à radiação, os efeitos adversos na saúde mental - distúrbios de estresse pós-traumático e outros transtornos de humor e ansiedade - foram relatados após os acidentes em Fukushima e Chernobyl [13].

### 2.2.3 Segurança nuclear e não-proliferação

Ao contrário de outras formas de energia, a energia nuclear foi usada pela primeira vez para fabricação de armas e suas aplicações não militares, como a geração de energia, só vieram posteriormente. Ao longo de várias décadas, a comunidade internacional estabeleceu mecanismos políticos e legais para conter a disseminação de armas nucleares. Esses mecanismos incluem o Tratado de Não-Proliferação de Armas Nucleares (TNP), tratados regionais sobre zonas livres de armas nucleares, acordos de controle de exportação, medidas de segurança nuclear e o sistema de salvaguardas da IAEA. Mais de 180 estados mantêm acordos de salvaguardas com a Agência e com o tempo e em resposta a novos desafios, o sistema de salvaguardas foi fortalecido. O objetivo do sistema de salvaguardas é fornecer garantias confiáveis de que materiais nucleares e outros itens especificados não estão sendo desviados de atividades nucleares pacíficas, aumentando a probabilidade de detecção precoce para impedir a proliferação [13].

As centrais nucleares estão sujeitas a regulamentos de segurança rigorosos e são supervisionadas por órgãos reguladores independentes. Eles incorporam sistemas de segurança redundantes e sua operação é caracterizada por compromissos do setor com a segurança, coordenação internacional de segurança, treinamento extensivo e qualificações rigorosas para trabalhadores nucleares, além de respostas eficazes a acidentes. Em mais de 60 anos de operação comercial de reatores nucleares em 33 países ocorreram dois acidentes nucleares do nível mais grave: o acidente de Chernobyl em 1986 e Fukushima Daiichi em 2011 [13].

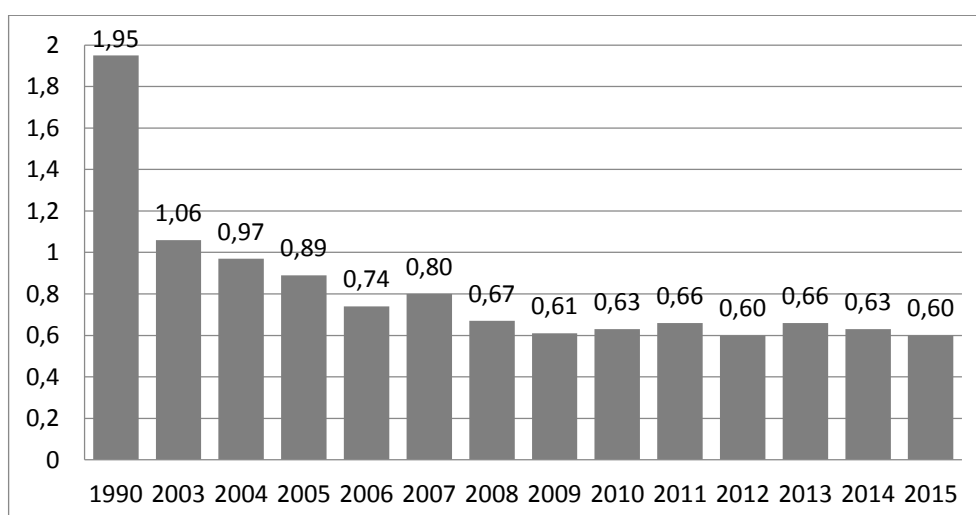
Como Chernobyl, foi um grave acidente, classificado como nível 7 na escala INES (*International Nuclear and Radiological Event Scale*), os avanços tecnológicos após o acidente são as principais responsáveis pela melhoria de segurança que se seguiu nas duas décadas seguintes. Mais recentemente, após o acidente de Fukushima Daiichi, ocorreram mudanças globais em termos de revisão e melhoria da segurança nuclear incluindo medidas de curto prazo e ações de longo prazo foram iniciadas nos níveis nacional, regional e internacional para avaliar as vulnerabilidades das centrais nucleares aos riscos externos. Mas ao contrário de Chernobyl, não foram observadas mortes prematuras relacionadas com a radiação ou doenças agudas

entre trabalhadores ou membros do público que pudessem ser diretamente atribuídas ao acidente de Fukushima. Ainda assim, foi classificado como acidente nível 7 [5,13].

Essas medidas de melhoria na segurança tiveram resultados relevantes com uma diminuição substancial na frequência de desligamentos de emergência (*scram*) no decorrer dos anos. O *scram* é um indicador de desempenho de segurança. No caso de um desequilíbrio nas operações, as centrais nucleares são projetadas para desligar automaticamente, antes que quaisquer margens de segurança sejam excedidas. Assim, o número de *scrams* por ano (7000 horas) de operação dos reatores diminuiu de 1,95 em 1990 para 0,60 em 2015 (Figura 8) [5,13].

A melhoria na segurança está ligada ainda ao uso extensivo de recursos de segurança passiva nos novos projetos de reatores sem a necessidade de uma fonte alternativa de energia ou da intervenção do operador em caso de emergência. Os recursos de segurança passiva utilizam forças naturais ou fenômenos como gravidade, diferenças de pressão ou convecção de calor natural para uma variedade de atividades como, por exemplo, o resfriamento do núcleo devido à perda de refrigerante. Os sistemas passivos são altamente confiáveis e reduzem os custos associados à manutenção do sistema que de outra forma exigiriam vários sistemas redundantes de segurança ativos para obter o mesmo nível de confiabilidade [29,30].

Figura 8. Desligamentos rápidos não planejados. Adaptado de [5,13]



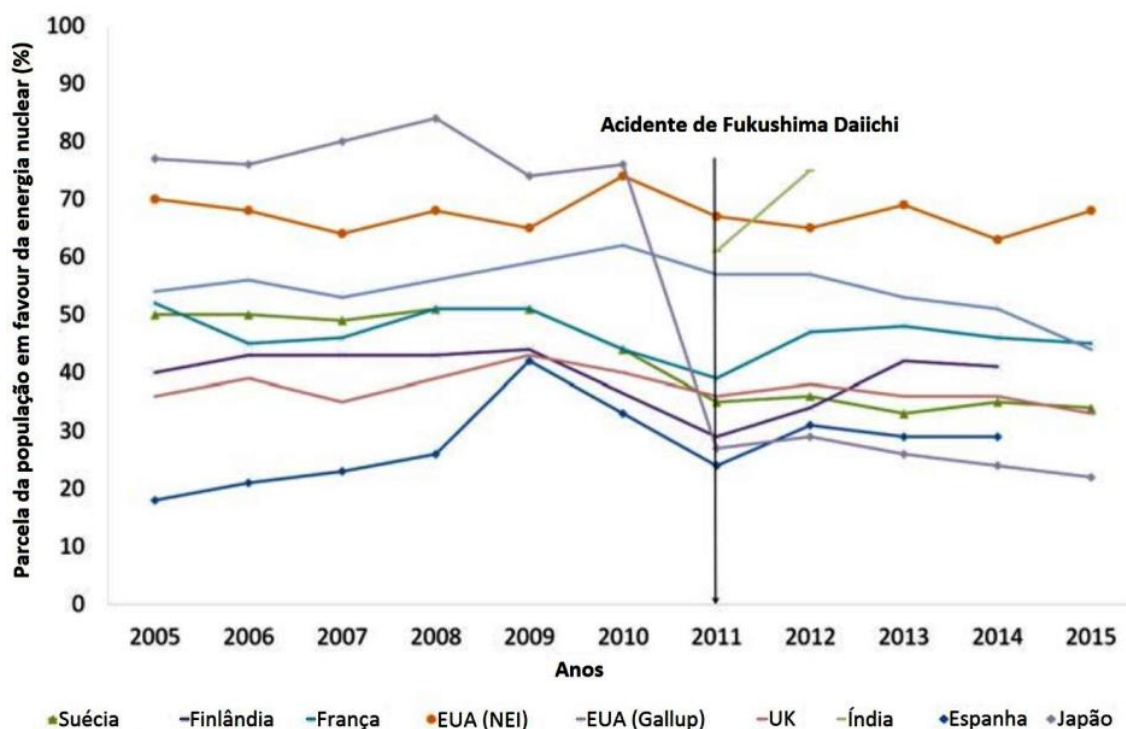
#### 2.2.4 Aceitação pública

Como a primeira finalidade da utilização da energia nuclear foi para a construção de armas nucleares, a aceitação pública ainda carrega no seu íntimo opiniões antecipadas e preconcebidas em relação à utilização dessa tecnologia. Apesar de todas as contribuições para um desenvolvimento sustentável, a percepção de risco pela sociedade em geral tende a ser exagerada. A maior parte das pessoas não consegue diferenciar os riscos associados às armas nucleares, plantas nucleares e rejeitos nucleares [13,31]. Assim, opinião pública continua sendo um componente central da futura contribuição da energia nuclear para a mitigação das mudanças climáticas.

Os fatores mais julgados e talvez os mais relevantes para a indústria nuclear estão relacionados a riscos catastróficos e riscos desconhecidos. Risco assustador ou catastrófico é caracterizado pela percepção de falta de controle, sentimentos de medo, potencial catastrófico de consequências fatais e distribuição desigual de riscos e benefícios. A associação confusa de rejeitos radioativos com energia nuclear, o potencial para um colapso, armas nucleares e preocupações de segurança, como a proliferação, preenchem o assunto com temor de uma natureza que é rara para qualquer outro assunto. O risco desconhecido, comumente associado ao risco de radiação, é a percepção do perigo como inobservável, desconhecido, novo e atrasado em manifestar danos. Como os riscos nucleares são percebidos como desconhecidos e potencialmente catastróficos, até pequenos acidentes são altamente divulgados e produzem grandes efeitos na percepção do risco [31].

O apoio do público ou a oposição à energia nuclear, como refletido em diversas pesquisas de opinião, tendem a serem cíclicos nos últimos 35 anos [13]. Após os acidentes nucleares o apoio enfraquece, voltando a crescer à medida que o tempo passa. Na Figura 9 são apresentadas pesquisas sobre a aceitação pública de 2005 a 2015 em oito países com usinas nucleares operacionais.

Figura 9. Opinião pública sobre energia nuclear nos países com plantas em operação [5]



\* Gallup e NEI (*Nuclear Energy Institute*) representam diferentes pesquisas realizadas por duas diferentes organizações dos EUA.

Observa-se a diminuição do apoio popular, principalmente no Japão, em 2011 após o acidente na central de Fukushima Daiichi. Cinco anos após o acidente ter levantado preocupações públicas sobre a energia nuclear globalmente, a aceitação pública apesar de ter superado o declínio de 2011 ainda precisa de mais tempo para se recuperar ao nível de apoio em 2010. Um olhar mais atento aos determinantes socioeconômicos, regionais, escolaridade e gênero podem mostrar a importância de campanhas públicas direcionadas sobre os méritos da energia nuclear.

### 2.3 RESERVAS NACIONAIS DE URÂNIO

As reservas minerais brasileiras são classificadas em medidas, indicadas e inferidas. A classificação agrupa as reservas de acordo com o grau de certeza do mineral contido. As reservas medidas têm as dimensões, forma e teor perfeitamente estabelecidos, com grau de incerteza de 20%. As indicadas têm uma margem de extrapolação baseada em evidências geológicas. As inferidas são determinadas pelo conhecimento da geologia do local, com pouco trabalho de pesquisa de campo [8].

Existem ainda as reservas prognosticadas que apresentam uma quantidade virtual, estimada a partir de evidências indiretas pouco precisas e não conclusivas.

Outra forma de classificação das reservas de urânio é a classificação em categorias de custo que usualmente se dividem em 4 limites no mundo: recursos extraíveis com custo abaixo de 40 US\$/kgU, 80 US\$/kgU, 130 US\$/kgU e 260 US\$/kgU. Nesses custos estão incluídos mineração, transporte e processamento, custos ambientais, amortização, indiretos, etc [32].

Com apenas 25% do território nacional prospectado, o Brasil possui reservas medidas, indicadas e inferidas que totalizam 309 mil toneladas de urânio figurando como a sétima maior reserva de urânio do mundo [8]. Existem ainda cerca de 300 mil toneladas de recursos prognosticados oriundos de áreas de exploração mineral em Pitinga no estado do Amazonas e no Pará [32]. As localizações dos depósitos são mostradas na Figura 10.

Figura 10. Localização das reservas de urânio [33]



Os estudos de prospecção de urânio e outros materiais radioativos foram iniciados em 1952 pelo Conselho Nacional de Pesquisas (CNPq). Após a criação da

NUCLEBRÁS em 1974 houve grandes investimentos à prospecção e pesquisa de jazidas de urânio no país que levaram o Brasil a ocupar a posição que tem hoje no *ranking* de reservas de urânio do mundo. Os últimos dados oficiais de evolução das reservas são datados de 2007 segundo o Departamento Nacional de Pesquisa Mineral [8]. A evolução das reservas nacionais é mostrada na Tabela 4 e a Tabela 5 apresenta as reservas por jazida, tipo de depósito e custo estimado de mineração.

Tabela 4. Evolução das Reservas de Urânio do Brasil [8]

<b>Reservas de urânio</b>	<b>toneladas</b>
<b>Anos</b>	<b>U<sub>3</sub>O<sub>8</sub></b>
1973	6.292
1974 / 1975	11.040
1976	26.380
1977	66.800
1978	142.300
1979	215.300
1980	236.300
1981	266.300
1982 / 1996	301.490
1997 / 2007	309.370

Tabela 5. Reservas de urânio do Brasil – 2007 [8]

<b>Depósito-Jazida</b>	<b>Medidas e Indicadas (t)</b>			<b>Inferidas (t)</b>	<b>Total (t)</b>
	<b>&lt;40US\$/kgU</b>	<b>&lt;80US\$/kgU</b>	<b>Sub-total</b>	<b>&lt;80US\$/kgU</b>	
Caldas (MG)	-	500	500	4.000	4.500
Lagoa Real/Caetité (BA)	24.200	69.800	94.000	6.770	100.770
Santa Quitéria (CE)	42.000	41.000	83.000	59.500	142.500
Outras	-	-	-	61.600	61.600
<b>Total</b>	<b>66.200</b>	<b>111.300</b>	<b>177.500</b>	<b>131.870</b>	<b>309.370</b>

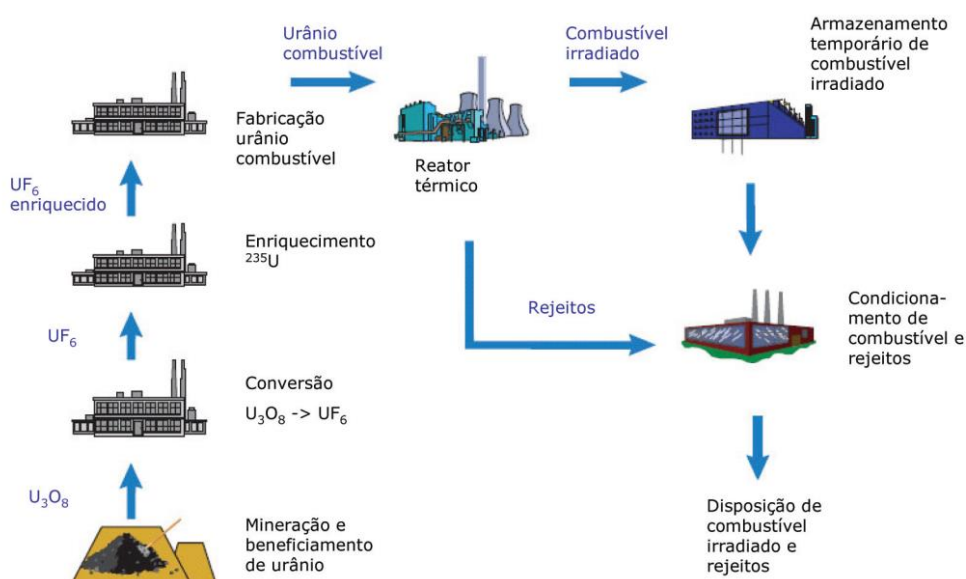
## 2.4 CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR

O ciclo do combustível nuclear refere-se a todo o processo desde a extração do urânio até a disposição final dos rejeitos. Existem muitas possibilidades de arranjo de um ciclo de combustível nuclear. As variações dependem se o ciclo é aberto ou fechado, da composição do combustível (UO<sub>2</sub>, PuO<sub>2</sub>, MOX, UC, PuN), do espectro do reator, de quantas vezes o combustível queimado é reprocessado, do material fértil (urânio, tório), entre outros. Todas essas opções estão inter-relacionadas quando a estrutura do ciclo do combustível é definida [34]. Neste trabalho nos

atemos às etapas dos dois tipos genéricos de ciclo do combustível para reatores PWR: o ciclo aberto (Figura 11) e o ciclo fechado (Figura 12).

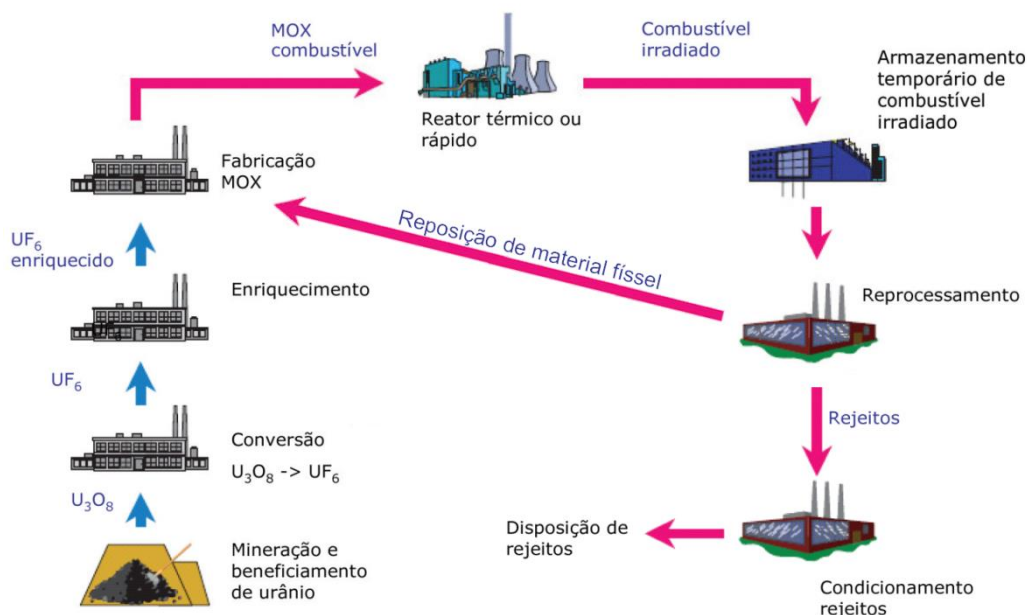
O ciclo aberto compreende a mineração e beneficiamento do urânio na forma de  $U_3O_8$  (*yellowcake*). O urânio é então convertido em  $UF_6$  e enriquecido até a concentração de  $^{235}U$  específica para cada reator. Do processo de enriquecimento produz-se urânio empobrecido que fica armazenado. É feita a reconversão do  $UF_6$  para  $UO_2$  que é utilizado para a fabricação do combustível. O combustível queimado vai para o armazenamento refrigerado nas piscinas no próprio sítio do reator. Por fim, é dada uma destinação final a esses rejeitos gerados durante a operação da usina.

Figura 11. Ciclo aberto [9]



O ciclo fechado configura o reprocessamento do combustível de óxido de urânio ( $UO_2$ ) queimado, separando principalmente o plutônio para fabricação de um novo combustível MOX (óxido misto de urânio e plutônio). Pode haver ou não a reciclagem do urânio.

Figura 12. Ciclo fechado. Adaptado de [9]



Hoje, o Brasil por meio da INB domina tecnologicamente todas as etapas do ciclo aberto do combustível nuclear necessárias para a operação do sistema de energia nuclear do país. Apesar disso, a falta de investimentos para o desenvolvimento de equipamentos para atender as demandas da INB impede que todas as etapas do ciclo sejam realizadas no Brasil. Nem todo o urânio extraído das minas é convertido para o estado gasoso nem enriquecido em território nacional.

Nos subcapítulos que seguem serão discutidos alguns aspectos técnicos e econômicos das etapas dos ciclos aberto e fechado, buscando destacar o papel do país em cada uma dessas etapas.

#### 2.4.1 Mineração e beneficiamento

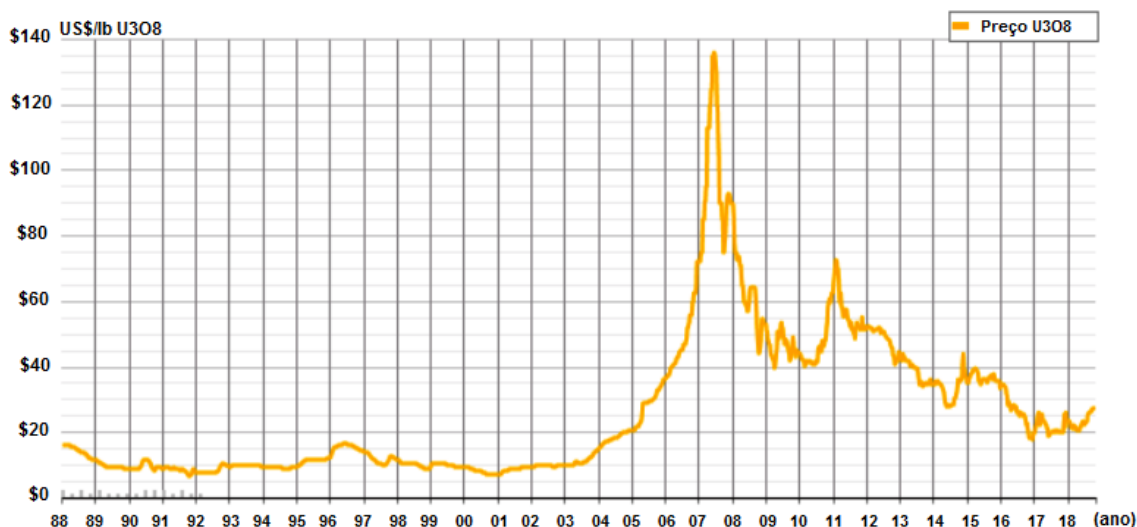
A composição isotópica do urânio natural é de 99,28% de  $^{238}U$ , 0,711% de  $^{235}U$  e 0,006% de  $^{234}U$ . O minério de urânio contendo em torno de 0,1% em peso do elemento é extraído e beneficiado transformando-se em  $U_3O_8$  ou como é chamado, *yellowcake* [35]. Esse processo gera grandes quantidades de rejeitos que são descartados em grandes pilhas perto das plantas de beneficiamento, com uma cobertura de terra para reduzir a taxa de liberação de radônio e, assim, evitar a o

aumento excessivo da sua concentração no ar [36]. No Brasil, este processo atualmente é feito pela INB na usina de Caetité, na Bahia.

O  $U_3O_8$  é considerado uma *commodity*, portanto seu preço de mercado (Figura 13) possui uma volatilidade que não depende apenas do balanço entre oferta e demanda, mas também de questões geopolíticas e outras particularidades próprias devido ao seu uso.

É interessante ressaltar que das décadas de 60 a 80 a produção de urânio era muito maior que a demanda gerando grandes acúmulos do material e preços relativamente baixos o que encerrou as atividades de muitos produtores no final do período. A partir de 1990 a demanda supera a produção. Em 2003 o mercado começa a sinalizar um aumento de preços decorrentes de alguns fatores sendo os mais importantes: a redução dos estoques de urânio e uma demanda maior que a produção; houve uma inundação na mina de Cigar Lake, Canadá, que possui os maiores depósitos de minério de urânio de alta qualidade do mundo; e a crescente expansão da geração de energia nuclear em países como China, Índia e Rússia. Isso criou incerteza sobre o futuro a curto prazo da oferta de urânio [38,39,40].

Figura 13. Preço do urânio no mercado internacional [37]

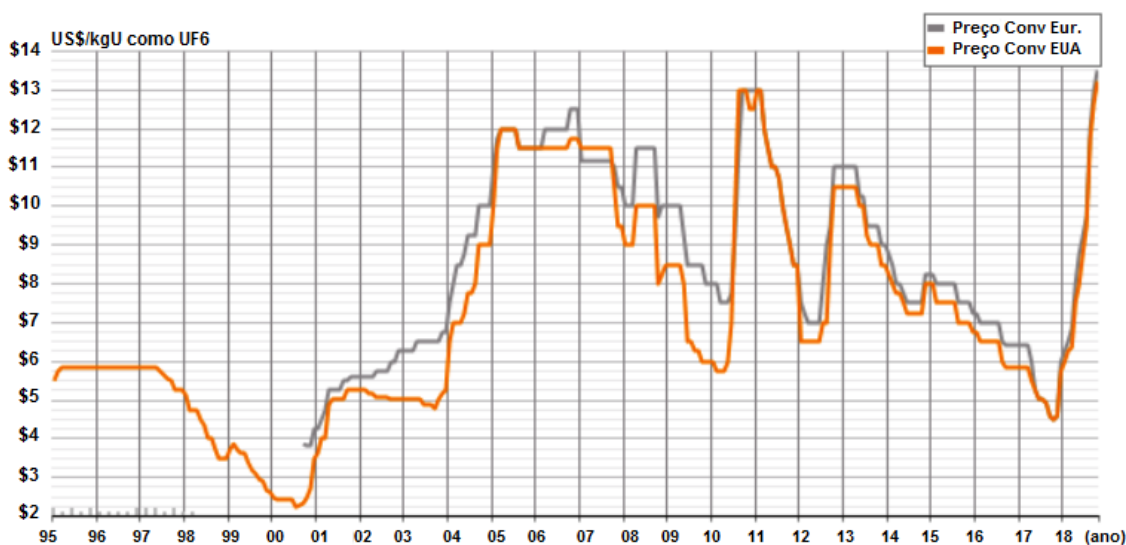


### 2.4.2 Conversão

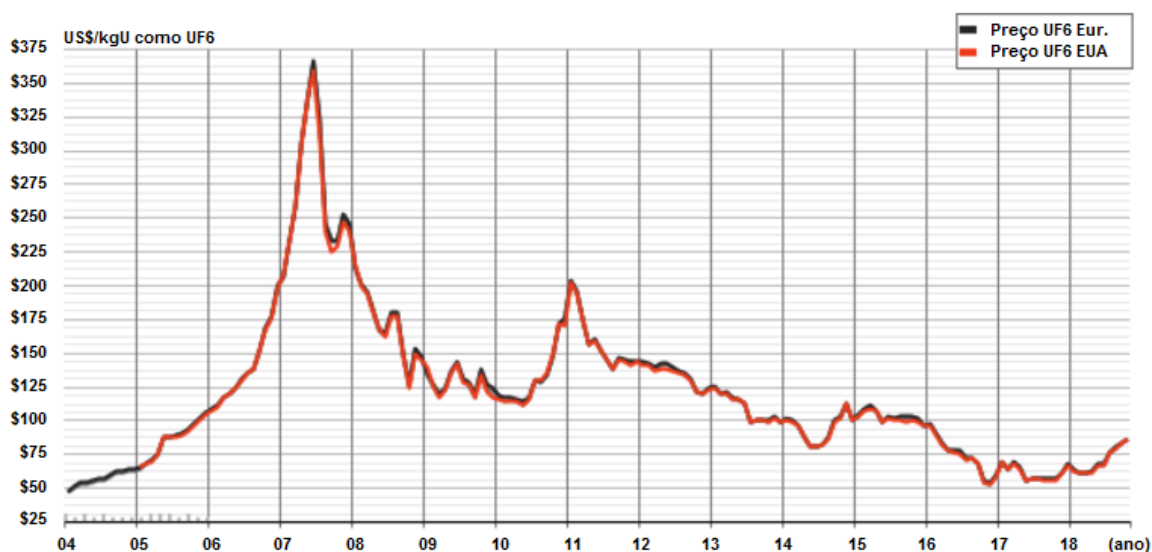
Na usina de conversão o *yellowcake* é convertido para o estado gasoso na forma de hexafluoreto de urânio ( $UF_6$ ) para poder seguir para a etapa de enriquecimento. No Brasil, o funcionamento da unidade de conversão da Fábrica de Combustível Nuclear (FCN) da INB ainda está na fase de preparação do Projeto Básico e aguardando licenças do IBAMA e CNEN [41]. Portanto, atualmente o processo de conversão ocorre no exterior, realizado pela Cameco, empresa canadense.

A evolução histórica do preço no mercado *spot* para a conversão do  $U_3O_8$  em  $UF_6$  é mostrada na Figura 14. A partir de 2000, há duas faixas de preço de conversão, uma característica do mercado americano e outra do mercado europeu.

Figura 14. Preço de conversão do urânio no mercado internacional [37]



Existe ainda um mercado do  $UF_6$  após ser convertido, que segue as tendências do mercado do urânio natural, já que o país converte seu próprio  $U_3O_8$  antes de vendê-lo, como apresentado na Figura 15.

Figura 15. Preço do UF<sub>6</sub> no mercado internacional [37]

### 2.4.3 Enriquecimento

Nesta etapa, o UF<sub>6</sub> com 0,711% de <sup>235</sup>U é enriquecido até cerca de 5% de <sup>235</sup>U dependendo da tecnologia de reator para o qual será fabricado o combustível. Esse processo gera o urânio empobrecido contendo entre 0,2 e 0,3% de <sup>235</sup>U, geralmente referido como *tail*. O urânio empobrecido é armazenado para usos futuros na fabricação de combustível reprocessado e também como combustível para reatores regeneradores rápidos [35].

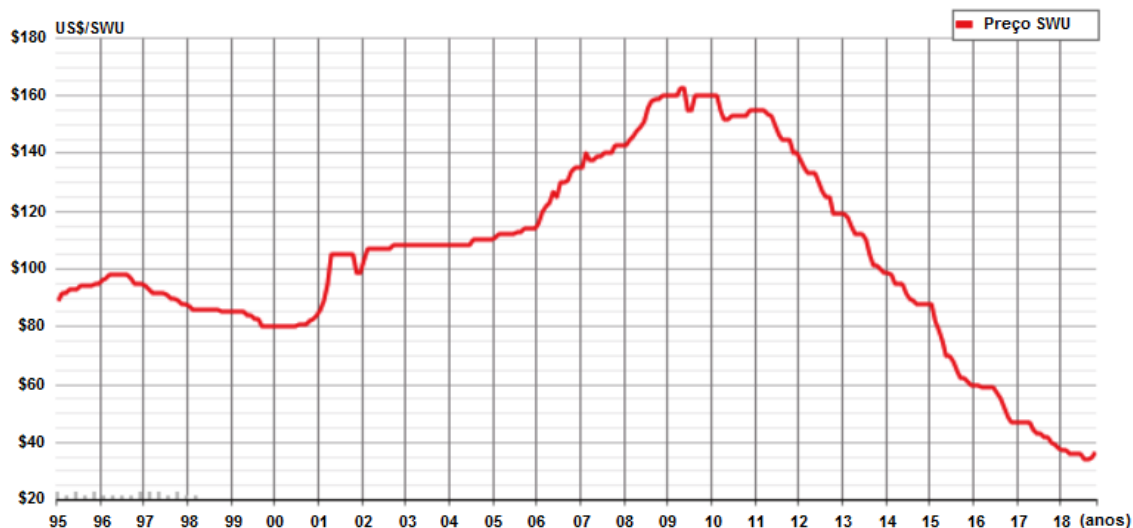
Uma quantidade considerável de energia é necessária para o processo de enriquecimento, sendo esta, a etapa que mais consome energia e responsável pelas maiores emissões de GEE da geração nucleoeletrica. Existem várias formas de enriquecer o urânio, sendo apenas duas empregadas comercialmente: difusão gasosa e centrifugação [9,35].

O processo de enriquecimento de urânio utilizado pela INB é o da ultracentrifugação. O Brasil tem a capacidade de produzir cerca de 45% da quantidade média anual de urânio enriquecido necessária para abastecer a central nuclear Angra 1, portanto grande parte do urânio enriquecido ainda é importada do grupo URENCO (Holanda, Alemanha e Reino Unido) [9,41]. Ainda de acordo com a INB, espera-se que em 2033 a empresa seja capaz de atender as demandas de Angra 1 e Angra 2 e em 2037 atender, também, a demanda de Angra 3 [41].

A capacidade de uma instalação de enriquecimento é medida em unidades de trabalho separativo (SWU) que reflete o trabalho requerido na separação do isótopo e depende da concentração do isótopo na entrada do processo (0,711% de  $^{235}\text{U}$ ) e nos fluxos de saída (0,2 - 0,3). O número de unidades de trabalho separativo fornecidas por uma instalação de enriquecimento está diretamente relacionado à quantidade de energia que a instalação consome. Como a separação isotópica na centrífuga a gás é um processo termodinamicamente reversível, o consumo de energia é muito menor do que o da difusão gasosa. Quase toda a energia da centrífuga é consumida para superar a fricção do rolamento e do gás, e não para o próprio processo de separação. A estimativa é que a energia por SWU para uma centrífuga a gás é de cerca de 1/10 da requerida pelo processo de difusão [9,35].

O consumo de energia, por sua vez, determina o preço do produto enriquecido, um preço que aumenta com o enriquecimento e também depende do valor das *tails*. O preço do mercado de enriquecimento é mostrado na Figura 16.

Figura 16. Preço da SWU no mercado internacional [37]



#### 2.4.4 Fabricação do combustível

Após o enriquecimento o  $\text{UF}_6$  é reconvertido em óxido de urânio  $\text{UO}_2$  para a fabricação das pastilhas do combustível. As pastilhas são então condicionadas às características de operação do reator e são então inseridas em tubos de zircaloy que são montados para formar o elemento combustível. O combustível consiste então

em uma vareta de zircaloy que reveste as pastilhas de  $\text{UO}_2$ . A vareta combustível deve ser especialmente projetada para funcionar em um ambiente de altas temperaturas e irradiação do núcleo do reator a fim de manter todos os produtos de fissão dentro do revestimento e, preferencialmente, dentro da estrutura cristalina do  $\text{UO}_2$  [35].

No Brasil, a INB realiza completamente todas essas etapas para fabricação dos elementos combustíveis utilizados em Angra 1 e Angra 2 [41].

Os custos de fabricação do combustível pela INB é uma “informação vedada à divulgação, por constituírem informação comercial que deve ser protegida, e em atendimento às regras de sigilo de informação confidencial” [42]. Esses custos têm uma grande variação de país para país, mas geralmente considera-se que estão na faixa de US\$ 200 a US\$ 400/kg U [43].

#### 2.4.5 Operação

Os elementos combustíveis, que são constituídos por conjuntos de varetas, são transferidos para o núcleo do reator onde permanecem por cerca de três a cinco anos, dependendo da programação de reabastecimento selecionada. A cada reabastecimento, geralmente 1/3 do combustível queimado é substituído por combustível fresco.

Nesta fase, ocorre a reação em cadeia, onde principalmente o  $^{235}\text{U}$  sofre fissão e libera energia em forma de calor, que é utilizado para gerar eletricidade. Durante esse processo ocorre a formação de diversos elementos, sendo o plutônio um dos principais do ponto de vista do uso adicional da energia [43]. No Brasil, esta etapa do ciclo do combustível nuclear é realizada nas usinas nucleares em Angra dos Reis sob responsabilidade da Eletrobrás/Eletronuclear [41].

Os custos referentes à operação e manutenção (O&M) das usinas bem como custos de investimento para sua construção serão discutidos no capítulo seguinte.

#### 2.4.6 Armazenamento intermediário

Após a queima, o combustível nuclear contém produtos de fissão, actínídeos altamente radioativos e vários isótopos de plutônio, juntamente com um considerável rejeito de urânio. Esse combustível é altamente radioativo e gerador de calor devido ao decaimento dos produtos de fissão e actínídeos. É prática normal armazenar os conjuntos de combustível PWR recentemente descarregados na piscina do reator que fornece proteção adequada contra a radiação e funciona como um bom meio de transferência de calor [6].

A duração desse período pode variar de meses a dezenas de anos, de acordo com os requisitos do cliente e a disponibilidade da usina. Geralmente essas piscinas têm capacidade para armazenar todo o combustível queimado durante todo o tempo de vida da instalação. Nesse caso, os custos de armazenamento geralmente são parte integrante dos custos operacionais da usina. Como alternativa, o armazenamento pode ocorrer em um local temporário no sítio de reprocessamento. Neste último caso, os custos de armazenamento intermediário são geralmente incluídos no preço de reprocessamento [13,43].

No Brasil, o armazenamento ocorre nas próprias instalações das usinas, nas piscinas de combustível usado (PCUs). As piscinas de Angra 1 e Angra 2, possuem capacidade de armazenamento até 2021. Após esse período entrará em operação a unidade de Armazenamento Complementar a Seco visando atender a 3 ciclos de operação das usinas Angra 1 e Angra 2, e armazenar cerca de 300 elementos combustíveis. Como solução para o armazenamento refrigerado, a Eletronuclear está implantando ainda a Unidade de Armazenamento Complementar Úmida de Combustível Irrradiado (UFC) [44].

Até 2017, estavam armazenados um total de 342,51 t de combustível queimado na PCU de Angra 1 e 236,16 t na PCU de Angra 2 [44]. Esses valores são aproximados e não incluem os pesos das estruturas do elemento combustível. A capacidade total de armazenamento das usinas é de 1595 e 1084 elementos combustíveis, respectivamente, o que equivale a aproximadamente de 655,5 t e 588,6 t de combustível queimado [45,46].

#### 2.4.7 Reprocessamento e reciclagem

Reprocessamento é o processo de recuperação de urânio e plutônio do combustível queimado, enquanto o restante dos materiais como revestimento, produtos de fissão e transurânicos, se tornam rejeitos de alto nível (HLW). A reciclagem é a reintrodução do urânio e plutônio recuperados do combustível queimado no reator para produção adicional de energia [35].

Um combustível queimado típico de um PWR contém 1,15% de plutônio, 94,3% de urânio e 4,55% de produtos residuais. O urânio separado pode ser reutilizado e o plutônio incorporado com o combustível reprocessado. Dessa maneira, cerca de 30% da energia potencial no combustível inicial pode ser reutilizada em reatores [43].

O combustível reprocessado feito de  $\text{UO}_2$  e  $\text{PuO}_2$  forma um óxido misto e é conhecido como combustível MOX e pode ser usado tanto nos atuais reatores a água leve ou podem ser utilizados como combustível para reatores regeneradores rápidos. Os reatores PWR geralmente utilizam uma mistura de UOX e MOX na proporção de 2:1 [6].

As vantagens potenciais da reciclagem são a redução na quantidade de urânio a ser extraído, a redução do número de SWU, o aumento na duração do ciclo de reabastecimento aumentando os fatores de disponibilidade e capacidade das usinas e a redução na quantidade de combustível queimado armazenado. As desvantagens potenciais da reciclagem são a necessidade de reprocessamento e as discussões em relação à proliferação de armas [35,36].

Poucos países possuem plantas de reprocessamento, sendo eles a França, Reino Unido, Japão e Índia com capacidade anual de reprocessamento de cerca de 5 mil toneladas, mas nem todas estão operando [47]. Atualmente, apenas uma instalação na França produz quantidades comerciais de combustível MOX, produzindo 195 toneladas por ano. O combustível MOX produzido pela França gera cerca de 10% da sua eletricidade [48].

Os custos de fabricação de combustível MOX são mais altos que os dos combustíveis de óxido de urânio. Valores considerados conservadores estimam um preço de referência de fabricação do combustível em US\$ 1100 /kg HM [43].

#### 2.4.8 Disposição final

Todas as atividades envolvendo material radioativo produzem rejeitos radioativos. 97% dos rejeitos produzidos são classificados como rejeitos de nível baixo ou intermediário (LLW ou ILW). Meios satisfatórios foram desenvolvidos para disposição desses rejeitos sendo amplamente descartados em repositórios próximos à superfície por muitos anos [36,49].

A discussão que permeia é sobre a solução definitiva para a disposição dos rejeitos de alto nível (HLW). A quantidade gerada desse rejeito, mesmo considerando o combustível queimado é pequena. Na França, onde o combustível é reprocessado, apenas 0,2% de todos os rejeitos radioativos em volume são classificados como HLW [49]. O principal risco associado ao HLW é a radioatividade, e ela diminui com o tempo. A radioatividade do combustível queimado diminui para cerca de um milésimo depois de 40 anos que o combustível foi descarregado. Atualmente, as instalações de armazenamento intermediário fornecem um ambiente apropriado para conter e gerenciar os rejeitos existentes [35,36].

O descarte seguro do HLW é tecnologicamente comprovado, com consenso científico internacional sobre repositórios geológicos profundos. A disposição geológica envolve a construção de um sistema de túneis subterrâneos a grandes profundidades, a disposição dos rejeitos nestes túneis, e o isolamento final do complexo [35].

Do ponto de vista de segurança, as preocupações em torno da possível intrusão humana em repositórios geológicos são muito reduzidas em comparação com aquelas relacionadas ao armazenamento de superfície, principalmente devido às profundidades significativas sob a superfície na qual os repositórios geológicos serão localizados. Além disso, os sistemas de proteção passiva dos repositórios eliminam as obrigações das gerações futuras de manter vigilância exigida pelos

atuais depósitos de rejeitos na superfície [13]. Países como Finlândia, Suécia, França e EUA possuem projetos em fases avançadas. A questão remanescente é de aceitação pública e não de viabilidade tecnológica [49].

No Brasil, existem três depósitos de rejeitos LLW e ILW que compõem o Centro de Gerenciamento de Rejeitos (CGR), localizado no próprio sítio da Central Nuclear. Existe ainda o Depósito Inicial dos Geradores de Vapor (DIGV), onde estão estocados dois geradores que foram substituídos de Angra 1 e a antiga tampa do vaso do reator. Em relação ao combustível queimado, ainda não decidiu se o país deve adotar uma política de reprocessamento ou disposição final [44].

#### 2.4.9 Descomissionamento

O descomissionamento das usinas nucleares diferentemente do descomissionamento de qualquer outra instalação deve - além de liberar a propriedade para uso irrestrito - reduzir a radioatividade ao nível da radiação natural do sítio antes da instalação nuclear [35].

O descomissionamento contribui com uma pequena fração dos custos totais de geração de eletricidade. Na maioria dos países, o operador ou o proprietário é responsável pelos custos de descomissionamento. No Brasil, a Eletrobrás/Eletronuclear é a responsável pelo descomissionamento de Angra 1 e Angra 2.

O valor estimado para o descomissionamento, com base em dezembro de 2014, para Angra 1 é de R\$ 490,961 milhões e para Angra 2 é de R\$ 218,454 milhões. Para atender a esses custos futuros, foi criado um fundo de descomissionamento com recolhimentos periódicos para compô-lo. Em 2014 esse recolhimento correspondeu a 1,15% do faturamento bruto da Eletronuclear e o saldo do fundo no final desse mesmo ano era de R\$ 334,869 milhões [44].

## 2.5 ASPECTOS ECONÔMICOS DE UMA INSTALAÇÃO NUCLEAR

As usinas nucleares compartilham com as fontes renováveis a característica de uma estrutura de custos de alta carga de investimento inicial e custos relativamente

baixos durante a operação [13]. Devido ao tamanho dos projetos, as usinas nucleares podem ser comparadas com projetos de obras públicas de grande escala, como a construção de pontes, túneis, ferrovias, aeroportos e portos, que proporcionam benefícios públicos de longo prazo. O custo de capital das usinas nucleares representa entre 70% e 80% de todos os custos durante toda a vida útil da instalação. Como as fases de desenvolvimento, projeto e construção exigem alta complexidade e são demoradas, o custo da energia nuclear se torna muito sensível ao custo de capital e a taxa de desconto do investimento [5,50].

Na Tabela 6 são apresentados os tempos médios de construção e a vida útil de algumas tecnologias de geração para fins de comparação.

Tabela 6. Tempo de construção e vida útil das fontes. Adaptado de [50]

<b>Fonte</b>	<b>Tempo de construção</b>	<b>Vida útil</b>
Renováveis (eólica e solar)	1 ano	25 anos
Gás Natural	2 anos	30 anos
Carvão	4 anos	40 anos
Hídrica	5 anos	80 anos
Nuclear	7 anos	60 anos

Na Tabela 7 são mostrados os custos de capital, sem considerar a taxa de desconto, de diversas tecnologias de geração. A geração nuclear apresenta um dos maiores custos de investimento por MW elétrico produzido, mas deve-se lembrar que os custos de operação e os custos de combustível relativamente baixos comparados a diversas dessas tecnologias a torna economicamente competitiva [7,13].

É importante destacar que esses custos de investimento representam valores médios de cada fonte e diferenças significativas podem ser apresentadas dependendo das condições econômicas dos recursos técnicos e regulatórios de cada país que influenciam, por exemplo, nos custos de mão de obra, regras de trabalho, requisitos de segurança, regulação, etc. Assim, na Tabela 8 são apresentados os custos de capital em usinas nucleares de alguns países variando de 1807 a 6215 US\$/kW.

Tabela 7. Visão geral do custo de capital de diferentes tecnologias de geração [50]

<b>Tecnologia</b>	<b>Número de plantas</b>	<b>Capacidade média (MWe)</b>	<b>Custo de capital médio (US\$/kWe)</b>
Gás natural	4	274,0	699
Gás natural (TGCC)	13	551,0	1014
Solar fotovoltaica	12	19,3	1436
Eólica (onshore)	21	38,0	1804
Carvão	14	1131,0	2264
Hidrelétrica (UHE)	16	1093,0	2493
Cogeração (CHP)	19	0,2	2926
Biomassa e biogás	11	0,2	4060
Nuclear	11	1434,0	4896
Eólica (offshore)	12	275,0	4998
Hidrelétrica (PCH)	12	3,1	5281
Geotérmica	6	65,0	5823
Solar térmica	4	135,0	6072

Tabela 8. Custos de capital em plantas nucleares por país [50]

<b>País</b>	<b>Capacidade líquida (MWe)</b>	<b>Custo de capital (2015 US\$/kWe)</b>
Bélgica	1000 - 1600	5081
Finlândia	1600	4896
França	1630	5067
Hungria	1180	6215
Japão	115	3883
Coréia	1343	2021
Eslováquia	2 x 535	4986
Reino Unido	3300	6070
Estados Unidos	1400	4100
China	1250	2615
	1080	1807

Durante a fase de operação das plantas nucleares, os custos de O&M são divididos em custos fixos e variáveis. Os custos fixos estão associados a salários, seguros e demais despesas que independem da geração da usina e os custos variáveis, em geral, estão associados aos produtos químicos, óleos e lubrificantes consumidos na mesma proporção da energia gerada [9]. Esses custos são influenciados principalmente pelo desempenho técnico das usinas, no que diz respeito à menor necessidade de reabastecimento de combustível e maior o fator de disponibilidade da planta, e pelos órgãos regulatórios de cada país, principalmente no que tange aos aspectos de segurança. Por isso, os custos de O&M, assim como os custos de investimento, variam significativamente entre os países [7].

Na Tabela 9 são comparados os custos de O&M por MWh, a partir de diversas fontes em alguns países. Os custos da operação e manutenção das usinas nucleares são sempre menores que os custos das renováveis em todos os países.

Tabela 9. Custo de O&M (US\$/MWh) de diferentes fontes por país. Adaptado de [50]

Fonte País	Gás natural (TGCC)	Carvão	Nuclear	Solar fotovoltaica	Eólica (onshore)	Eólica (offshore)	Hidrelétrica (UHE)	Geotérmica
Bélgica	3,97	8,00	13,55	-	26,67	53,33	-	-
França	6,25	-	13,33	37,58	22,15	39,95	-	-
Hungria	7,64	-	10,40	38,80	32,31	-	-	-
Japão	9,38	18,52	27,43	51,43	34,24	-	22,57	-
Coréia	5,55	5,31	9,65	17,59	28,86	74,41	-	-
UK	6,63	-	20,93	36,85	36,24	52,08	41,02	37,09
EUA	4,65	11,12	11,00	4,76	11,37	28,88	-	14,54
China	3,25	4,07	7,32	16,45	9,76	-	10,57	-

Consideradas todas as etapas do ciclo do combustível com os respectivos custos dos processos de transformação do urânio obtêm-se o custo do combustível nuclear. Segundo o *Nuclear Energy Institute* (2008) apud Tolmasquim (2016), o custo do combustível nuclear representa cerca de 26% dos custos de geração, enquanto nas térmicas a gás e a carvão, esse custo representa 94% e 77% dos custos de produção, respectivamente [7]. Ainda, quase metade do custo do combustível nuclear advém da fase de enriquecimento, seguido da mineração e beneficiamento do urânio, como mostrado na Figura 17.

Ao contrário das capacidades de geração baseadas em fósseis, a baixa participação dos custos de combustível nos custos totais de geração de energia nuclear protege os operadores das usinas e seus clientes contra a volatilidade dos preços dos recursos [13].

De fato, em todos os países, entre a geração termelétrica a qual utiliza combustível para gerar energia, o custo do combustível nuclear é o menor, como pode ser visto na Tabela 10.

Figura 17. Participação do custo do combustível e do custo de O&amp;M na geração [7]

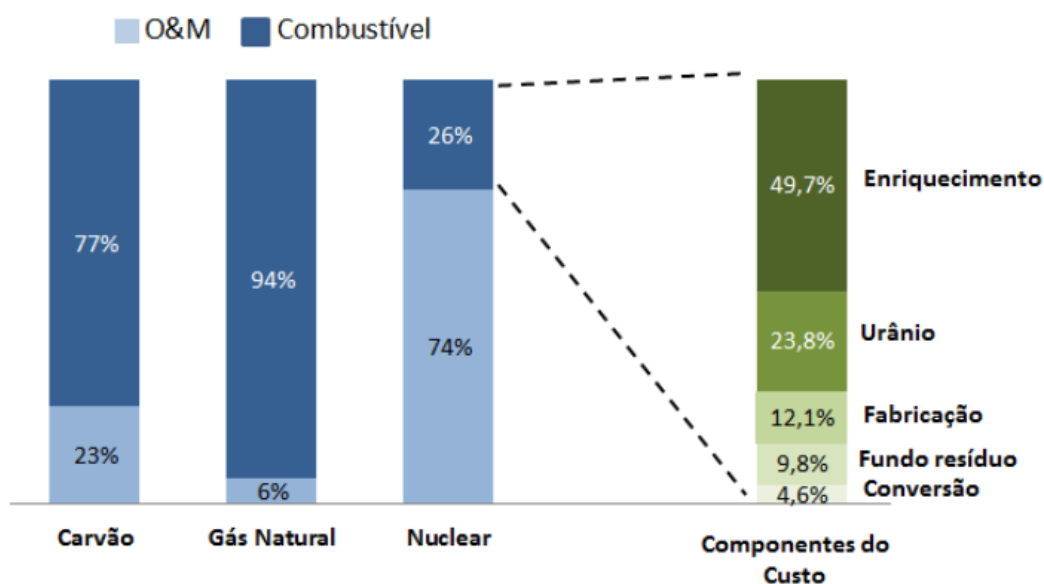


Tabela 10. Custo do combustível (US\$/MWh) de diferentes fontes por país [50]

Fonte \ País	Gás natural (TGCC)	Carvão	Nuclear
Bélgica	74,62	26,67	10,46
França	68,99	-	9,33
Hungria	71,21	-	9,60
Japão	104,07	35,91	14,15
Coréia	98,97	40,04	8,58
UK	75,51	-	11,31
EUA	36,90	28,42	11,33
China	71,47	35,67	9,33

Para a comparação dos custos totais de diferentes tecnologias de geração, faz-se necessário a utilização de uma medida geral dos custos de produção de energia elétrica. Esse indicador é o custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Electricity - LCOE*) que explicita os custos da geração de 1 kWh de eletricidade ao longo da vida útil da usina. O LCOE pode ser calculado de forma aproximada como o valor presente líquido de todos os custos durante a vida útil do ativo dividido pela produção total de energia elétrica do ativo. Vale ressaltar que o custo nivelado da eletricidade pode não ser indicativo de preços nos mercados, uma vez que a formação de custos e preços são dois processos distintos [13].

O cálculo simplificado do custo nivelado da eletricidade pode ser dado por [51]:

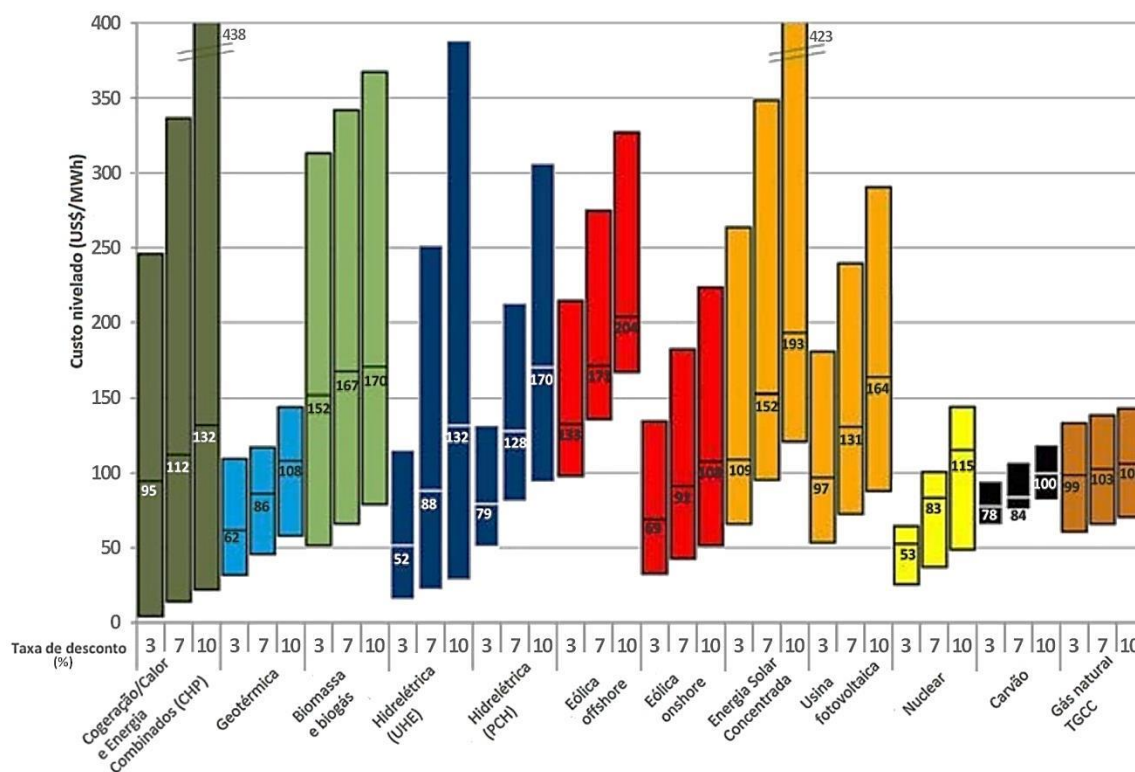
$$LCOE = \left[ \frac{CC \times \left( \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right) + FOM}{8760 \times CF} \right] + FC + VOM$$

Onde:  $CC$  é o custo de capital medido em unidade monetária por kilowatt elétrico instalado (\$/kWe);  $r$  é a taxa de desconto;  $n$  é o número de anuidades;  $FOM$  é o custo fixo de O&M em \$/kW.ano;  $VOM$  é o custo variável de O&M em \$/kWh;  $CF$  é o fator de capacidade da usina;  $FC$  é o custo do combustível em \$/kWh; e 8760 representa o número de horas em um ano.

Na Figura 18, são mostrados os resultados do LCOE para várias tecnologias de geração de eletricidade usando três taxas de desconto (3%, 7% e 10%). Os intervalos compreendidos pelas barras representam as diferenças que podem ocorrer no custo nivelado dependendo das condições econômicas dos países ou do próprio desenvolvimento da tecnologia de geração de energia elétrica. Os valores no centro das barras representam as médias do custo nivelado para cada fonte.

Para tecnologias com alto custo de investimento inicial e altos riscos, como a energia nuclear, devem-se considerar taxas de desconto maiores. Com a taxa de desconto de 10%, o LCOE da energia nuclear permanece em linha com os custos de outras tecnologias de base, como as hidrelétricas, térmicas a carvão e gás natural, e abaixo das fontes de energia renovável.

Figura 18. Custo nivelado (LCOE) de diferentes tecnologias de geração de eletricidade [50]



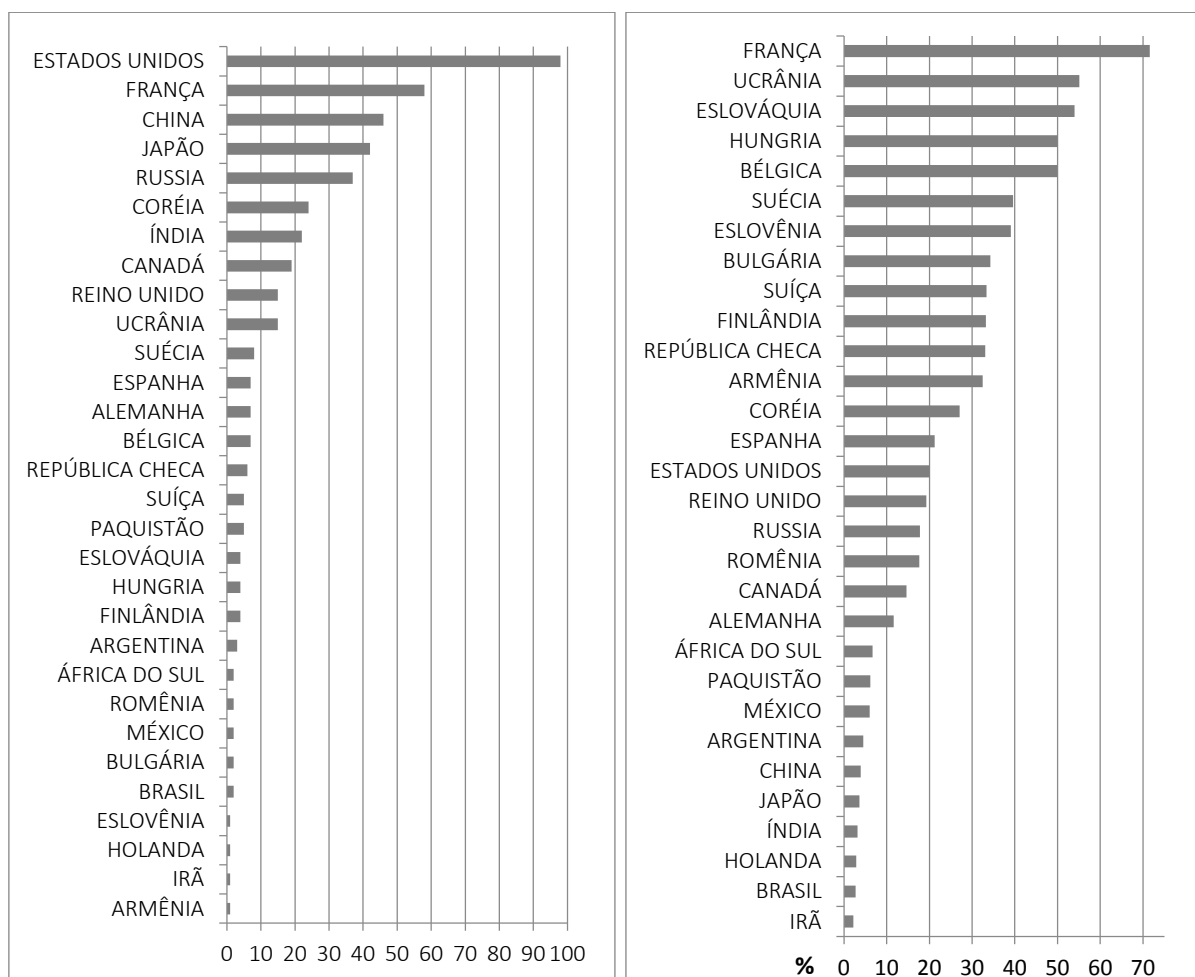
Outra categoria de avaliação dos custos da energia são os custos sociais. Apesar de ir além do escopo desse trabalho, vale citar que incluem a monetarização de todas as externalidades decorrentes dos impactos na saúde humana, biodiversidade, culturas, emissões de poluentes atmosféricos, emissões de CO<sub>2</sub> evitadas, entre outras; algumas das quais foram apresentadas com maior ênfase na seção 2.2.

Embora uma infinidade de fatores sejam considerados na construção de uma usina nuclear, o custo tem papel de grande importância nessa decisão. Devido ao alto custo de capital inicial, longo tempo de construção e lento retorno de investimento, há uma tendência de que esse tipo de investimento seja menos atraente para investidores privados do que para um governo. Espera-se que os novos reatores modulares tenham requisitos de capital inicial menores, períodos de construção mais curtos e o potencial de implantação em etapas podendo reduzir a escala do projeto e os riscos a níveis que tornariam tais projetos mais semelhantes a outros projetos de energia melhorando a perspectiva de expansão da geração nuclear [5,13].

## 2.6 ELETRICIDADE E PROJEÇÕES PARA A ENERGIA NUCLEAR

Atualmente existem 454 reatores nucleares em operação em 30 países com uma capacidade total instalada de 400,285 GW (Figura 19a). Em 2017, esses reatores geraram 2487,98 TWh de eletricidade representando cerca de 10,3% da matriz elétrica mundial [52]. Na França, onde a principal fonte de geração de energia é nuclear, sua representatividade na matriz elétrica foi de 71,6%. Em outros países como Ucrânia, Eslováquia, Hungria e Bélgica, a energia nuclear equivale cerca de 50% da matriz (Figura 19b) [17].

Figura 19. a) Número de reatores por país b) Participação nuclear na matriz elétrica [17]



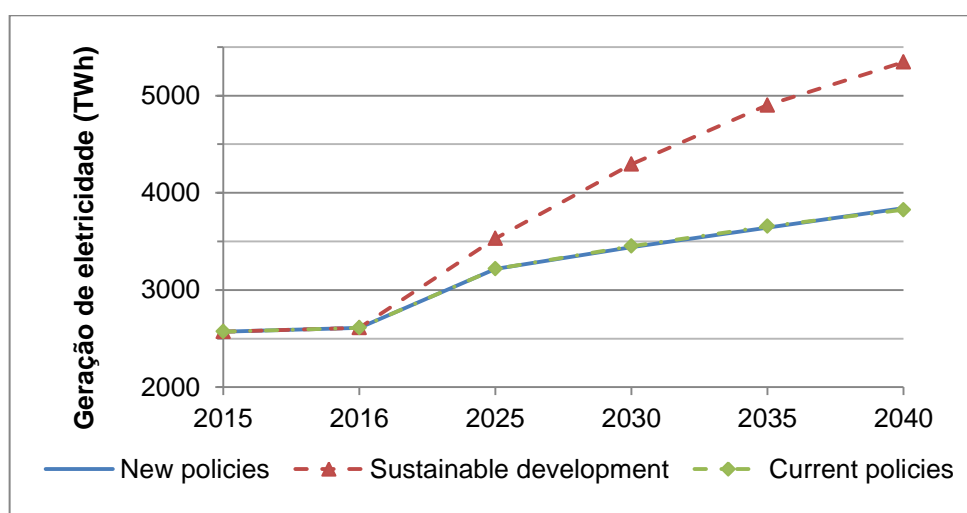
Apesar de nas últimas décadas a energia nuclear ter perdido força devido a vários fatores, entre eles os três grandes acidentes nucleares que ocorreram, a indústria nuclear parece estar recuperando seu ímpeto com crescimento a curto prazo e previsões de expansão a longo prazo. Em novembro de 2018 existiam 54 reatores

em construção com capacidade instalada de 55 GW. A China é a economia que mais investe na construção de novos reatores, seguida pela Índia e Rússia, com 11, 7 e 6 reatores em construção, respectivamente.

Projeções recentes das mais diversas organizações mundiais ligadas à área de energia, como BP, IAEA, ExxonMobil e IEA convergem para expansão da energia nuclear no mundo. Esse crescimento da capacidade instalada, liderado pela China, provavelmente irá manter a participação de cerca de 10% de geração nuclear na matriz elétrica mundial até 2040 [53,54,55].

De acordo com as projeções da IEA (2017), todos os cenários são favoráveis para o aumento da geração de eletricidade por fontes nucleares até 2040. Na Figura 20 são apresentados os três cenários de crescimento da energia nuclear. O cenário “*Current policies*” considera apenas o impacto das políticas e medidas que estão firmemente consagradas na legislação fornecendo uma avaliação cautelosa de onde as políticas existentes pode levar o setor de energia. Já o cenário “*New policies*” incorpora, além das políticas e medidas que os governos em todo o mundo já implementam, os prováveis efeitos das políticas anunciadas, incluindo as Contribuições Nacionalmente Determinadas feitas para o Acordo de Paris. E por último, o cenário “*Sustainable development*” descreve uma abordagem integrada para atingir os objetivos acordados internacionalmente sobre mudança climática, qualidade do ar e acesso universal à energia [55].

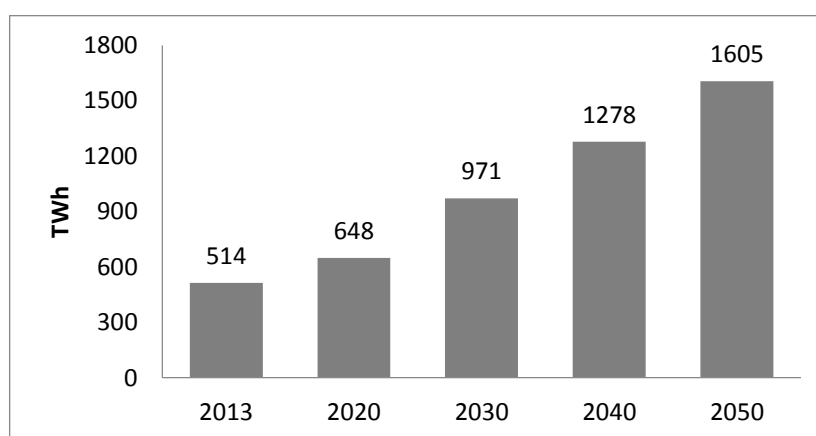
Figura 20. Expansão da geração mundial de energia nuclear [55]



O Brasil possui duas usinas nucleares em operação, Angra 1 e Angra 2, com capacidade instalada total de 1990 MWe, cuja produção de eletricidade representou 2,5% da matriz elétrica do país em 2017, e uma usina em construção com 1405 MWe de capacidade instalada [56]. Apesar da pequena participação dessa fonte, o ONS (2017) mostrou que as centrais nucleares brasileiras tem um papel fundamental no atendimento a demanda do SIN e principalmente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste [57]. Ainda segundo o ONS, Angra 1 e Angra 2 apresentam características de alta confiabilidade e disponibilidade e contribuem para evitar o congestionamento do SIN sendo fontes preferenciais para despacho seja por ordem de mérito econômico ou por razões de segurança energética. Além disso, a não disponibilidade dessas usinas em 2019 causaria uma elevação de R\$ 1,4 bilhão no custo total da operação, impondo, por exemplo, despachos térmicos fora da ordem de despacho para atender a região do Rio de Janeiro [57].

Espera-se que o consumo total de eletricidade, no Brasil, cresça anualmente 3,1% passando de 514 TWh em 2013 para 1605 TWh em 2050 (Figura 21) [58]. Conseqüentemente o país deve aumentar sua capacidade instalada para atender a crescente demanda.

Figura 21. Consumo total de eletricidade, 2013-2050. Adaptado de [58]

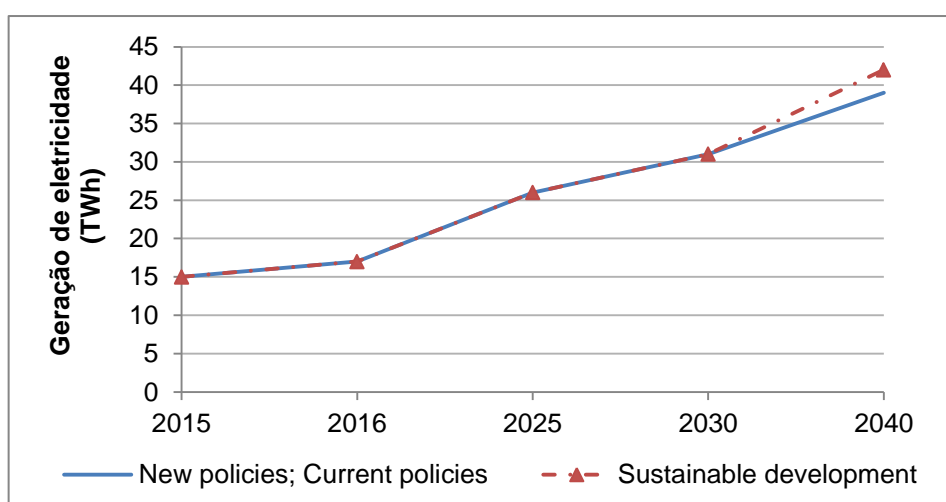


Assim como as projeções mundiais, os cenários para o Brasil, também mostram a expansão da geração nuclear. Lucena et al. (2016) discute vários modelos de expansão da matriz energética no que concerne às políticas climáticas. Todos os

seis cenários modelados mostram a expansão nucleoeletrica no país, alguns cenários incluem apenas a única usina nuclear atualmente em construção (Angra III), enquanto outros veem uma expansão de quatro vezes na geração nuclear em 2050 [59].

As projeções da IEA (2017) também mostram o crescimento da energia nuclear no Brasil em todos os seus cenários como mostrado na Figura 22.

Figura 22. Expansão da geração nacional de energia nuclear [55]



Na prática, uma ampla gama de fatores, como o desenvolvimento tecnológico, o custo de geração, os preços dos combustíveis, políticas internas e externas, a opinião pública, o gerenciamento do combustível nuclear, as alternativas disponíveis para geração e diversos outros, moldarão o futuro clima de investimento para a energia nuclear.

## 2.7 MESSAGE

Alguns países buscam apenas o uso de tecnologia nuclear, enquanto outros buscam desenvolver todo o sistema de geração nuclear e suas tecnologias relacionadas. Em ambos os casos, o desenvolvimento de uma estratégia adequada requer uma análise detalhada e quantificada das capacidades e do tempo das várias instalações nucleares a serem construídas, a quantidade de material nuclear a ser manuseado, os volumes e a caracterização do rejeito nuclear a ser gerenciado, e outros

requisitos para as várias etapas do sistema de geração nuclear. Tal análise exige modelagem matemática dos sistemas de geração nuclear, representando todos os detalhes técnicos, parâmetros de desempenho, materiais envolvidos e custos. O MESSAGE fornece uma plataforma conveniente para modelagem de sistemas de geração nuclear [60].

O MESSAGE foi originalmente desenvolvido no *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA) na década de 1980 como uma ferramenta para a avaliação abrangente e flexível dos principais desafios energéticos e tem sido aplicado extensivamente para o desenvolvimento de cenários de energia e a identificação de estratégias de resposta socioeconômica e tecnológica para esses desafios [61]. Posteriormente adquirido pela IAEA e ampliado para a modelagem de sistemas de energia nuclear, em particular para análise de fluxo de materiais para apoiar na avaliação de sistemas de energia nuclear devido à necessidade de modelar cenários futuros, a fim de desenvolver estratégias sustentáveis para o setor [62].

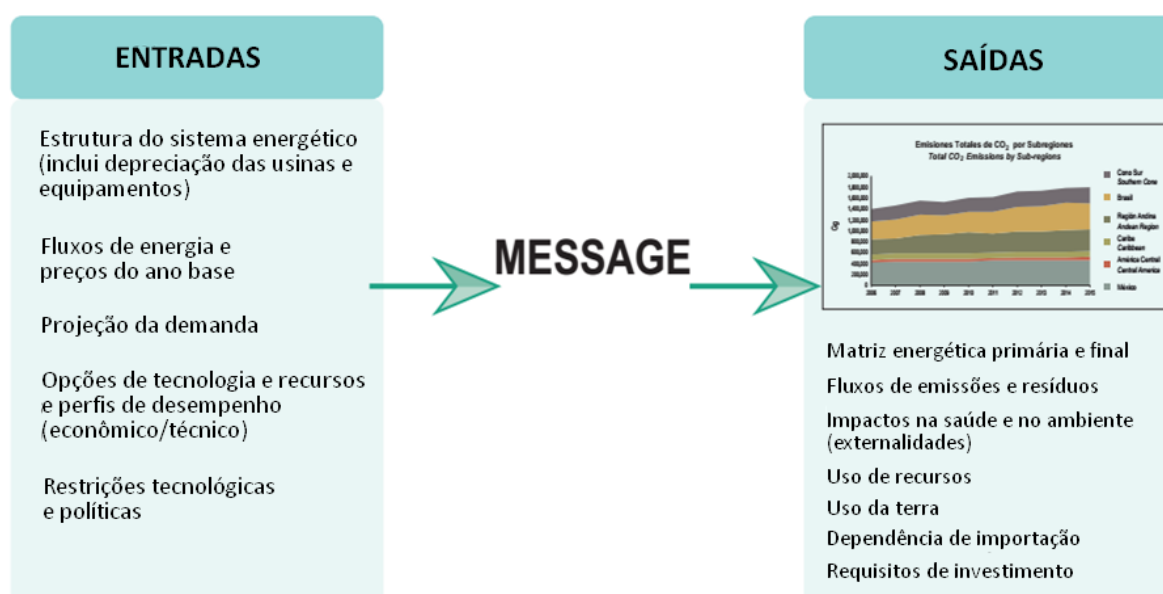
Trata-se de um modelo de livre acesso para fins acadêmicos, e um acordo entre o IIASA e a AIEA permite seu uso na AIEA e em seus países membros. A estrutura de modelagem e os resultados do MESSAGE fornecem insumos essenciais para grandes avaliações internacionais e estudos de cenários, como o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), o Conselho Mundial de Energia (WEC), o Conselho Consultivo Alemão sobre Mudanças Globais (WBGU), a Comissão Europeia e a Avaliação Global de Energia (GEA) [61].

Essa ferramenta é um modelo de otimização utilizada para o planejamento energético de médio e longo prazo de sistemas de energia, análise de políticas para mudanças climáticas e desenvolvimento de cenários a nível nacional, sub-regional ou regional. O modelo fornece uma estrutura para representar um sistema de energia com todas as suas interdependências, desde a extração de recursos, importações e exportações, conversão, transporte e distribuição, até a provisão de serviços de uso final de energia. Dada essa informação e outros recursos de cenário, como a demanda por serviços de energia, o modelo busca satisfazer a demanda minimizando os custos operacionais e de manutenção de todo o sistema

energético para o horizonte de tempo estudado, fornecendo as capacidades instaladas de tecnologias, saídas e entradas de energia, requisitos de energia em vários estágios dos sistemas de energia, custos, emissões, entre outros [61,62,63].

Entradas e saídas típicas do MESSAGE são mostradas na Figura 23.

Figura 23. Principais entradas e saídas do MESSAGE [62]



Mais especificamente, a otimização do modelo utiliza a programação linear para minimizar uma função objetivo sujeita as restrições impostas ao modelo. A função objetivo compreende a somatória dos custos associados à geração do sistema energético incorridos durante o período do estudo. Os custos podem ser simplificados em três tipos: custos de operação, recursos e investimento. As restrições podem ser definidas como sendo de quatro tipos principais [64]:

- Restrição de demanda para assegurar que a demanda anual de cada forma de energia seja atendida;
- Restrição de balanço de energia para que os suprimentos de cada nível da cadeia energética atendam as demandas do próximo nível, balanceando assim, as conversões de energia;

- Restrição de capacidade para limitar a capacidade de produção de energia das tecnologias, uma vez que uma instalação não pode produzir mais que sua capacidade;
- Restrição de recursos para assegurar que a produção cumulativa de um recurso para atender a demanda não seja maior que a reserva do recurso.

Após a inserção dos dados do sistema energético no modelo, pode-se acessar a matriz gerada pelo MESSAGE que contém a função objetivo e todas as equações de restrição descritas no modelo.

Como o MESSAGE é um modelo que busca equilíbrio entre oferta e demanda, este modelo é recomendado para determinar, sob uma óptica de custo mínimo, os caminhos para suprir uma demanda projetada de energia e pode ser usado na avaliação do ciclo de vida para realizar análises de integração energética mais sofisticadas, identificando o uso de recursos, os fluxos de materiais e oportunidades de mitigação de GEE [60,63]. Tais avaliações para o sistema nuclear brasileiro já foram demonstradas inicialmente em “*Modelling of the LWR Open Fuel Cycle Using the MESSAGE Code*” e em “*Comparação de cenários de geração nuclear utilizando o MESSAGE no horizonte de 2050*” [65,66]

### 3 METODOLOGIA

Com o objetivo de avaliar cenários com projeções nacionais de oferta de geração de eletricidade a partir de tecnologias nucleares, bem como seus impactos na cadeia do ciclo do combustível nuclear e nas emissões totais de gases de efeito estufa decorrentes do uso da tecnologia, utilizou-se como ferramenta de modelagem, o MESSAGE, descrito no subcapítulo 2.7.

Assim, o sistema de geração nuclear foi representado matematicamente no modelo, com sua descrição técnica e econômica. Isso incluiu uma análise detalhada de todas as etapas do ciclo do combustível nuclear (extração, conversão, enriquecimento, fabricação do combustível, geração de eletricidade, reprocessamento e armazenamento do combustível queimado), a definição das formas de energia consideradas, como por exemplo, energia primária e energia final e as tecnologias associadas aos processos de transformação com suas entradas e saídas.

Dessa forma a metodologia proposta, baseou-se fundamentalmente nas seguintes etapas a partir do prévio aprendizado da ferramenta de modelagem:

- Quantificar as reservas nacionais de urânio natural que podem ser utilizadas como recurso na geração nucleoeleétrica;
- Definir os cenários futuros de oferta de eletricidade a partir da geração nuclear no país;
- Coletar os dados técnicos e econômicos dos reatores nucleares;
- Estimar os fluxos de massa e energia do ciclo do combustível para cada tipo de tecnologia de reator nuclear;
- Determinar a média de emissões de GEE para as tecnologias nucleares;
- Modelar e analisar o histórico de geração nucleoeleétrica e projeções futuras.

#### 3.1 CENÁRIOS

Como base para a definição de cenários, utilizou-se como referência as projeções propostas no PNE 2030 com a inserção de novas usinas nucleares no nordeste (NE) e sudeste (SE) [9] com alteração do horizonte de tempo para 2050. Outros dois cenários foram propostos considerando um crescimento limitado, com menor

expansão do setor nuclear. Além destes cenários, considerou-se adequado avaliar o histórico de geração das usinas Angra 1 e Angra 2. Na Tabela 11 são apresentadas, de forma resumida, as composições do setor nuclear para cada modelo e nas seções a seguir os cenários são apresentados de forma detalhada, com as premissas e simplificações necessárias para a modelagem.

Tabela 11: Composição dos modelos

<b>Modelos</b>	<b>Composição do setor nuclear</b>
Histórico	Angra 1 e Angra 2 até 2017
Fraco	Angra 1 e Angra 2 com extensão de vida útil para 60 anos
Referência	Angra 1, Angra 2 e Angra 3
Intermediário 1	Angra 1, Angra 2, Angra 3, NE1, NE2, SE1 e SE2
Intermediário 2	Angra 1, Angra 2, Angra 3, NE1, NE2, NE3, SE1, SE2 e SE3
Forte	Angra 1, Angra 2, Angra 3, NE1, NE2, NE3, NE4, SE1, SE2, SE3, SE4

Para cada cenário, considerou-se a geração de eletricidade a partir do ciclo aberto e do ciclo fechado do combustível nuclear. Para o ciclo fechado levou-se em consideração apenas o reprocessamento do combustível queimado, sem a reciclagem do urânio, uma vez que no panorama mundial a maior parte do urânio recuperado (RepU) permanece armazenada [47].

Dentre as tecnologias possíveis para as novas usinas no nordeste e sudeste, optou-se pelo reator *Evolutionary Power Reactor* (EPR), de terceira geração, desenvolvido pela Framatome e Électricité de France. Esse reator é um desenvolvimento evolutivo dos atuais reatores de água pressurizada operando na Alemanha e na França [67]. A escolha da tecnologia foi feita baseada no memorando assinado em junho de 2018 entre Eletrobrás/Eletronuclear e a estatal francesa para estudar a retomada e conclusão de Angra 3 e o desenvolvimento de novas usinas nucleares no Brasil [68].

Com uma visão de maiores riscos de investimento futuros, o segmento de projetos públicos no setor de energia no Brasil geralmente usa uma taxa de desconto conservadora para analisar seus empreendimentos. Portanto, a taxa de desconto de 10% foi utilizada como parâmetro para avaliação econômica do projeto de investimento futuro para todos os cenários modelados [69]. Além disso, para possibilitar uma análise de sensibilidade sobre o custo nivelado de energia em

relação à taxa de desconto, usaram-se também as taxas de 8% e 5%. Essa taxa é utilizada para calcular os custos dos investimentos em valor presente líquido (VPL).

Como o reator de Angra 3 é idêntico ao reator de Angra 2 consideraram-se as mesmas características técnicas para ambos os reatores, com ressalva para a capacidade líquida total gerada de acordo com os dados do PRIS [17]. O fator de capacidade considerado corresponde ao fator de capacidade médio dos últimos 10 anos das usinas. As características técnicas e econômicas de cada uma das tecnologias são mostradas na Tabela 12.

Tabela 12. Características técnicas e econômicas [17,37,67,70,71,72,73]

Item	Unidade	Angra 1	Angra 2	Angra 3	EPR
Capacidade Líquida	MW(e)	626	1275	1245	1660
Fator de capacidade	%	77,7	89,5	89,5	92
Eficiência Térmica	-	0,342	0,358	0,358	0,36
<i>Discharge burnup</i> (máximo)	MWd/t HM	55000	50000	50000	65000
Tempo de residência	dias	1168	1168	1168	1168
Enriquecimento médio	-	0,04	0,04	0,04	0,05
Rejeito	-	0,003	0,003	0,003	0,003
Tempo de refrigeração	anos	5	5	5	5
Tempo de Construção	anos	10	19	13	8
Vida útil da usina	anos	40	40	40	60
Custo de investimento*	US\$/kW(e)	1981	1908	5190	2400
Custos fixos de O&M*	US\$/kW ano	225,71	128,96	128,96	128,96
Custos variáveis de O&M*	US\$/kW ano	53,74	24,62	24,62	24,62
Custo de conversão*	US\$/kgU	6,75	6,75	6,75	6,75
Custo de enriquecimento*	US\$/kg SWU	60	60	60	60
Fabricação de combustível*	US\$/kg HM	275	275	275	275
Custo do armazenamento refrigerado UOX	US\$/kg HM/ano	5	5	5	5
Custo do armazenamento refrigerado MOX	US\$/kg HM/ano	7,5	7,5	7,5	7,5

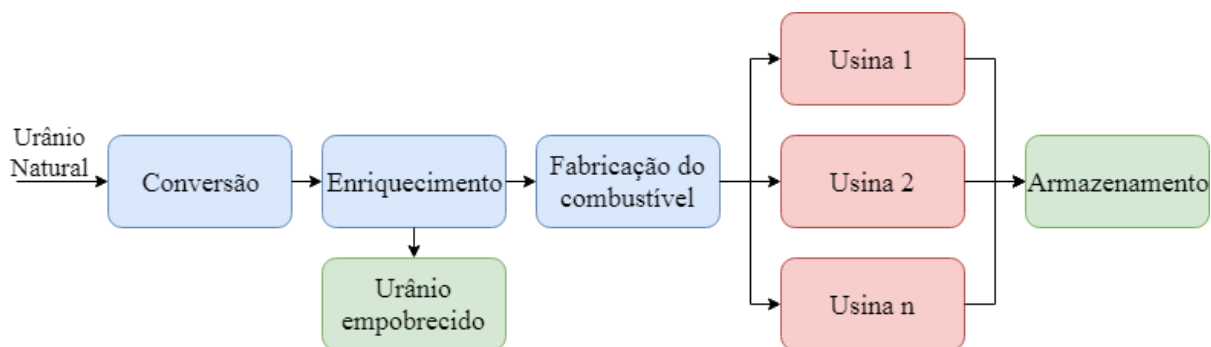
\*valores referentes a 2017. Conversão para dólar cotado a R\$3,31 em 31/12/2017 [74].

### 3.1.1 Cenários com ciclo aberto do combustível nuclear

Nos cenários operando com o ciclo aberto, o fluxo do ciclo do combustível nuclear é apresentado pelo esquema da Figura 24, onde o urânio natural passa por uma planta de conversão, depois é enriquecido e o combustível é fabricado. A planta de

enriquecimento gera urânio empobrecido. Depois que o combustível é queimado nas usinas, ele vai para o armazenamento refrigerado.

Figura 24. Esquema do ciclo aberto do combustível



A Figura 25 mostra a cadeia energética esquemática do MESSAGE que representa as etapas do ciclo aberto do combustível nuclear. O *front-end* do ciclo do combustível inclui mineração, conversão, enriquecimento e fabricação de combustível. No *back-end*, o combustível queimado pode ser finalmente disposto ou armazenado temporariamente para uso futuro. A Tabela 13 fornece as descrições para as tecnologias e armazenamentos utilizados no MESSAGE.

Figura 25. Cadeia energética esquemática para o ciclo aberto

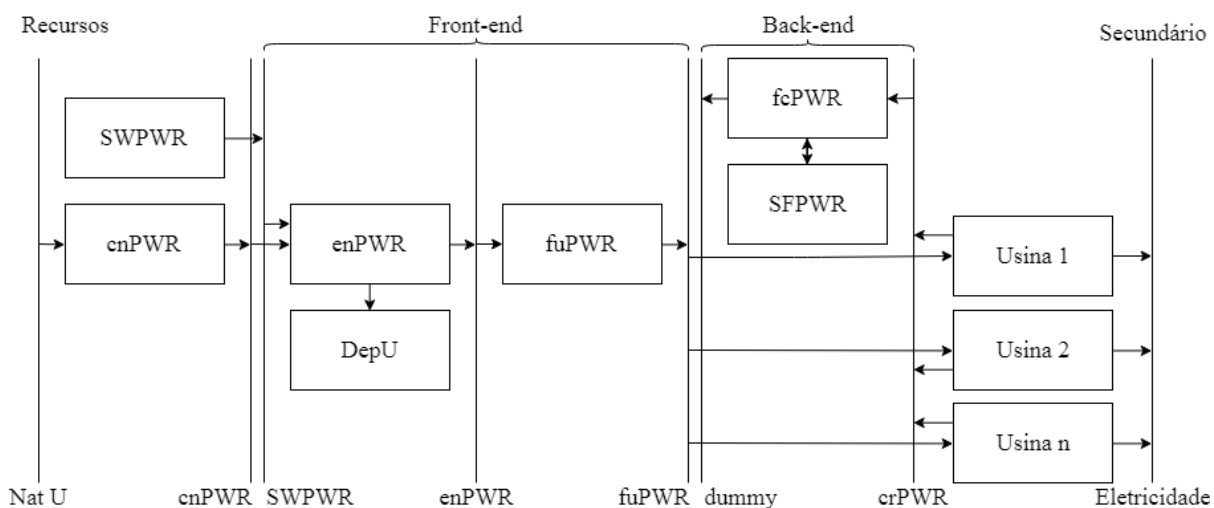


Tabela 13. Descrição das tecnologias e armazenamentos utilizados para modelar os cenários de ciclo aberto

<b>Tecnologia e armazenamento</b>	<b>Descrição</b>
Nat U	Recursos disponíveis de urânio natural
cnPWR	Conversão de urânio na forma de $U_3O_8$ para hexafluoreto de urânio ( $UF_6$ )
enPWR	Enriquecimento do urânio
SWPWR	Tecnologia auxiliar que fornece unidades separativas de trabalho
fuPWR	Fabricação do combustível
Usina 1	Usina nuclear 1
Usina 2	Usina nuclear 2
Usina n	Usina nuclear n
fcPWR	Tecnologia auxiliar que coloca o combustível queimado descarregado no armazenamento refrigerado SFPWR
Dummy	Forma de energia auxiliar de parada do modelo
DepU	Armazenamento de urânio empobrecido
SFPWR	Armazenamento refrigerado para o combustível queimado

Todas as etapas do ciclo de combustível mostradas na Figura 25 precisam ser representadas no modelo. Em geral, as etapas do ciclo de combustível são consideradas instalações com seus dados de capacidade, como as tecnologias de reatores. Porém, as etapas de conversão, enriquecimento e fabricação de combustível são consideradas como serviços que podem ser comprados a um determinado custo. No entanto, essas etapas ainda precisam ser representadas no MESSAGE com seus respectivos parâmetros técnicos. Portanto, o fluxo de material nuclear precisa ser calculado para preparar o conjunto de dados de entrada.

Sabe-se que existem perdas de material nos processos do ciclo do combustível, porém assumiu-se que essas perdas são nulas a fim de calcular os fluxos de materiais.

As equações utilizadas para estimar os fluxos anuais de materiais no ciclo do combustível [35,75] são apresentadas abaixo:

- i. Carregamento anual de combustível fresco:

$$FF = \frac{365 \times NC \times CF}{Eff \times Bu} \quad (1)$$

Onde NC é capacidade líquida; CF é o fator de capacidade; Eff é a eficiência térmica e Bu é o *discharge burnup*.

ii. Primeiro carregamento de combustível:

$$FuelInCore = \frac{FF \times Tr}{365 \times CF} \quad (2)$$

Onde Tr é o tempo de residência e FF é o carregamento anual de combustível fresco.

iii. Consumo anual de urânio natural:

$$NatU = FF \times \frac{(Enr - Ta)}{0,007114 - Ta} \quad (3)$$

Onde Enr é o enriquecimento; Ta é o rejeito e 0,007114 é a quantidade de  $^{235}\text{U}$  no urânio natural

iv. Conversão:

$$Cn = NatU \quad (4)$$

v. Unidade de trabalho separativo:

$$SWU = FF \times \left[ V(Enr) + V(Ta) \frac{(Enr - 0,007114)}{0,007114 - Ta} - V(0,007114) \frac{(Enr - Ta)}{0,007114 - Ta} \right] \quad (5)$$

onde  $V(x) = (1 - 2x) \ln\left(\frac{1-x}{x}\right)$

vi. Produção de urânio empobrecido:

$$DepU = FF \times \frac{(Enr - 0,007114)}{0,007114 - Ta} \quad (6)$$

vii. Descarga do combustível queimado:

$$SFD = FF \quad (7)$$

Os resultados desses cálculos, para o ciclo do combustível das tecnologias de reatores utilizadas no modelo, são apresentados na Tabela 14 e os fluxos de massas nas Figura 26 a Figura 29.

Tabela 14 Cálculos analíticos do fluxo de massa

Parâmetros anuais de saída	Símbolo	Equação	Unidade	Resultados analíticos			
				Angra 1	Angra 2	Angra 3	EPR
Combustível fresco	FF	(1)	t HM	9,44	23,27	22,72	23,82
Primeiro carregamento	FuellnCore	(2)	t HM	38,87	83,19	81,24	82,86
Urânio natural	NatU	(3)	t HM	84,89	209,27	204,35	272,15
Conversão	Cn	(4)	t HM	84,89	209,27	204,35	272,15
Unidade de trabalho separativo	SWU	(5)	t SWU	49,78	122,72	119,83	171,40
Urânio empobrecido	DepU	(6)	t HM	75,44	186,00	181,63	248,33
Descarga do combustível queimado	SFD	(7)	t HM	9,44	23,27	22,72	23,82

Figura 26. Balanço de massa do ciclo aberto de Angra 1

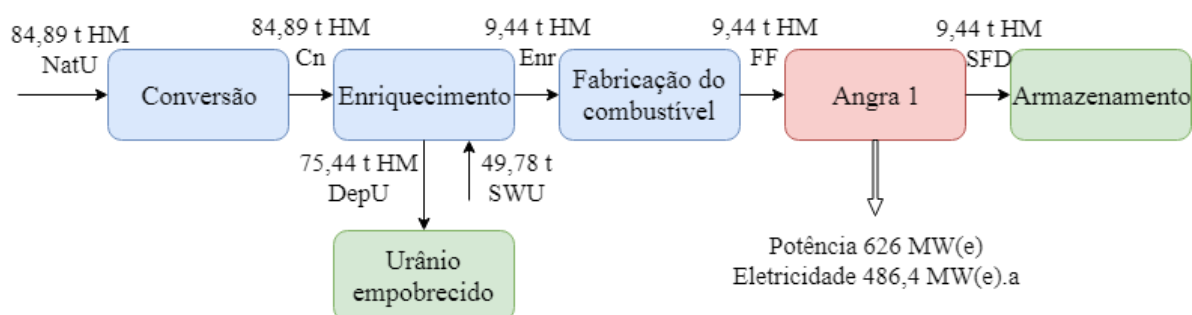


Figura 27. Balanço de massa do ciclo aberto de Angra 2

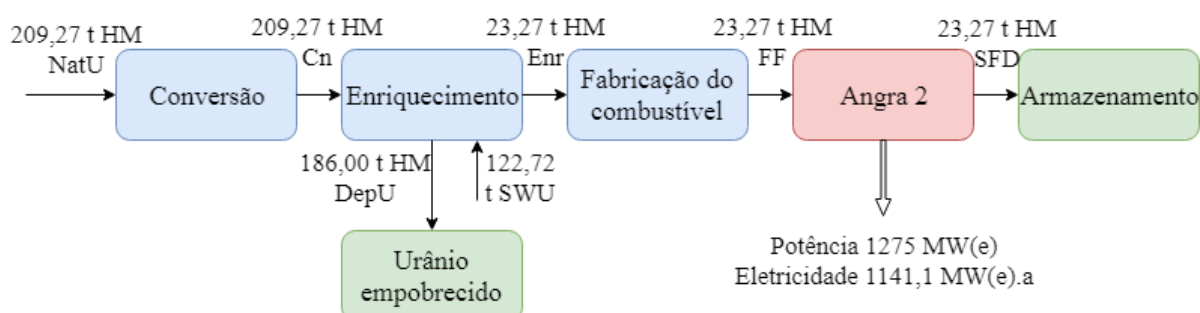


Figura 28. Balanço de massa do ciclo aberto de Angra 3

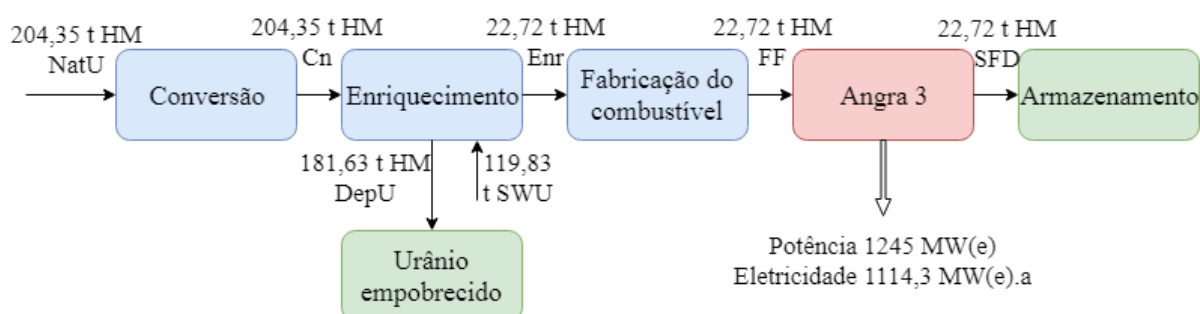
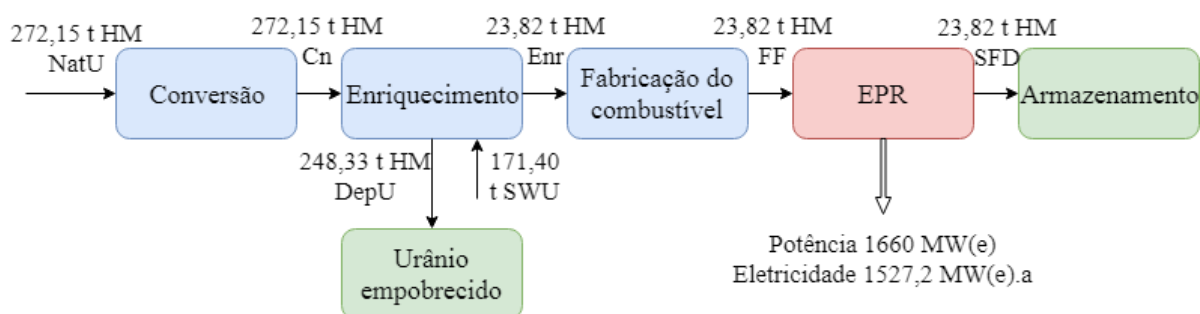


Figura 29. Balanço de massa do ciclo aberto do EPR



### 3.1.1.1 Histórico de geração

Para desenvolver o cenário do histórico do sistema energético nuclear brasileiro no MESSAGE, todas as características dos reatores até 2017 foram necessárias, bem como as reservas domésticas de urânio apresentadas na Tabela 5. De acordo com a base de dados do PRIS [17], desenvolvido e mantido pela IAEA que contém informações sobre os reatores comerciais em operação, em construção ou em desmantelamento, obteve-se as informações referentes às plantas nucleares de Angra 1 e Angra 2 desde o início de suas respectivas operações.

Angra 1 entrou em operação comercial em 1985, que define a data inicial do nosso cenário, e Angra 2 é introduzida no modelo a partir de 2000, data em que foi ligada à rede fazendo parte assim do SIN [70]. O fim do histórico de geração nuclear apresentado no modelo ocorre em 2017.

Como é bem sabido, apesar de Angra 1 e Angra 2 possuírem capacidade líquida de 626 MW e 1245 MW, respectivamente, elas não operam em sua capacidade total [70]. Portanto, a energia fornecida anualmente bem como o fator de capacidade de ambas as usinas utilizadas no modelo estão presentes na Tabela 15.

Tabela 15. Fatores Operacionais e geração de eletricidade: Angra 1 e 2 [17,76]

Ano	Energia Fornecida [GWh]		Potência [MW]		Fator de Capacidade (CF - %)	
	ANGRA 1	ANGRA 2	ANGRA 1	ANGRA 2	ANGRA 1	ANGRA 2
1985	3169,38	-	626	-	57,8	-
1986	132,36	-	626	-	2,4	-
1987	910,56	-	626	-	16,6	-
1988	566,64	-	626	-	10,3	-
1989	1695,10	-	626	-	30,9	-
1990	2055,34	-	626	-	37,5	-
1991	1306,35	-	626	-	23,8	-
1992	1506,37	-	626	-	27,4	-
1993	402,70	-	626	-	7,3	-
1994	41,45	-	626	-	0,8	-
1995	2333,64	-	626	-	42,6	-
1996	2288,84	-	626	-	41,6	-
1997	2989,97	-	626	-	54,5	-
1998	3093,82	-	626	-	56,4	-
1999	3631,68	-	626	-	66,2	-
2000	3164,93	2421,17	626	1350	57,6	20,5
2001	3614,43	9904,99	626	1350	65,9	85,7
2002	3775,19	9238,24	626	1275	68,8	82,7
2003	3137,06	9418,97	626	1275	57,2	84,3
2004	3890,16	6919,82	626	1275	70,8	61,8
2005	3520,38	5676,66	626	1275	64,2	50,8
2006	3205,23	9778,32	626	1275	58,4	87,6
2007	2553,47	9096,95	520	1275	56,1	81,4
2008	3314,53	9894,03	491	1275	76,8	88,3
2009	2668,92	9554,65	609	1275	50,9	85,6
2010	4076,72	9697,44	609	1275	76,4	86,8
2011	4452,48	10342,26	609	1275	83,5	92,6
2012	5134,91	10035,5	609	1275	96,0	89,6
2013	3734,79	10045,27	609	1275	70,0	89,9
2014	4706,85	9756,54	609	1275	88,2	87,4
2015	3867,66	10023,96	609	1275	72,5	89,8
2016	4807,12	10163,34	609	1275	89,9	90,8
2017	3867,00	10524,00	609	1275	72,5	94,2

### 3.1.1.2 Cenário fraco

O cenário fraco representa a estagnação do setor nuclear até 2050. Apenas Angra 1 e Angra 2 comporiam o sistema de geração de energia nuclear até 2050. Como não haveria construção de novas usinas considerou-se, neste caso, que seguindo a tendência mundial, haveria extensão da vida útil das usinas de 40 para 60 anos. Nos Estados Unidos, por exemplo, até o final de 2016 a *Nuclear Regulatory Commission*

(NRC) havia concedido renovações de licenças para estender a vida útil de mais de 85 reatores para 60 anos [77].

Assim, Angra 1 que tem previsão de descomissionamento para 2024 estenderia sua vida até 2044 e Angra 2 aparece em todo horizonte de tempo do modelo uma vez que seu descomissionamento seria em 2060.

#### 3.1.1.3 Cenário referência

O cenário referência desenvolvido no horizonte de 2018-2050 compreende a introdução de Angra 3 na matriz energética e o descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 sem levar em consideração a possível extensão do tempo de vida útil dessas usinas, uma vez que haveria uma nova usina no setor. Segundo informações da Eletronuclear, a expectativa é de que a operação comercial da usina de Angra 3 aconteça em dezembro de 2022 [71], assim sua introdução no modelo considerado ocorre em 2023.

Decorridos os 40 anos de vida útil das instalações de Angra 1 e Angra 2, seus respectivos descomissionamentos estão previstos, inicialmente, para 12/2024 e 08/2040 [71]

#### 3.1.1.4 Cenário intermediário 1

O cenário intermediário 1 representa o cenário do PNE 2030 com a introdução de mais duas usinas nucleares no nordeste, NE1 e NE2, e duas usinas no sudeste, SE1 e SE2. Como o tempo médio para a construção de uma usina nuclear é de aproximadamente 8 anos [73], a primeira nova planta foi introduzida no modelo em 2028 e as demais entram no modelo linearmente até 2050. Portanto a cada 6 anos uma nova usina entra em operação.

As datas de descomissionamento de Angra 1 e Angra 2 e a entrada de operação de Angra 3 seguem as mesmas características do cenário referência.

### 3.1.1.5 Cenário intermediário 2

O cenário intermediário 2 caracteriza a adição de seis usinas nucleares na matriz elétrica – além de Angra 3 – de acordo com o cenário intermediário proposto pelo PNE 2030. Nesse cenário ocorreria a inserção de três usinas no NE e três usinas no SE. Assim como no cenário anterior, a primeira dessas usinas é introduzida no modelo em 2028. Até 2050, a cada 4 anos uma nova usina entra em operação.

### 3.1.1.6 Cenário forte

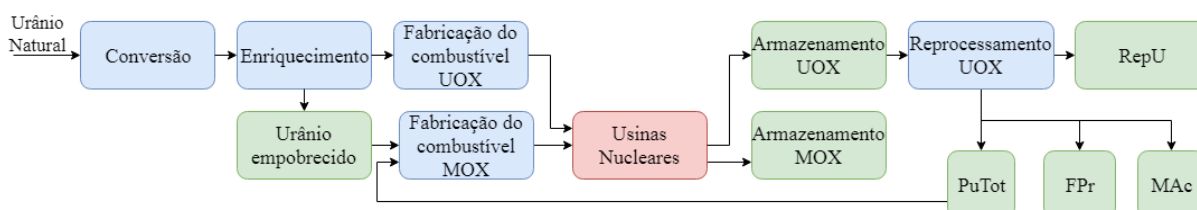
Representa o cenário de maior inserção da geração nuclear na matriz energética nacional. Oito usinas entram em operação até 2050, equivalendo à construção de quatro usinas no NE e quatro no SE de acordo com o cenário alto do PNE 2030. A primeira usina entra em operação em 2028 e as demais, uma a cada 3 anos.

### 3.1.2 Cenários com ciclo fechado do combustível nuclear

Todos os cinco cenários projetados até 2050, operando com o ciclo aberto, foram modelados considerando que passariam a utilizar o reprocessamento do combustível nuclear. Nesses cenários consideraram-se dois tipos de combustível: UOX e MOX.

UOX é o combustível usual, fabricado a partir do enriquecimento do urânio natural e MOX é combustível fabricado a partir do plutônio reprocessado. Os reatores usam um terço de MOX e dois terços de UOX no núcleo. Neste caso apenas o combustível UOX queimado é reprocessado, enquanto o MOX queimado é armazenado. A Figura 30 apresenta o fluxo do ciclo do combustível usado para os cenários.

Figura 30. Esquema do ciclo do combustível fechado



Na Figura 31 é mostrada a cadeia energética esquemática, para os cenários com reprocessamento, representada no MESSAGE e a descrição das tecnologias e armazenamentos são apresentadas na Tabela 16. Os dados técnicos e econômicos dos reatores são os mesmos apresentados anteriormente na Tabela 12. O reprocessamento é modelado como uma instalação e seus parâmetros técnicos e econômicos são apresentados na Tabela 17.

O combustível MOX é fabricado a partir da mistura do urânio empobrecido, gerado a partir do enriquecimento do urânio natural, com o plutônio para formar um combustível de óxido misto. O combustível MOX, consistindo em cerca de 7-11% de plutônio misturado com urânio empobrecido, é equivalente ao UOX enriquecido a cerca de 4,5%, assumindo-se que o plutônio tem cerca de dois terços de isótopos físseis [48]. Para a modelagem dos cenários considerou-se, portanto, o MOX contendo 7,23% de plutônio e 92,77% de urânio empobrecido de acordo com o manual do usuário do MESSAGE [60]. Considerou-se ainda uma fonte externa de recursos de plutônio, para caso o total de plutônio produzido através do reprocessamento não fosse o suficiente para fabricar o combustível demandado pelas usinas. Os custos para a fabricação do combustível MOX e dos recursos externos de plutônio foram definidos como US\$ 1200 e US\$ 60000, respectivamente [60].

Os resultados obtidos para o histórico de geração operando com o ciclo aberto, referentes às quantidades de combustível queimado e de urânio empobrecido armazenado até 2017, foram considerados nos cenários de ciclo fechado uma vez que o reprocessamento e fabricação do combustível MOX utilizam esses rejeitos como matéria prima para fabricar o combustível.

Figura 31. Cadeia energética esquemática para o ciclo fechado

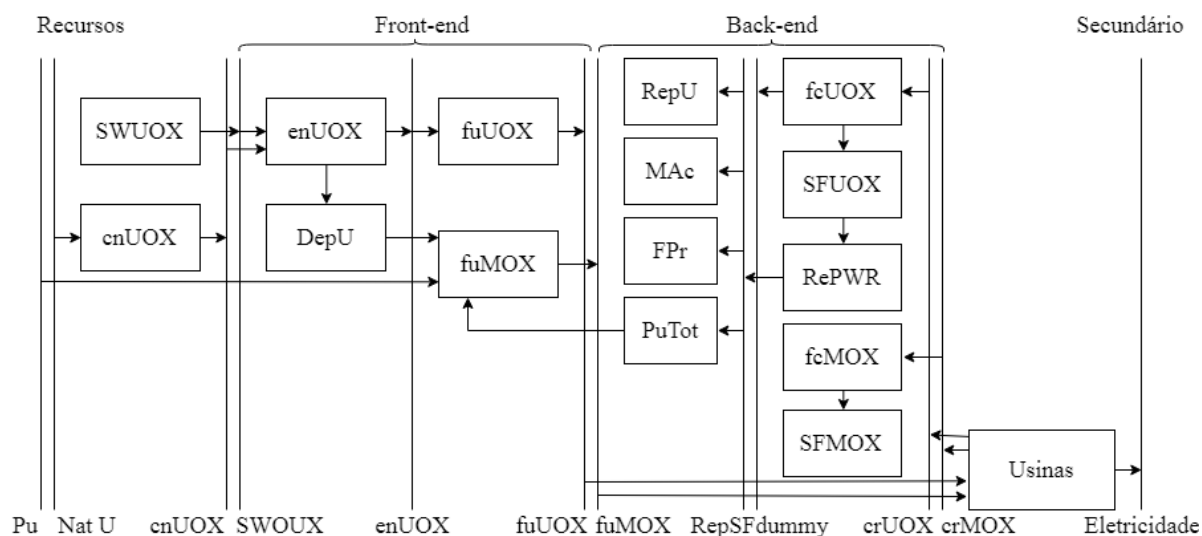


Tabela 16. Descrição das tecnologias e armazenamentos utilizados para modelar os cenários de ciclo fechado

Tecnologia e armazenamento	Descrição
Pu	Fonte externa de recursos de plutônio
Nat U	Recursos disponíveis de urânio natural
cnUOX	Conversão de urânio na forma de $U_3O_8$ para hexafluoreto de urânio ( $UF_6$ )
SWUOX	Tecnologia auxiliar que fornece unidades separativas de trabalho
enUOX	Enriquecimento do urânio
DepU	Armazenamento de urânio empobrecido
fuUOX	Fabricação do combustível UOX
fuMOX	Fabricação do combustível MOX
Usinas	Usinas nucleares
fcUOX	Tecnologia auxiliar que coloca o combustível UOX queimado no armazenamento refrigerado SFUOX
fcMOX	Tecnologia auxiliar que coloca o combustível MOX queimado no armazenamento refrigerado SFMOX
Dummy	Forma de energia auxiliar de parada do modelo
SFUOX	Armazenamento refrigerado e temporário para o combustível UOX queimado
SFMOX	Armazenamento para o combustível MOX queimado
RePWR	Tecnologia de reprocessamento de combustível UOX queimado
RepU	Estoque de urânio do reprocessamento
MAc	Estoque de actínidos menores do reprocessamento
FPr	Estoque de produtos de fissão do reprocessamento
PuTot	Estoque de plutônio do reprocessamento

Tabela 17. Características técnicas e econômicas da instalação de reprocessamento [60]

Parâmetro	Unidade	Reprocessamento UOX
Capacidade	T HM/ano	1000
Fator de capacidade	%	100
Tempo de construção	anos	5
Vida útil da instalação	anos	60
Custo de investimento	US\$/kg SFUOX	5000
Custos anuais de operação	US\$/kg SFUOX/ano	400
Custos totais do serviço	US\$/kg SFUOX	650
Perdas de reprocessamento	%	0

Para calcular os dados de entrada com a opção de reprocessamento de combustível UOX queimado, é necessário especificar a composição isotópica do combustível irradiado descarregado do reator. A composição do UOX queimado depois de cinco anos no armazenamento refrigerado e um ano no sítio de reprocessamento é mostrada na Tabela 18.

Tabela 18. Composição do combustível UOX queimado [60]

Componente	Símbolo	Fator
Urânio total	TotUSF	0,94219
Plutônio total	TotPuSF	0,00995
Actinídeos menores	TotMASF	0,00146
Produtos de fissão	TotFPSF	0,04640

O fluxo médio anual de material nuclear para cada etapa de um ciclo de combustível fechado foi estimado do mesmo modo e com as mesmas equações utilizadas para estimar os fluxos de materiais do ciclo aberto do combustível, levando em consideração a relação de 2/3 de UOX para cada 1/3 de MOX. Assim, os fluxos de massa e energia estão representados nas Figura 32 a Figura 35, para Angra 1, Angra 2, Angra 3 e EPR, respectivamente.

Figura 32. Balanço de massa do ciclo fechado de Angra 1

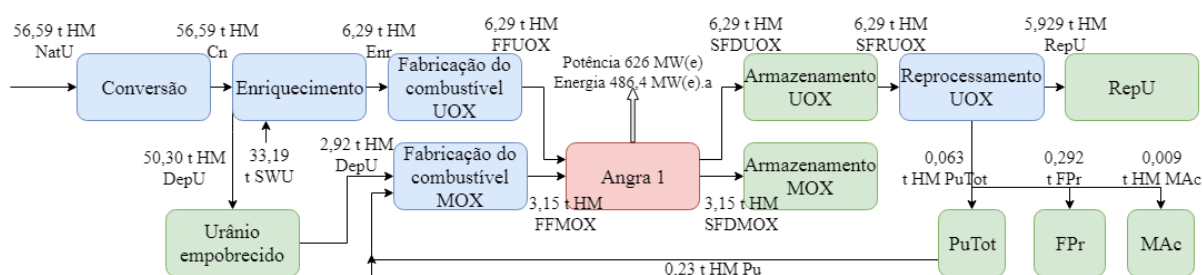


Figura 33. Balanço de massa do ciclo fechado de Angra 2

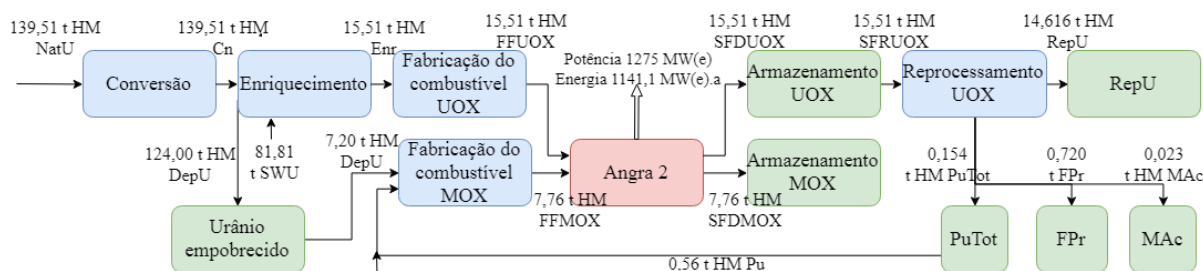


Figura 34. Balanço de massa do ciclo fechado de Angra 3

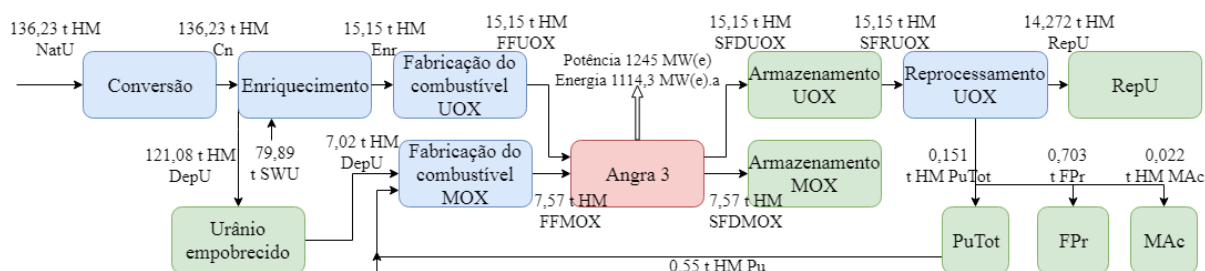
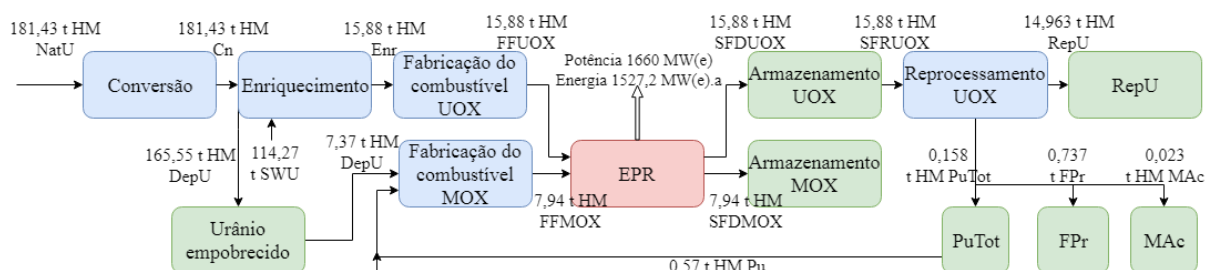


Figura 35. Balanço de massa do ciclo fechado do EPR



### 3.2 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE PARA AS TECNOLOGIAS NUCLEARES

Como mostrado na seção 2.1, a média das emissões de GEE para as usinas nucleares é de 15,5 gCO<sub>2</sub>eq/kWh. Porém como a maior parte das emissões é proveniente das etapas do ciclo do combustível que antecedem a operação das usinas, principalmente do enriquecimento do urânio, as tecnologias usadas nos processos impactam diretamente nos valores dessas emissões.

Cada tecnologia de reator e cada cenário modelado possuem certas particularidades que podem impactar nessa média de emissões. Portanto considerou-se necessário fazer uma avaliação das emissões que fossem mais condizentes com os casos modelados.

Seguindo a mesma metodologia apresentada por Kadiyala et al. (2016) em “*Quantification of the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power Generation Systems*” [78], fez-se um levantamento de dados na literatura que avaliaram os impactos ambientais do ciclo de vida do uso de reatores nucleares para geração de energia. Nesse levantamento de dados, três características foram consideradas mais relevantes para representar as tecnologias usadas nos cenários e quantificar as emissões de GEE. A primeira característica levantada foi o tipo do reator. Foram analisados os dados apenas dos reatores LWR e PWR, uma vez que os cenários modelados são compostos unicamente de reatores do tipo PWR. A segunda característica avaliada foi o método de enriquecimento. Dentre os quais temos a difusão gasosa (D), centrífuga (C), mistura com dominância de difusão gasosa (MD), mistura com dominância centrífuga (MC) e mistura com proporções equivalentes de difusão gasosa e centrífuga (DC). A terceira característica considerada foi a existência ou não do reprocessamento.

Na Tabela 20, no Anexo I, também são fornecidos detalhes adicionais como a capacidade de geração de eletricidade (MW), a eficiência térmica ( $\eta$ ), o fator de capacidade (CF), a vida útil da planta, o grau de pureza do minério de urânio (UOG), o tipo de método da avaliação do ciclo de vida (ACV - análise de processo (P), combinação de análise de processo com análise de entrada-saída (Híbrida)) e a localização geográfica dos sistemas de geração de energia nuclear. Foram revisados 22 estudos de avaliação do ciclo de vida, totalizando uma amostra de 65 dados [25,79-100].

As emissões de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração de energia foram quantificadas usando métricas estatísticas (tamanho da amostra (N), média (X), desvio padrão (SD), mínimo (Min), máximo (Max), erro padrão da média (SE), quartil 1 (Q1), quartil 2 ou mediana (Q2), quartil 3(Q3)). Foram considerados os seguintes casos de acordo com as tecnologias e cenários e modelados:

- A. Para calcular as emissões de GEE médias de Angra 1 e Angra 2 no histórico de geração considerou-se os dados sem reprocessamento cujo método de enriquecimento é baseado no uso de centrifugas (C, MC) ou proporções

equivalentes de difusão gasosa e centrífuga (DC) uma vez que maior parte do enriquecimento é feito no país utilizando ultra centrífugas e a parcela de enriquecimento importada vem da Europa que também utilizam a difusão gasosa.

- B. Para as emissões de GEE das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, com ciclo aberto, considerou-se apenas dados sem reprocessamento. Pressupôs-se que com o aumento da necessidade de combustível enriquecido no horizonte de 2050, pode-se aumentar a importação de urânio enriquecido e o enriquecimento poderia advir de todos os métodos de enriquecimento.
- C. Para as novas usinas nos cenários de ciclo aberto considerou-se o valor de referência da NEEDS para o reator EPR operando com o ciclo aberto [91].
- D. Para as emissões de GEE de Angra 1, Angra 2 e Angra 3 no ciclo fechado consideraram-se os dados com reprocessamento e todos os métodos de enriquecimento.
- E. Para as emissões das novas usinas nos cenários de ciclo fechado considerou-se como referência os valores apresentados por Kunakemakorn et al. (2011) [100].

Os resultados das médias das emissões de GEE para as tecnologias de reatores são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19. Estatísticas de emissão de GEE (gCO<sub>2</sub>e/kWh) de diferentes sistemas de geração de energia nuclear

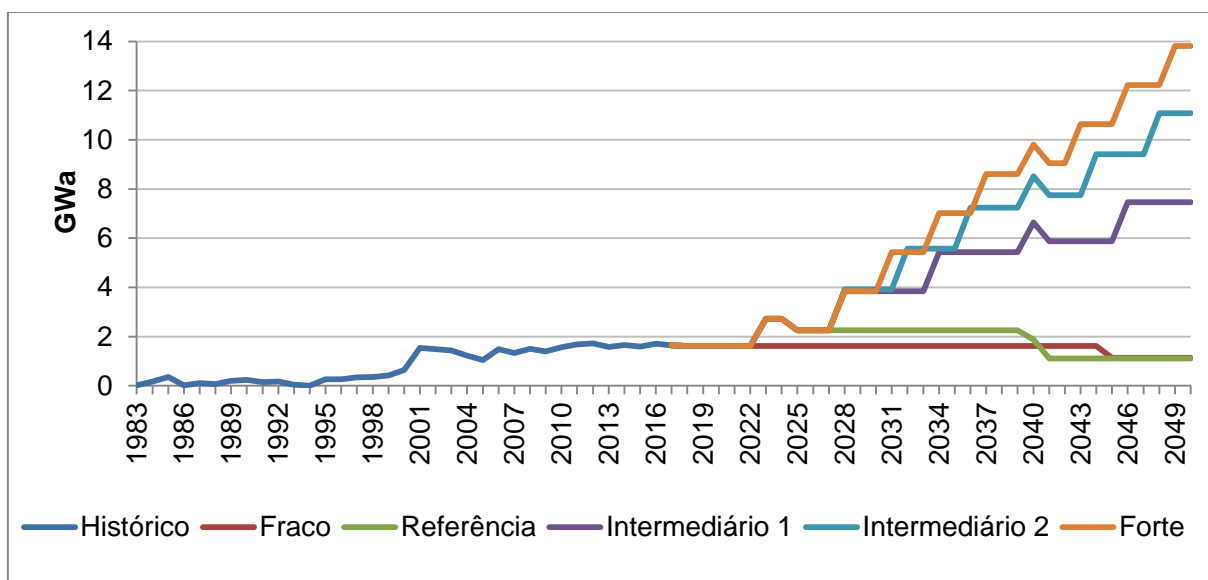
Casos	N	X	SD	Min	Max	SE	Q1	Q2	Q3
A	25	14,03	12,31	1,80	54,00	2,46	5,00	9,59	18,63
B	34	19,24	17,90	1,80	84,00	3,07	6,18	15,00	25,7
C	-	5,58	-	-	-	-	-	-	-
D	31	9,36	8,16	1,95	34,00	1,47	5,12	5,95	8,90
E	-	1,95	-	-	-	-	-	-	-

#### 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados com os dados detalhados, respectivos a cada cenário modelado estão expostos da Tabela 21 à Tabela 31, do Anexo II. Aqui, são mostrados os resultados de modo a facilitar a comparação entre os cenários.

Angra 1 e Angra 2 têm fornecimento de eletricidade específico até 2017, de acordo com o histórico de geração, fornecendo nos últimos 10 anos uma média de 1,6 GWa. No cenário forte, a oferta interna de eletricidade a partir de fontes nucleares pode atingir cerca de 14 GWa no final do modelo, enquanto nos cenários fraco e referência a geração seria de aproximadamente 1,1 GWa. Vale notar que o cenário referência atinge sua oferta máxima de energia, 2,7 GWa, em 2023 e 2024, quanto Angra 1, Angra 2 e Angra 3 estão operação. Nos cenários intermediários a geração, em 2050, atinge 7,5 GWa e 11GWa. Os saltos na geração elétrica dos cenários intermediários e fortes são explicados pela entrada de novas usinas no sistema. Mais especificamente, o pico em 2040 e o declínio no ano seguinte ocorre pela saída de Angra 1 dos cenários (Figura 36).

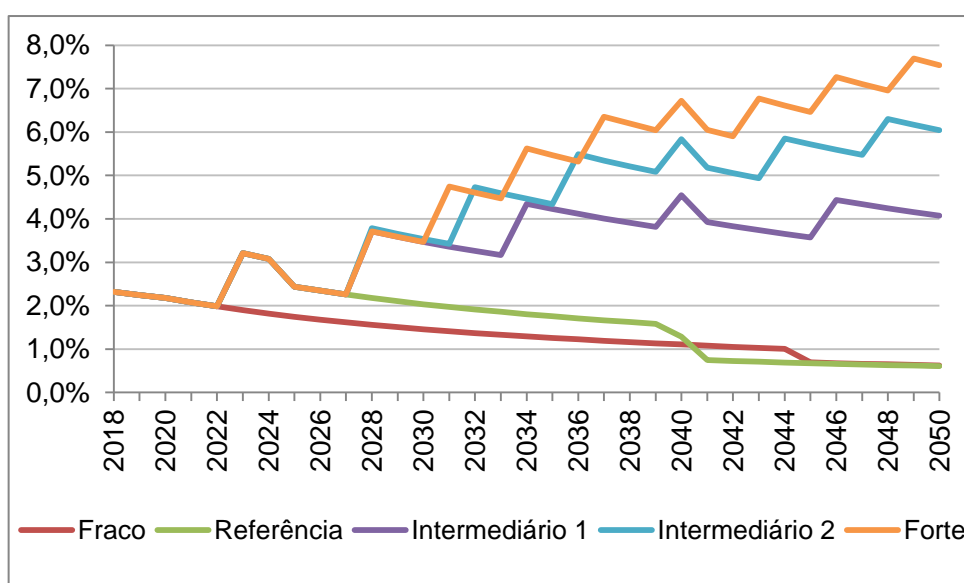
Figura 36. Oferta de eletricidade da geração nuclear



Considerando a projeção da EPE do aumento na demanda total de energia elétrica de 3,1% ao ano até 2050, mostrado na Figura 21 da seção 2.6, a participação da energia nuclear na matriz elétrica de acordo com o cenário de expansão é mostrada

na Figura 37. No cenário fraco, a participação nuclear decresce com o tempo, representando apenas 0,6% do atendimento da demanda em 2050. O cenário referência tem sua maior participação em 2023 e 2024, com 3,2%; a partir de 2040, quando apenas Angra 3 está operando, a participação da geração nuclear fica em torno de 0,7-0,6%. As maiores participações dos cenários intermediário 1 e intermediário 2 são, respectivamente, 4,5% e 6,3%. No cenário forte, a participação nuclear é significativa no final do período, representando 7,6% da matriz elétrica.

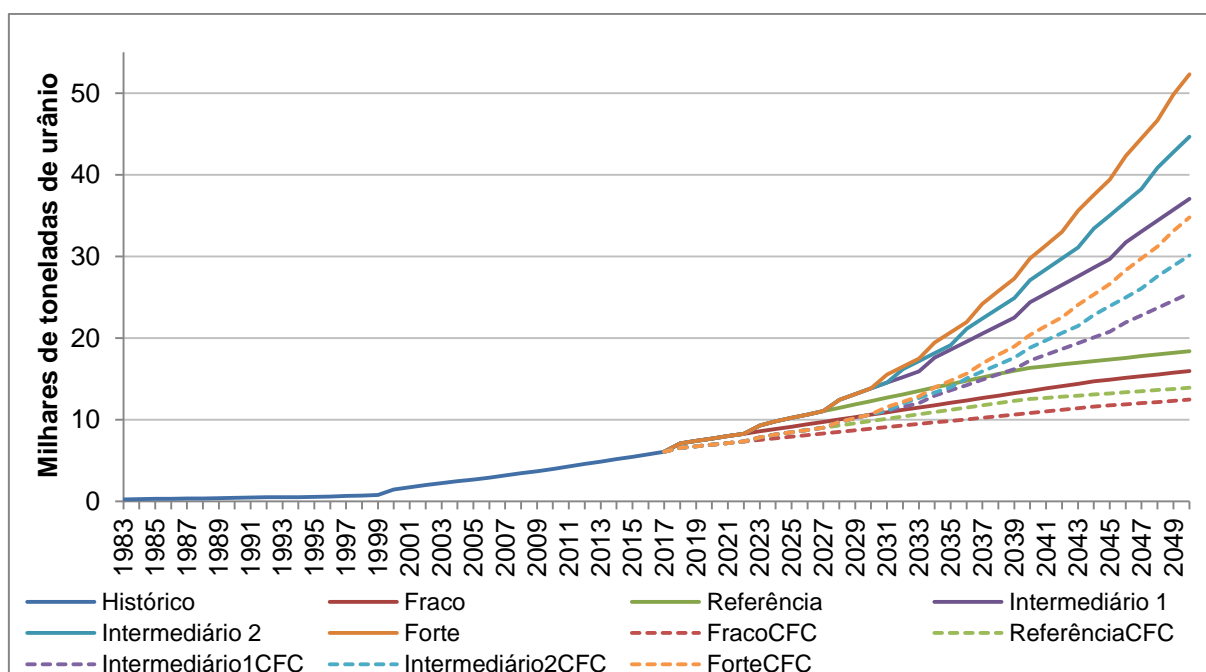
Figura 37. Participação nuclear no atendimento da demanda



Aproximadamente 6000 toneladas de urânio foram necessárias para atender a demanda de combustível das usinas nucleares até 2017. Os resultados dos cenários de ciclo aberto do combustível mostram que a produção acumulada de urânio até 2050 alcança 16 mil e 18,4 mil toneladas nos cenários fraco e referência, respectivamente. Os recursos com custos menores que US\$ 40/kgU do depósito de Lagoa Real em Caetité/BA são suficientes para atender as ofertas de eletricidade desses cenários. Os cenários intermediário 1 e 2 necessitam de um total de 37 mil e 44,7 mil toneladas urânio até 2050. No cenário de maior consumo acumulado, são necessárias 52 mil toneladas de urânio, o que ainda está dentro dos depósitos brasileiros com custos menores que US\$ 40/kgU.

Já os cenários do ciclo fechado do combustível (CFC) apresentam uma redução significativa no consumo acumulado de urânio, o que poderia prolongar a vida das reservas, além de reduzir os impactos causados durante todo o processo de mineração e beneficiamento do urânio. Os cenários fracoCFC e referênciaCFC contam com uma produção acumulada de 12,5 mil e 13,9 mil toneladas de urânio. Esses valores representam pouco mais da metade dos recursos com custos menores que US\$ 40/kgU de Caetité. Os cenários intermediário1CFC e intermediário2CFC carecem de 25,5 mil e 30,1 mil toneladas de urânio até 2050. Já o cenário forteCFC, em 2050, precisa de 17,5 mil toneladas a menos de urânio natural que o cenário forte operando no ciclo aberto para entregar a mesma quantidade de energia.

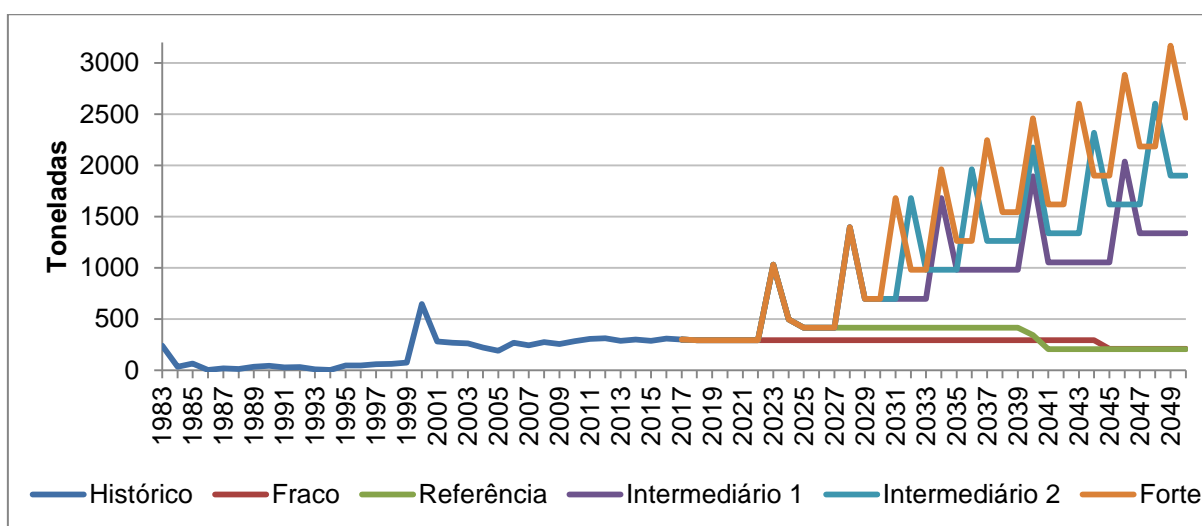
Figura 38. Consumo acumulado de urânio natural



Com o propósito de se tornar independente no setor de energia nuclear, o país deveria possuir capacidade instalada para suprir todos os requisitos de material durante os processos do ciclo do combustível. Assim, as capacidades instaladas para o processo de conversão deveriam ser suficientes para suprir as necessidades anuais representadas na Figura 39 e Figura 40. No início da operação da usina nuclear quando há o primeiro carregamento do núcleo são necessárias maiores quantidades de combustível, que são representadas pelos picos no gráfico.

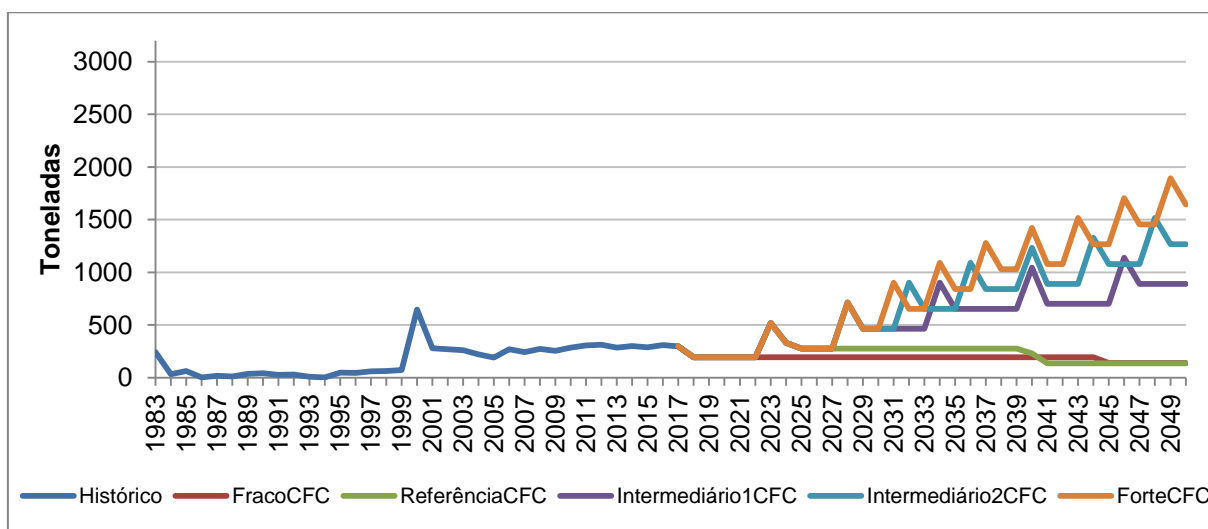
Nos últimos anos a necessidade de  $U_3O_8$  convertido em  $UF_6$  foi de aproximadamente 300 toneladas anuais. Considerando o ciclo aberto, no cenário fraco esses requisitos se mantem nessa mesma quantidade, ao passo que no cenário referência, depois do pico para atender o carregamento do núcleo de Angra 3, os requisitos de  $UF_6$  são de 410 toneladas anuais até 2040 quando Angra 2 sai de operação. Nos cenários de maior expansão nuclear, a necessidade de  $UF_6$  chega a 3170 toneladas anuais no cenário forte. Nos cenários intermediários os requisitos anuais máximos são de 2035 e 2600 toneladas de  $UF_6$ .

Figura 39. Requisitos anuais de conversão de urânio para o ciclo aberto



Nos cenários operando no ciclo fechado, as capacidades para atender aos requisitos de  $UF_6$  são 33% menores de acordo com a Figura 40. No cenário fracoCFC as necessidades anuais de  $UF_6$  diminuem de 300 toneladas, do ciclo aberto, para 194 toneladas. No cenário referênciaCFC os requisitos anuais são de 275 toneladas de  $UF_6$  após a entrada de Angra 3 até 2040 e 136 toneladas até o final do modelo. Os máximos dos cenários intermediário1CFC e intermediário2CFC, são de 1139 toneladas e 1516 toneladas, respectivamente. O cenário forteCFC, de maior consumo operando no ciclo fechado, necessita de um máximo de 1893 toneladas de  $UF_6$ , apresentando uma redução de 1275 toneladas em relação ao mesmo cenário no ciclo aberto.

Figura 40. Requisitos anuais de conversão de urânio para o ciclo fechado



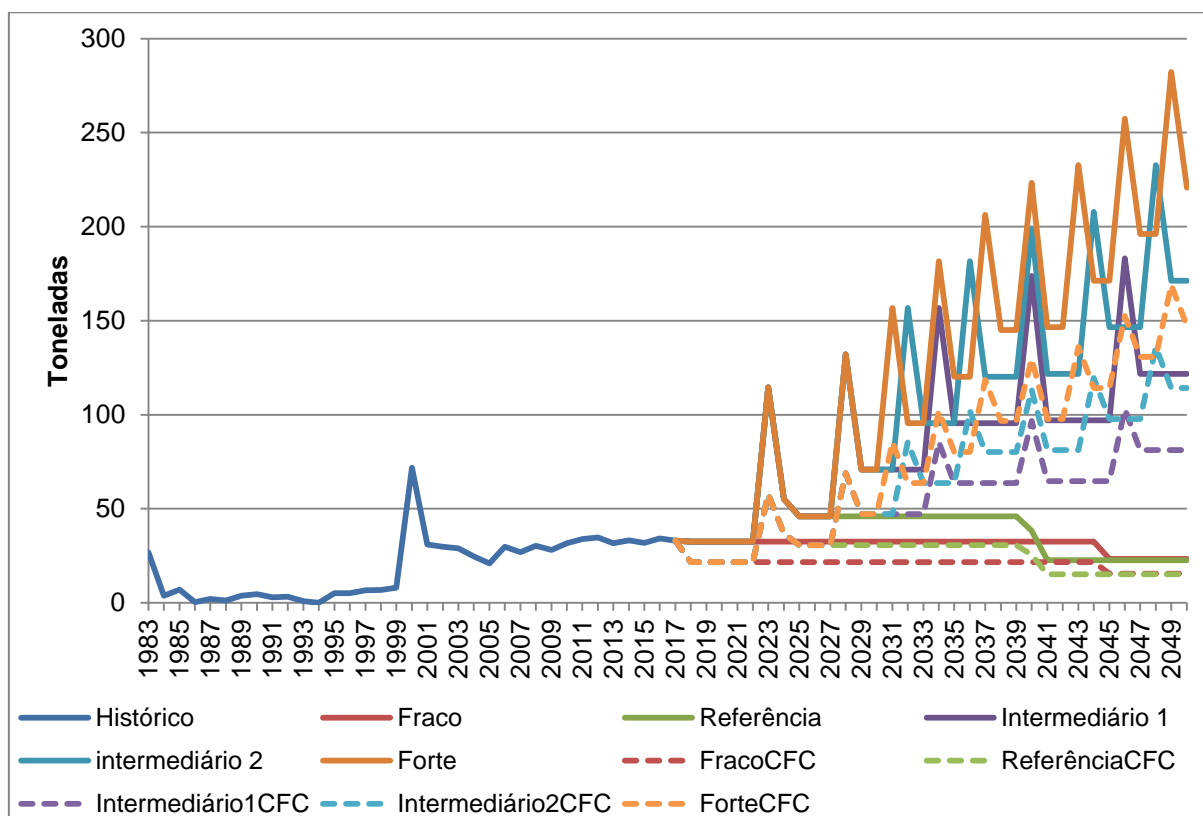
Assim como para a conversão, as capacidades instaladas para o processo de enriquecimento para suprir as necessidades anuais das usinas nucleares são apresentadas na Figura 41. As necessidades para os cenários do ciclo fechado são menores que para o ciclo aberto devido a menor necessidade de combustível UOX.

Nos últimos anos do histórico de geração foram necessárias cerca de 33 toneladas de urânio enriquecido. No cenário fraco operando no ciclo aberto, essas necessidades se mantêm até 2044 e no ciclo fechado elas diminuem para 22 toneladas. Portanto, se as previsões da INB estiverem corretas, para atender as demandas de Angra 1 e Angra 2 em 2033, a capacidade de enriquecimento da empresa deve ser de 33 toneladas anuais.

Para suprir a demanda do cenário referência, após a introdução de Angra 3, o país deveria possuir capacidade de enriquecer cerca de 46 toneladas anuais de urânio a partir de 2024.

O cenário de maior demanda de urânio enriquecido é o cenário forte operando no ciclo aberto. Os requisitos anuais máximos de urânio enriquecido desse cenário são de 282 toneladas.

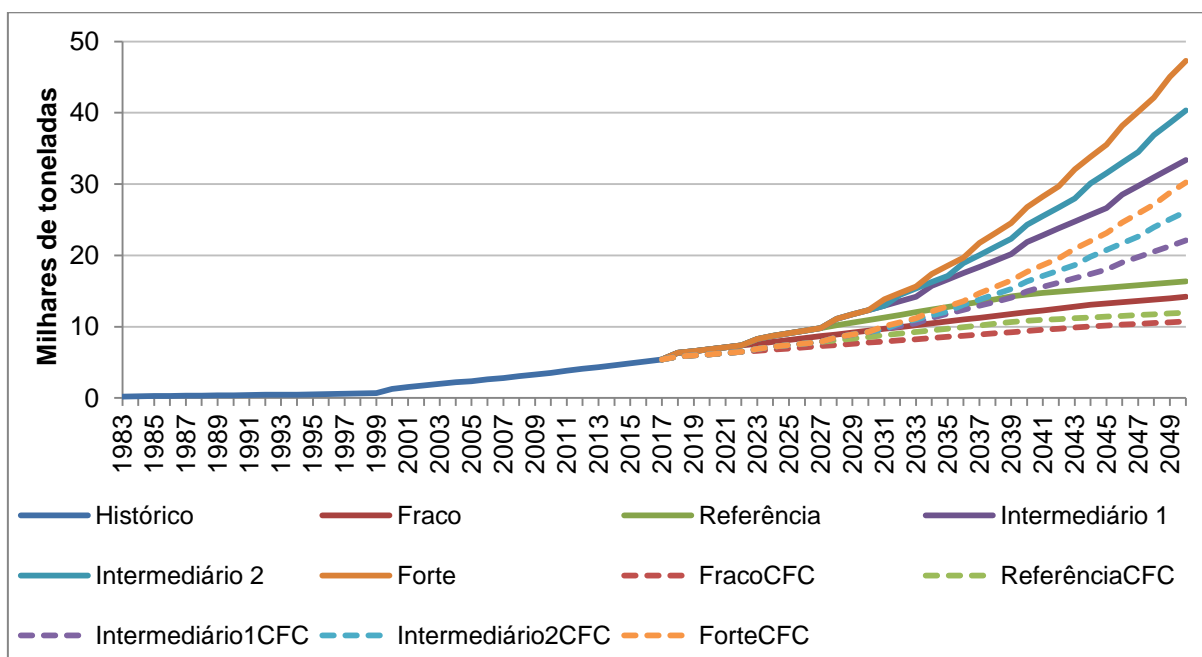
Figura 41. Requisitos anuais de enriquecimento de urânio



O volume acumulado de urânio empobrecido gerado a partir do enriquecimento para cada cenário é mostrado na Figura 42. Como esperado, para os cenários com reprocessamento, o volume armazenado de urânio empobrecido é menor uma vez que os requisitos de urânio enriquecido são menores e parte do urânio empobrecido é utilizado para a fabricação do combustível MOX.

Foi gerado, até 2017, aproximadamente 5400 toneladas de urânio empobrecido. Em 2050, essa quantidade triplica no cenário referência e no cenário fraco é produzido cerca de 14 mil toneladas de urânio empobrecido. Já nos cenários fracoCFC e referênciaCFC, o acumulado desse subproduto é de 10,7 mil e 12 mil toneladas, respectivamente. Nos cenários intermediário 1 e intermediário 2, os volumes armazenados no final do modelo chegam a 33,4 mil e 40,3 mil toneladas e em seus respectivos cenários com reprocessamento esses valores são de 22,1 mil e 26,1 mil toneladas. No cenário forteCFC, o volume de urânio empobrecido produzido é de 30,2 mil toneladas, enquanto no cenário forte o valor é 56,4% maior, chegando a 47,3 mil toneladas.

Figura 42. Urânio empobrecido produzido



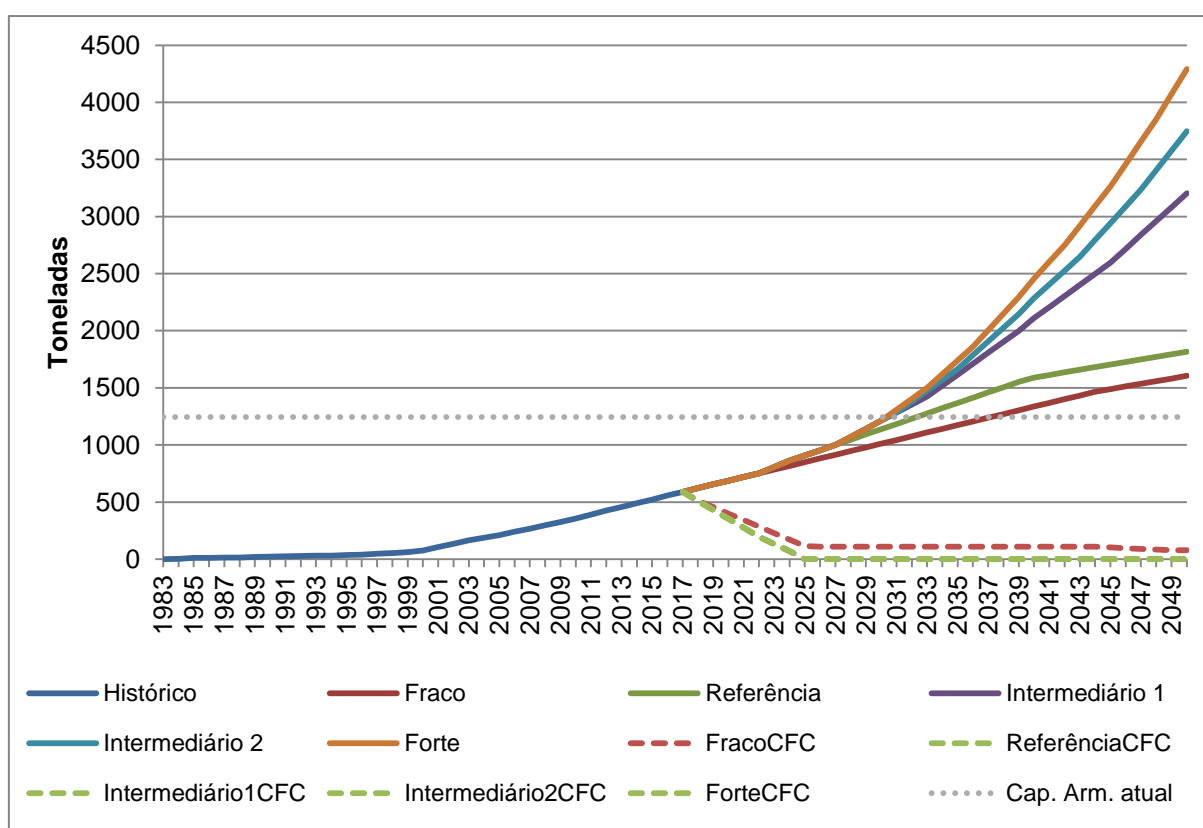
As quantidades de combustível UOX queimado que devem ser armazenadas para os cenários são mostradas na Figura 43. Como nos casos de ciclo fechado esse combustível irradiado é reprocessado espera-se que as quantidades armazenadas de UOX queimado sejam reduzidas drasticamente.

O armazenamento de combustível queimado do histórico de geração indica que o cenário está de acordo com os dados da Eletronuclear. Como mostrado no subcapítulo 2.4.6 a quantidade de combustível armazenado nas piscinas de Angra 1 e Angra 2 totalizam 578,7 toneladas, enquanto no modelo esse valor é de aproximadamente 589,4 toneladas até 2017.

Nos cenários de ciclo aberto, quantidades consideráveis de UOX devem ser armazenadas no final do período. No cenário fraco, constituído apenas de Angra 1 e Angra 2, as quantidades de combustível UOX armazenadas em 2050 atingem 1,6 mil toneladas. É interessante notar que a capacidade de armazenamento das piscinas das duas instalações é de 1,2 toneladas, portanto segundo o modelo a capacidade máxima seria completada em 2037.

Nos cenários referência, intermediário 1 e intermediário 2, as quantidades totais de UOX armazenados no final do período, no ciclo aberto, correspondem a 1,8 mil, 3,2 mil e 3,7 mil toneladas, respectivamente. O cenário forte gera a maior quantidade de combustível UOX queimado, com 4,3 mil toneladas em 2050. Por outro lado, os cenários de ciclo fechado, à exceção do cenário fracoCFC, não possuem mais combustível UOX queimado a partir de 2037. O cenário fracoCFC possui apenas 77,5 toneladas de UOX queimado em 2050.

Figura 43. Combustível UOX queimado



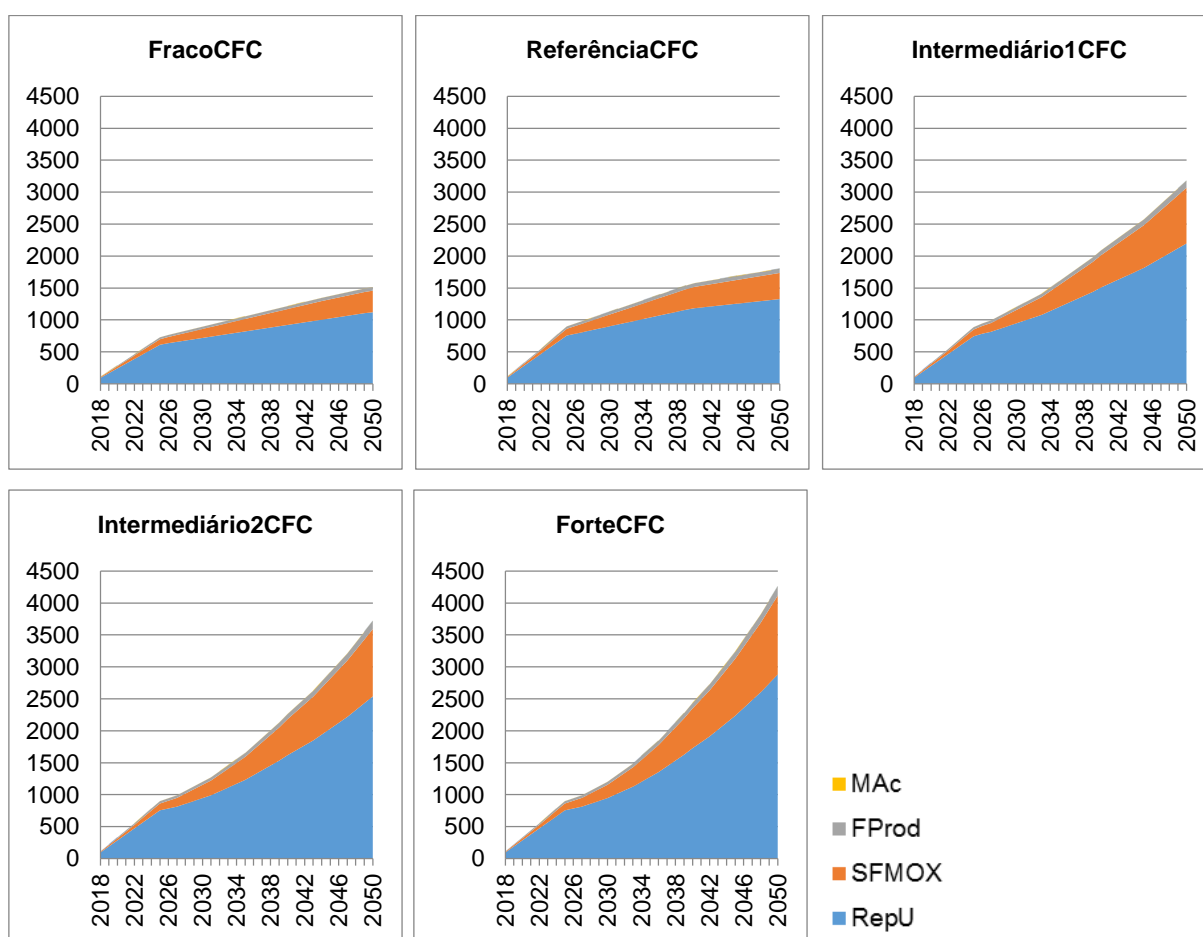
Apesar de o ciclo fechado consumir o combustível UOX queimado no reprocessamento, ele gera outros rejeitos tanto do reprocessamento, quanto da queima do combustível MOX. Os rejeitos para cada cenário do ciclo fechado e os totais são mostrados na Figura 44.

O urânio reprocessado (RepU) compreende a maior parcela dos rejeitos do ciclo fechado acompanhado pelo combustível MOX queimado (SFMOX). As quantidades de produtos de fissão (FProd) e actínídeos menores (MAc) provenientes do

reprocessamento representam uma pequena parcela dos rejeitos. As quantidades detalhadas dos rejeitos podem ser observadas nos dados referentes a cada cenário no Anexo II.

Comparando as quantidades de combustível queimado entre os cenários de ciclo aberto e de ciclo fechado, houve uma redução de até 77,7% no acúmulo desse rejeito no cenário referência de ciclo fechado. É importante chamar a atenção para a diminuição da radiotoxicidade desse rejeito no ciclo fechado, o que facilita o gerenciamento do combustível queimado.

Figura 44. Rejeitos de alto nível do ciclo fechado (em toneladas)

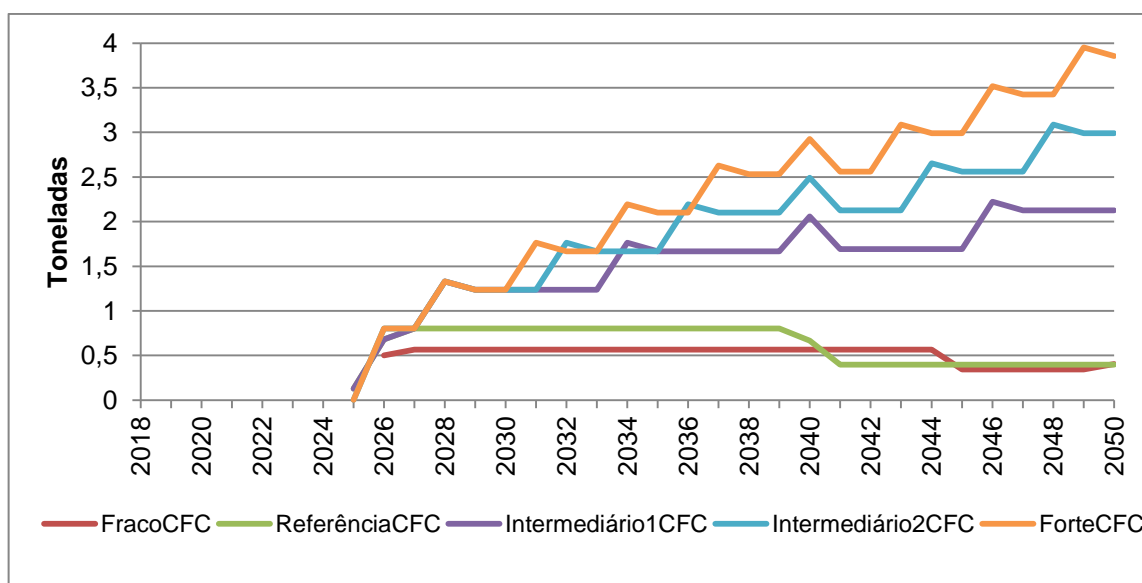


O reprocessamento não possui capacidade para suprir as demandas de plutônio reprocessado para fabricação do combustível MOX e atender todas as usinas dos cenários de ciclo fechado. Portanto, é necessário em todos os cenários do ciclo fechado a obtenção de plutônio reprocessado de uma fonte externa. As quantidades

externas de plutônio necessárias para a fabricação do combustível e operação das usinas é apresentada na Figura 45.

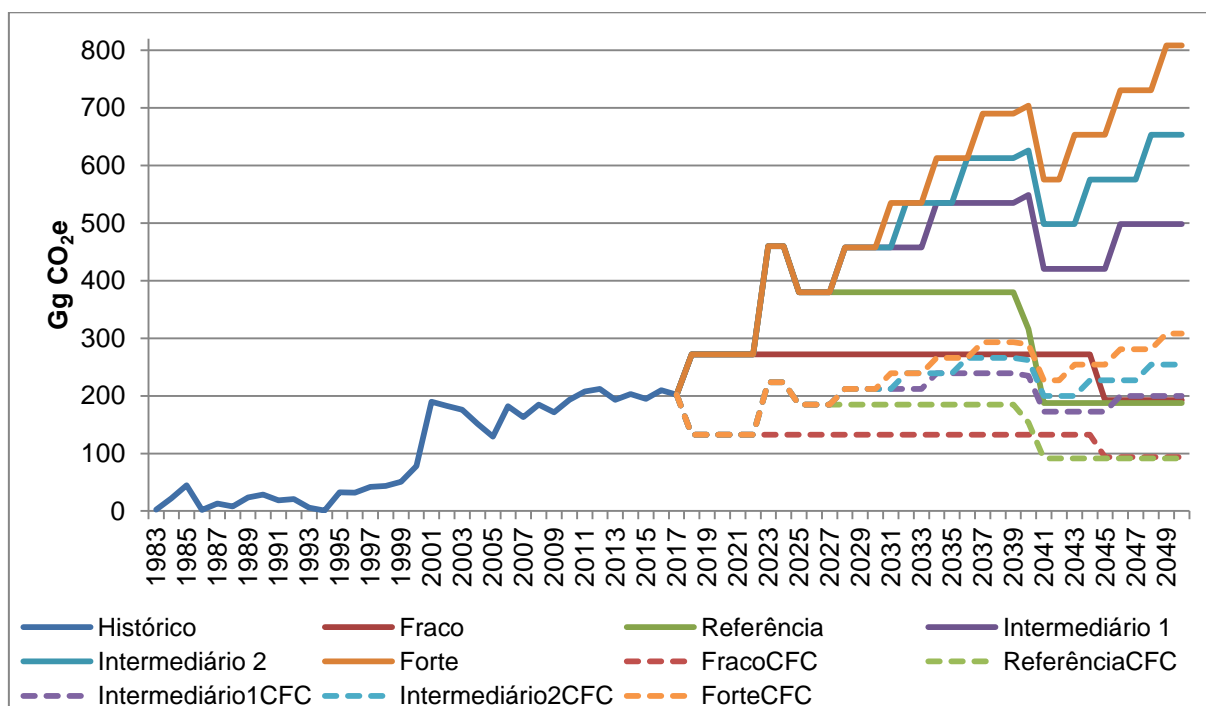
O reprocessamento supre a demanda do cenário fracoCFC até 2025, após esse ano são necessários mais 566 kg de plutônio além do reprocessado até 2044. Nos demais cenários, o reprocessamento só atende completamente os requisitos até 2024. No cenário referência, as maiores necessidades externas são de 803,3 kg de plutônio de 2027 a 2039. Nos cenários intermediário 1 e intermediário 2 os requisitos no final do período são de 2,2 e 3 toneladas de plutônio, respectivamente. No cenário forte são necessários aproximadamente mais 4 toneladas além do reprocessado a partir do combustível UOX queimado nas usinas do país.

Figura 45. Requisitos externos de plutônio reprocessado



As emissões médias anuais de gases de efeito estufa da geração nucleoeletrônica são mostradas na Figura 46.

Como apresentado na seção 2.1, as emissões de CO<sub>2</sub>e da geração de eletricidade no Brasil, em 2017, foram de  $4,53 \times 10^{10}$  GgCO<sub>2</sub>e. No mesmo ano do histórico de geração, quando a energia nuclear teve 2,5% de participação na matriz elétrica, foram emitidos aproximadamente 202 GgCO<sub>2</sub>e. Portanto, a participação da energia nuclear nas emissões do setor elétrico foi de  $4,46 \times 10^{-7}\%$  (0,446 milionésimos por cento).

Figura 46. Emissões de CO<sub>2</sub>e

Nos cenários operando com o ciclo fechado as emissões anuais reduzem drasticamente se relacionadas com os cenários do ciclo aberto enquanto geram a mesma quantidade de eletricidade. Os cenários fracoCFC e referênciaCFC reduzem pela metade as emissões quando comparados com seus respectivos cenários operando no ciclo aberto. Os demais cenários do ciclo fechado, emitem aproximadamente 60% menos CO<sub>2</sub>e que os cenários de ciclo aberto no final do modelo.

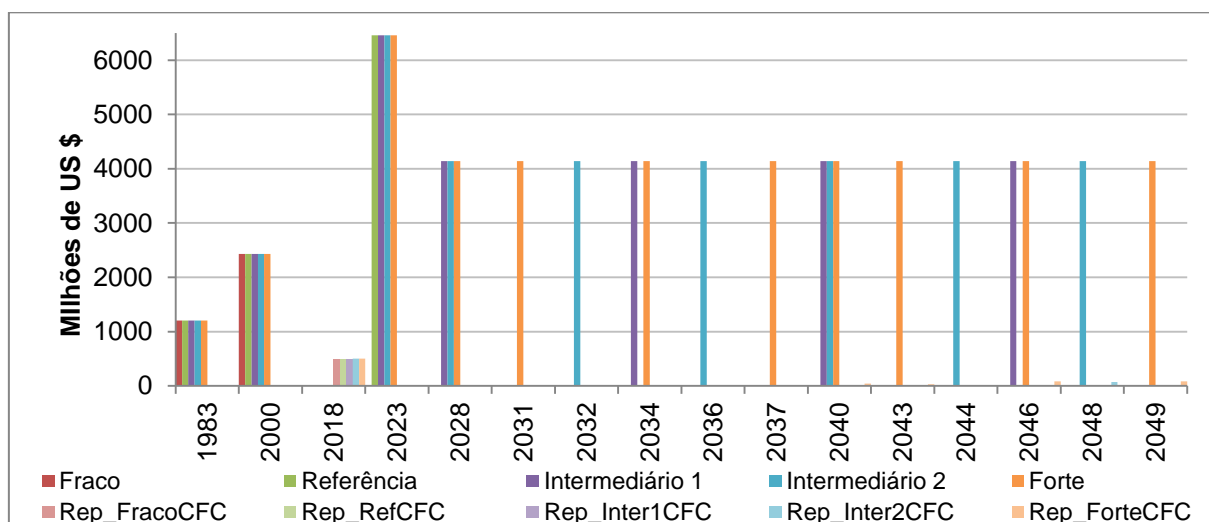
A saída de Angra 2 dos cenários, em 2040, e a introdução de Angra 3, em 2023, evidenciam as maiores emissões dessas tecnologias de reator se comparadas ao EPR que possuem aumentos de emissões proporcionalmente menores quando essa tecnologia entra em operação. O cenário com maior emissão anual é o cenário forte com 808,5 GgCO<sub>2</sub>e e o cenário com menor emissão é o cenário referênciaCFC com 91 GgCO<sub>2</sub>e, ambos em 2050.

É interessante notar que no final do cenário forte a oferta de eletricidade cresce 775% em relação a 2017, enquanto o aumento das emissões é de 300% no mesmo período para o ciclo aberto. Já para o mesmo cenário no ciclo fechado, o aumento

das emissões é de apenas 53%, enquanto há um aumento de 775% na geração nucleoeletrônica.

A Figura 47 mostra os investimentos, em termos de valor presente líquido, em usinas nucleares, para todos cenários e investimentos em plantas de reprocessamento para os cenários operando com ciclo fechado do combustível. O maior investimento é na usina de Angra 3, totalizando US\$ 6,5 bilhões ou aproximadamente R\$ 21,5 bilhões<sup>1</sup>. As unidades de reprocessamento têm investimento de US\$ 500 milhões em 2018. No cenário intermediário 2 é necessário mais um investimento de US\$ 70 milhões em reprocessamento no ano de 2048 e no cenário forte são necessários mais dois investimentos para aumentar a capacidade de reprocessamento, em 2040 e 2046, de US\$ 40 milhões e US\$ 82,5 milhões, respectivamente.

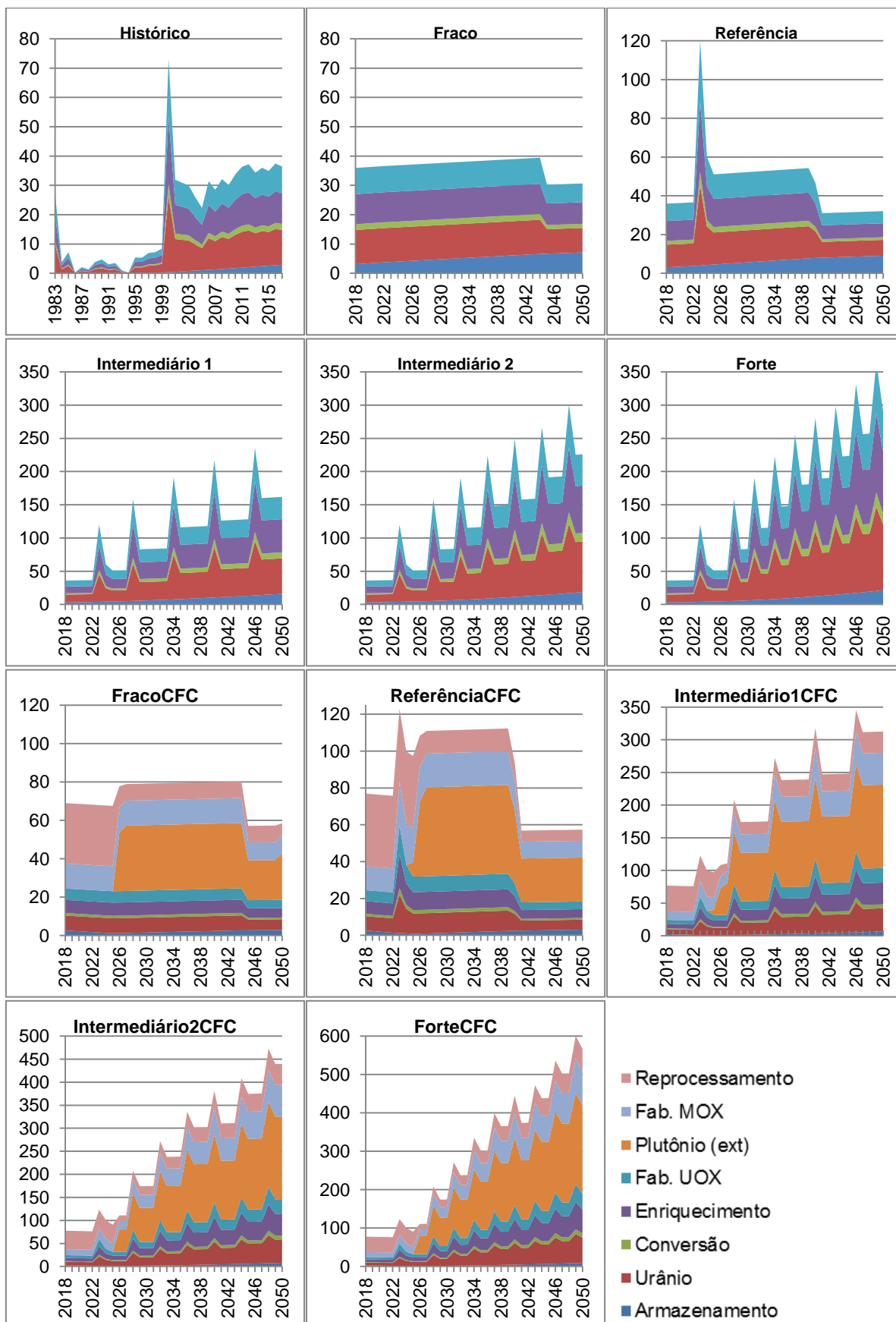
Figura 47. Investimentos em instalações nucleares



As despesas anuais com o ciclo do combustível para cada cenário são mostradas na Figura 48. Os picos representam as entradas das usinas em operação, onde são necessários maiores requisitos de combustível, e portanto maiores custos. Em geral, os custos com o armazenamento do combustível queimado é pequeno em relação aos demais custos, porém no final do período modelado, os custos com armazenamento tem representação significativa nos cenários fraco e referência.

<sup>1</sup> Valores referentes a 2017. Conversão para dólar cotado a R\$3,31 em 31/12/2017 [74].

Figura 48. Despesas anuais com o ciclo do combustível (Milhões de dólares)



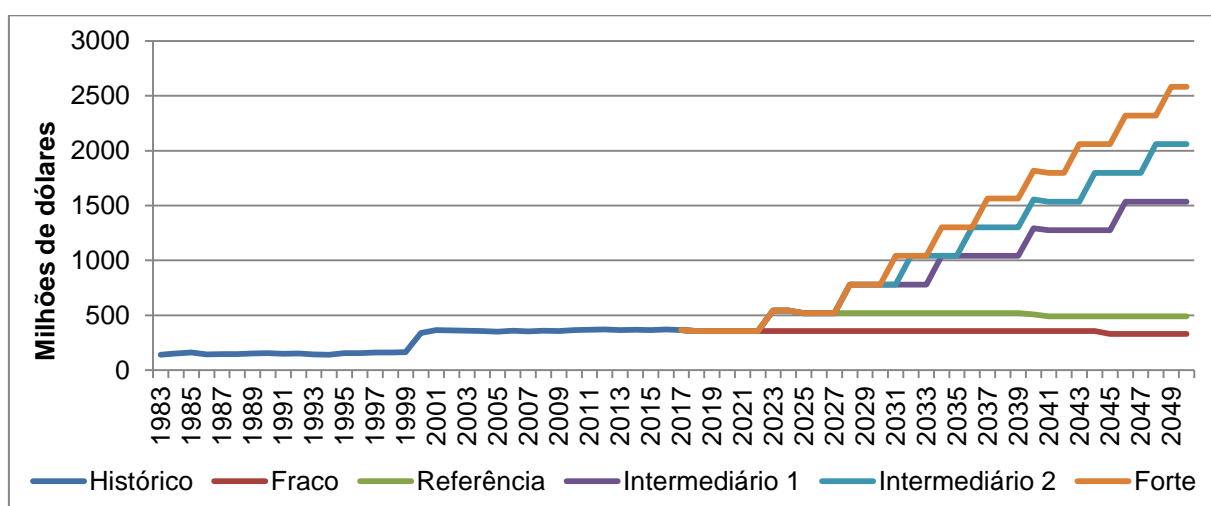
Nos cenários de ciclo fechado, os custos relacionados ao combustível reprocessado aumentam substancialmente as despesas anuais do combustível. As maiores despesas decorrem dos custos referentes às necessidades de plutônio para fabricação do combustível. Os custos anuais com o combustível UOX no ciclo aberto equivalem a praticamente metade dos custos do combustível do ciclo fechado.

Vale lembrar que os custos com o combustível nuclear representam uma pequena parcela dos custos totais de geração. Portanto, apesar dos custos mais elevados com o combustível no ciclo fechado, os custos de operação podem não sofrer grandes alterações.

Como considerado que os custos de O&M das usinas nucleares não variam segundo o combustível utilizado, os dados da Figura 49 representam as despesas anuais de O&M tanto para o ciclo aberto, quanto para o ciclo fechado.

As despesas fixas de O&M variam de acordo com a capacidade instalada e as despesas variáveis de O&M são proporcionais à energia gerada, portanto quanto mais usinas e quanto maior a geração elétrica maiores serão os custos, como observado na Figura 49. Nos últimos anos do histórico, esses custos são de US\$ 360,00 milhões anuais. No cenário fraco não existe alterações significativas dessas despesas. Em contrapartida, no cenário forte, o custo anual máximo de O&M ocorre em 2050, sendo de US\$ 2,6 bilhões.

Figura 49. Despesas anuais de O&M



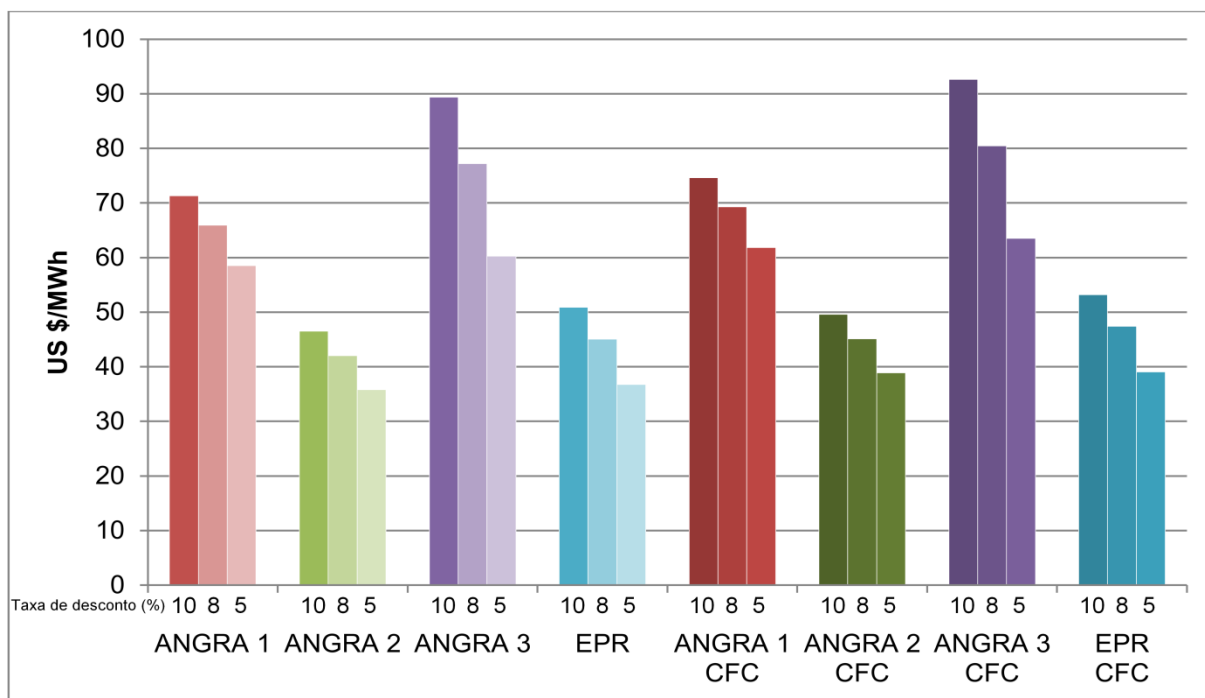
Observando os custos nivelados, com uma mesma taxa de desconto, das usinas nucleares brasileiras operando em ciclo aberto e fechado (Figura 50), observamos que Angra 3 tem o maior custo por MWh de energia produzido devido ao alto custo de investimento e ao longo tempo de construção. Angra 1 está em segundo lugar com o maior custo nivelado devido às despesas de O&M. Angra 2 tem o menor LCOE, ou seja, a eletricidade produzida por essa usina é a mais barata entre as tecnologias nucleares do sistema de energia nuclear brasileiro.

Considerando uma taxa de desconto de 10%, as usinas EPR possuem custos nivelados bem próximos de Angra 2, US\$ 50,9/MWh e US\$ 46,5/MWh, respectivamente, operando no ciclo aberto. Apesar dos altos custos com o combustível reprocessado, os custos nivelados das usinas, operando no ciclo fechado, não sofreram grandes aumentos em relação ao ciclo aberto. O LCOE de Angra 3, por exemplo, sobe de US\$ 89,36/MWh para US\$ 92,64/MWh se a usina passar a operar no ciclo fechado.

Uma análise de sensibilidade permite verificar que caso as taxas de desconto para os investimentos em usinas nucleares sejam menores, o custo nivelado de energia reduz. Com uma taxa de desconto de 5%, o custo por MWh de Angra 3 ficaria próximo ao custo de Angra 1 sendo US\$ 60,25/MWh e US\$ 58,50/MWh, respectivamente, no ciclo aberto. As maiores reduções do custo nivelado de energia acontecem para Angra 3 no ciclo aberto, com uma redução de 33% no valor do MWh, caso a taxa de desconto reduza de 10% para 5%.

Os custos nivelados detalhados para cada tecnologia de reator, taxas de desconto e ciclo do combustível estão apresentados na Tabela 32, no Anexo II.

Figura 50. Custo nivelado de energia



## 5 CONCLUSÕES

Este trabalho buscou representar o cenário nuclear brasileiro e possíveis projeções de expansão do setor considerando o uso do MESSAGE que permitiu uma análise técnica e econômica do ciclo de combustível e do sistema de energia nuclear. Os resultados são importantes nas definições de estratégias a longo prazo para o setor nuclear brasileiro.

Nos cenários de menor ou nenhuma expansão da energia nuclear, a pequena parcela de geração nucleoeletrica após 2040 sugere que o planejamento energético nacional deve definir estratégias para continuar investindo em tecnologia nuclear ou investir em outras tecnologias que garantam a segurança do sistema e ocupem a parcela de geração de eletricidade deixada pelas fontes nucleares. Os cenários com maior participação da geração nuclear podem acrescentar certa segurança e confiabilidade ao sistema elétrico brasileiro intensificando a geração de energia de base. O consumo de urânio natural, mesmo no cenário de maior demanda, é atendido sem esforços pelas reservas nacionais, proporcionando a independência de recursos naturais para o setor. Apesar de dominar o ciclo do combustível, para se tornar realmente independente e alcançar a autossuficiência no setor nuclear, o país deve possuir capacidade instalada para suprir os requisitos de conversão e enriquecimento que ainda são realizados parcialmente ou totalmente no exterior. As projeções são fundamentais para prever tais demandas futuras de cada etapa do ciclo do combustível e auxiliar na tomada de decisões.

Nos cenários de ciclo aberto é importante notar que o acúmulo de combustível usado atinge valores razoáveis que implicam em um aumento nas despesas do ciclo de combustível. Além disso, uma gestão adequada de rejeitos deve ser considerada para o combustível irradiado fornecendo uma disposição final adequada para esses rejeitos ou o seu reprocessamento. Caso o país opte pelo reprocessamento, os cenários do ciclo fechado indicam quais seriam os novos rejeitos a serem considerados. Ainda no ciclo fechado, caso todas as usinas nucleares passassem a utilizar o combustível reprocessado, o reprocessamento não seria capaz de suprir todas as demandas nacionais. Portanto, talvez fosse interessante optar pela

utilização do combustível MOX apenas em uma parcela das usinas de modo a não depender de fontes externas de material reprocessado.

Comparada com a participação nuclear na oferta de energia, a participação das emissões no setor de geração de eletricidade é diminuta. Caso o ciclo fechado seja uma opção, as emissões são ainda menos significativas. Constatamos, portanto, a energia nuclear como uma boa alternativa na redução das emissões de GEE do setor elétrico. Esses resultados podem auxiliar as políticas climáticas de redução de emissões e descarbonização da economia.

Novas usinas trazem novas despesas ao setor, mas as previsões ajudam no planejamento e tomada de decisões para saber quando e quanto se deve investir. Aumentos nos custos do combustível nuclear tem um impacto pequeno no custo final da energia. Maiores despesas com O&M e altos custos de investimento, como ocorreu com Angra 3, são o que resultam em maiores custos de energia.

Trabalhos futuros podem incluir cenários com a utilização de combustíveis produzidos a partir de outros recursos, como o tório, novas tecnologias de reatores e outros tipos de reprocessamento trazendo diferentes impactos econômicos, ambientais e no ciclo do combustível. Estudos mais aprofundados, sobre qual a parcela ideal de usinas utilizando combustível MOX nos cenários de ciclo fechado, podem também ser realizados no futuro.

## REFERÊNCIAS

1. GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON., T. B. **Energy as an instrument for socio-economic development**. New York: United Nations Development Program, 1995.
2. ELETRONUCLEAR. **Panorama da Energia Nuclear no Mundo**. Eletronuclear. Rio de Janeiro, p. 207. 2016.
3. IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology Perspectives 2017: Catalysing Energy Technology Transformations**. [S.I.]: OECD, 2017.
4. PARIS AGREEMENT. **United nations framework convention on climate change**. Paris, France. 2015.
5. IAEA, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Climate Change and Nuclear Power 2016**. Internacional Atomic Energy Agency. Vienna. 2016.
6. EPE. **Plano decenal de expansão de energia - 2024**. Rio de Janeiro: Empresa De Pesquisa Energética, 2015.
7. TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. 1. ed. Rio de Janeiro: EPE, 2016.
8. HEIDER, M. Mineração de Energia. In: BRASIL, D. N. P. M. **Economia Mineral do Brasil**. Brasília: DNPM, 2009. Cap. 2, p. 27-94.
9. EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030–PNE 2030**. Rio de Janeiro: EPE/MME, v. 15, 2007. 2010 p.
10. REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasil. 2015.
11. SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (SEEG). Emissions by Sector, 2018. Disponível em: <<http://seeg.eco.br/>>.

Acesso em: 20 set. 2018.

12. IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy and Climate Change, World Energy Outlook Special Briefing for COP21**. Paris: OECD Publishing, 2015.
13. IAEA, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Nuclear power and sustainable development**. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2016.
14. EDENHOFER, O. et al. IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation. **Prepared By Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2011.
15. WARNER, E. S.; HEATH, G. A. Life cycle greenhouse gas emissions of nuclear electricity generation. **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, p. S73-S92, 2012.
16. IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Supply Security, Emergency Response of IEA Countries 2014**. Paris: OECD Publishing, 2014.
17. IAEA, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. Power reactor information system (PRIS). Disponível em: <<http://www.iaea.org/pris>>. Acesso em: 06 janeiro 2018.
18. EIA, U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Electric Power Monthly**. U.S. Department of Energy. Washington. 2018.
19. OECD/NEA. **Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems**. Paris: OECD Publishing, 2012.
20. IAEA, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Role of Thorium to Supplement Fuel Cycles of Future Nuclear Energy Systems. Nuclear Energy Series No. NF-T-2.4**. Vienna: IAEA, 2012.
21. BRASIL. CONAMA/IBAMA. **Resolução Conama, nº 01, 23 de janeiro de 1986**. Brasília: Resoluções. 1986.

22. STRATA. **The Footprint of Energy: Land Use of U.S. Electricity Production.** Logan, Utah. 2017.
23. NEEDS, NEW ENERGY EXTERNALITIES DEVELOPMENTS FOR SUSTAINABILITY. **Deliverable No. 6.1 – RS1a, External Costs from Emerging Electricity Generation Technologies.** European Commission. Brussels, p. 64. 2009.
24. CASES, COST ASSESSMENT OF SUSTAINABLE ENERGY SYSTEMS. **Full cost estimates of the use of different energy sources: Project No. 518294 SES6.** Fondazione Eni Enrico Mattei/European Commission. Milan. 2008.
25. RASHAD, S. M.; HAMMAD, F. H. Nuclear power and the environment: comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems. **Applied Energy**, v. 65, n. 1-4, p. 211-229, 2000.
26. UNITED NATIONS, SCIENTIFIC COMMITTEE ON THE EFFECTS OF ATOMIC RADIATION. **2008 Report to the General Assembly:** Sources and effects of ionizing radiation. New York: United Nations Publications, 2010.
27. UNITED NATIONS SCIENTIFIC COMMITTEE ON THE EFFECTS OF ATOMIC RADIATION. **2013 Report to the General Assembly:** Sources, effects and risks of ionizing radiation. New York: United Nations Publications, 2014.
28. BURGHERR, P.; HIRSCHBERG, S. Comparative risk assessment of severe accidents in the energy sector. **Energy Policy**, p. S45–S56, 2014.
29. IAEA, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Use of Passive Safety Features in Nuclear Power Plant Designs and their Safety Assessment.** Disponível em: <<https://www.iaea.org/topics/design-safety-nuclear-power-plants/passive-safety-features>>. Acesso em: 10 dezembro 2018.
30. IAEA, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Passive Safety Systems in Advanced Water Cooled Reactors (AWCRs): Case Studies.** IAEA-TECDOC-1705. Vienna. 2013.

31. SLOVIC, P. Perception of risk. **Science**, v. 236, n. 4799, p. 280-285, 1987.
32. OECD/NEA; IAEA. **Uranium 2016: Resources, Production and Demand**. OECD. [S.I.]. 2016.
33. INB, INDUSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. **Reservas**. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/Nossas-Atividades/Ur%C3%A2nio/Reservas>>. Acesso em: 02 setembro 2018.
34. ZHANG, G. et al. Nuclear fuel cycle modelling using MESSAGE. **Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry**, v. 311, n. 2, p. 1435-1440, 2017.
35. COCHRAN, R. G. et al. **The nuclear fuel cycle: analysis and management**. La Grange Park: American Nuclear Society, 1990.
36. MURRAY, R.; HOLBERT, K. E. **Nuclear energy: an introduction to the concepts, systems, and applications of nuclear processes**. 7. ed. [S.I.]: Elsevier, 2014.
37. UXC. Ux Consulting - The Nuclear Fuel Price Reporter. Disponível em: <<https://www.uxc.com/>>. Acesso em: 02 janeiro 2018.
38. WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **World Uranium Mining Production**, 2018. Disponível em: <<http://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>>. Acesso em: 02 setembro 2018.
39. KIDD, S. Uranium-the market, lower prices and production costs. **Nuclear Engineering International**, 2016. Disponível em: <<https://www.neimagazine.com/opinion/opinionuranium-the-market-lower-prices-and-production-costs-4995055/>>. Acesso em: 02 setembro 2018.
40. JOHNSON, T. Global Uranium Supply and Demand. **Council on Foreign Relations**, 2010. Disponível em: <<https://www.cfr.org/background/global-uranium-supply-and-demand>>. Acesso em: 02 setembro 2018.

41. INB, INDUSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. **Ciclo do Combustível Nuclear**. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/Nossas-Atividades/Ciclo-do-combustivel-nuclear>>. Acesso em: 02 setembro 2018.
42. INB, INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL. Custo do ciclo do combustível [mensagem pessoal por meio da Lei de Acesso à Informação]. Mensagem recebida por <fidellis@ufmg.br >, 26 fevereiro 2018.
43. OECD/NEA. **The Economics of Nuclear Fuel Cycle**. Paris. 1994.
44. ELETRONUCLEAR. Perguntas Frequentes. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Quem-Somos/Paginas/Perguntas-Frequentes.aspx>>. Acesso em: 07 outubro 2018.
45. ELETROBRAS ELETRONUCLEAR. **Final Safety Analysis Report Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto: Unit 1, Rev. 36**. Eletrobrás Termonuclear S.A. 2011.
46. ELETROBRAS ELETRONUCLEAR. **Final Safety Analysis Report Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto: Unit 2, Rev. 13**. Eletrobrás Termonuclear S.A. 2013.
47. WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Processing of Used Nuclear Fuel**, 2018. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel.aspx>>. Acesso em: 07 outubro 2018.
48. WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Mixed Oxide (MOX) Fuel**, 2018. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/mixed-oxide-fuel-mox.aspx>>. Acesso em: 02 outubro 2018.
49. WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Nuclear Waste**, 2018. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes.aspx>>. Acesso em: 02 outubro 2018.

50. OECD/NEA; IEA. **Projected Costs of Generating Electricity 2015**. Paris. 2015.
51. NREL, NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentatio**. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>>. Acesso em: 02 nov. 2018.
52. BRITISH PETROLEUM GLOBAL. **BP statistical review of world energy**. 64. ed. London: BP Statistical, 2018.
53. BRITISH PETROLEUM COMPANY. **BP Energy Outlook 2018**, London, 2018. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>>.
54. EXXON MOBIL CORPORATION. **2018 Outlook for Energy: A View to 2040**, Texas, 2018. Disponível em: <<https://cdn.exxonmobil.com/~-/media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf>>.
55. IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2017**. Paris: International Energy Agency, 2017.
56. EPE. **Balanco Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 294. 2018.
57. ONS. **Impactos da suspensão da operação das UTNS Angra 1 e Angra 2 em 2019**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, p. 10. 2017.
58. EPE. Demanda de Energia 2050: Nota técnica DEA 13/15. **Série Estudos da Demanda de Energia**, Rio de Janeiro, 2016.
59. LUCENA, A. F. et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. **Energy Economics**, v. 56, p. 564-574, 2016.
60. IAEA. **Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide**.

International Atomic Energy Agency. Viena. 2016.

61. IIASA, INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS. **MESSAGE**. Disponível em: <<http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/modelsData/MESSAGE/MESSAGE.en.html>>. Acesso em: 02 jan. 2018.
62. IAEA. **Message: Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts - User Manual**. Internacional Atomic Energy Agency. Viena. 2007.
63. OLADE, THE LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION. **Energy Planning Manual**. 2. ed. Quito, Equador: OLADE, 2017.
64. IAEA. Module S 2: Mathematical Structure of MESSAGE [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <fidellis@ufmg.br >, 13 junho 2018.
65. ESTANISLAU, F. B. et al. **Modelling of a LWR Open Fuel Cycle Using the MESSAGE Code**. Belo Horizonte: Proceedings of the eighth International Nuclear Atlantic Conference - INAC, 2017.
66. ESTANISLAU, F. B. G. L. E. et al. **Comparação de cenários de geração nuclear utilizando o MESSAGE no horizonte de 2050**. Anais da Quarta Semana de Engenharia Nuclear e Ciências das Radiações. Belo Horizonte: Escola de Engenharia da UFMG. 2018.
67. AREVA. Status Report 78–The Evolutionary Power Reactor (EPR), 2014. Disponível em: <<https://aris.iaea.org/PDF/EPR.pdf>>. Acesso em: 25 março 2018.
68. ELETRONUCLEAR. Eletronuclear, Eletrobras e grupo EDF assinam memorando de entendimento para cooperação na área nuclear. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Not%C3%ADcias/NoticiaDetalhes.aspx?NoticiaID=2076>>. Acesso em: 01 junho 2018.
69. SWISHER, J. N.; MARTINO, J.; REDLINGER, R. Y. **Tools and methods for integrated resource planning: Improving energy efficiency and protecting the**

environment. [S.l.]: United Nations Environmental Programme, 1997.

70. ELETRONUCLEAR. Central Nuclear de Angra dos Reis. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/AEmpresa/CentralNuclear>>. Acesso em: 07 jan. 2018.
71. ELETRONUCLEAR. Perguntas frequentes. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Saibamais/Perguntasfrequent.es.aspx>>. Acesso em: 07 janeiro 2018.
72. ELETRONUCLEAR. Custo de produção de Angra 1 e Angra 2 [mensagem pessoal por meio da Lei de Acesso à Informação]. Mensagem recebida por <fidellis01@hotmail.com >, 26 de fev. 2018.
73. BERTHÉLEMY, M.; RANGEL, L. E. Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress. **Energy Policy**, v. 82, p. 118-130, 2015.
74. REUTERS. Currencies. Disponível em: <<https://www.reuters.com/finance/currencies>>. Acesso em: 17 setembro 2018.
75. DUDERSTADT, J. J.; HAMILTON, L. J. **Nuclear reactor analysis**. New York: Wiley, v. 84, 1976.
76. ONS. Histórico de Operação: Geração de energia. Disponível em: <<http://ons.org.br>>. Acesso em: 07 jan. 2018.
77. WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Plans For New Reactors Worldwide**, 2018. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx>>. Acesso em: 27 outubro 2018.
78. KADIYALA, A.; KOMMALAPATI, R.; HUQUE, Z. Quantification of the lifecycle greenhouse gas emissions from nuclear power generation systems. **Energies**, v. 9, n. 11, p. 863, 2016.

79. BEERTEN, J. et al. Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal. **Energy Policy**, v. 37, n. 12, p. 5056-5068, 2009.
80. DONES, R. et al. **Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland**. Paul Scherrer Inst (PSI). Switzerland. 1996.
81. DONES, R.; ZHOU, X.; TIAN, C. Life Cycle Assessment (LCA) of Chinese Energy Chains for Shandong Electricity Scenarios. **International Journal of Global Energy Issues**, v. 22, n. 2-4, p. 199-224, 2004.
82. DONES, R. et al. **Externalities of energy: Extension of accounting framework and policy applications**. Villigen, Switzerland: Paul Scherrer Institute, 2005.
83. DONES, R. et al. **Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries**. EcoInvent Report No. 5. Villigen: Paul Scherrer InstitutE, 2007.
84. DONES, R.; BAUER, C.; HECK, T. **LCA of Current Coal, Gas and Nuclear Electricity Systems and Electricity Mix in the USA**. Villigen, Switzerland: Paul Scherrer InstitutE, 2007.
85. FRISCHKNECHT, R. **Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation**. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 1998. 256 p.
86. FTHENAKIS, V. M.; KIM, H. C. Greenhouse-gas Emissions from Solar Electric- and Nuclear Power: A Life-cycle Study. **Energy Policy**, v. 35, n. 4, p. 2549-2557, 2007.
87. HONDO, H.; UCHIYAMA, Y.; MORIIZUMI, Y. **Evaluation of Power Generation Technologies Based on Lifecycle CO<sub>2</sub> Emissions - Reestimation Using the Latest Data and Effects of the Difference of Conditions**. Tokyo, Japan: Central Research Institute of Electric Power Industry, 2000.
88. KREWITT, W. et al. **ExternE national implementation in Germany**. Stuttgart,

Germany: University of Stuttgart, 1997.

89. LECOINTE, C. et al. **Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Nuclear Power Plants**. EDF R&D. [S.l.], p. 62. 2007.
90. LENZEN, M. et al. **Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia: Report to the Prime Minister's Uranium Mining, Processing and Nuclear Energy Review (UMPNER)**. Sydney: ISA, the University of Sydney, 2006.
91. NEEDS, NEW ENERGY EXTERNALITIES DEVELOPMENTS FOR SUSTAINABILITY. **Final Report on Technical Data, Costs, and Lifecycle Inventories of Nuclear Power Plants**. . 2007.
92. PEREIRA, J. P.; PARADY, G. T.; DOMINGUEZ, B. C. Japan's energy conundrum: Post-Fukushima scenarios from a lifecycle perspective. **Energy Policy**, v. 67, p. 104–115, 2014.
93. POINSSOT, C. et al. Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems: Comparison between closed and open fuel cycles. **Energy**, v. 69, p. 199-211, 2014.
94. TOKIMATSU, K. et al. Evaluation of Lifecycle CO<sub>2</sub> Emissions from the Japanese Electric Power Sector in the 21st Century under Various Nuclear Scenarios. **Energy Policy**, v. 34, n. 7, p. 833-852, 2006.
95. VATTENFALL. **Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD, of Electricity from Forsmark Nuclear Power Plant**. Stockholm, Sweden, p. 59. 2007.
96. VOORSPOOLS, K. R.; BROUWERS, E. A.; D'HAESELEER, W. D. Energy Content and Indirect Greenhouse Gas Emissions Embedded in "Emission-free" Power Plants: Results for the Low Countries. **Applied Energy**, v. 67, n. 3, p. 307-330, 2000.

97. WHITE, S. W.; KULCINSKI, G. L. **'Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO<sub>2</sub> Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants**. Madison, WI: University of Wisconsin, 1999.
98. YASUKAWA, S.; TADOKORO, Y.; KAJIYAMA, T. Life Cycle CO<sub>2</sub> Emission from Nuclear Power Reactor and Fuel Cycle System. **Expert Workshop on Life-cycle Analysis of Energy Systems, Methods and Experience**, Paris, France, 1992.
99. YASUKAWA, S. et al. Integration of Indirect CO<sub>2</sub> Emissions from the Full Energy Chain. **IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems**, Beijing, China, 1996.
- 100 KUNAKEMAKORN, J. et al. Greenhouse gas emission of European pressurized . reactor (EPR) nuclear power plant technology: A lifecycle approach. **J. Sustain. Energy Environ**, v. 2, p. 45-50, 2011.

## ANEXO I – DADOS PARA CÁLCULO DAS ESTIMATIVAS DE EMISSÕES

Tabela 20. Dados de emissões de GEE para sistemas de geração de energia nuclear baseados em reatores PWR [25,79-100]

Autor (es)	Ano	Emissões GEE (gCo2eq/kWh)	Tipo de tecnologia	Método de enriquecimento	Reproces.	$\eta$ (%)	Capacidade (MW)	Vida útil (anos)	CF (%)	UOG (%)	ACV	Localização
Beerten et al.	2009	4.01	PWR	MC	Não	30%	1000	35	85%	0.15%	Híbrida	Austrália
Beerten et al.	2009	13.75	PWR	MC	Não	30%	1000	35	85%	0.15%	Híbrida	Austrália
Beerten et al.	2009	7	PWR	MC	Não	30%	1000	35	85%	0.15%	Híbrida	Austrália
Beerten et al.	2009	9.59	PWR	MC	Não	30%	1000	35	85%	0.15%	Híbrida	Austrália
Dones et al.	1996	6	LWR	C	Sim	—	600	30	87%	—	P	Suíça
Dones et al.	1996	6.5	LWR	MC	Sim	—	1000	40	70%	—	P	Suíça
Dones et al.	1996	8.3	LWR	MD	Sim	—	1000	40	70%	—	P	Europa
Dones et al.	2004	8.7	PWR	C	Não	31%	1000	30	—	—	P	China
Dones et al.	2005	7.64	LWR	MC	Sim	33%	1000	40	80%	—	P	Europa
Dones et al.	2005	4.83	PWR	C	Sim	32%	1000	40	89%	—	P	Suíça
Dones et al.	2007	5.19	LWR	MD	Sim	32%	1000	40	89%	—	P	Suíça
Dones et al.	2007	9.18	LWR	MC	Sim	33%	1000	40	85%	—	P	Alemanha
Dones et al.	2007	5.18	PWR	MC	Sim	32%	1000	40	89%	—	P	Suíça
Dones et al.	2007	5.95	PWR	D	Sim	33%	1000	40	72%	—	P	França
Dones et al.	2007	7.74	PWR	MD	Sim	33%	1000	40	80%	—	P	Europa
Frischknecht	1998	4.8	PWR	C	Sim	31%	3000	30	85%	—	P	França
Fthenakis and Kim	2007	55	LWR	D	Não	—	1100	40	85%	12.70%	P	EUA
Fthenakis and Kim	2007	25	LWR	D	Não	—	1100	40	85%	0.20%	Híbrida	EUA
Fthenakis and Kim	2007	16	LWR	D	Não	—	1100	40	85%	—	Híbrida	EUA
Hondo et al.	2000	24.7	PWR	DC	Sim	32%	1000	30	70%	—	Híbrida	Japão
Hondo et al.	2000	31.4	PWR	DC	Não	32%	1000	30	70%	—	Híbrida	Japão
Krewitt et al.	1997	19.7	PWR	D	Sim	—	1375	40	89%	0.84%	Híbrida	Alemanha
Kunakemakorn et al.	2011	1.95	EPR	D	Sim	37%	1630	60	94%	—	P	Canadá
Lecoite et al.	2007	5.58	PWR	D	Sim	34%	1000	60	86%	1.00%	P	Europa
Lecoite et al.	2007	5.27	PWR	D	Sim	34%	1000	60	86%	1.00%	P	Europa
Lecoite et al.	2007	5.18	PWR	D	Sim	34%	1000	60	86%	1.00%	P	Europa
Lecoite et al.	2007	5.05	PWR	D	Sim	34%	1000	60	86%	1.00%	P	Europa
Lecoite et al.	2007	4.73	PWR	C	Sim	36%	1590	60	86%	1.00%	P	Europa
Lecoite et al.	2007	4.45	PWR	C	Sim	36%	1590	60	86%	1.00%	P	Europa

Lecoite et al.	2007	4.39	PWR	C	Sim	36%	1590	60	86%	1.00%	P	Europa
Lecoite et al.	2007	4.29	PWR	C	Sim	36%	1590	60	86%	1.00%	P	Europa
Lenzen et al.	2006	54	LWR	MC	—	30%	1000	40	85%	0.50%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	17	LWR	MC	—	30%	1000	40	85%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	5.95	PWR	D	—	30%	1000	40	81%	2.00%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	40.3	PWR	D	—	30%	1000	30	80%	0.20%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	31.4	PWR	MC	—	30%	1000	30	70%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	24.7	PWR	MC	—	30%	1000	30	70%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	15	PWR	C	—	30%	1000	40	75%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	4	PWR	MC	—	30%	1000	40	87%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	1.8	PWR	MC	—	30%	1000	40	87%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	8.92	LWR	C	—	30%	1000	40	70%	0.15%	P	Austrália
Lenzen et al.	2006	8.88	LWR	C	—	30%	1000	40	70%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	25.7	PWR	D	—	30%	1100			0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	18.63	LWR	MC	—	30%	1300	30	69%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	7.9	PWR	C	—	30%	1100			0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	6.5	LWR	MC	—	30%	1000			0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	84	LWR	D	—	30%	1300	20	78%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	28	LWR	C	—	30%	1300	20	78%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	21	LWR	C	—	30%	1300	20	78%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	5	LWR	C	—	30%	1300	20	78%	0.15%	Híbrida	Austrália
Lenzen et al.	2006	34	LWR	D	—	30%	1000	30		0.15%	Híbrida	Austrália
NEEDS Report	2007	5.91	PWR	D	Não	34%	1000	40			P	Europa
NEEDS Report	2007	5.58	EPR	C	Não	37%	1590	60			P	Europa
Pereira et al.	2014	16.95	PWR	DC	Sim		1250	40	70%		P	Japão
Poinsot et al	2014	5.29	PWR	C	Sim		63400	20-50			P	França
Rashad and Hammad	2000	25.7	PWR	D	Não	—	1000	30	75%	0.20%	P	—
Tokimatsu et al.	2006	10	LWR	C	Não	—	1000	60	90%	—	P	Japão
Tokimatsu et al.	2006	13	LWR	MD	Sim	—	1000	60	90%	—	P	Japão
Vattenfall	2007	3.7	LWR	C	Não	34%	3671	50	88%	—	P	Suécia
Voorspools et al.	2000	1.8	PWR	DC	Não	33%	1000	40	85%	0.20%	P	Bélgica
Voorspools et al.	2000	4	PWR	DC	Não	33%	1000	40	85%	0.20%	P	Bélgica
White and Kulcinski	1999	15	PWR	C	Não	33%	1000	40	75%	—	Híbrida	EUA
Yasukawa et al.	1992	34	PWR	D	Sim	33%	1000	30	75%	—	Híbrida	Japão
Yasukawa et al.	1996	25.7	PWR	D	Não	—	1100	—	—	—	Híbrida	Japão
Yasukawa et al.	1996	7.9	PWR	C	Não	—	1100	—	—	—	Híbrida	Japão

**ANEXO II – RESULTADOS DOS CENÁRIOS**

Tabela 21. Histórico

Ano	Geração de eletricidade (MWa)	Consumo cumulativo de urânio (t)	Requisitos de conversão (t)	Requisitos de enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Combustível queimado UOX (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)				
									Armaz.	Urânio	Conv.	Enriq.	Fab. do comb.
1983	18.55	240.64	240.64	26.76	213.89	0.36	2.28	140.56	0.00	9.63	1.62	8.47	7.36
1984	176.43	274.23	33.59	3.73	243.74	3.78	21.68	150.69	0.02	1.34	0.23	1.18	1.03
1985	361.80	337.50	63.27	7.03	299.97	10.80	44.47	160.73	0.05	2.53	0.43	2.23	1.93
1986	15.02	340.12	2.62	0.29	302.31	11.10	1.85	142.09	0.06	0.10	0.02	0.09	0.08
1987	103.92	358.27	18.15	2.02	318.44	13.11	12.77	146.88	0.07	0.73	0.12	0.64	0.55
1988	64.48	369.53	11.25	1.25	328.44	14.36	7.92	144.76	0.07	0.45	0.08	0.40	0.34
1989	193.43	403.28	33.76	3.75	358.44	18.12	23.77	151.69	0.09	1.35	0.23	1.19	1.03
1990	234.63	444.23	40.95	4.55	394.84	22.67	28.84	153.90	0.11	1.64	0.28	1.44	1.25
1991	148.99	470.23	26.00	2.89	417.95	25.56	18.31	149.30	0.13	1.04	0.18	0.91	0.80
1992	171.52	500.17	29.93	3.33	444.56	28.89	21.08	150.51	0.14	1.20	0.20	1.05	0.92
1993	45.70	508.14	7.98	0.89	451.64	29.78	5.62	143.75	0.15	0.32	0.05	0.28	0.24
1994	4.73	508.97	0.83	0.09	452.38	29.87	0.58	141.55	0.15	0.03	0.01	0.03	0.03
1995	266.40	555.46	46.49	5.17	493.70	35.04	32.74	155.61	0.18	1.86	0.31	1.64	1.42
1996	260.42	600.91	45.45	5.05	534.10	40.09	32.01	155.29	0.20	1.82	0.31	1.60	1.39
1997	341.17	660.45	59.54	6.62	587.02	46.71	41.93	159.63	0.23	2.38	0.40	2.09	1.82
1998	353.06	722.07	61.62	6.85	641.78	53.56	43.39	160.27	0.27	2.46	0.42	2.17	1.88
1999	414.41	794.39	72.32	8.04	706.07	61.60	50.93	163.56	0.31	2.89	0.49	2.54	2.21
2000	636.96	1441.29	646.90	71.93	1281.04	74.23	78.28	339.65	0.37	25.88	4.37	22.76	19.78
2001	1543.24	1720.57	279.28	31.05	1529.26	105.28	189.67	363.51	0.53	11.17	1.89	9.83	8.54
2002	1485.11	1989.35	268.78	29.89	1768.16	135.17	182.52	361.53	0.68	10.75	1.81	9.46	8.22
2003	1432.90	2249.21	259.86	28.89	1999.12	164.06	176.11	358.11	0.82	10.39	1.75	9.14	7.95
2004	1231.16	2471.24	222.04	24.69	2196.47	188.75	151.31	355.84	0.94	8.88	1.50	7.81	6.79
2005	1049.57	2660.31	189.07	21.02	2364.51	209.77	129.00	350.28	1.05	7.56	1.28	6.65	5.78
2006	1481.83	2929.09	268.78	29.89	2603.41	239.66	182.12	359.49	1.20	10.75	1.81	9.46	8.22
2007	1329.34	3170.54	241.45	26.85	2818.01	266.50	163.38	353.65	1.33	9.66	1.63	8.50	7.38
2008	1502.91	3443.08	272.54	30.30	3060.24	296.81	184.71	360.35	1.48	10.90	1.84	9.59	8.33
2009	1395.38	3696.53	253.46	28.18	3285.52	324.99	171.50	355.60	1.62	10.14	1.71	8.92	7.75
2010	1571.97	3980.95	284.42	31.62	3538.31	356.61	193.20	364.63	1.78	11.38	1.92	10.01	8.70
2011	1688.90	4286.45	305.50	33.97	3809.84	390.58	207.57	368.71	1.95	12.22	2.06	10.75	9.34
2012	1727.05	4598.25	311.81	34.67	4086.98	425.25	212.26	371.90	2.13	12.47	2.10	10.97	9.53
2013	1572.52	4883.13	284.87	31.67	4340.17	456.92	193.27	363.48	2.28	11.39	1.92	10.02	8.71
2014	1650.90	5181.39	298.26	33.16	4605.27	490.09	202.90	368.65	2.45	11.93	2.01	10.49	9.12
2015	1585.80	5468.57	287.18	31.93	4860.52	522.02	194.90	364.23	2.61	11.49	1.94	10.10	8.78
2016	1705.19	5776.70	308.13	34.26	5134.39	556.28	209.57	370.27	2.78	12.33	2.08	10.84	9.42
2017	1642.81	6074.35	297.65	33.10	5398.94	589.37	201.91	365.58	2.95	11.91	2.01	10.47	9.10

Tabela 22. Fraco

Ano	Geração de eletricidade (MWa)	Consumo cumulativo de urânio (t)	Requisitos de conversão (t)	Requisitos de enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Combustível queimado UOX (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)				
									Armaz.	Urânio	Conv.	Enriq.	Fab. do comb.
2018	1614.32	7114.43	291.85	32.45	6323.38	621.83	272.08	355.41	3.11	11.67	1.97	10.27	8.92
2019	1614.32	7406.28	291.85	32.45	6582.78	654.28	272.08	355.41	3.27	11.67	1.97	10.27	8.92
2020	1614.32	7698.14	291.85	32.45	6842.18	686.73	272.08	355.41	3.43	11.67	1.97	10.27	8.92
2021	1614.32	7989.99	291.85	32.45	7101.59	719.18	272.08	355.41	3.60	11.67	1.97	10.27	8.92
2022	1614.32	8281.84	291.85	32.45	7360.99	751.63	272.08	355.41	3.76	11.67	1.97	10.27	8.92
2023	1614.32	8573.70	291.85	32.45	7620.39	784.08	272.08	355.41	3.89	11.67	1.97	10.27	8.92
2024	1614.32	8865.55	291.85	32.45	7879.79	816.53	272.08	355.41	4.02	11.67	1.97	10.27	8.92
2025	1614.32	9157.41	291.85	32.45	8139.20	848.98	272.08	355.41	4.15	11.67	1.97	10.27	8.92
2026	1614.32	9449.26	291.85	32.45	8398.60	881.43	272.08	355.41	4.28	11.67	1.97	10.27	8.92
2027	1614.32	9741.11	291.85	32.45	8658.00	913.88	272.08	355.41	4.41	11.67	1.97	10.27	8.92
2028	1614.32	10032.97	291.85	32.45	8917.40	946.34	272.08	355.41	4.54	11.67	1.97	10.27	8.92
2029	1614.32	10324.82	291.85	32.45	9176.81	978.79	272.08	355.41	4.67	11.67	1.97	10.27	8.92
2030	1614.32	10616.68	291.85	32.45	9436.21	1011.24	272.08	355.41	4.80	11.67	1.97	10.27	8.92
2031	1614.32	10908.53	291.85	32.45	9695.61	1043.69	272.08	355.41	4.93	11.67	1.97	10.27	8.92
2032	1614.32	11200.38	291.85	32.45	9955.01	1076.14	272.08	355.41	5.06	11.67	1.97	10.27	8.92
2033	1614.32	11492.24	291.85	32.45	10214.42	1108.59	272.08	355.41	5.19	11.67	1.97	10.27	8.92
2034	1614.32	11784.09	291.85	32.45	10473.82	1141.04	272.08	355.41	5.32	11.67	1.97	10.27	8.92
2035	1614.32	12075.95	291.85	32.45	10733.22	1173.49	272.08	355.41	5.45	11.67	1.97	10.27	8.92
2036	1614.32	12367.80	291.85	32.45	10992.62	1205.94	272.08	355.41	5.58	11.67	1.97	10.27	8.92
2037	1614.32	12659.65	291.85	32.45	11252.03	1238.39	272.08	355.41	5.71	11.67	1.97	10.27	8.92
2038	1614.32	12951.51	291.85	32.45	11511.43	1270.84	272.08	355.41	5.84	11.67	1.97	10.27	8.92
2039	1614.32	13243.36	291.85	32.45	11770.83	1303.30	272.08	355.41	5.96	11.67	1.97	10.27	8.92
2040	1614.32	13535.22	291.85	32.45	12030.24	1335.75	272.08	355.41	6.09	11.67	1.97	10.27	8.92
2041	1614.32	13827.07	291.85	32.45	12289.64	1368.20	272.08	355.41	6.22	11.67	1.97	10.27	8.92
2042	1614.32	14118.92	291.85	32.45	12549.04	1400.65	272.08	355.41	6.35	11.67	1.97	10.27	8.92
2043	1614.32	14410.78	291.85	32.45	12808.44	1433.10	272.08	355.41	6.48	11.67	1.97	10.27	8.92
2044	1614.32	14702.63	291.85	32.45	13067.85	1465.55	272.08	355.41	6.61	11.67	1.97	10.27	8.92
2045	1141.12	14911.90	209.27	23.27	13253.85	1488.82	192.33	329.98	6.70	8.37	1.41	7.36	6.40
2046	1141.12	15121.17	209.27	23.27	13439.85	1512.09	192.33	329.98	6.78	8.37	1.41	7.36	6.40
2047	1141.12	15330.44	209.27	23.27	13625.85	1535.36	192.33	329.98	6.87	8.37	1.41	7.36	6.40
2048	1141.12	15539.72	209.27	23.27	13811.86	1558.63	192.33	329.98	6.95	8.37	1.41	7.36	6.40
2049	1141.12	15748.99	209.27	23.27	13997.86	1581.89	192.33	329.98	7.03	8.37	1.41	7.36	6.40
2050	1141.12	15958.26	209.27	23.27	14183.86	1605.16	192.33	329.98	7.13	8.37	1.41	7.36	6.40

Tabela 23. Referência

Ano	Geração de eletricidade (MWa)	Consumo cumulativo de urânio (t)	Requisitos de conversão (t)	Requisitos de enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Combustível queimado UOX (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)				
									Armaz.	Urânio	Conv.	Enriq.	Fab. do comb.
2018	1614.32	7114.43	291.85	32.45	6323.38	621.83	272.08	355.41	3.11	11.67	1.97	10.27	8.92
2019	1614.32	7406.28	291.85	32.45	6582.78	654.28	272.08	355.41	3.27	11.67	1.97	10.27	8.92
2020	1614.32	7698.14	291.85	32.45	6842.18	686.73	272.08	355.41	3.43	11.67	1.97	10.27	8.92
2021	1614.32	7989.99	291.85	32.45	7101.59	719.18	272.08	355.41	3.60	11.67	1.97	10.27	8.92
2022	1614.32	8281.84	291.85	32.45	7360.99	751.63	272.08	355.41	3.76	11.67	1.97	10.27	8.92
2023	2728.59	9312.32	1030.48	114.58	8276.89	806.80	459.88	543.40	4.03	41.22	6.96	36.26	31.51
2024	2728.59	9808.52	496.20	55.17	8717.92	861.97	459.88	543.40	4.31	19.85	3.35	17.46	15.17
2025	2255.40	10222.14	413.62	45.99	9085.55	907.96	380.13	517.97	4.54	16.54	2.79	14.55	12.65
2026	2255.40	10635.76	413.62	45.99	9453.18	953.95	380.13	517.97	4.77	16.54	2.79	14.55	12.65
2027	2255.40	11049.38	413.62	45.99	9820.81	999.94	380.13	517.97	5.00	16.54	2.79	14.55	12.65
2028	2255.40	11463.00	413.62	45.99	10188.44	1045.93	380.13	517.97	5.23	16.54	2.79	14.55	12.65
2029	2255.40	11876.62	413.62	45.99	10556.07	1091.92	380.13	517.97	5.46	16.54	2.79	14.55	12.65
2030	2255.40	12290.24	413.62	45.99	10923.70	1137.91	380.13	517.97	5.69	16.54	2.79	14.55	12.65
2031	2255.40	12703.86	413.62	45.99	11291.33	1183.90	380.13	517.97	5.92	16.54	2.79	14.55	12.65
2032	2255.40	13117.48	413.62	45.99	11658.96	1229.89	380.13	517.97	6.15	16.54	2.79	14.55	12.65
2033	2255.40	13531.10	413.62	45.99	12026.59	1275.88	380.13	517.97	6.38	16.54	2.79	14.55	12.65
2034	2255.40	13944.72	413.62	45.99	12394.22	1321.87	380.13	517.97	6.61	16.54	2.79	14.55	12.65
2035	2255.40	14358.34	413.62	45.99	12761.85	1367.86	380.13	517.97	6.84	16.54	2.79	14.55	12.65
2036	2255.40	14771.96	413.62	45.99	13129.48	1413.85	380.13	517.97	7.07	16.54	2.79	14.55	12.65
2037	2255.40	15185.58	413.62	45.99	13497.11	1459.84	380.13	517.97	7.30	16.54	2.79	14.55	12.65
2038	2255.40	15599.20	413.62	45.99	13864.74	1505.83	380.13	517.97	7.53	16.54	2.79	14.55	12.65
2039	2255.40	16012.82	413.62	45.99	14232.37	1551.82	380.13	517.97	7.76	16.54	2.79	14.55	12.65
2040	1875.03	16356.69	343.86	38.23	14538.00	1590.06	316.02	508.60	7.95	13.75	2.32	12.10	10.51
2041	1114.28	16561.04	204.35	22.72	14719.62	1612.78	187.80	489.87	8.06	8.17	1.38	7.19	6.25
2042	1114.28	16765.39	204.35	22.72	14901.25	1635.50	187.80	489.87	8.18	8.17	1.38	7.19	6.25
2043	1114.28	16969.74	204.35	22.72	15082.88	1658.22	187.80	489.87	8.29	8.17	1.38	7.19	6.25
2044	1114.28	17174.08	204.35	22.72	15264.51	1680.94	187.80	489.87	8.40	8.17	1.38	7.19	6.25
2045	1114.28	17378.43	204.35	22.72	15446.14	1703.66	187.80	489.87	8.52	8.17	1.38	7.19	6.25
2046	1114.28	17582.78	204.35	22.72	15627.74	1726.39	187.80	489.87	8.63	8.17	1.38	7.19	6.25
2047	1114.28	17787.13	204.35	22.72	15809.34	1749.11	187.80	489.87	8.75	8.17	1.38	7.19	6.25
2048	1114.28	17991.48	204.35	22.72	15991.04	1771.83	187.80	489.87	8.86	8.17	1.38	7.19	6.25
2049	1114.28	18195.83	204.35	22.72	16172.64	1794.55	187.80	489.87	8.97	8.17	1.38	7.19	6.25
2050	1114.28	18400.18	204.35	22.72	16354.24	1817.27	187.80	489.87	9.09	8.17	1.38	7.19	6.25

Tabela 24. Intermediário 1

Ano	Geração de eletricidade (MWa)	Consumo cumulativo de urânio (t)	Requisitos de conversão (t)	Requisitos de enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Combustível queimado UOX (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)				
									Armaz.	Urânio	Conv.	Enriq.	Fab. do comb.
2018	1614.32	7114.43	291.85	32.45	6323.38	621.83	272.08	355.41	3.11	11.67	1.97	10.27	8.92
2019	1614.32	7406.28	291.85	32.45	6582.78	654.28	272.08	355.41	3.27	11.67	1.97	10.27	8.92
2020	1614.32	7698.14	291.85	32.45	6842.18	686.73	272.08	355.41	3.43	11.67	1.97	10.27	8.92
2021	1614.32	7989.99	291.85	32.45	7101.59	719.18	272.08	355.41	3.60	11.67	1.97	10.27	8.92
2022	1614.32	8281.84	291.85	32.45	7360.99	751.63	272.08	355.41	3.76	11.67	1.97	10.27	8.92
2023	2728.59	9312.32	1030.48	114.58	8276.89	806.80	459.88	543.40	4.03	41.22	6.96	36.26	31.51
2024	2728.59	9808.52	496.20	55.17	8717.92	861.97	459.88	543.40	4.31	19.85	3.35	17.46	15.17
2025	2255.40	10222.14	413.62	45.99	9085.55	907.96	380.13	517.97	4.54	16.54	2.79	14.55	12.65
2026	2255.40	10635.76	413.62	45.99	9453.18	953.95	380.13	517.97	4.77	16.54	2.79	14.55	12.65
2027	2255.40	11049.38	413.62	45.99	9820.81	999.94	380.13	517.97	5.00	16.54	2.79	14.55	12.65
2028	3842.60	12446.79	1397.41	132.10	11086.12	1070.69	457.71	779.53	5.35	55.90	9.43	51.73	36.33
2029	3842.60	13143.26	696.46	70.75	11711.83	1141.44	457.71	779.53	5.71	27.86	4.70	25.24	19.46
2030	3842.60	13839.72	696.46	70.75	12337.54	1212.19	457.71	779.53	6.06	27.86	4.70	25.24	19.46
2031	3842.60	14536.18	696.46	70.75	12963.26	1282.93	457.71	779.53	6.41	27.86	4.70	25.24	19.46
2032	3842.60	15232.64	696.46	70.75	13588.97	1353.68	457.71	779.53	6.77	27.86	4.70	25.24	19.46
2033	3842.60	15929.10	696.46	70.75	14214.68	1424.43	457.71	779.53	7.12	27.86	4.70	25.24	19.46
2034	5429.80	17609.36	1680.26	156.86	15738.04	1519.94	535.30	1041.09	7.60	67.21	11.34	62.42	43.14
2035	5429.80	18588.66	979.30	95.51	16621.84	1615.44	535.30	1041.09	8.08	39.17	6.61	35.93	26.26
2036	5429.80	19567.96	979.30	95.51	17505.64	1710.95	535.30	1041.09	8.55	39.17	6.61	35.93	26.26
2037	5429.80	20547.27	979.30	95.51	18389.44	1806.45	535.30	1041.09	9.03	39.17	6.61	35.93	26.26
2038	5429.80	21526.57	979.30	95.51	19273.24	1901.96	535.30	1041.09	9.51	39.17	6.61	35.93	26.26
2039	5429.80	22505.87	979.30	95.51	20157.04	1997.46	535.30	1041.09	9.99	39.17	6.61	35.93	26.26
2040	6636.62	24399.21	1893.34	173.86	21876.54	2109.97	548.77	1293.28	10.55	75.73	12.78	70.65	47.81
2041	5875.88	25452.08	1052.87	96.99	22832.44	2206.96	420.55	1274.56	11.03	42.11	7.11	39.25	26.67
2042	5875.88	26504.95	1052.87	96.99	23788.34	2303.96	420.55	1274.56	11.52	42.11	7.11	39.25	26.67
2043	5875.88	27557.82	1052.87	96.99	24744.14	2400.95	420.55	1274.56	12.00	42.11	7.11	39.25	26.67
2044	5875.88	28610.69	1052.87	96.99	25700.04	2497.95	420.55	1274.56	12.49	42.11	7.11	39.25	26.67
2045	5875.88	29663.56	1052.87	96.99	26655.94	2594.94	420.55	1274.56	12.97	42.11	7.11	39.25	26.67
2046	7463.08	31700.23	2036.67	183.11	28509.44	2716.69	498.14	1536.12	13.58	81.47	13.75	76.43	50.35
2047	7463.08	33035.94	1335.71	121.75	29723.44	2838.44	498.14	1536.12	14.19	53.43	9.02	49.94	33.48
2048	7463.08	34371.65	1335.71	121.75	30937.44	2960.20	498.14	1536.12	14.80	53.43	9.02	49.94	33.48
2049	7463.08	35707.36	1335.71	121.75	32151.34	3081.95	498.14	1536.12	15.41	53.43	9.02	49.94	33.48
2050	7463.08	37043.07	1335.71	121.75	33365.34	3203.70	498.14	1536.12	16.02	53.43	9.02	49.94	33.48

Tabela 25. Intermediário 2

Ano	Geração de eletricidade (MWa)	Consumo cumulativo de urânio (t)	Requisitos de conversão (t)	Requisitos de enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Combustível queimado UOX (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)				
									Armaz.	Urânio	Conv.	Enriq.	Fab. do comb.
2018	1614.32	7114.31	291.82	32.45	6323.27	621.82	272.05	355.37	3.11	11.67	1.97	10.27	8.92
2019	1614.32	7406.12	291.82	32.45	6582.64	654.27	272.05	355.37	3.27	11.67	1.97	10.27	8.92
2020	1614.32	7697.94	291.82	32.45	6842.01	686.71	272.05	355.37	3.43	11.67	1.97	10.27	8.92
2021	1614.32	7989.76	291.82	32.45	7101.38	719.16	272.05	355.37	3.60	11.67	1.97	10.27	8.92
2022	1614.32	8281.58	291.82	32.45	7360.75	751.61	272.05	355.37	3.76	11.67	1.97	10.27	8.92
2023	2728.59	9312.02	1030.44	114.57	8276.61	806.78	459.85	543.36	4.03	41.22	6.96	36.26	31.51
2024	2728.59	9808.18	496.16	55.17	8717.61	861.94	459.85	543.36	4.31	19.85	3.35	17.46	15.17
2025	2255.40	10221.76	413.58	45.99	9085.20	907.93	380.10	517.93	4.54	16.54	2.79	14.55	12.65
2026	2255.40	10635.35	413.58	45.99	9452.80	953.92	380.10	517.93	4.77	16.54	2.79	14.55	12.65
2027	2255.40	11048.93	413.58	45.99	9820.40	999.90	380.10	517.93	5.00	16.54	2.79	14.55	12.65
2028	3915.40	12446.31	1397.38	132.10	11085.68	1070.65	457.68	779.49	5.35	55.90	9.43	51.73	36.33
2029	3915.40	13142.73	696.42	70.74	11711.36	1141.39	457.68	779.49	5.71	27.86	4.70	25.24	19.45
2030	3915.40	13839.16	696.42	70.74	12337.04	1212.13	457.68	779.49	6.06	27.86	4.70	25.24	19.45
2031	3915.40	14535.58	696.42	70.74	12962.72	1282.88	457.68	779.49	6.41	27.86	4.70	25.24	19.45
2032	5575.40	16215.80	1680.22	156.86	14486.08	1378.38	535.26	1041.06	6.89	67.21	11.34	62.42	43.14
2033	5575.40	17195.07	979.27	95.50	15369.85	1473.88	535.26	1041.06	7.37	39.17	6.61	35.93	26.26
2034	5575.40	18174.33	979.27	95.50	16253.64	1569.38	535.26	1041.06	7.85	39.17	6.61	35.93	26.26
2035	5575.40	19153.60	979.27	95.50	17137.34	1664.88	535.26	1041.06	8.32	39.17	6.61	35.93	26.26
2036	7235.40	21116.66	1963.06	181.62	18918.84	1785.14	612.85	1302.62	8.93	78.52	13.25	73.10	49.94
2037	7235.40	22378.77	1262.11	120.26	20060.64	1905.40	612.85	1302.62	9.53	50.48	8.52	46.62	33.07
2038	7235.40	23640.88	1262.11	120.26	21202.54	2025.66	612.85	1302.62	10.13	50.48	8.52	46.62	33.07
2039	7235.40	24902.99	1262.11	120.26	22344.34	2145.92	612.85	1302.62	10.73	50.48	8.52	46.62	33.07
2040	8515.03	27079.13	2176.14	198.62	24321.84	2283.18	626.32	1554.81	11.42	87.05	14.69	81.34	54.62
2041	7754.28	28414.84	1335.71	121.75	25535.84	2404.93	498.14	1536.09	12.02	53.43	9.02	49.94	33.48
2042	7754.28	29750.55	1335.71	121.75	26749.84	2526.69	498.14	1536.09	12.63	53.43	9.02	49.94	33.48
2043	7754.28	31086.26	1335.71	121.75	27963.74	2648.43	498.14	1536.09	13.24	53.43	9.02	49.94	33.48
2044	9414.28	33405.77	2319.51	207.87	30075.44	2794.94	575.72	1797.65	13.97	92.78	15.66	87.12	57.16
2045	9414.28	35024.32	1618.55	146.51	31547.44	2941.45	575.72	1797.65	14.71	64.74	10.93	60.63	40.29
2046	9414.28	36642.87	1618.55	146.51	33019.54	3087.97	575.72	1797.65	15.44	64.74	10.93	60.63	40.29
2047	9414.28	38261.42	1618.55	146.51	34491.54	3234.47	575.72	1797.65	16.17	64.74	10.93	60.63	40.29
2048	11074.30	40863.77	2602.35	232.62	36861.24	3405.74	653.31	2059.21	17.03	104.09	17.57	97.81	63.97
2049	11074.30	42765.16	1901.39	171.27	38591.44	3577.01	653.31	2059.21	17.89	76.06	12.83	71.32	47.10
2050	11074.30	44666.55	1901.39	171.27	40321.54	3748.27	653.31	2059.21	18.74	76.06	12.83	71.32	47.10

Tabela 26. Forte

Ano	Geração de eletricidade (MWa)	Consumo cumulativo de urânio (t)	Requisitos de conversão (t)	Requisitos de enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Combustível queimado UOX (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)				
									Armaz.	Urânio	Conv.	Enriq.	Fab. do comb.
2018	1614.32	7114.43	291.85	32.45	6323.38	621.83	272.08	355.41	3.11	11.67	1.97	10.27	8.92
2019	1614.32	7406.28	291.85	32.45	6582.78	654.28	272.08	355.41	3.27	11.67	1.97	10.27	8.92
2020	1614.32	7698.14	291.85	32.45	6842.18	686.73	272.08	355.41	3.43	11.67	1.97	10.27	8.92
2021	1614.32	7989.99	291.85	32.45	7101.59	719.18	272.08	355.41	3.60	11.67	1.97	10.27	8.92
2022	1614.32	8281.84	291.85	32.45	7360.99	751.63	272.08	355.41	3.76	11.67	1.97	10.27	8.92
2023	2728.59	9312.32	1030.48	114.58	8276.89	806.80	459.88	543.40	4.03	41.22	6.96	36.26	31.51
2024	2728.59	9808.52	496.20	55.17	8717.92	861.97	459.88	543.40	4.31	19.85	3.35	17.46	15.17
2025	2255.40	10222.14	413.62	45.99	9085.55	907.96	380.13	517.97	4.54	16.54	2.79	14.55	12.65
2026	2255.40	10635.76	413.62	45.99	9453.18	953.95	380.13	517.97	4.77	16.54	2.79	14.55	12.65
2027	2255.40	11049.38	413.62	45.99	9820.81	999.94	380.13	517.97	5.00	16.54	2.79	14.55	12.65
2028	3842.40	12446.76	1397.38	132.10	11086.08	1070.69	457.68	779.52	5.35	55.90	9.43	51.73	36.33
2029	3842.40	13143.19	696.42	70.74	11711.76	1141.43	457.68	779.52	5.71	27.86	4.70	25.24	19.45
2030	3842.40	13839.61	696.42	70.74	12337.44	1212.17	457.68	779.52	6.06	27.86	4.70	25.24	19.45
2031	5429.40	15519.79	1680.18	156.85	13860.77	1307.67	535.23	1041.08	6.54	67.21	11.34	62.41	43.13
2032	5429.40	16499.02	979.23	95.50	14744.51	1403.17	535.23	1041.08	7.02	39.17	6.61	35.93	26.26
2033	5429.40	17478.25	979.23	95.50	15628.24	1498.67	535.23	1041.08	7.49	39.17	6.61	35.93	26.26
2034	7016.40	19441.24	1962.99	181.61	17409.64	1618.92	612.78	1302.63	8.09	78.52	13.25	73.10	49.94
2035	7016.40	20703.27	1262.03	120.25	18551.44	1739.17	612.78	1302.63	8.70	50.48	8.52	46.61	33.07
2036	7016.40	21965.30	1262.03	120.25	19693.14	1859.42	612.78	1302.63	9.30	50.48	8.52	46.61	33.07
2037	8603.40	24211.09	2245.79	206.36	21732.64	2004.42	690.33	1564.19	10.02	89.83	15.16	83.79	56.75
2038	8603.40	25755.93	1544.84	145.00	23132.44	2149.43	690.33	1564.19	10.75	61.79	10.43	57.30	39.88
2039	8603.40	27300.77	1544.84	145.00	24532.24	2294.43	690.33	1564.19	11.47	61.79	10.43	57.30	39.88
2040	9810.03	29759.61	2458.84	223.36	26767.74	2456.43	703.77	1816.38	12.28	98.35	16.60	92.02	61.42
2041	9050.28	31378.16	1618.55	146.51	28239.84	2602.94	575.72	1797.68	13.01	64.74	10.93	60.63	40.29
2042	9050.28	32996.71	1618.55	146.51	29711.84	2749.45	575.72	1797.68	13.75	64.74	10.93	60.63	40.29
2043	10637.48	35599.06	2602.35	232.62	32081.54	2920.72	653.31	2059.24	14.60	104.09	17.57	97.81	63.97
2044	10637.48	37500.45	1901.39	171.27	33811.74	3091.99	653.31	2059.24	15.46	76.06	12.83	71.32	47.10
2045	10637.48	39401.84	1901.39	171.27	35541.84	3263.25	653.31	2059.24	16.32	76.06	12.83	71.32	47.10
2046	12224.68	42287.03	2885.19	257.38	38169.64	3459.28	730.89	2320.80	17.30	115.41	19.48	108.49	70.78
2047	12224.68	44471.27	2184.24	196.02	40157.84	3655.31	730.89	2320.80	18.28	87.37	14.74	82.01	53.91
2048	12224.68	46655.51	2184.24	196.02	42146.04	3851.32	730.89	2320.80	19.26	87.37	14.74	82.01	53.91
2049	13811.88	49823.54	3168.03	282.14	45031.94	4072.11	808.47	2582.36	20.36	126.72	21.38	119.18	77.59
2050	13811.88	52290.62	2467.08	220.78	47278.24	4292.89	808.47	2582.36	21.46	98.68	16.65	92.69	60.72

Tabela 27. Fraco CFC

Ano	Cum. urânio (t)	Conv. (t)	Enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Armaz. (t)		RepU (t)	Fprod (t)	MAc (t)	Pu ext. (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)							
					UOX	MOX							Armaz	U	Conv	Enriq	UOX	Pu	MOX	Rep.
2018	6558.1	194.6	21.6	5809.3	512.4	10.8	92.1	4.5	0.14	0.00	132.4	355.4	2.6	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2019	6752.6	194.6	21.6	5972.2	455.4	21.6	166.1	8.2	0.26	0.00	132.4	355.4	2.4	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2020	6947.2	194.6	21.6	6135.1	398.5	32.5	240.2	11.8	0.37	0.00	132.4	355.4	2.2	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2021	7141.8	194.6	21.6	6298.0	341.5	43.3	314.2	15.5	0.49	0.00	132.4	355.4	2.0	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2022	7336.3	194.6	21.6	6460.9	284.5	54.1	388.3	19.1	0.60	0.00	132.4	355.4	1.8	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2023	7530.9	194.6	21.6	6623.8	227.6	64.9	462.3	22.8	0.72	0.00	132.4	355.4	1.6	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2024	7725.5	194.6	21.6	6786.7	170.6	75.7	536.4	26.4	0.83	0.00	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2025	7920.0	194.6	21.6	6949.6	113.6	86.5	610.4	30.1	0.95	0.00	132.4	355.4	1.2	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	31.4
2026	8114.6	194.6	21.6	7112.5	108.2	97.4	636.0	31.3	0.99	0.50	132.4	355.4	1.3	7.8	1.3	6.8	5.9	30.7	13.0	10.8
2027	8309.2	194.6	21.6	7275.4	108.2	108.2	656.4	32.3	1.02	0.57	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2028	8503.7	194.6	21.6	7438.3	108.2	119.0	676.8	33.3	1.05	0.57	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2029	8698.3	194.6	21.6	7601.2	108.2	129.8	697.1	34.3	1.08	0.57	132.4	355.4	1.5	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2030	8892.9	194.6	21.6	7764.1	108.2	140.6	717.5	35.3	1.11	0.57	132.4	355.4	1.6	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2031	9087.4	194.6	21.6	7927.0	108.2	151.4	737.9	36.3	1.14	0.57	132.4	355.4	1.7	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2032	9282.0	194.6	21.6	8089.9	108.2	162.3	758.3	37.3	1.18	0.57	132.4	355.4	1.8	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2033	9476.6	194.6	21.6	8252.8	108.2	173.1	778.7	38.3	1.21	0.57	132.4	355.4	1.8	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2034	9671.1	194.6	21.6	8415.7	108.2	183.9	799.1	39.4	1.24	0.57	132.4	355.4	1.9	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2035	9865.7	194.6	21.6	8578.6	108.2	194.7	819.4	40.4	1.27	0.57	132.4	355.4	2.0	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2036	10060.3	194.6	21.6	8741.5	108.2	205.5	839.8	41.4	1.30	0.57	132.4	355.4	2.1	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2037	10254.8	194.6	21.6	8904.4	108.2	216.3	860.2	42.4	1.33	0.57	132.4	355.4	2.2	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2038	10449.4	194.6	21.6	9067.3	108.2	227.2	880.6	43.4	1.36	0.57	132.4	355.4	2.2	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2039	10644.0	194.6	21.6	9230.2	108.2	238.0	901.0	44.4	1.40	0.57	132.4	355.4	2.3	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2040	10838.5	194.6	21.6	9393.1	108.2	248.8	921.4	45.4	1.43	0.57	132.4	355.4	2.4	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2041	11033.1	194.6	21.6	9556.0	108.2	259.6	941.7	46.4	1.46	0.57	132.4	355.4	2.5	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2042	11227.7	194.6	21.6	9718.9	108.2	270.4	962.1	47.4	1.49	0.57	132.4	355.4	2.6	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2043	11422.3	194.6	21.6	9881.8	108.2	281.2	982.5	48.4	1.52	0.57	132.4	355.4	2.7	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2044	11616.8	194.6	21.6	10044.6	108.2	292.1	1002.9	49.4	1.55	0.57	132.4	355.4	2.7	7.8	1.3	6.8	5.9	34.0	13.0	8.7
2045	11756.3	139.5	15.5	10161.5	102.0	299.8	1023.3	50.4	1.59	0.35	93.6	330.0	2.8	5.6	0.9	4.9	4.3	20.7	9.3	8.7
2046	11895.8	139.5	15.5	10278.3	95.9	307.6	1043.7	51.4	1.62	0.35	93.6	330.0	2.8	5.6	0.9	4.9	4.3	20.7	9.3	8.7
2047	12035.4	139.5	15.5	10395.1	89.8	315.3	1064.0	52.4	1.65	0.35	93.6	330.0	2.8	5.6	0.9	4.9	4.3	20.7	9.3	8.7
2048	12174.9	139.5	15.5	10511.9	83.7	323.1	1084.4	53.4	1.68	0.35	93.6	330.0	2.8	5.6	0.9	4.9	4.3	20.7	9.3	8.7
2049	12314.4	139.5	15.5	10628.7	77.6	330.8	1104.8	54.4	1.71	0.35	93.6	330.0	2.9	5.6	0.9	4.9	4.3	20.7	9.3	8.7
2050	12453.9	139.5	15.5	10745.5	77.6	338.6	1119.4	55.1	1.73	0.41	93.6	330.0	2.9	5.6	0.9	4.9	4.3	24.4	9.3	6.2

Tabela 28. Referência CFC

Ano	Cum. urânio (t)	Conv. (t)	Enriq (t)	Urânio empob. (t)	Armaz. (t)		RepU (t)	Fprod (t)	MAc (t)	Pu ext. (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)							
					UOX	MOX							Armaz	U	Conv	Enriq	UOX	Pu	MOX	Rep.
2018	6558.1	194.6	21.6	5809.3	510.0	10.8	94.3	4.6	0.15	0.00	132.4	355.4	2.6	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2019	6752.6	194.6	21.6	5972.2	431.5	21.6	188.6	9.3	0.29	0.00	132.4	355.4	2.3	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2020	6947.2	194.6	21.6	6135.1	353.1	32.5	283.0	13.9	0.44	0.00	132.4	355.4	2.0	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2021	7141.8	194.6	21.6	6298.0	274.6	43.3	377.3	18.6	0.58	0.00	132.4	355.4	1.7	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2022	7336.3	194.6	21.6	6460.9	196.1	54.1	471.6	23.2	0.73	0.00	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2023	7855.6	519.3	57.7	6904.0	132.8	72.5	565.9	27.9	0.88	0.00	223.7	543.4	1.3	20.8	3.5	18.3	15.9	0.0	23.8	39.4
2024	8186.4	330.8	36.8	7181.0	69.4	90.9	660.3	32.5	1.02	0.00	223.7	543.4	1.1	13.2	2.2	11.6	10.1	0.0	22.1	39.4
2025	8462.2	275.7	30.7	7411.8	0.0	106.2	754.6	37.2	1.17	0.13	184.9	518.0	0.9	11.0	1.9	9.7	8.4	7.7	18.4	39.4
2026	8737.9	275.7	30.7	7642.7	0.0	121.5	783.5	38.6	1.21	0.68	184.9	518.0	0.9	11.0	1.9	9.7	8.4	40.8	18.4	17.2
2027	9013.7	275.7	30.7	7873.6	0.0	136.9	812.3	40.0	1.26	0.80	184.9	518.0	1.0	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2028	9289.4	275.7	30.7	8104.4	0.0	152.2	841.2	41.4	1.30	0.80	184.9	518.0	1.1	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2029	9565.2	275.7	30.7	8335.3	0.0	167.5	870.1	42.9	1.35	0.80	184.9	518.0	1.3	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2030	9840.9	275.7	30.7	8566.2	0.0	182.8	899.0	44.3	1.39	0.80	184.9	518.0	1.4	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2031	10116.7	275.7	30.7	8797.0	0.0	198.2	927.9	45.7	1.44	0.80	184.9	518.0	1.5	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2032	10392.4	275.7	30.7	9027.9	0.0	213.5	956.8	47.1	1.48	0.80	184.9	518.0	1.6	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2033	10668.2	275.7	30.7	9258.8	0.0	228.8	985.7	48.5	1.53	0.80	184.9	518.0	1.7	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2034	10943.9	275.7	30.7	9489.6	0.0	244.2	1014.6	50.0	1.57	0.80	184.9	518.0	1.8	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2035	11219.6	275.7	30.7	9720.5	0.0	259.5	1043.5	51.4	1.62	0.80	184.9	518.0	1.9	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2036	11495.4	275.7	30.7	9951.4	0.0	274.8	1072.3	52.8	1.66	0.80	184.9	518.0	2.1	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2037	11771.1	275.7	30.7	10182.2	0.0	290.2	1101.2	54.2	1.71	0.80	184.9	518.0	2.2	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2038	12046.9	275.7	30.7	10413.1	0.0	305.5	1130.1	55.7	1.75	0.80	184.9	518.0	2.3	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2039	12322.6	275.7	30.7	10643.9	0.0	320.8	1159.0	57.1	1.80	0.80	184.9	518.0	2.4	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2040	12551.9	229.2	25.5	10835.9	0.0	333.6	1183.0	58.3	1.83	0.67	153.7	508.6	2.5	9.2	1.5	8.1	7.0	40.1	15.3	10.2
2041	12688.1	136.2	15.1	10949.9	0.0	341.1	1197.3	59.0	1.86	0.40	91.4	489.9	2.6	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2042	12824.3	136.2	15.1	11064.0	0.0	348.7	1211.6	59.7	1.88	0.40	91.4	489.9	2.6	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2043	12960.6	136.2	15.1	11178.1	0.0	356.3	1225.8	60.4	1.90	0.40	91.4	489.9	2.7	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2044	13096.8	136.2	15.1	11292.1	0.0	363.9	1240.1	61.1	1.92	0.40	91.4	489.9	2.7	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2045	13233.0	136.2	15.1	11406.2	0.0	371.4	1254.4	61.8	1.94	0.40	91.4	489.9	2.8	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2046	13369.3	136.2	15.1	11520.2	0.0	379.0	1268.7	62.5	1.97	0.40	91.4	489.9	2.8	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2047	13505.5	136.2	15.1	11634.3	0.0	386.6	1282.9	63.2	1.99	0.40	91.4	489.9	2.9	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2048	13641.7	136.2	15.1	11748.4	0.0	394.2	1297.2	63.9	2.01	0.40	91.4	489.9	3.0	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2049	13778.0	136.2	15.1	11862.4	0.0	401.7	1311.5	64.6	2.03	0.40	91.4	489.9	3.0	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1
2050	13914.2	136.2	15.1	11976.5	0.0	409.3	1325.7	65.3	2.05	0.40	91.4	489.9	3.1	5.4	0.9	4.8	4.2	23.8	9.1	6.1

Tabela 29. Intermediário 1 CFC

Ano	Cum. urânio (t)	Conv. (t)	Enriq (t)	Urânio empob. (t)	Armaz. (t)		RepU (t)	Fprod (t)	MAc (t)	Pu ext. (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)							
					UOX	MOX							Armaz	U	Conv	Enriq	UOX	Pu	MOX	Rep.
2018	6558.1	194.6	21.6	5809.3	510.0	10.8	92.9	4.6	0.14	0.00	132.4	355.4	2.6	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2019	6752.6	194.6	21.6	5972.2	431.5	21.6	185.7	9.1	0.29	0.00	132.4	355.4	2.3	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2020	6947.2	194.6	21.6	6135.1	353.1	32.5	278.6	13.7	0.43	0.00	132.4	355.4	2.0	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2021	7141.8	194.6	21.6	6298.0	274.6	43.3	371.4	18.3	0.58	0.00	132.4	355.4	1.7	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2022	7336.3	194.6	21.6	6460.9	196.1	54.1	464.3	22.9	0.72	0.00	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	39.4
2023	7855.6	519.3	57.7	6904.0	132.8	72.5	557.2	27.4	0.86	0.00	223.7	543.4	1.3	20.8	3.5	18.3	15.9	0.0	23.8	39.4
2024	8186.4	330.8	36.8	7181.0	69.4	90.9	650.0	32.0	1.01	0.00	223.7	543.4	1.1	13.2	2.2	11.6	10.1	0.0	22.1	39.4
2025	8462.2	275.7	30.7	7411.8	0.0	106.2	742.9	36.6	1.15	0.13	184.9	518.0	0.9	11.0	1.9	9.7	8.4	7.7	18.4	39.4
2026	8737.9	275.7	30.7	7642.7	0.0	121.5	783.5	38.6	1.21	0.68	184.9	518.0	0.9	11.0	1.9	9.7	8.4	40.8	18.4	17.2
2027	9013.7	275.7	30.7	7873.6	0.0	136.9	812.3	40.0	1.26	0.80	184.9	518.0	1.0	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2028	9726.6	713.0	68.9	8494.5	0.0	160.4	856.8	42.2	1.33	1.33	212.0	779.5	1.2	28.5	4.8	26.2	19.0	79.8	29.9	18.9
2029	10190.9	464.3	47.2	8889.7	0.0	184.0	901.2	44.4	1.40	1.24	212.0	779.5	1.4	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2030	10655.2	464.3	47.2	9285.0	0.0	207.6	945.7	46.6	1.47	1.24	212.0	779.5	1.6	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2031	11119.5	464.3	47.2	9680.2	0.0	231.2	990.1	48.8	1.53	1.24	212.0	779.5	1.7	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2032	11583.7	464.3	47.2	10075.5	0.0	254.8	1034.5	50.9	1.60	1.24	212.0	779.5	1.9	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2033	12048.0	464.3	47.2	10470.7	0.0	278.3	1079.0	53.1	1.67	1.24	212.0	779.5	2.1	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2034	12949.5	901.5	85.4	11256.0	0.0	310.2	1139.0	56.1	1.76	1.76	239.1	1041.1	2.3	36.1	6.1	33.3	23.5	105.8	39.8	25.5
2035	13602.3	652.8	63.7	11815.6	0.0	342.0	1198.9	59.0	1.86	1.67	239.1	1041.1	2.6	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2036	14255.2	652.8	63.7	12375.3	0.0	373.8	1258.9	62.0	1.95	1.67	239.1	1041.1	2.8	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2037	14908.0	652.8	63.7	12934.9	0.0	405.7	1318.9	65.0	2.04	1.67	239.1	1041.1	3.0	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2038	15560.8	652.8	63.7	13494.5	0.0	437.5	1378.9	67.9	2.14	1.67	239.1	1041.1	3.3	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2039	16213.6	652.8	63.7	14054.1	0.0	469.3	1438.9	70.9	2.23	1.67	239.1	1041.1	3.5	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2040	17257.2	1043.5	96.8	14964.9	0.0	506.8	1509.5	74.3	2.34	2.06	235.0	1293.3	3.8	41.7	7.0	38.8	26.6	123.6	46.6	30.0
2041	17959.1	701.9	64.7	15572.2	0.0	539.2	1570.5	77.3	2.43	1.69	172.7	1274.6	4.0	28.1	4.7	26.2	17.8	101.6	38.8	25.9
2042	18661.0	701.9	64.7	16179.4	0.0	571.5	1631.4	80.3	2.53	1.69	172.7	1274.6	4.3	28.1	4.7	26.2	17.8	101.6	38.8	25.9
2043	19362.9	701.9	64.7	16786.7	0.0	603.8	1692.3	83.3	2.62	1.69	172.7	1274.6	4.5	28.1	4.7	26.2	17.8	101.6	38.8	25.9
2044	20064.8	701.9	64.7	17393.9	0.0	636.2	1753.2	86.3	2.72	1.69	172.7	1274.6	4.8	28.1	4.7	26.2	17.8	101.6	38.8	25.9
2045	20766.7	701.9	64.7	18001.2	0.0	668.5	1814.2	89.3	2.81	1.69	172.7	1274.6	5.0	28.1	4.7	26.2	17.8	101.6	38.8	25.9
2046	21905.9	1139.2	102.9	18998.5	0.0	709.1	1890.6	93.1	2.93	2.22	199.8	1536.1	5.3	45.6	7.7	42.7	28.3	133.3	50.3	32.5
2047	22796.4	890.5	81.2	19770.2	0.0	749.7	1967.1	96.9	3.05	2.13	199.8	1536.1	5.6	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5
2048	23686.8	890.5	81.2	20541.9	0.0	790.2	2043.6	100.6	3.17	2.13	199.8	1536.1	5.9	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5
2049	24577.3	890.5	81.2	21313.5	0.0	830.8	2120.1	104.4	3.29	2.13	199.8	1536.1	6.2	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5
2050	25467.8	890.5	81.2	22085.2	0.0	871.4	2196.5	108.2	3.40	2.13	199.8	1536.1	6.5	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5

Tabela 30. Intermediário 2 CFC

Ano	Cum. urânio (t)	Conv (t)	Enriq (t)	Urânio empob. (t)	Armaz. (t)		RepU (t)	Fprod (t)	MAc (t)	Pu ext. (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)							
					UOX	MOX							Armaz	U	Conv	Enriq	UOX	Pu.	MOX	Rep.
2018	6558.1	194.6	21.6	5809.3	510.0	10.8	94.3	4.6	0.15	0.00	132.4	355.4	2.6	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2019	6752.6	194.6	21.6	5972.2	431.5	21.6	188.6	9.3	0.29	0.00	132.4	355.4	2.3	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2020	6947.2	194.6	21.6	6135.1	353.1	32.5	283.0	13.9	0.44	0.00	132.4	355.4	2.0	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2021	7141.8	194.6	21.6	6298.0	274.6	43.3	377.3	18.6	0.58	0.00	132.4	355.4	1.7	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2022	7336.3	194.6	21.6	6460.9	196.1	54.1	471.6	23.2	0.73	0.00	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2023	7855.6	519.3	57.7	6904.0	132.8	72.5	565.9	27.9	0.88	0.00	223.7	543.4	1.2	20.8	3.5	18.3	15.9	0.0	23.8	40.0
2024	8186.4	330.8	36.8	7181.0	69.4	90.9	660.2	32.5	1.02	0.00	223.7	543.4	1.0	13.2	2.2	11.6	10.1	0.0	22.1	40.0
2025	8462.2	275.7	30.7	7411.8	0.0	106.2	754.6	37.2	1.17	0.00	184.9	517.9	0.8	11.0	1.9	9.7	8.4	0.3	18.4	40.0
2026	8737.9	275.7	30.7	7642.7	0.0	121.5	783.5	38.6	1.21	0.80	184.9	517.9	0.9	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2027	9013.7	275.7	30.7	7873.6	0.0	136.9	812.3	40.0	1.26	0.80	184.9	517.9	1.0	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2028	9726.6	713.0	68.9	8494.5	0.0	160.4	856.8	42.2	1.33	1.33	212.0	779.5	1.2	28.5	4.8	26.2	19.0	79.8	29.9	18.9
2029	10190.9	464.3	47.2	8889.7	0.0	184.0	901.2	44.4	1.40	1.24	212.0	779.5	1.4	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2030	10655.2	464.3	47.2	9285.0	0.0	207.6	945.7	46.6	1.47	1.24	212.0	779.5	1.6	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2031	11119.5	464.3	47.2	9680.2	0.0	231.2	990.1	48.8	1.53	1.24	212.0	779.5	1.7	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2032	12021.0	901.5	85.4	10465.5	0.0	263.0	1050.1	51.7	1.63	1.76	239.1	1041.1	2.0	36.1	6.1	33.3	23.5	105.8	39.8	25.5
2033	12673.8	652.8	63.7	11025.2	0.0	294.8	1110.1	54.7	1.72	1.67	239.1	1041.1	2.2	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2034	13326.6	652.8	63.7	11584.8	0.0	326.7	1170.0	57.6	1.81	1.67	239.1	1041.1	2.5	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2035	13979.4	652.8	63.7	12144.4	0.0	358.5	1230.0	60.6	1.91	1.67	239.1	1041.1	2.7	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2036	15069.5	1090.0	101.9	13094.1	0.0	398.6	1305.6	64.3	2.02	2.20	266.2	1302.6	3.0	43.6	7.4	40.5	28.0	131.7	49.7	32.1
2037	15910.8	841.4	80.2	13818.1	0.0	438.7	1381.1	68.0	2.14	2.10	266.2	1302.6	3.3	33.7	5.7	31.1	22.0	126.0	48.1	32.1
2038	16752.2	841.4	80.2	14542.1	0.0	478.8	1456.6	71.7	2.26	2.10	266.2	1302.6	3.6	33.7	5.7	31.1	22.0	126.0	48.1	32.1
2039	17593.5	841.4	80.2	15266.1	0.0	518.8	1532.2	75.5	2.37	2.10	266.2	1302.6	3.9	33.7	5.7	31.1	22.0	126.0	48.1	32.1
2040	18825.6	1232.1	113.3	16341.3	0.0	564.6	1618.4	79.7	2.51	2.49	262.1	1554.8	4.2	49.3	8.3	46.0	31.1	149.5	56.5	36.6
2041	19716.1	890.5	81.2	17112.9	0.0	605.2	1694.8	83.5	2.63	2.13	199.8	1536.1	4.5	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5
2042	20606.6	890.5	81.2	17884.6	0.0	645.8	1771.3	87.2	2.74	2.13	199.8	1536.1	4.8	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5
2043	21497.0	890.5	81.2	18656.2	0.0	686.3	1847.8	91.0	2.86	2.13	199.8	1536.1	5.1	35.6	6.0	33.3	22.3	127.6	48.7	32.5
2044	22824.7	1327.7	119.4	19818.0	0.0	735.2	1939.8	95.5	3.01	2.65	226.9	1797.6	5.5	53.1	9.0	49.8	32.8	159.2	60.2	39.1
2045	23903.8	1079.0	97.7	20754.0	0.0	784.0	2031.9	100.1	3.15	2.56	226.9	1797.6	5.9	43.2	7.3	40.4	26.9	153.5	58.6	39.1
2046	24982.8	1079.0	97.7	21690.1	0.0	832.9	2123.9	104.6	3.29	2.56	226.9	1797.6	6.2	43.2	7.3	40.4	26.9	153.5	58.6	39.1
2047	26061.9	1079.0	97.7	22626.2	0.0	881.7	2215.9	109.1	3.43	2.56	226.9	1797.6	6.6	43.2	7.3	40.4	26.9	153.5	58.6	39.1
2048	27578.1	1516.3	135.9	23952.3	0.0	938.8	2323.5	114.4	3.60	3.09	254.0	2059.2	7.0	60.7	10.2	56.9	37.4	185.2	70.1	45.7
2049	28845.7	1267.6	114.2	25052.8	0.0	995.9	2431.1	119.7	3.77	2.99	254.0	2059.2	7.5	50.7	8.6	47.5	31.4	179.5	68.5	45.7
2050	30113.3	1267.6	114.2	26153.2	0.0	1053.0	2538.6	125.0	3.93	2.99	254.0	2059.2	7.9	50.7	8.6	47.5	31.4	179.5	68.5	45.7

Tabela 31. Forte CFC

Ano	Cum. urânio (t)	Conv. (t)	Enriq. (t)	Urânio empob. (t)	Armaz. (t)		RepU (t)	Fprod (t)	MAc (t)	Pu ext. (t)	Gg CO <sub>2</sub> e	O&M (milhões US\$)	Custos anuais do combustível (milhões US\$)							
					UOX	MOX							Armaz	U	Conv	Enriq	UOX	Pu	MOX	Rep.
2018	6558.1	194.6	21.6	5809.3	510.0	10.8	94.3	4.6	0.15	0.00	132.4	355.4	2.6	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2019	6752.6	194.6	21.6	5972.2	431.5	21.6	188.6	9.3	0.29	0.00	132.4	355.4	2.3	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2020	6947.2	194.6	21.6	6135.1	353.1	32.5	283.0	13.9	0.44	0.00	132.4	355.4	2.0	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2021	7141.8	194.6	21.6	6298.0	274.6	43.3	377.3	18.6	0.58	0.00	132.4	355.4	1.7	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2022	7336.3	194.6	21.6	6460.9	196.1	54.1	471.6	23.2	0.73	0.00	132.4	355.4	1.4	7.8	1.3	6.8	5.9	0.0	13.0	40.0
2023	7855.6	519.3	57.7	6904.0	132.8	72.5	565.9	27.9	0.88	0.00	223.7	543.4	1.2	20.8	3.5	18.3	15.9	0.0	23.8	40.0
2024	8186.4	330.8	36.8	7181.0	69.4	90.9	660.2	32.5	1.02	0.00	223.7	543.4	1.0	13.2	2.2	11.6	10.1	0.0	22.1	40.0
2025	8462.2	275.7	30.7	7411.8	0.0	106.2	754.6	37.2	1.17	0.00	184.9	518.0	0.8	11.0	1.9	9.7	8.4	0.3	18.4	40.0
2026	8737.9	275.7	30.7	7642.7	0.0	121.5	783.5	38.6	1.21	0.80	184.9	518.0	0.9	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2027	9013.7	275.7	30.7	7873.6	0.0	136.9	812.3	40.0	1.26	0.80	184.9	518.0	1.0	11.0	1.9	9.7	8.4	48.2	18.4	12.3
2028	9726.6	713.0	68.9	8494.5	0.0	160.4	856.8	42.2	1.33	1.33	212.0	779.5	1.2	28.5	4.8	26.2	19.0	79.8	29.9	18.9
2029	10190.9	464.3	47.2	8889.7	0.0	184.0	901.2	44.4	1.40	1.24	212.0	779.5	1.4	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2030	10655.2	464.3	47.2	9285.0	0.0	207.6	945.7	46.6	1.47	1.24	212.0	779.5	1.6	18.6	3.1	16.8	13.0	74.1	28.3	18.9
2031	11556.7	901.5	85.4	10070.3	0.0	239.4	1005.6	49.5	1.56	1.76	239.1	1041.1	1.8	36.1	6.1	33.3	23.5	105.8	39.8	25.5
2032	12209.5	652.8	63.7	10629.9	0.0	271.3	1065.6	52.5	1.65	1.67	239.1	1041.1	2.0	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2033	12862.3	652.8	63.7	11189.5	0.0	303.1	1125.6	55.4	1.74	1.67	239.1	1041.1	2.3	26.1	4.4	24.0	17.5	100.1	38.2	25.5
2034	13952.4	1090.0	101.9	12139.2	0.0	343.2	1201.1	59.2	1.86	2.20	266.2	1302.6	2.6	43.6	7.4	40.5	28.0	131.7	49.7	32.1
2035	14793.7	841.4	80.2	12863.2	0.0	383.3	1276.7	62.9	1.98	2.10	266.2	1302.6	2.9	33.7	5.7	31.1	22.0	126.0	48.1	32.1
2036	15635.1	841.4	80.2	13587.2	0.0	423.3	1352.2	66.6	2.10	2.10	266.2	1302.6	3.2	33.7	5.7	31.1	22.0	126.0	48.1	32.1
2037	16913.6	1278.6	118.4	14701.3	0.0	471.7	1443.3	71.1	2.24	2.63	293.3	1564.2	3.5	51.1	8.6	47.6	32.6	157.7	59.6	38.7
2038	17943.5	1029.9	96.7	15589.7	0.0	520.0	1534.4	75.6	2.38	2.53	293.3	1564.2	3.9	41.2	7.0	38.2	26.6	152.0	58.0	38.7
2039	18973.4	1029.9	96.7	16478.1	0.0	568.4	1625.5	80.0	2.52	2.53	293.3	1564.2	4.3	41.2	7.0	38.2	26.6	152.0	58.0	38.7
2040	20394.0	1420.6	129.8	17717.6	0.0	622.4	1727.2	85.1	2.68	2.92	289.2	1816.4	4.7	56.8	9.6	53.1	35.7	175.5	66.4	43.2
2041	21473.1	1079.0	97.7	18653.7	0.0	671.2	1819.2	89.6	2.82	2.56	226.9	1797.7	5.0	43.2	7.3	40.4	26.9	153.5	58.6	39.1
2042	22552.1	1079.0	97.7	19589.7	0.0	720.0	1911.3	94.1	2.96	2.56	226.9	1797.7	5.4	43.2	7.3	40.4	26.9	153.5	58.6	39.1
2043	24068.4	1516.3	135.9	20915.9	0.0	777.1	2018.8	99.4	3.13	3.09	254.0	2059.2	5.8	60.7	10.2	56.9	37.4	185.2	70.1	45.7
2044	25336.0	1267.6	114.2	22016.3	0.0	834.2	2126.4	104.7	3.30	2.99	254.0	2059.2	6.3	50.7	8.6	47.5	31.4	179.5	68.5	45.7
2045	26603.6	1267.6	114.2	23116.8	0.0	891.3	2234.0	110.0	3.46	2.99	254.0	2059.2	6.7	50.7	8.6	47.5	31.4	179.5	68.5	45.7
2046	28308.4	1704.8	152.5	24607.3	0.0	956.6	2357.1	116.1	3.65	3.52	281.2	2320.8	7.2	68.2	11.5	64.1	41.9	211.1	80.0	52.3
2047	29764.6	1456.2	130.7	25872.2	0.0	1022.0	2480.3	122.1	3.84	3.42	281.2	2320.8	7.7	58.2	9.8	54.7	35.9	205.4	78.4	52.3
2048	31220.7	1456.2	130.7	27137.1	0.0	1087.3	2603.4	128.2	4.03	3.42	281.2	2320.8	8.2	58.2	9.8	54.7	35.9	205.4	78.4	52.3
2049	33114.1	1893.4	169.0	28792.0	0.0	1160.9	2742.1	135.0	4.25	3.95	308.3	2582.4	8.7	75.7	12.8	71.2	46.5	237.1	89.9	58.9
2050	34758.9	1644.7	147.2	30221.3	0.0	1234.5	2880.7	141.9	4.46	3.86	308.3	2582.4	9.3	65.8	11.1	61.8	40.5	231.4	88.3	58.9

Tabela 32. Custo nivelado de energia para as tecnologias em seus respectivos cenários

	Angra 1						Angra 2					
	ciclo aberto			ciclo fechado			ciclo aberto			ciclo fechado		
Taxa de desc.	10%	8%	5%	10%	8%	5%	10%	8%	5%	10%	8%	5%
US \$/MWh	71,30	65,94	58,50	74,64	69,29	61,84	46,50	42,02	35,80	49,59	45,11	38,88
	Angra 3						EPR					
	ciclo aberto			ciclo fechado			ciclo aberto			ciclo fechado		
Taxa de desc.	10%	8%	5%	10%	8%	5%	10%	8%	5%	10%	8%	5%
US \$/MWh	89,36	77,18	60,25	92,64	80,46	63,52	50,90	45,08	36,75	53,21	47,40	39,07

### ANEXO III – PUBLICAÇÕES

- Modelling of a LWR open fuel cycle using the MESSAGE code. In: International Nuclear Atlantic Conference – INAC 2017, Belo Horizonte. Proceedings of the Eighth International Nuclear Atlantic Conference, 2017. p. 1-10.
- Comparação de cenários de geração nuclear utilizando o MESSAGE no horizonte de 2050. In: IV Semana de Engenharia Nuclear e Ciências das Radiações, 2018, Belo Horizonte. Anais da Quarta Semana de Engenharia Nuclear e Ciências das Radiações. Belo Horizonte, 2018. v. 1. p. 321-327.
- Economic Analysis of the UK Nuclear Energy System from 1956 to 2035. In: IV Semana de Engenharia Nuclear e Ciências das Radiações, 2018, Belo Horizonte. Anais da Quarta Semana de Engenharia Nuclear e Ciências das Radiações. Belo Horizonte, 2018. v. 1. p. 386-392.