

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA METALÚRGICA E DE MATERIAIS

MATEUS HENRIQUE DOS SANTOS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA:  
DESENVOLVIMENTO DE SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) PARA  
SUBSTITUIÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS NAS REGIÕES NORTE  
E NORDESTE DO BRASIL**

São Paulo

2025

MATEUS HENRIQUE DOS SANTOS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA:  
DESENVOLVIMENTO DE SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) PARA  
SUBSTITUIÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS NAS REGIÕES NORTE  
E NORDESTE DO BRASIL**

Versão original

Trabalho de conclusão do curso de Engenharia Nuclear da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo de Franco Monlevade

São Paulo

2025

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Versão final revisada pelo orientador

*Eduardo Franco de Monlevade*

Prof. Dr. Eduardo Franco de Monlevade

#### Ficha catalográfica

dos Santos, Mateus Henrique

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA: DESENVOLVIMENTO DE SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) PARA SUBSTITUIÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS NAS REGIÕES NORTE E NORDESTE DO BRASIL / M.

dos Santos – São Paulo, 2025.

9 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais.

1. Small Modular Reactor 2. Energia nuclear 3. Transição energética  
4. Análise multicritério I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais II. t.

## **Agradecimentos**

Gostaria primeiro de agradecer ao meu orientador, o Prof. Dr. Eduardo de Franco Monlevade, por toda a parceria e ajuda durante não só a elaboração do trabalho, mas também durante o resto da minha graduação na Escola Politécnica. Agradeço também pela disponibilidade e por todos os ensinamentos durante nossas interações.

Também gostaria de agradecer os meus colegas Kaue Bomfim e Victor Belone pela colaboração na construção do trabalho e por toda nossa parceria desde que nos conhecemos, em meio à pandemia de COVID-19 no primeiro ano da graduação.

Gostaria de agradecer a alguns colegas de trabalho nos últimos 3 anos em que estagiei, em particular algumas pessoas em específico que acabaram contribuindo com esse trabalho de uma forma ou outra (tanto fornecendo ideias, quanto me ajudando a aprender os conceitos que foram utilizados na análise realizada): Célio Nunes, Marcel Watanabe, Rafael Simas, André Valêncio, Rodrigo Guedes e Diego Pinheiro.

Além disso, gostaria de agradecer coletivamente à todos os grupos dos quais tive a oportunidade de participar durante a universidade e que me moldaram como pessoa até aqui: Centro Moraes Rêgo, SEMM, Cursinho Popular da Poli e Poli Plague.

Por último mas não menos importante, gostaria de agradecer a minha namorada Beatriz, e a minha família, que me apoiam incondicionalmente em todas as minhas decisões acadêmicas e profissionais e fazem questão de sempre estarem presentes nos momentos mais importantes.

*“É a natureza da ciência descobrir o que as leis da natureza permitem, mas é a  
responsabilidade dos homens decidir como essas descobertas são usadas”*

*(J. Robert Oppenheimer)*

## Resumo

Este trabalho analisa a viabilidade econômico-financeira da implantação de Small Modular Reactors (SMRs) no Brasil, com foco no reaproveitamento de infraestrutura térmica existente. Utilizando modelagem financeira baseada em parâmetros regulatórios da ANEEL, condições de financiamento do BNDES e premissas de mercado, estimou-se uma TIR desalavancada de 8,7% e uma TIR alavancada de 18,3%, sob estrutura de capital de 70% equity e 30% dívida. A tarifa de referência calculada foi de R\$651,65/MWh, e o lance mínimo para o retorno do acionista (11,1%) resultou em R\$368,9/MWh, valor competitivo frente às fontes térmicas. Conclui-se que os SMRs podem ser financeiramente viáveis e estrategicamente relevantes, sobretudo com incentivos regulatórios e tributários adequados, consolidando-se como alternativa firme e sustentável na matriz elétrica brasileira.

dos Santos, Mateus Henrique. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA: : DESENVOLVIMENTO DE SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) PARA SUBSTITUIÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS NAS REGIÕES NORTE E NORDESTE DO BRASIL.** 2025. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

## Abstract

This study evaluates the economic and financial feasibility of deploying Small Modular Reactors (SMRs) in Brazil, emphasizing the reuse of existing thermal power infrastructure. Based on a financial model aligned with ANEEL regulations, BNDES financing terms, and market assumptions, the analysis found an unlevered IRR of 8.7% and a levered IRR of 18.3%, assuming a 70/30 equity-to-debt structure. The reference tariff was estimated at R\$651.65/MWh, and the minimum bid achieving an 11.1% equity return was R\$368.9/MWh, indicating competitiveness with thermal sources. The results suggest that SMRs are financially feasible and strategically significant, particularly with supportive regulatory and tax frameworks, positioning them as a reliable and sustainable component of Brazil's energy matrix.

dos Santos, Mateus Henrique. **Development of Small Modular Reactors (SMRs) for the Replacement of Thermoelectric Power Plants in the North and Northeast Regions of Brazil.** 2025. 98 p. Course Conclusion Project – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

## Lista de figuras

Figura 1 – Evolução da Geração Nucleoelétrica Anual entre 1965 e 2023 . . . . .	18
Figura 2 – Visualização de Plantas Nucleolétricas ao Redor do Mundo . . . . .	20
Figura 3 – Vista da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto . . . . .	23
Figura 4 – Composição da matriz energética brasileira em 2025 . . . . .	24
Figura 5 – Curva diária de consumo energético do Brasil (MWh / hora do dia) . .	25
Figura 6 – Mockup em tamanho real de SMR construído pela empresa NuScale . .	30
Figura 7 – Tabela descritiva detalhando característica de cada tipo de SMR em desenvolvimento . . . . .	32
Figura 8 – Tabela descritiva detalhando projetos de Geração III/III+ em desenvolvimento . . . . .	33
Figura 9 – Tabela descritiva detalhando projetos de Geração IV em desenvolvimento	34
Figura 10 – Modelo esquemático explicando como a Amazon está investindo no transição energética/setor nuclear por meio da X-Energy . . . . .	35
Figura 11 – Infográfico contendo mapeamento dos sistemas isolados de energia no Brasil . . . . .	38
Figura 12 – Mapa esquemático das localização das principais termelétricas em operação na região Nordeste, considerando apenas usinas com >150 MWe de capacidade instalada . . . . .	40
Figura 13 – Localização da mina de Santa Quitéria no estado do Ceará . . . . .	41
Figura 14 – Fluxo de escoamento de minério de Santa Quitéria até portos mais próximos no Ceará . . . . .	42
Figura 15 – Ciclo consolidado do combustível nuclear, o Brasil é impossibilitado de atuar na conversão do urânio . . . . .	43
Figura 16 – Elemento combustível típico de um reator LWR (protótipos atuais da Westinghouse e NuScale) . . . . .	51
Figura 17 – Diagrama simplificado de reator LWR . . . . .	52

Figura 18 – Visualização simples da dinâmica econômica de reatores modulares vs. reatores de larga escala: SMRs conseguem obter custos médios de energia menores por meio da produção em série e da simplificação do fluxo logístico / construção civil, enquanto reatores maiores tem como benefício gerar grandes quantidades de energia, diluindo custos fixos de operação e, assim, sendo competitivos em termos de custo energético .	54
Figura 19 – Curva ajustada do preço do combustível do SMR (em R\$ / MWh) considerando um horizonte de 35 anos a partir de 2025 . . . . .	66
Figura 20 – LCOE por tecnologia desde 2009, em US\$ / MWh . . . . .	74
Figura 21 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR desalavancada varia com a premissa de tempo de construção no modelo e a tarifa de referência	85
Figura 22 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR alavancada varia com a premissa de tempo de construção no modelo e a tarifa de referência . .	85
Figura 23 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR alavancada varia com o percentual de equity (capital próprio) aportado e a tarifa de referência	86
Figura 24 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR alavancada varia com o período de carência da dívida inicial e com o custo subsidiado da emissão	87
Figura 25 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR desalavancada varia com o custo do combustível (Ccomb) e com o CapEx unitário . . . . .	87
Figura 26 – Gráfico comparativo de preços médios praticados em leilões recentes, tarifas praticadas pela Eletronuclear e tarifas calculadas para o projeto do SMR considerando as diversas fontes de energia da matriz energética brasileira . . . . .	88

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Status de Projetos Chave de SMRs e PWRs Globalmente (2025) . . . .	22
Tabela 2 – Parâmetros técnicos aproximados do módulo NuScale . . . . .	50
Tabela 3 – Principais parâmetros de custo e escalonamento para reatores nucleares avançados (INL, 2023) . . . . .	56
Tabela 4 – Conversão dos custos de capital overnight (OCC) de 2019 US\$ para 2025 R\$ . . . . .	57
Tabela 5 – Faixas de CAPEX e valores de referência por tipo de oferta (R\$ de 2025)	58
Tabela 6 – Premissas de redução do CapEx em função de reaproveitamento de infraestrutura e não-aplicabilidade . . . . .	60
Tabela 7 – Distribuição percentual de desembolso anual do CapEx . . . . .	62
Tabela 8 – Resultados do cálculo do VPL do CapEx . . . . .	63
Tabela 9 – Comparativo de CVU por tipo de geração termelétrica (R\$ de 2025) .	67
Tabela 10 – Tributos incidentes sobre a usina nuclear e suas bases de cálculo . . . .	69
Tabela 11 – Resumo das premissas para o cálculo do WACC e $K_e$ . . . . .	73
Tabela 12 – Premissas operacionais do modelo . . . . .	78
Tabela 13 – Premissas de CapEx . . . . .	79
Tabela 14 – Premissas de OpEx e composição do CVU . . . . .	79
Tabela 15 – Premissas tributárias aplicadas ao modelo . . . . .	80
Tabela 16 – Premissas de financiamento e endividamento . . . . .	80

## Lista de abreviaturas e siglas

- ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica – Órgão regulador do setor elétrico brasileiro, responsável por concessões, fiscalização e definição de tarifas e regras de mercado.
- ANP** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Regula e fiscaliza atividades relacionadas ao petróleo e gás natural no Brasil.
- BNDES** Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – Instituição financeira pública que oferece linhas de crédito e financiamento subsidiado para projetos de infraestrutura e energia.
- CAPEX** Capital Expenditure – Despesa de capital referente a investimentos iniciais em construção e aquisição de ativos de longo prazo.
- CCEE** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – Responsável pela contabilização e liquidação das operações de compra e venda de energia no mercado elétrico.
- CMPC (WACC)** Custo Médio Ponderado de Capital – Taxa que representa o custo médio de financiamento de um projeto, ponderando capital próprio e de terceiros.
- CNEN** Comissão Nacional de Energia Nuclear – Órgão federal responsável pela regulação, licenciamento e fiscalização das atividades nucleares no Brasil.
- COFINS** Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Tributo federal aplicado sobre a receita bruta das empresas.
- CVU** Custo Variável Unitário – Indicador do custo variável de geração elétrica (R\$/MWh), usado pela ANEEL para definir o despacho das usinas.

- EPE** Empresa de Pesquisa Energética – Entidade vinculada ao MME responsável por estudos e projeções da matriz energética nacional.
- FCFE** Free Cash Flow to Equity – Fluxo de caixa livre para o acionista, representando o retorno financeiro líquido após o serviço da dívida.
- FCFF** Free Cash Flow to Firm – Fluxo de caixa livre para a firma, refletindo a geração de caixa operacional antes do pagamento de dívidas e dividendos.
- G&A** General and Administrative Expenses – Despesas gerais e administrativas de operação do projeto.
- IBGE** Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – Órgão responsável pela coleta e análise de dados estatísticos e geográficos do Brasil.
- ICMS** Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – Tributo estadual que incide sobre a venda de energia elétrica.
- INL** Idaho National Laboratory – Centro de pesquisa norte-americano especializado em tecnologias nucleares, referência para estimativas de custo de SMRs.
- IPI** Imposto sobre Produtos Industrializados – Tributo federal cobrado sobre produtos fabricados ou importados.
- IRPJ/CSLL** Imposto de Renda da Pessoa Jurídica / Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – Tributos federais aplicados sobre o lucro das empresas.
- Ke (CCP)** Custo de Capital Próprio – Retorno mínimo exigido pelo acionista, calculado com base no modelo CAPM.
- Kd** Custo da Dívida – Taxa efetiva de juros de empréstimos e financiamentos utilizados para financiar o projeto.

- LRCAP** Leilão de Reserva de Capacidade – Mecanismo regulado pela ANEEL para garantir segurança e disponibilidade energética no sistema elétrico.
- MME** Ministério de Minas e Energia – Órgão federal responsável por políticas públicas de energia, mineração e recursos hídricos.
- NOAK** N-th-of-a-Kind – Estágio tecnológico de reatores nucleares com custos estabilizados após os primeiros projetos.
- O&M** Operation and Maintenance – Custos de operação e manutenção de uma instalação de geração elétrica.
- OCC** Overnight Capital Cost – Custo total estimado para construção de uma usina, sem considerar custos financeiros ou atrasos.
- PDE** Plano Decenal de Expansão de Energia – Documento elaborado pela EPE com projeções da expansão do sistema energético brasileiro.
- PIS/PASEP** Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Contribuições federais incidentes sobre o faturamento de empresas.
- RF** Taxa Livre de Risco – Taxa de retorno de um investimento considerado livre de risco, geralmente representada por títulos soberanos.
- SMR** Small Modular Reactor – Reator nuclear modular de pequeno porte, com tecnologia simplificada e escalável.
- TFN** Taxa de Fiscalização Nuclear – Tributo cobrado pela CNEN para custear atividades de fiscalização de instalações nucleares.
- TIR** Taxa Interna de Retorno – Indicador financeiro que mede o retorno percentual de um investimento ao longo do tempo.

**UTE** Usina Termelétrica – Instalação que gera energia elétrica a partir da queima de combustíveis fósseis.

**WACC (CMPC)** Weighted Average Cost of Capital – Custo médio ponderado do capital, utilizado para avaliar a viabilidade econômica de projetos.

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	17
1.1	<i>Visão Geral e Global sobre o Setor Nuclear</i>	18
1.1.1	Principais Tendências Globais de Geração Nucleoelétrica	18
1.1.2	Geografia do Desenvolvimento Nuclear	19
1.1.3	Mudança na Percepção Pública	20
1.1.4	Principais Projetos de Novos Reactores em Construção Globalmente	21
1.2	<i>Cenário no Brasil</i>	22
1.2.1	A dicotomia energética brasileira	23
1.2.2	Planos de Aumento da Capacidade Nuclear	26
1.2.3	Desafios Atuais	27
1.2.4	Novos Desenvolvimentos e Projetos Relevantes	28
1.3	<i>Small Modular Reactors (SMRs)</i>	29
1.3.1	Definição, Propósito e Soluções Propostas	29
1.3.2	Principais Tipos de SMRs	31
1.3.3	Principais Projetos Globais	32
1.3.4	Cenário de Financiamento Nuclear Global para SMRs	34
1.4	<i>Proposta de Desenvolvimento de SMRs para Substituição de Termelétricas no Norte/Nordeste do Brasil</i>	36
<b>2</b>	<b>Objetivos</b>	44
<b>3</b>	<b>Materiais e Métodos</b>	46
3.1	<i>Delimitação da Pesquisa</i>	46
3.2	<i>Levantamento de Premissas e Dados (Revisão de Literatura)</i>	46
3.3	<i>Estruturação do Modelo Econômico-Financeiro</i>	47
3.3.1	Arquitetura do Modelo	48
3.4	<i>Definição e Aplicação das Métricas de Análise</i>	48
3.4.1	Valor Presente Líquido (VPL)	48
3.4.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	49
3.4.3	Custo Nivelado de Energia (LCOE)	49
3.5	<i>Análise de Sensibilidade</i>	49

<b>4</b>	<b>Revisão Bibliográfica . . . . .</b>	<b>50</b>
4.1	<i>O Paradigma Econômico dos Reatores Modulares Pequenos . . . . .</i>	50
4.1.1	A Lógica da Modularidade . . . . .	50
4.1.2	Aplicações Estratégicas Além da Geração de Eletricidade . . . . .	54
4.2	<i>Análise Detalhada da Estrutura de Custos ao Longo do Ciclo de Vida da Máquina . . . . .</i>	56
4.2.1	Composição do CapEx: Desagregando o Overnight Capital Cost (OCC) do reator . . . . .	56
4.2.2	Composição do OpEx: Custos Fixos, Variáveis e Análise de Custos de Combustível . . . . .	64
4.3	<i>Tributação incidente sobre o empreendimento . . . . .</i>	68
4.4	<i>Cálculo do custo de capital médio ponderado do projeto . . . . .</i>	70
4.4.1	Modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) e determinação do $K_e$	70
4.4.2	Estimativa do beta ( $\beta$ ) . . . . .	71
4.4.3	Cálculo do custo da dívida ( $K_d$ ) . . . . .	72
4.4.4	Cálculo consolidado do WACC . . . . .	72
4.4.5	Comparativo com o WACC regulatório da ANEEL . . . . .	73
4.5	<i>Cálculo do Levelized Cost of Energy (LCOE) . . . . .</i>	74
4.6	<i>Financiamento, Risco e Fatores Regulatórios . . . . .</i>	75
4.6.1	Estrutura de simulação e racional do leilão de capacidade . . . . .	75
4.6.2	Financiamento via capital próprio e alavancagem financeira . . . . .	75
4.6.3	Fatores regulatórios e riscos do projeto . . . . .	76
4.7	<i>Consolidação das Premissas do Modelo . . . . .</i>	77
4.7.1	Premissas operacionais . . . . .	77
4.7.2	Premissas financeiras . . . . .	78
4.7.3	Premissas tributárias . . . . .	80
4.7.4	Premissas de financiamento e estrutura de capital . . . . .	80
4.7.5	Custo de capital . . . . .	81
<b>5</b>	<b>Resultados e Discussão . . . . .</b>	<b>82</b>
5.1	<i>Definição da tarifa de referência . . . . .</i>	82
5.2	<i>Análise de sensibilidade . . . . .</i>	84
5.3	<i>Análise comparativa com outras fontes de energia . . . . .</i>	88

<b>6</b>	<b>Conclusão</b> . . . . .	<b>90</b>
	<b>Referências</b> <sup>1</sup> . . . . .	<b>92</b>

---

<sup>1</sup> De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

## 1 Introdução

O cenário energético global contemporâneo é marcado por uma complexa interseção de desafios e imperativos. A demanda por energia continua a crescer exponencialmente, impulsionada pela eletrificação de setores críticos como transportes, indústria e aquecimento, bem como pelo surgimento de grandes consumidores intensivos em energia, como data centers e sistemas de inteligência artificial. Paralelamente, a urgência da descarbonização para atingir as ambiciosas metas de net-zero é inegável, enquanto a segurança energética permanece uma preocupação primordial em um ambiente geopolítico cada vez mais volátil, exacerbado pela eliminação gradual dos combustíveis fósseis.

Neste contexto, a energia nuclear emerge como um componente indispensável. Como uma fonte de energia de baixo carbono e de carga base contínua, ela é essencial para preencher a lacuna energética que se forma com a desativação de usinas de combustíveis fósseis. A intermitência inerente à geração eólica e solar, sem mecanismos de armazenamento de energia em larga escala, torna-as insuficientes para garantir a estabilidade e a segurança do suprimento elétrico.

Tradicionalmente, a energia nuclear tem enfrentado obstáculos significativos, incluindo longos prazos de construção, custos excessivos e preocupações públicas com a segurança. No entanto, os Small Modular Reactors (SMRs) representam uma oportunidade promissora para superar muitos desses desafios. Definidos pela International Atomic Energy Agency (IAEA) como reatores com capacidade de até 300 MWe, os SMRs prometem implantação mais rápida, custos reduzidos através da produção modular em massa e maior flexibilidade de localização (1).

No Brasil, o panorama energético reflete desafios globais e particularidades regionais. O país possui planos para aumentar sua capacidade nuclear, mas enfrenta obstáculos persistentes, como os atrasos na conclusão da usina de Angra 3 e questões estruturais envolvendo a Eletronuclear. A região Amazônica, em particular, apresenta um caso de estudo crítico para a aplicação de SMRs, dada sua atual dependência de termelétricas a diesel (2), que são poluentes e caras, e a urgente necessidade de soluções de energia limpa e localizada.

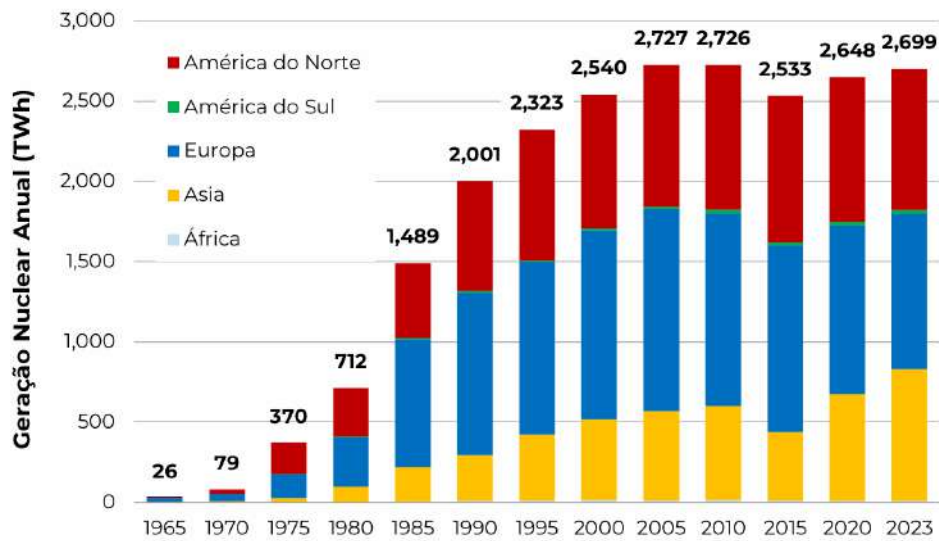


Figura 1 – Evolução da Geração Nucleoelétrica Anual entre 1965 e 2023

Fonte: (3)

## 1.1 Visão Geral e Global sobre o Setor Nuclear

### 1.1.1 Principais Tendências Globais de Geração Nucleoelétrica

O setor de energia nuclear demonstra um dinamismo renovado em 2025, impulsionado por uma série de fatores interconectados que moldam a matriz energética global.

Em 2023, a capacidade nuclear operacional global atingiu 371,5 GW(e), distribuída por 413 reatores em 31 países (1). A geração nuclear anual tem mostrado um crescimento recente, com projeções indicando um novo recorde em 2025 (4). Apesar do crescimento absoluto da geração nuclear, que se projeta para um novo recorde em 2025, sua participação relativa na matriz energética global tem diminuído. Em 1996, a energia nuclear representava 17,5% da matriz global, caindo para 9% em 2023. Isso indica que o ritmo de expansão da energia nuclear não acompanhou o crescimento geral da demanda por energia, que se expandiu a uma taxa ainda mais acelerada. Essa distinção ressalta a magnitude do desafio para atingir as metas futuras de descarbonização e segurança energética, pois uma aceleração significativa é necessária para que a energia nuclear recupere sua participação de mercado e tenha papel vital para cumprir as ambiciosas metas de descarbonização.

Atualmente, mais de 70 GW de nova capacidade nuclear estão em construção globalmente, representando um dos níveis mais altos dos últimos 30 anos (4). Para cumprir as metas de descarbonização até 2050, as projeções são ainda mais ambiciosas, indicando

a necessidade de instalar até 800 GW de nova capacidade nuclear, o que representa mais do que o dobro do que foi construído nas últimas seis décadas (1). O cenário Net Zero Emissions (NZE) da IEA, por exemplo, projeta 1017 GWe de capacidade nuclear até 2050 (5).

A retomada da energia nuclear não é meramente uma tendência, mas uma necessidade estratégica fundamental. Essa revitalização é impulsionada pela convergência de metas climáticas rigorosas, como o net-zero, preocupações crescentes com a segurança energética em um cenário geopolítico instável e a eliminação progressiva de combustíveis fósseis. Adicionalmente, a demanda por eletricidade está em aceleração contínua, estimulada pela eletrificação de diversos setores, a proliferação de veículos elétricos, o aumento de data centers e o avanço da inteligência artificial (1). Esse conjunto de fatores posiciona a energia nuclear não apenas como uma alternativa, mas como um componente crítico para assegurar uma energia de carga base estável e de baixo carbono, especialmente em contextos onde as fontes renováveis intermitentes não conseguem atender plenamente à demanda.

### 1.1.2 Geografia do Desenvolvimento Nuclear

Mais de 30 países estão atualmente considerando, planejando ou iniciando novos programas nucleares. A maior parte dos projetos em construção está concentrada na China, que está a caminho de superar os Estados Unidos e a Europa em capacidade nuclear instalada até 2030. A Rússia também se destaca como um ator significativo no cenário tecnológico nuclear global (4).

A concentração dos mercados de tecnologia nuclear na China e na Rússia, bem como a dependência da produção e enriquecimento de urânio desses países, representa um fator de risco considerável para a cadeia de suprimentos e para a segurança geopolítica das nações ocidentais que buscam expandir suas capacidades nucleares (4). A desaceleração histórica nos programas nucleares ocidentais criou uma dependência que agora necessita ser mitigada para garantir a própria segurança energética dessas regiões.

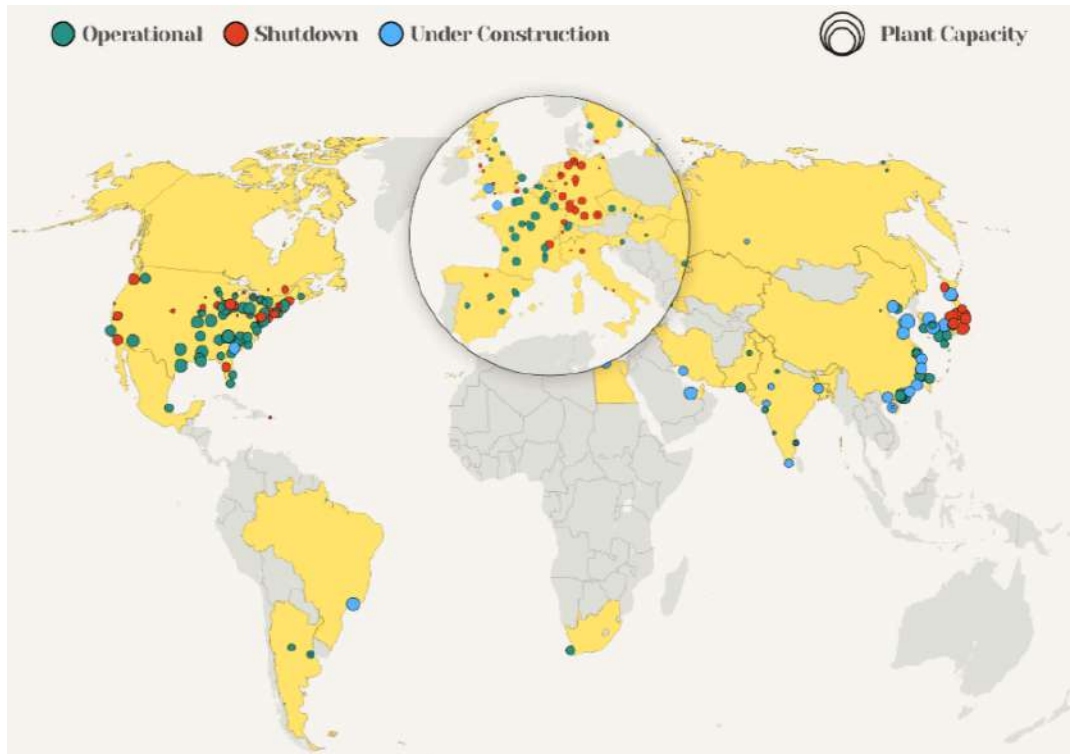


Figura 2 – Visualização de Plantas Nucleolétricas ao Redor do Mundo

Fonte: (6)

### 1.1.3 Mudança na Percepção Pública

A opinião pública sobre a energia nuclear, embora variável, tem mostrado tendências positivas em pesquisas recentes de 2025. Um levantamento internacional revelou 46% de apoio à energia nuclear contra 23% de oposição (média de 31 países) (1). Nos EUA, o apoio é ainda mais expressivo, uma pesquisa indicando com 61% a favor e 35% contra (7), e outra pesquisa indicou 72% de apoio contra 28% de oposição (8).

Essa mudança na percepção é amplificada entre aqueles que se sentem mais informados sobre o tema. A revelação de que a energia nuclear é a "energia limpa mais confiável" aumentou significativamente a favorabilidade pública. Isso sugere que, à medida que o público se torna mais educado sobre os atributos da energia nuclear, especialmente seus aspectos de confiabilidade e contribuição para a energia limpa, o apoio tende a aumentar.

As principais preocupações do público ainda se concentram na segurança e nos resíduos nucleares, mais do que na novidade tecnológica em si. No entanto, aqueles que já ouviram falar de SMRs são mais propensos a associá-los a atributos positivos como

energia limpa, confiabilidade, segurança e acessibilidade. A lacuna de percepção, onde as pessoas subestimam o apoio da comunidade, pode ser uma barreira para a aceitação de projetos locais, e a indústria precisa enfatizar os benefícios dos SMRs e abordar de forma transparente as preocupações com segurança e resíduos.

#### 1.1.4 Principais Projetos de Novos Reactores em Construção Globalmente

O cenário global de desenvolvimento de novos reatores é dinâmico, com uma clara distinção entre as abordagens de Small Modular Reactors (SMRs) e Pressurized Water Reactors (PWRs) de grande porte.

Os PWRs continuam a ser o design de reator grande mais comum, e muitos dos principais SMRs são baseados nessa tecnologia, beneficiando-se de sua maturidade e familiaridade regulatória. No entanto, atualmente existem 68 projetos de SMRs ativos listados no "Small Modular Reactors Catalogue 2024" da IAEA (9). Embora China e Rússia já possuam reatores SMRs operacionais, a implantação bem-sucedida em países ocidentais ainda não foi amplamente concretizada.

O desenvolvimento contínuo de grandes reatores PWR em paralelo com o avanço dos SMRs, indica uma estratégia dupla na indústria nuclear. Os grandes PWRs ainda atuam como âncoras de carga base para as redes nacionais, fornecendo grandes volumes de eletricidade. Os SMRs, por sua vez, visam mercados de nicho e a capacidade incremental, oferecendo flexibilidade e adaptabilidade para necessidades específicas, como calor industrial ou atendimento a redes menores e isoladas.

Tabela 1 – Status de Projetos Chave de SMRs e PWRs Globalmente (2025)

<b>Projeto</b>	<b>Empresa</b>	<b>Reator</b>	<b>Capac. (MWe)</b>	<b>Status</b>	<b>País</b>
NuScale	NuScale Power	SMR PWR	77	Desenvolv. Avançado	EUA
BWRX-300	GE Hitachi	SMR BWR	300	Em Construção	Canadá
ACP100	CNNC	SMR PWR	125	Em Construção	China
CAREM	CNEA	SMR PWR	27	Em Construção (suspensa)	Argentina
Rolls-Royce SMR	Rolls-Royce SMR	SMR PWR	470	Desenvolv. Avançado	Reino Unido
X-energy Xe-100	X-energy	SMR HTGR	80	Desenvolv. Avançado	EUA
TerraPower Natrium	TerraPower	SMR SFR	345	Em Construção	EUA
Kairos Power KP-FHR	Kairos Power	SMR MSR	100	Em Construção	EUA
Newcleo LFR-AS-200	Newcleo	SMR LFR	30	Pré-Licenciamento	França
KLT-40S	OKBM	SMR PWR	35	Em Operação	Rússia
HTR-PM	INET, CNEC	SMR HTGR	210	Operação Experimental	China
AP300	Westinghouse	SMR PWR	300	Desenvolv. Avançado	EUA
Sizewell C	Governo do Reino Unido	Grande PWR	1600	Em Construção	Reino Unido
Angra 3	Eletronuclear	Grande PWR	1340	Em Construção (paralisada)	Brasil

Fonte: (1),(9) e (10)

## 1.2 Cenário no Brasil

O Brasil, com sua vasta extensão territorial e crescente demanda energética, tem um plano ambicioso para expandir sua capacidade nuclear, mas enfrenta desafios históricos e estruturais que moldam o futuro de seu programa.



Figura 3 – Vista da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto

Fonte: (11)

### 1.2.1 A dicotomia energética brasileira

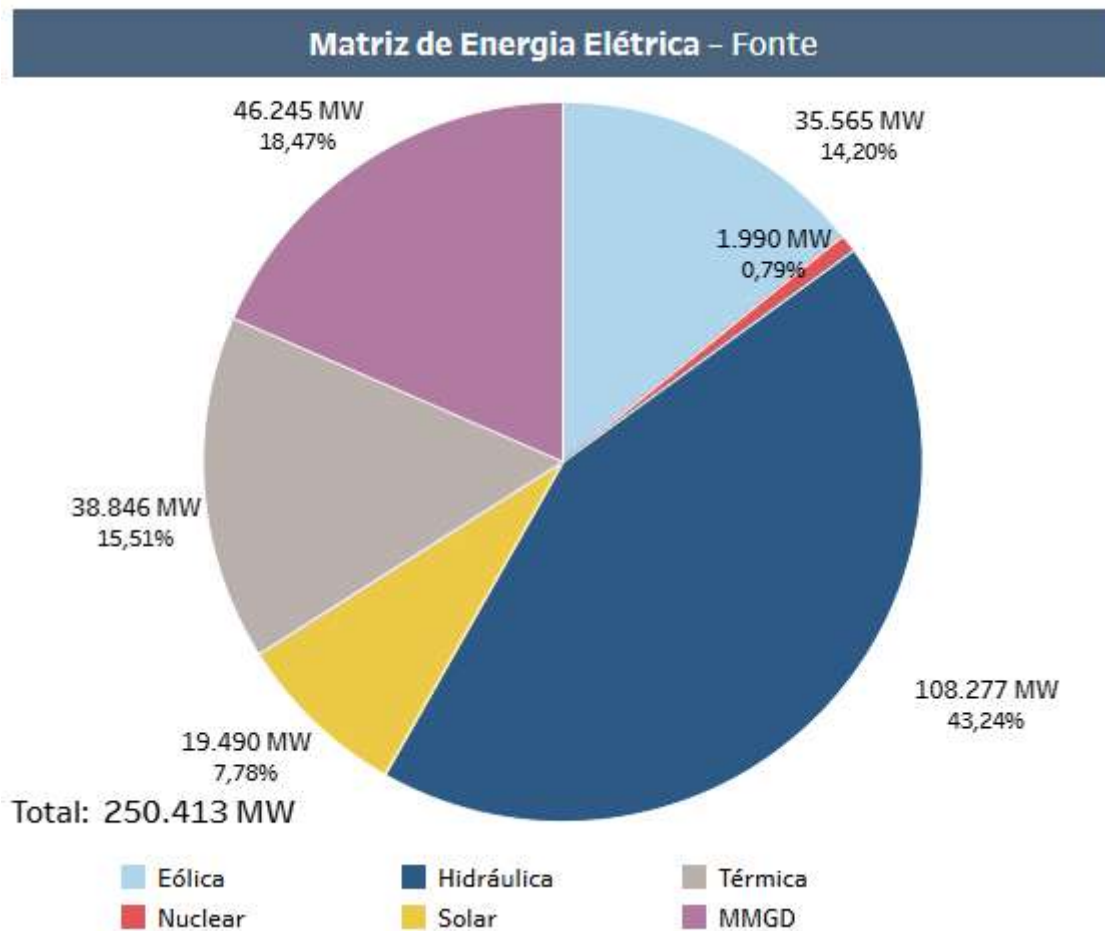


Figura 4 – Composição da matriz energética brasileira em 2025

Fonte: (12)

O Brasil vive uma dicotomia energética conhecida: na média diária “sobra” energia, mas nos momentos críticos ela “falta”. A razão principal está no desencontro entre a energia produzida (MWh) e potência instalada (MWe). Como a expansão recente privilegiou fontes renováveis intermitentes (solar e eólica), a oferta média cresceu com baixo custo marginal. Porém, nos horários de maior carga (pico da noite e rampas de fim de tarde, conforme figura abaixo), quando a potência firme é imprescindível, a geração dessas fontes cai e o sistema depende de usinas despacháveis, como térmicas e hidrelétricas.

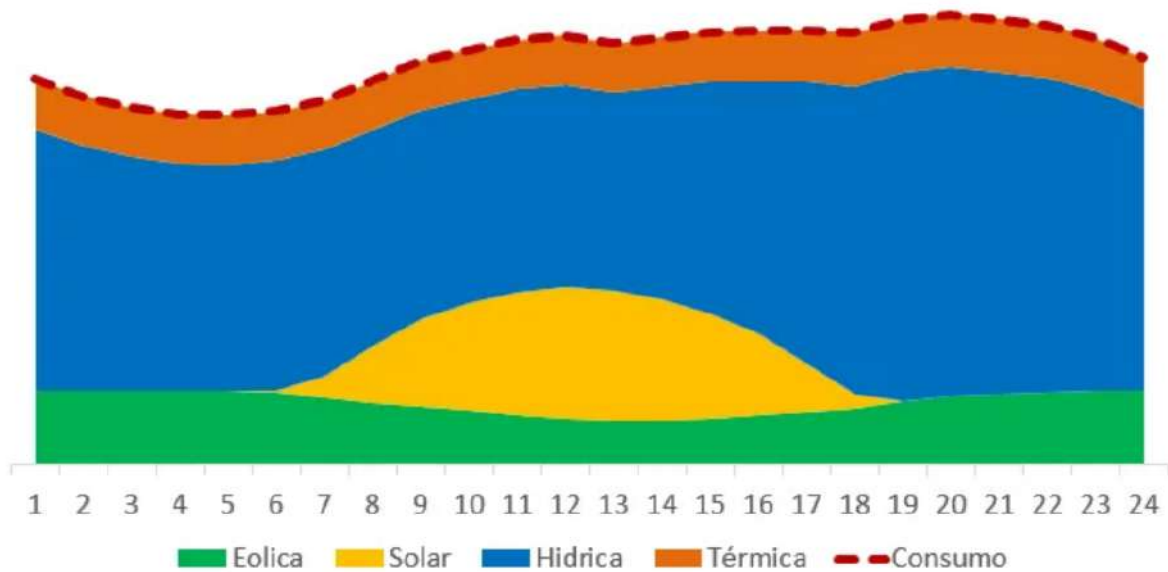


Figura 5 – Curva diária de consumo energético do Brasil (MWh / hora do dia)

Fonte: (13)

Tradicionalmente, o papel de amortecer essa intermitência recaiu sobre as hidrelétricas e, em situações de estiagem (cada vez mais comuns e imprevisíveis com as mudanças climáticas decorrentes do efeito estufa) ou de picos mais agudos, sobre as térmicas. As hidrelétricas enfrentam limites hidrológicos e operativos (níveis de reservatórios, restrições ambientais e multipropósito). Isso expõe a necessidade estrutural de potência firme adicional que não dependa do clima.

É nesse ponto que a geração nuclear e térmica se apresentam como pilares de confiabilidade para a matriz. Térmicas modernas (em arranjos de alto rendimento) oferecem flexibilidade e resposta e a nuclear, por sua vez, entrega capacidade instalada com altíssima disponibilidade e emissões quase nulas no seu ciclo operativo. No caso brasileiro, há sinergias naturais com a rota nuclear: o país detém grandes reservas de urânio e uma cadeia industrial-institucional consolidada, o que reduz dependências estratégicas e pode ancorar polos industriais de alta necessidade energética com menor volatilidade de custo.

Dentro da tese nuclear, os Small Modular Reactors (SMRs) acrescentam uma camada de adequação sistêmica. Por serem modulares (tipicamente 50–100 MW por módulo), permitem dimensionar exatamente a potência de "backup" necessária para um subsistema ou polo industrial, sem superdimensionar a rede com grandes blocos de capacidade ociosa

fora dos picos. Objetivamente: ao invés de “inundar” o grid com capacidade raramente utilizada, adicionam-se módulos incrementais na medida da necessidade local, reduzindo sobrecustos tarifários e necessidade de obras para aumento de transmissão nas regiões.

Do ponto de vista do planejamento da matriz, a combinação de renováveis variáveis, hidrelétricas e fontes fixas (nuclear, especificamente) minimiza o custo do sistema para um dado nível de confiabilidade. As renováveis oferecem a base econômica de energia, as hidrelétricas agregam flexibilidade e inércia e as fontes fixas, asseguram potência exatamente onde e quando necessário. O resultado é uma matriz robusta, com emissões médias menores, menor exposição a secas e à variabilidade climática e uso mais racional da transmissão, evitando obras que só se justificariam por poucas horas no ano.

### 1.2.2 Planos de Aumento da Capacidade Nuclear

Em 2022, o Brasil contava com uma capacidade nuclear operacional de 2 GW, proveniente das usinas de Angra 1 (609 MWe) e Angra 2 (1.275 MWe), que, juntas, geravam aproximadamente 3% da eletricidade do país.

A usina de Angra 3, com uma capacidade instalada de 1.340 MW (ou 1405 MW), é um pilar central desses planos e estava inicialmente prevista para ser concluída até 2027, embora estimativas mais recentes da Eletronuclear apontem para 2031. A construção de Angra 3 foi retomada em novembro de 2022, mas, infelizmente, foi paralisada novamente em abril de 2023 devido a disputas com o município de Angra dos Reis (14). Além de Angra 3, uma quarta usina nuclear foi anunciada em novembro de 2021, com inauguração prevista para 2032 (15).

A meta ambiciosa do Brasil de expandir sua capacidade nuclear para 8-10 GW até 2050 (10), em contraste com os atrasos e as incertezas contínuas de Angra 3, sugere fortemente que novos projetos nucleares, provavelmente SMRs, serão essenciais para atender à demanda futura e aos objetivos de diversificação da matriz energética. Confiar apenas em grandes usinas convencionais com um histórico de atrasos torna a meta de 2050 altamente improvável sem a incorporação de tecnologias alternativas e de implantação mais rápida, como os SMRs.

### 1.2.3 Desafios Atuais

O programa nuclear brasileiro é frequentemente protagonista de controvérsias, principalmente em torno dos atrasos de Angra 3 e das questões financeiras e operacionais da Eletronuclear.

O projeto Angra 3, que teve sua construção iniciada em 1984, foi suspenso e retomado em diversas ocasiões. A paralisação mais recente ocorreu em abril de 2023, após disputas com o município de Angra dos Reis relacionadas a pagamentos de "compensação ambiental" e alterações nas licenças de planejamento (10). Atualmente, a usina está cerca de 66% concluída (16). Um estudo conduzido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (17) concluiu que o custo de abandonar a construção do projeto seria praticamente o mesmo de completá-lo, estimado em BRL 21 bilhões (aproximadamente US\$ 3,7 bilhões).

A Eletronuclear, operadora das usinas nucleares brasileiras, enfrenta dificuldades financeiras consideráveis. A empresa necessita de um bilhão de reais adicionais para evitar a insolvência, mesmo após um acordo com a Eletrobras. Em janeiro de 2025, um plano de reestruturação foi aprovado, entrando em vigor em abril de 2025, com o objetivo de reduzir níveis de gestão e atividades sobrepostas. (14)

Adicionalmente, a Eletrobras, antiga controladora da Eletronuclear, recentemente realizou a venda de sua participação de 68% na empresa para a Âmbar Energia, empresa controlada pelo grupo J&F, dos irmãos Joesley e Wesley Batista, também controladores da JBS, da fintech PicPay e da Eldorado Celulose. Essa transação significou o primeiro investimento da iniciativa privada em energia nuclear no continente sulamericano, e deve representar um ponto de inflexão no programa nuclear brasileiro. Os irmãos Batista tem alta influência dentro do governo federal e sua entrada na Eletronuclear pode significar o destravamento de Angra 3 e uma reestruturação significativa na entidade, com a possibilidade de mais investimento no setor nos próximos anos. (18)

Os atrasos crônicos e as dificuldades financeiras de Angra 3, juntamente com os problemas de insolvência da Eletronuclear e a potencial mudança de controle para empresas estrangeiras, criam uma percepção de alto risco para investimentos nucleares no Brasil. Essa situação pode afastar o capital privado, a menos que reformas estruturais e regulatórias significativas sejam implementadas. A ausência de uma resolução para esses problemas

fundamentais pode provar-se um entrave grande para atrair o financiamento privado e internacional necessário para novos projetos nucleares, incluindo SMRs, independentemente das vantagens intrínsecas da tecnologia.

#### 1.2.4 Novos Desenvolvimentos e Projetos Relevantes

Apesar dos desafios, o Brasil tem demonstrado proatividade na busca por novas soluções nucleares e no estabelecimento de parcerias estratégicas. Em março de 2019, o Fórum de Energia EUA-Brasil (USBEF) iniciou uma cooperação bilateral que resultou em um estudo (19) para avaliar a aplicabilidade de SMRs no Brasil, patrocinado pelo U.S. DOE e elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com o Idaho National Laboratory (INL). O estudo concluiu que os SMRs poderiam ser empregados em regiões remotas com baixa disponibilidade energética, como o Norte do país e operações de mineração, e também como uma ferramenta secundária para diversificar a matriz energética, reduzindo a dependência de hidrelétricas. No entanto, o estudo também identificou barreiras regulatórias significativas e a limitada disponibilidade de financiamento local para potenciais projetos.

Paralelamente, o Brasil tem avançado em uma parceria estratégica com a Rússia (20). O Ministro de Minas e Energia do Brasil, Alexandre Silveira, expressou a expectativa de um projeto de SMR com a Rosatom, a estatal russa de energia nuclear, que é a única empresa global com reatores SMRs operando comercialmente (21). Em julho de 2024, a Rosatom manifestou o interesse do Brasil em estações de energia SMR flutuantes, e em dezembro de 2024, a embaixada russa no Brasil confirmou que um grupo de trabalho finalizará os detalhes da cooperação nuclear até o final de 2025. A Rosatom, inclusive, apresentou soluções SMRs para regiões remotas no fórum NT2E 2025, realizado no Rio de Janeiro. A Rússia também demonstrou prontidão para participar da conclusão de Angra 3 e construir novos reatores no Brasil (22).

Esse movimento indica uma guinada estratégica para alavancar a expertise SMR já estabelecida e, potencialmente, contornar algumas barreiras regulatórias e de financiamento que são mais proeminentes nos mercados ocidentais, particularmente para aplicações em redes isoladas e remotas. A Rosatom, ao oferecer um "pacote completo" nuclear, que inclui

financiamento, fornecimento de combustível e treinamento, pode acelerar a implantação de projetos no Brasil.

Um ativo estratégico para o Brasil são suas significativas reservas de urânio. O país possui a sétima maior reserva de urânio do mundo, mas apenas 26% de seu subsolo foi explorado (21). O Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, chegou a descrevê-la como "uma Petrobras em reserva de urânio". A parceria com a Rússia visa explicitamente aumentar a produção de urânio brasileira. As significativas reservas de urânio inexploradas do Brasil o posicionam como um potencial país autossuficiente em energia nuclear, aumentando sua segurança energética e atratividade para parcerias nucleares internacionais, especialmente aquelas que envolvem o desenvolvimento do ciclo de combustível doméstico. Isso permitiria ao Brasil controlar seu suprimento de combustível, reduzindo a dependência de mercados externos e adicionando uma camada de independência energética, um dos principais impulsionadores da adoção nuclear globalmente.

Por fim, o Brasil também está avançando no desenvolvimento de microrreatores nucleares, contando com o apoio da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

### *1.3 Small Modular Reactors (SMRs)*

#### 1.3.1 Definição, Propósito e Soluções Propostas

Small Modular Reactors (SMRs) são reatores nucleares avançados com uma potência de saída de até 300 MWe por módulo. O termo "modular" refere-se à capacidade de fabricar os principais componentes do sistema de suprimento de vapor nuclear em um ambiente de fábrica e, em seguida, transportá-los para o local de uso para montagem escalonável. Essa arquitetura compacta e integrada frequentemente incorpora sistemas de segurança passiva, como injeção por gravidade e circulação natural, juntamente com contenção simplificada, o que reduz a dependência de sistemas ativos (bombas, geradores de emergência) e de energia elétrica externa para mitigação de acidentes.



Figura 6 – Mockup em tamanho real de SMR construído pela empresa NuScale

Fonte: (23)

O propósito fundamental dos SMRs é abordar e resolver desafios significativos que têm afetado os reatores nucleares convencionais de grande porte (projetos de 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> geração com capacidades de 1000 MW ou mais) e servir como uma alternativa para situações específicas. Os problemas que os SMRs buscam solucionar incluem:

- Custos de Capital Elevados: Reatores convencionais exigem um investimento inicial altíssimo e apresentam grande risco de execução. O atual cenário de taxas de juros mais altas pós-pandemia aumenta a taxa mínima de atratividade para projetos de infraestrutura de grande porte, tornando-os menos viáveis. Os SMRs, com seu tamanho compacto, requerem um investimento de capital inicial significativamente menor, tornando o financiamento mais acessível para uma gama mais ampla de concessionárias e desenvolvedores privados. (24)
- Longos Prazos de Construção e Risco Financeiro: Uma usina nuclear grande geralmente leva mais de 10 anos para ser construída, o que implica um retorno financeiro lento e expõe as obras a mudanças políticas e econômicas durante o período. Projetos pioneiros de reatores Gen III, especialmente na Europa, demonstraram custos excedentes e atrasos substanciais (1). Os SMRs, por serem fabricados em fábricas e serem independentes do local, minimizam o trabalho no local e aceleram os cronogramas de

implantação para apenas três anos. Isso permite que sejam implantados rapidamente para fornecer eletricidade sem emissões à rede. (25)

- **Baixa Flexibilidade Operacional e Modularidade:** Reatores convencionais são unidades de grande porte fixas, projetadas para operação contínua em carga base, não sendo idealizados para um rápido seguimento de carga. A falta de modularidade dificulta a incorporação incremental de capacidade. Os SMRs, por sua vez, oferecem a capacidade de ajustar a produção de eletricidade de forma flexível para atender à demanda real, o que é crucial para a integração com fontes de energia renováveis intermitentes e para garantir a estabilidade da rede. Sua natureza modular permite que a capacidade seja adicionada incrementalmente conforme a demanda aumenta, oferecendo uma estratégia de investimento flexível (1).
- **Limitações de Localização:** Usinas nucleares tradicionais exigem grandes áreas de terra e acesso a grandes volumes de água para resfriamento. Os SMRs, sendo compactos, requerem significativamente menos espaço e menos água para resfriamento, oferecendo maior flexibilidade para a seleção do local. Eles podem ser instalados em locais remotos ou em termelétricas desativadas, utilizando a infraestrutura de transmissão existente. (26)

### 1.3.2 Principais Tipos de SMRs

Os designs de SMRs são amplamente categorizados em duas gerações principais: Geração III/III+ e Geração IV. Designs de terceira geração são baseados em designs existentes de reatores grandes. Já os designs de Geração IV são caracterizados por sua gama variada de métodos de resfriamento, com metodologias mais sofisticadas e menos usuais (1).

Os designs de Geração III/III+ incluem PWRs (Pressurized Light Water Reactors), BWRs (Boiling Water Reactors) e PHWRs (Pressurized Heavy Water Reactors) (1).

Já os designs de Geração IV incluem HTGRs (High-temperature Gas-cooled Reactors), GFRs (Gas-cooled fast reactors) e MSR (Molten Salt Reactors) (1).














	WATER-COOLED REACTORS			NON-WATER-COOLED REACTORS			
	PWR Pressurized water reactor	BWR Boiling water reactor	PHWR Pressurized heavy water reactor	HTGR High- temperature gas- cooled reactor	GCFR Gas-cooled fast reactors	LMFR Liquid metal fast reactors	MSR Molten salt reactor
Status	Operating	Design ready	Early design	Operating	Early design	Under construction	Design ready
Lifetime	60-80+ years	60+ years	20+ years	60 years	60 years	60 years	20+ years
Expected capacity (MWe)	30-470	250-300	300	35-300	50-265	10-300	16-200
Coolant	Water	Water	Heavy water	Gas	Gas	Liquid metal	Molten salt
Moderator	Water	Water	Heavy water	Graphite	None	None	Graphite
Fuel	5% <sup>235</sup> uranium	5% <sup>235</sup> uranium	Natural uranium	Coated fuel particles (>5% & <15%)	15%-20% uranium carbide/oxide	15%-20% uranium nitride	Molten salts & enriched uranium
Refueling frequency	Up to 6 years	Up to 7 years	Up to 7 years	Up to 10 years	Up to 30 years	Up to 20 years	Up to 10 years
Selected manufacturers	  			 		 	  

Figura 7 – Tabela descritiva detalhando característica de cada tipo de SMR em desenvolvimento

Fonte: (1)

### 1.3.3 Principais Projetos Globais

A corrida global para o desenvolvimento de SMRs envolve uma série de empresas e projetos relevantes, sem "clear winners" ainda:

- NuScale Power LLC: Desenvolve o NuScale Power Module (NPM), um PWR de água leve, sendo o primeiro design SMR aprovado pela NRC dos EUA (27).
- GE Hitachi Nuclear Energy (GEH): Responsável pelo BWRX-300, um BWR de 300 MWe, com foco em implantação rápida e substituição de usinas a carvão (27).
- Rolls-Royce SMR: Desenvolve um PWR de 470 MWe, baseado na experiência nuclear da empresa no Reino Unido, com interesse de implantação na República Tcheca (27).
- Westinghouse: Oferece o AP300 (PWR de água leve) e o eVinci (microrreator de heatpipe) (27).
- X-energy: Desenvolve o Xe-100, um HTGR tipo leito de seixos, com grandes planos de implantação nos EUA. A Amazon investiu na X-energy, financiando quatro reatores Xe-100 no estado de Washington (27).
- TerraPower: Co-fundada por Bill Gates, desenvolve o reator Natrium (reator rápido refrigerado a sódio). A empresa recebeu US\$ 2 bilhões do DOE para seu projeto em Wyoming (27).

- Kairos Power: Desenvolve o KP-FHR, um reator avançado HTGR refrigerado a sal fluoreto. O Google concordou em comprar energia da Kairos Power (27).
- Newcleo: Focada em reatores rápidos refrigerados a chumbo (LFR-AS-200), com foco em combustível MOX reciclado de resíduos nucleares (27).
- Holtec International: Desenvolve o SMR-160, um PWR de 160 MWe (27).
- Southern Company: Investe em MSRs, incluindo o Molten Chloride Fast Reactor (MCFR) (27).
- Terrestrial Energy: Desenvolve o Integral Molten Salt Reactor (IMSR) (27).
- Oklo: Desenvolve o Aurora, um microrreator de heatpipe (27).
- CNNC (China National Nuclear Corporation): Desenvolve o ACP100/Linglong One (27).
- CNEA e INVAP (Argentina): Responsáveis pelo CAREM25 (27).
- OKBM (Rússia): Desenvolve o KLT-40S e a série RITM-200 (PWRs integrais) (27).

SELECTED SMR DESIGNS	DEVELOPMENT PHASE						MATURITY
	(Pre) conceptual design	Basic/early design	Advanced/detailed design	(Final) licensing/review	Pre-project/construction	(Commercial) operations	
<b>ACP100</b>							<ul style="list-style-type: none"> <li>• Construction commenced in 2021 with target commercial operation in 2026</li> <li>• Star nuclear island installed in 2022</li> <li>• Core model for demonstration project accepted in 2023; will be shipped to construction site</li> </ul>
<b>BWRX-300</b>							<ul style="list-style-type: none"> <li>• In various stages of licensing &amp; design validation worldwide</li> <li>• Construction license application in Canada submitted in 2022</li> <li>• Generic design assessment in UK started in 2024, first phase completed</li> <li>• Construction license received from the Canadian Nuclear Safety Commission in 2025</li> </ul>
<b>AP300</b>							<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conceptual design completed in 2023</li> <li>• Basic design phase in progress &amp; peaks in 2025</li> <li>• Using proven technology based on AP1000, which is operational</li> </ul>
<b>CAREM</b>							<ul style="list-style-type: none"> <li>• Detail design is 90% complete</li> <li>• Granted a construction license in 2013 &amp; working on commissioning license request</li> <li>• Construction put on hold in 2024 due to budget cuts &amp; rising inflation rates</li> </ul>
<b>Rolls-Royce SMR</b>							<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entered formal design assessment by UK regulations in 2022</li> <li>• Commenced UK's Generic Design Assessment in 2024</li> </ul>
<b>NuScale</b>							<ul style="list-style-type: none"> <li>• The NRC fully certified the design in February 2023</li> <li>• SDA approval of 77-MWe design in 2023</li> <li>• Completed the IAEA TSR in December 2024</li> <li>• Completed phase 1 of FEED work for the RoPower SMR plant in Romania</li> </ul>



Figura 8 – Tabela descritiva detalhando projetos de Geração III/III+ em desenvolvimento

Fonte: (1)

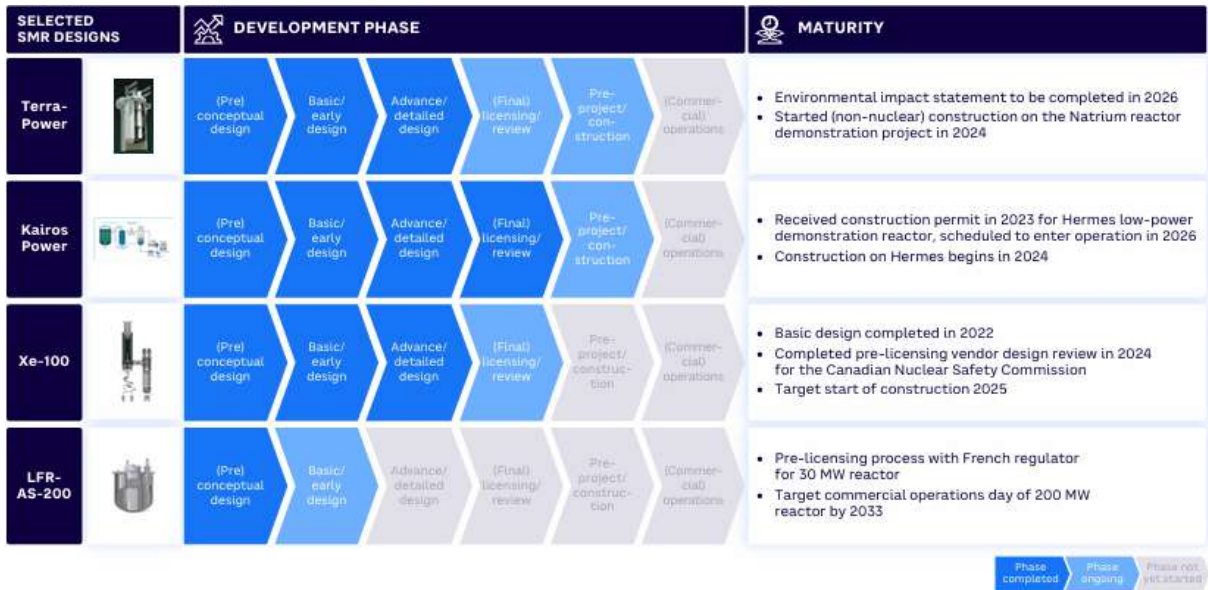


Figura 9 – Tabela descritiva detalhando projetos de Geração IV em desenvolvimento

Fonte: (1)

### 1.3.4 Cenário de Financiamento Nuclear Global para SMRs

Investir em projetos FOAK (First-Of-A-Kind) de SMRs é inerentemente mais arriscado do que em implantações NOAK (Nth-Of-A-Kind), onde a tecnologia já foi comprovada. Isso limita o pool de investidores disponíveis e faz com que os SMRs, nesta fase inicial, fiquem atrás de outras tecnologias de transição verde em termos de atratividade de investimento. Há ceticismo quanto à suficiência dos retornos de investimento para atrair investidores para as implantações iniciais de SMRs, especialmente em comparação com projetos renováveis de menor risco, como eólica e solar, devido aos custos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX) relativamente mais altos dos FOAK. A falta de um design SMR comprovado e a natureza não testada de muitos reatores de Geração IV representam uma barreira tecnológica significativa ao investimento, resultando em investimentos diluídos entre diferentes tecnologias (1).

Apesar dos desafios, os SMRs possuem características que os tornam atraentes para investidores. Eles são projetados para serem mais eficientes e de fácil manutenção, com potencial para melhorar a lucratividade ao longo da vida útil da usina. Seus requisitos de investimento inicial mais baixos e prazos de implantação mais curtos mitigam riscos, levando a uma realização mais rápida de receitas e lucros. O tamanho menor dos SMRs abre oportunidades para investidores menores, incluindo grandes consumidores como

proprietários de data centers, e grupos de investidores, aumentando o pool de capital total disponível. A escalabilidade e flexibilidade dos SMRs permitem que os investidores comprometam fundos de forma mais ágil, podendo escalar seus investimentos ao longo do projeto (1).

A entrada de "hyperscalers" como Google, Meta e Amazon, juntamente com 14 dos maiores bancos e instituições financeiras do mundo, no compromisso de triplicar a capacidade nuclear global até 2050, é um fator crucial (28). A Amazon liderou um investimento de US\$ 500 milhões na X-energy e manifestou a intenção de adquirir 5 GW de energia nuclear, enquanto a Meta emitiu um RFP (Request for Proposal) para 4 GW (29). Essas parcerias e investimentos diretos de grandes empresas de tecnologia representam uma mudança significativa no cenário de financiamento e demanda para SMRs.

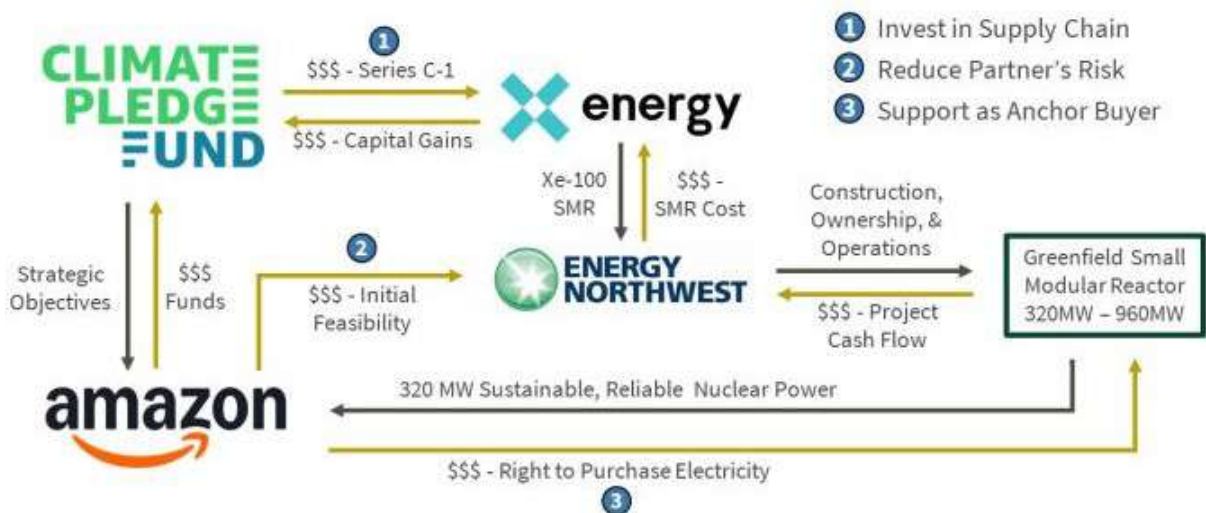


Figura 10 – Modelo esquemático explicando como a Amazon está investindo na transição energética/setor nuclear por meio da X-Energy

Fonte: (30)

O pipeline global de projetos SMR expandiu-se para 22 GW, um aumento de 65% desde 2021, exigindo um investimento total equivalente a US\$ 176 bilhões para ser totalmente implementado (1).

Em 2024, o investimento global na transição energética ultrapassou US\$ 2 trilhões pela primeira vez, com o investimento em tecnologias limpas (renováveis, nuclear, redes, armazenamento, combustíveis de baixa emissão, eficiência e eletrificação) atingindo um recorde de US\$ 2,2 trilhões em 2025 (31). Os fluxos de capital para a energia nuclear

criaram 50% nos últimos cinco anos e estão a caminho de atingir cerca de US\$ 75 bilhões em 2025 (32).

O capital privado e público para empresas de tecnologia climática diminuiu 40% em 2024 (29), mas o investimento de private equity focado em energia nuclear atingiu um recorde em 2024. Hyperscalers como Amazon, Google e Meta estão entre os principais investidores. A dívida de transição energética totalizou US\$ 1 trilhão em 2024, com a dívida corporativa crescendo 5% (28). Parcerias estratégicas relevantes incluem:

- Microsoft com Constellation para alimentar data centers (33).
- Google com Kairos Power para compra de energia (28) .
- Amazon com X-energy, com investimento de US\$ 500 milhões e intenção de 5 GW de energia nuclear (29).
- TerraPower com Sabey Data Centers para explorar implantações de reatores Natrium (34).
- HD Hyundai formalizando parceria com TerraPower para construir capacidade de fabricação em larga escala para reatores Natrium (34).
- Tennessee Valley Authority liderando uma coalizão para garantir uma subvenção de US\$ 800 milhões do DOE para seu primeiro SMR (29).

#### *1.4 Proposta de Desenvolvimento de SMRs para Substituição de Termelétricas no Norte/Nordeste do Brasil*

O Norte e Nordeste brasileiros apresentam um cenário único para a aplicação de Small Modular Reactors (SMRs) na geração de energia elétrica localizada, dadas suas oportunidades e desafios específicos. As macrorregiões enfrentam desafios energéticos por conta da baixa conectividade com o SIN (Sistema Interligado Nacional, o "grid" brasileiro de energia elétrica). Atualmente, aproximadamente 45% de toda a energia produzida na região Norte e 10% na região Nordeste provém de termelétricas a gás natural, diesel ou carvão mineral, que são grandes emissoras de CO<sub>2</sub>, caras e ruidosas (35).

Nesse contexto, os SMRs emergem como uma solução promissora. Eles podem substituir esses geradores a diesel, reduzindo custos operacionais, emissões de poluentes e ruído. A modularidade e a menor necessidade de infraestrutura de transmissão dos SMRs os tornam particularmente adequados para mercados menores e muitas vezes isolados,

onde a construção de grandes usinas ou a extensão da rede nacional seria inviável ou excessivamente custosa.

Saltam aos olhos dois cenários de uso específico dos SMRs dentro do contexto definido: o uso em sistemas isolados na região amazônica (existem cerca de 200 sistemas isolados na região que não estão conectados à rede elétrica nacional (36)) e o uso em regiões portuárias como substitutos de térmicas comuns de média potência (100-500 MWe).

Em relação ao primeiro cenário, já existe discussão e projetos em relação ao tema dentro de instituições importantes dentro do cenário nuclear brasileiro. O Ministro de Minas e Energia do Brasil, Alexandre Silveira, destacou que os SMRs podem ser instalados perto dos centros de consumo, substituindo as termelétricas a óleo na Amazônia, o que representa uma solução de energia limpa que não polui o meio ambiente (21). Essa declaração estabelece o potencial dos SMRs como uma alternativa estratégica para a descarbonização e a segurança energética da região. A flexibilidade e a escalabilidade dos SMRs são vantagens cruciais para a Amazônia. Eles podem ser adicionados incrementalmente conforme a demanda energética da comunidade ou da indústria aumenta, evitando superinvestimentos iniciais. Além disso, alguns designs de SMRs são transportáveis, o que facilita a implantação em locais remotos com infraestrutura limitada. Leonam Guimarães, diretor técnico da Associação Brasileira para o Desenvolvimento de Atividades Nucleares (ABDAN), concorda com essa visão. "Eles são particularmente adequados para regiões isoladas e com baixa densidade populacional, como a Amazônia, onde grandes usinas nucleares seriam economicamente inviáveis e logisticamente desafiadoras", disse o diretor (37).

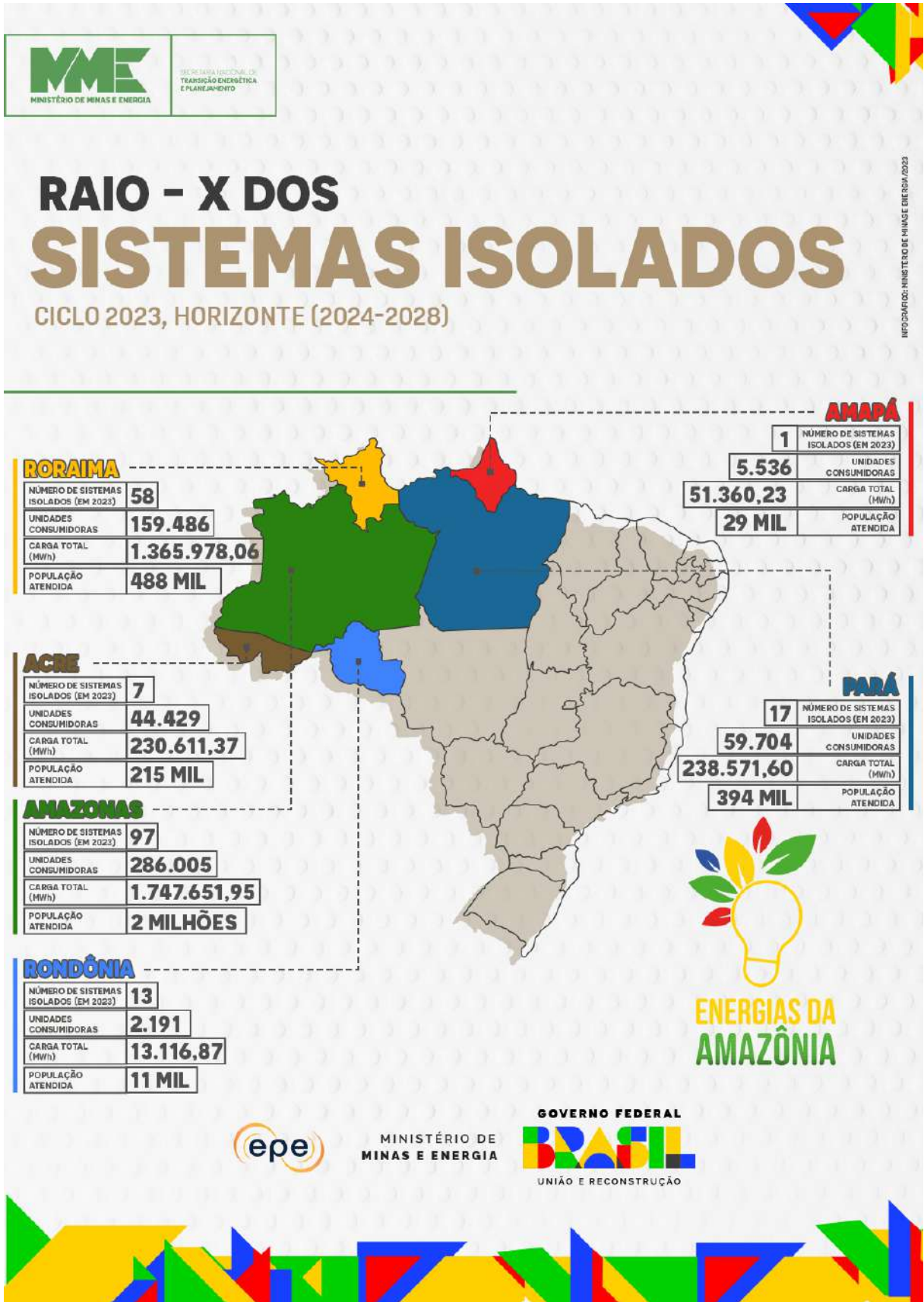


Figura 11 – Infográfico contendo mapeamento dos sistemas isolados de energia no Brasil

Fonte: (38)

A capacidade de co-geração de calor e eletricidade dos SMRs também abre novas possibilidades, como o fornecimento de calor para processos industriais ou para dessalinização, que pode ser relevante em certas áreas da região. Porém, a implantação de SMRs na região Amazônica enfrenta desafios consideráveis:

- Embora os SMRs reduzam a necessidade de grandes linhas de transmissão, a infraestrutura geral da região, incluindo estradas e logística de transporte de componentes, ainda pode ser um obstáculo significativo.
- As preocupações com segurança e resíduos nucleares, embora em declínio globalmente, podem ser amplificadas em comunidades locais na Amazônia, exigindo um diálogo transparente e programas de engajamento robustos.
- Embora os SMRs produzam menos resíduos individualmente, a logística de transporte e descarte seguro de combustível nuclear e resíduos em locais remotos e sensíveis ambientalmente pode ser complexa e cara.
- O Brasil possui um vasto potencial para energias renováveis, incluindo hidrelétrica, eólica e solar, que também são opções para a geração descentralizada. A busca por SMRs na Amazônia, em paralelo com o desenvolvimento de energias renováveis distribuídas, indica uma abordagem multifacetada para a transição energética da região. A energia nuclear pode complementar fontes intermitentes para garantir a estabilidade da carga base e a segurança energética em áreas isoladas, mas a competição por investimentos e a otimização da matriz energética serão persistentes.
- A implantação de qualquer nova infraestrutura em uma região ecologicamente sensível como a Amazônia levanta sérias preocupações ambientais e sociais, exigindo avaliações de impacto rigorosas e o engajamento das comunidades locais.

Dados estes desafios e riscos, a segunda proposta de implantação de SMRs no país parece mais razoável no curto prazo e pode ser mais factível considerando o contexto econômico e regulatório atual. Termelétricas são particularmente comuns em regiões portuárias no Brasil, especialmente no Nordeste (estima-se que existam 380 térmicas em operação na região em Julho de 2025, com 28 conectadas ao SIN (39)). Esse tipo de região facilita a logística para fornecimento de combustível (por exemplo: Pecém (CE) recebe carvão no porto e envia à usinas por correia tubular de 12,5 km), tem alta disponibilidade de água para resfriamento (acesso direto ao mar simplifica (e barateia) sistemas de resfriamento de ciclos a vapor/CCGT, frente à alternativa de captar/recircular



Muitas vezes, regiões portuárias (como o Porto do Açú, ou o Porto de Pecém) se encontram próximas e diretamente conectadas com instalações de mineração. Nesses casos, térmicas muitas vezes são utilizadas como "backups" ou fontes primárias de fornecimento de energia para tais instalações e povoados adjacentes, que dependem da mineração para seu desenvolvimento humano e econômico regional. Os SMRs também entrariam aqui como solução limpa e potencialmente menos custosa para exercer essa função.

Um exemplo claro se trata da jazida de Itataia, em Santa Quitéria (CE), que reúne fosfato e urânio no mesmo depósito e vem sendo estruturada pelo Consórcio Santa Quitéria (INB + Galvani) para produzir fertilizantes (MAP/DCP) e yellowcake ( $U_3O_8$ ) em plantas industriais junto à mina. Além do potencial de mais de 1 milhão t/ano de fertilizantes e produção de concentrado de urânio, o projeto prevê envio do urânio yellowcake até o Porto do Pecém, eixo natural de escoamento e importação/exportação do polo industrial da RM de Fortaleza (41).



Figura 13 – Localização da mina de Santa Quitéria no estado do Ceará

Fonte: (41)

Essa configuração criaria sinergias diretas com a instalação de um SMR na macrorregião de Pecém, como eletricidade constante e calor de processo para a cadeia minero-industrial, em um semiárido onde água e energia são restritivas, a possibilidade

de coprodução de serviços como dessalinização e vapor industrial, elevando o fator de capacidade econômico do complexo e logística integrada via Pecém para o fluxo do yellowcake (que seguirá, como exige o ciclo do combustível nuclear brasileiro, para etapas de conversão/enriquecimento/fabricação fora do Ceará e, do país). A proximidade logística tende a reduzir investimentos em linhas e dutos, encurtar prazos e mitigar riscos de suprimento frente a termelétricas existentes, mantendo ao mesmo tempo baixas emissões e alta disponibilidade.



Figura 14 – Fluxo de escoamento de minério de Santa Quitéria até portos mais próximos no Ceará

Fonte: (41)

A principal “peça faltante” para maximizar a sinergia local é a conversão do urânio. Como o Brasil não dispõe da infraestrutura local (embora possua a tecnologia) e nem tem autorização internacional para desenvolver essa etapa em escala industrial, o yellowcake de Santa Quitéria teria de sair do país para conversão, seguir a Resende para enriquecimento/fabricação e só então voltar ao Pecém. Se o país viesse a internalizar a etapa de conversão, com instalações complementares às de Resende, preferencialmente

ancoradas no eixo Santa Quitéria-Pecém, todo o ciclo do combustível poderia ocorrer na própria região, reduzindo custos logísticos, prazos e riscos operacionais, e criando economias de escala sem precedentes no programa nuclear brasileiro.

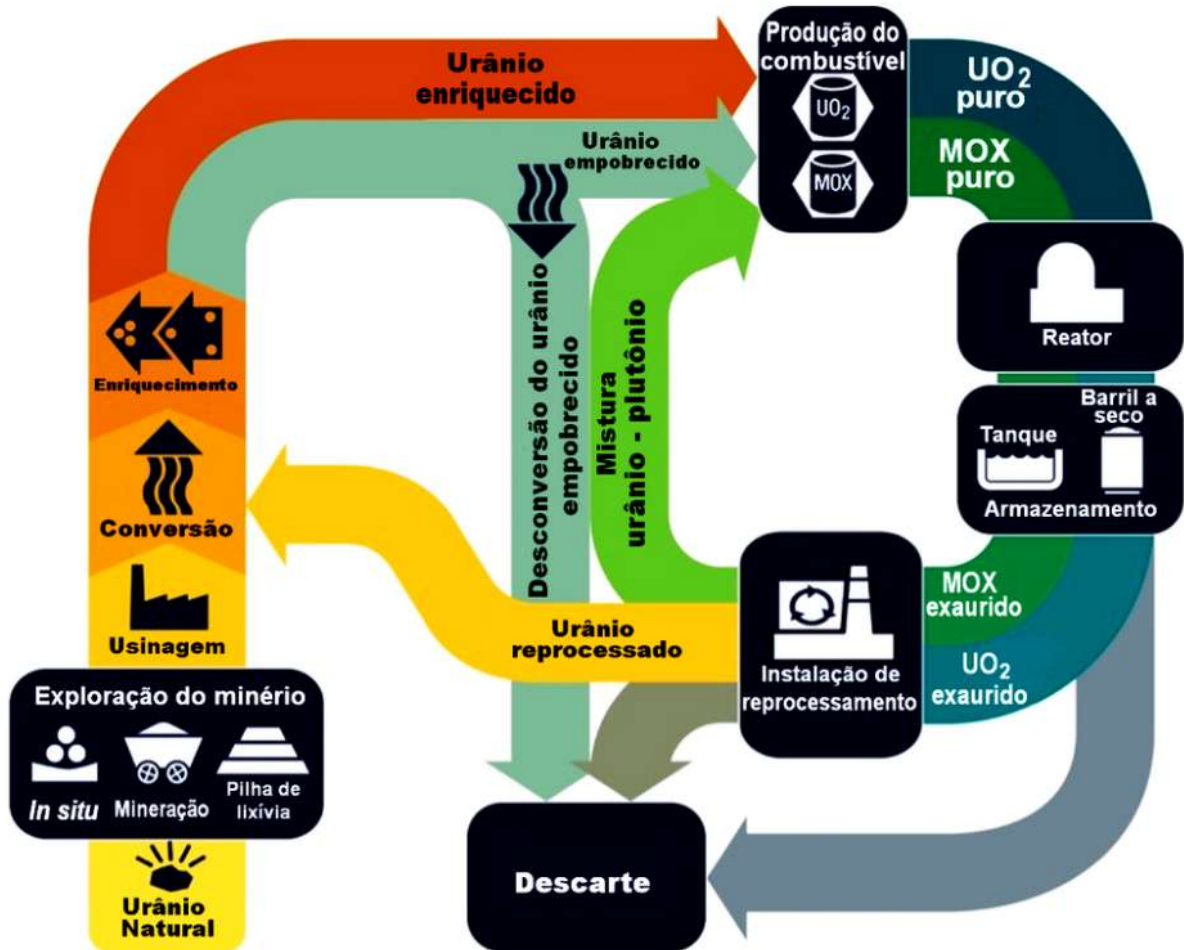


Figura 15 – Ciclo consolidado do combustível nuclear, o Brasil é impossibilitado de atuar na conversão do urânio

Fonte: (42)

## 2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise de viabilidade econômico-financeira aprofundada para a implementação de um projeto pioneiro (*First-Of-A-Kind* - FOAK) de um SMR, destinado à geração localizada de energia elétrica dentro da matriz portuária do Nordeste brasileiro, substituindo a matriz energética baseada em combustíveis fósseis.

Foi considerada para a análise econômica apenas a construção e operação de uma usina deste tipo no Brasil por meio de uma SPE (Sociedade de Propósito Específico) cujo direito econômico para geração e comercialização de energia foi concedido pelo governo do país e cujos parâmetros financeiro-operacionais seguem o arcabouço regulatório da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O modelo de negócios empregado no empreendimento teórico e de uma simples geradora de energia, que adquire seu equipamento de fornecedores específicos (tanto locais quando internacionais, no caso dos SMRs), ou seja, não é verticalizada no âmbito do desenvolvimento da tecnologia, apenas constrói e opera as usinas.

Para chegar nas conclusões necessárias do exercício, as seguintes etapas analíticas serão desenvolvidas:

- **Estimar o Investimento de Capital (CapEx):** Detalhar de forma granular o investimento inicial total do projeto, compreendendo os custos de aquisição da tecnologia do SMR, licenciamento, preparação do local (engenharia civil), construção, comissionamento e infraestrutura de suporte necessária.
- **Calcular o Custo de Capital:** Determinar o Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC) aplicável ao projeto, considerando a estrutura de capital (dívida e capital próprio), o risco-país (Brasil), o risco específico do setor nuclear e a natureza pioneira (FOAK) do empreendimento (sempre utilizando métricas e metodologias de mercado para avaliação).
- **Analisar Fontes de Financiamento e Investidores:** Mapear e analisar as potenciais fontes de financiamento (*funding*), incluindo agências de fomento, bancos de desenvolvimento (nacionais e internacionais), investimento de capital privado, parcerias estratégicas com grandes consumidores de energia (e.g., *hyperscalers*) e modelos financiamento de *project finance*.

- **Calcular o Custo Nivelado de Energia (LCOE) de Referência:** Apurar o LCOE do projeto SMR em seu cenário base (*First-Of-A-Kind* - FOAK), utilizando as premissas de CAPEX, O&M, custo de combustível e custo de capital definidas no modelo.
- **Estimar Custos de Descomissionamento:** Quantificar os custos de descomissionamento da usina ao final de sua vida útil e analisar o modelo de provisionamento desses fundos (*decommissioning fund*), um componente financeiro crítico e mandatário para projetos de energia nuclear.
- **Avaliar a Viabilidade Financeira:** Projetar os fluxos de caixa operacionais durante todo o período de concessão da usina (tipicamente 35 anos) para calcular métricas de viabilidade econômica (TIR e VPL), além de entender cenários tarifários para viabilização e amortização do investimento necessário ao longo da vida da usina.
- **Desenvolver Análise de Sensibilidade:** Realizar uma análise de sensibilidade multidimensional para identificar as variáveis críticas que mais impactam os resultados financeiros, como variações no CapEx, nos custos de Operação & Manutenção (O&M), no fator de capacidade da planta e no custo de capital.
- **Estruturar Análise de Cenários:** Modelar cenários alternativos (otimista, pessimista e de estresse) para avaliar a resiliência do projeto a riscos comuns em empreendimentos nucleares, como atrasos na construção, excedentes de custos e mudanças no ambiente regulatório.

### 3 Materiais e Métodos

A metodologia adotada neste trabalho foi estruturada em quatro etapas sequenciais e interdependentes, concebidas para garantir a robustez e a rastreabilidade da análise de viabilidade econômico-financeira. O processo partiu de uma grande revisão da literatura para a construção de premissas realistas, e culminou na modelagem de cenários e na análise de riscos de um potencial projeto.

#### 3.1 *Delimitação da Pesquisa*

A presente pesquisa é caracterizada como um estudo de viabilidade econômico-financeira de natureza quantitativa. O método central é a construção de um modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), ou *Discounted Cash Flow* (DCF), cujas premissas foram integralmente fundamentadas em uma extensa e criteriosa revisão de literatura.

O objeto de análise é um projeto hipotético, porém parametrizado com dados realistas, de um Reator Modular Pequeno (SMR) pioneiro, a ser instalado no sítio operativo de uma termelétrica a carvão na região do Porto de Pecém, integrando o SIN e fornecendo energia a matriz local, servindo como backup para fontes renováveis na região e fonte primária para o polo industrial.

#### 3.2 *Levantamento de Premissas e Dados (Revisão de Literatura)*

A primeira etapa consistiu na coleta, sistematização e tratamento de dados para construir as premissas macroeconômicas, operacionais e financeiras do modelo. Dada a ausência de um projeto similar em operação no Brasil, foram utilizadas fontes de dados internacionais de alta credibilidade. Os principais parâmetros que foram calculados durante a análise são:

- **Investimento Inicial (CapEx):** A análise considerou relatórios técnicos e projeções de custos de agências como a Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA), a Agência Internacional de Energia (IEA) e a Associação Nuclear Mundial (WNA), além de relatórios de analistas de pesquisa econômica internacional e dados de empresas que estão desenvolvendo esse tipo de reator globalmente. Foram considerados dados

de projetos de SMRs em desenvolvimento (e.g., NuScale, GE-Hitachi, Rolls-Royce SMR) e estudos acadêmicos que diferenciam os custos entre projetos FOAK e projetos seriais (NOAK).

- **Custos de Operação e Manutenção (O&M):** Houve o levantamento de custos operacionais fixos e variáveis, incluindo despesas com pessoal, manutenção, insumos, segurança, seguros e o custo do ciclo do combustível nuclear. Também foi provisionado um valor para o descomissionamento ao final da concessão da planta.
- **Custo de Capital:** O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) foi definido a partir da análise de taxas de juros de mercado, prêmio de risco de mercado, risco-país (Brasil), e alavancagem de projetos comparáveis no setor de energia e infraestrutura, além de empresas comparáveis dentro e fora do Brasil.
- **Receita:** A receita (e tarifa implícita a ser cobrada) calculada foi um resultado da análise completa, conforme geralmente é calculada em projetos de geração de energia na realidade. O cálculo da receita anual requerida e da tarifa final ao consumidor é realizado utilizando premissas de retorno mínimo, que asseguram a viabilidade econômica do empreendimento. Será realizada uma análise comparativa com a tarifa implícita média do projeto de SMR comparando com tarifas de instalações hidrelétricas, térmicas, solares, eólicas e nucleares do Brasil, de modo a situar o SMR no espectro de custos da matriz.
- **Parâmetros Operacionais:** Foram coletados dados sobre o cronograma e tempo de construção esperado, fator de capacidade médio previstos para SMRs, vida útil operacional da planta e da consequente concessão associada e eficiência térmica, com base em dados históricos do setor e especificações de desenvolvedores de SMRs.

### *3.3 Estruturação do Modelo Econômico-Financeiro*

O principal instrumento desta pesquisa foi um modelo financeiro integrado, a ser desenvolvido na plataforma Microsoft Excel. A arquitetura do modelo será segmentada em módulos interdependentes para garantir flexibilidade, transparência e facilidade de checagem.

### 3.3.1 Arquitetura do Modelo

- **Módulo de Premissas (Inputs):** Centraliza todas as variáveis do projeto. Qualquer alteração em uma premissa é automaticamente propagada por todo o modelo.
- **Módulo de CapEx e Depreciação:** Detalha o cronograma de investimentos ao longo do período de construção (curva "S" de desembolso) e calcula a depreciação dos ativos ao longo da vida útil do projeto.
- **Módulo de Projeções (Outputs):** Gera as principais demonstrações financeiras projetadas em base anual para um horizonte de 40 anos (5 de construção + 30 de operação): Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), Balanço Patrimonial (BP) e a Demonstração dos Fluxos de Caixa (DFC).
- **Módulo de Financiamento e WACC:** Modela o serviço da dívida (amortização e juros) e calcula o WACC anualmente conforme alterações na estrutura de capital da SPE.
- **Módulo de Análise e Métricas (Valuation):** Consolida os fluxos de caixa e calculará automaticamente as métricas de viabilidade: VPL, TIR, LCOE.
- **Módulo de Cenários e Sensibilidade:** Funciona como um painel de controle que permitirá a ativação dos diferentes cenários de análise e a visualização gráfica dos resultados.

### 3.4 Definição e Aplicação das Métricas de Análise

Para a avaliação dos resultados gerados pelo modelo, foram utilizadas as seguintes métricas financeiras, consagradas na literatura de finanças corporativas e avaliação de projetos:

#### 3.4.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL representa a riqueza gerada pelo projeto em valor presente, descontando os fluxos de caixa futuros pela taxa de atratividade (WACC). Um VPL positivo indica viabilidade.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} - CAPEX_0$$

### 3.4.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a taxa de desconto que torna o VPL do projeto igual a zero. O projeto será considerado atrativo se a sua TIR for superior ao custo de capital (WACC).

### 3.4.3 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O LCOE representa o valor presente unitário do custo que uma usina precisa incorrer para gerar um MWh de energia elétrica. É a principal métrica para comparar a competitividade entre diferentes fontes de geração.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Investimentos_t + Custos_{OpEx,t}}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{EnergiaGerada_t}{(1+WACC)^t}}$$

## 3.5 Análise de Sensibilidade

Para avaliar a robustez dos resultados frente às incertezas inerentes a um projeto de infraestrutura de longo prazo e alta complexidade, uma série de variáveis foram sensibilizadas para entendimento conjunto sobre quais os maiores riscos e incertezas relacionadas ao projeto.

Foi conduzida uma análise de sensibilidade unidimensional para identificar quais variáveis exercem maior impacto sobre o VPL e a TIR do projeto. As principais variáveis a serem testadas incluirão: CAPEX, WACC, fator de capacidade, custos de O&M e preço da energia.

## 4 Revisão Bibliográfica

### 4.1 O Paradigma Econômico dos Reatores Modulares Pequenos

#### 4.1.1 A Lógica da Modularidade

O modelo de negócio dos SMRs está intrinsecamente relacionado à sua engenharia com produção seriada em ambiente fabril. Tal característica permite reduzir significativamente riscos associados a cronogramas, custos elevados de construção e imprevistos, típicos das grandes usinas nucleares. O desempenho econômico-financeiro de um SMR depende essencialmente de alguns vetores, sumarizados em: custo, tempo, financiamento, modularidade e regulação (43). Esses fatores determinam não apenas a viabilidade técnica, mas também a atratividade comercial do empreendimento.

Para o exercício proposto, foi escolhido o *NuScale Power Module* (NPM) como exemplo. Trata-se de um reator LWR (*light-water reactor*) compacto, projetado para manufatura completa em fábrica e posterior transporte até o local de instalação. Cada módulo contém em uma única estrutura o vaso de pressão, o núcleo do reator, um gerador de vapor helicoidal, pressurizador e todos os sistemas de controle primário, eliminando a necessidade de tubulações externas (44). O vaso de pressão, em aço inoxidável, possui aproximadamente 23 metros de altura e 4,5 metros de diâmetro, com peso total de cerca de 650 toneladas. Esse conjunto é instalado em uma piscina de contenção subterrânea, de categoria sísmica 1, compartilhada por até doze módulos.

Tabela 2 – Parâmetros técnicos aproximados do módulo NuScale

Parâmetro	Valor	Referência
Potência térmica (MWt)	160	(44)
Potência elétrica (MWe)	50–77	(45)
Tipo de combustível	UO <sub>2</sub> (4,95% U-235)	(46)
Configuração do núcleo	37 elementos 17×17	(47)
Modo de circulação	Natural (sem bombas)	(48)
Ciclo de recarga	20-24 meses	(46)

O núcleo do reator, localizado na parte inferior do vaso, utiliza 37 elementos combustíveis tipo 17×17, semelhantes aos dos PWRs comerciais, porém operando com densidade de potência reduzida e margens térmicas superiores. Essa configuração proporciona maior tolerância térmica e estabilidade em regimes de transiente. O combustível é o dióxido de

urânio ( $\text{UO}_2$ ), com enriquecimento máximo de 4,95% em urânio-235, e uma queima típica de 45 GWd/tU, permitindo ciclos de operação de 20 meses (45).

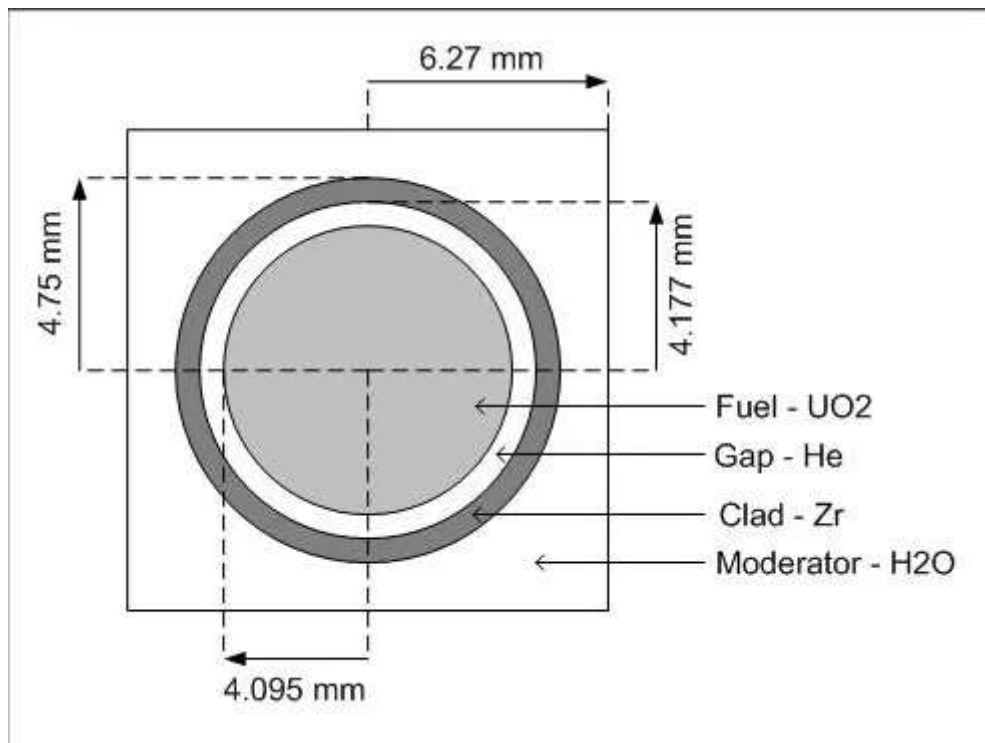


Figura 16 – Elemento combustível típico de um reator LWR (protótipos atuais da Westinghouse e NuScale)

Fonte: (49)

No circuito primário, o fluido refrigerante (água pressurizada) é aquecido no núcleo e circula por convecção natural até o gerador de vapor helicoidal, que envolve o vaso interno. O vapor produzido no lado secundário alimenta a turbina, gerando eletricidade. O pressurizador, integrado ao topo do vaso, controla a pressão do sistema primário. Essa configuração *integral PWR* elimina a necessidade de bombas primárias, reduzindo o número de componentes móveis e interfaces externas — um fator crítico na mitigação de riscos operacionais (48).

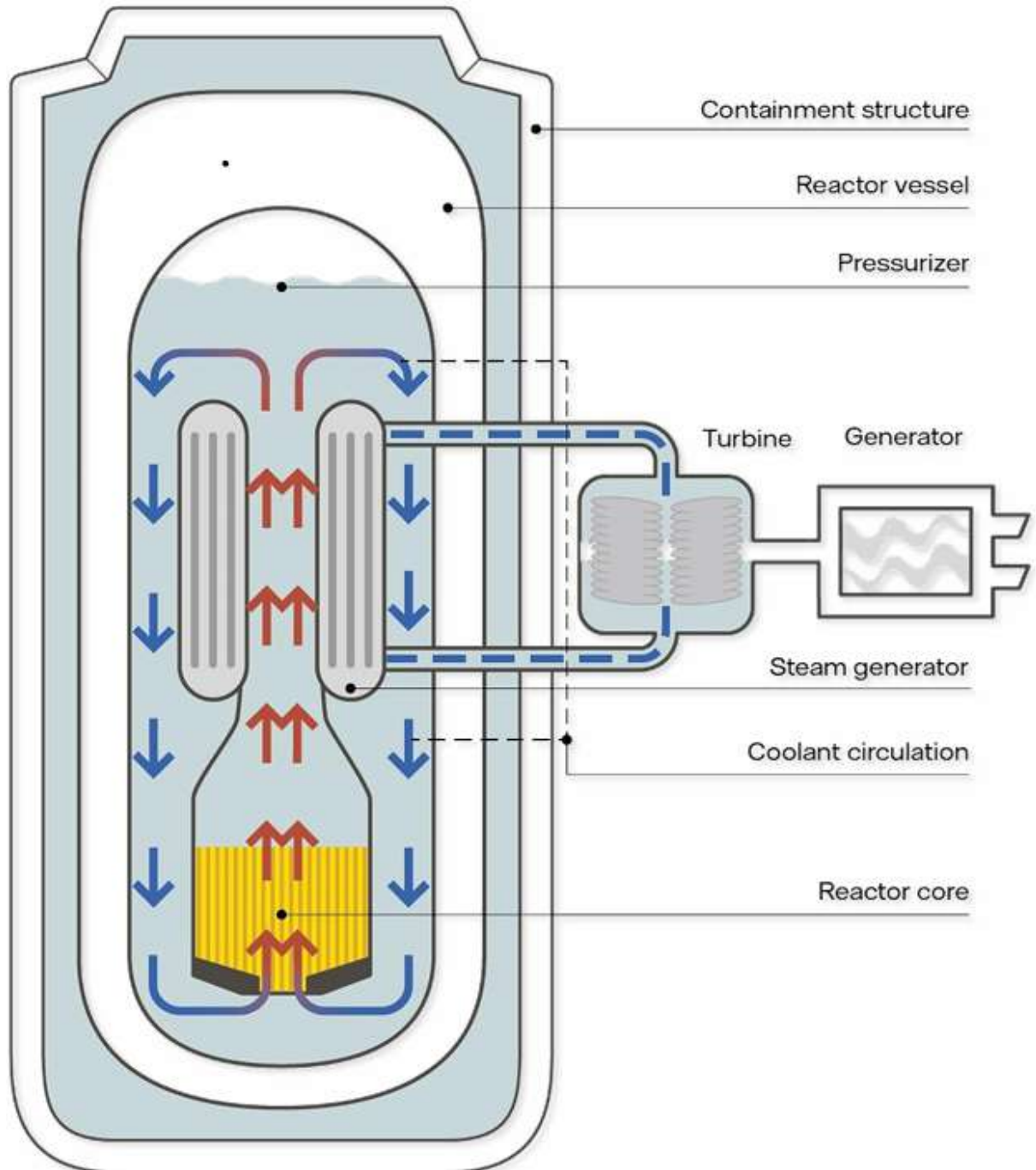


Figura 17 – Diagrama simplificado de reator LWR

Fonte: (50)

O sistema de segurança do NuScale baseia-se em princípios de passividade total, caracterizando o conceito denominado “*walk-away safe*”. Em situações de desligamento, o reator é capaz de manter o resfriamento do núcleo e a integridade da contenção sem necessidade de energia elétrica externa, ação humana ou componentes mecânicos ativos. O calor residual é removido por convecção natural e transferido à piscina de contenção, cuja massa térmica e área de contato garantem a dissipação prolongada (51).

A configuração modular permite a operação independente de até doze unidades em uma única instalação (somando de 600 a 854 MWe de capacidade instalada, considerando módulos NPM), compartilhando sistemas auxiliares e infraestrutura civil. Cada módulo pode ser desligado individualmente para manutenção sem impacto nos demais, assegurando elevado fator de disponibilidade (sem manutenções extensas, as vezes gerando meses de indisponibilidade, como em reatores grandes PWR). O sistema de controle é centralizado, possibilitando a operação simultânea de até três módulos por um único operador licenciado, conforme o processo de certificação aprovado pela NRC (regulador norte-americano) em 2023 (52).

Outro diferencial da engenharia do reator LWR da NuScale reside na logística de fabricação e transporte. Os módulos são totalmente produzidos em ambiente fabril, transportados por via rodoviária, ferroviária ou marítima, e instalados de forma “*plug-and-play*” na estrutura subterrânea do local definitivo. Essa característica reduz drasticamente o tempo de implantação e a exposição a incertezas típicas de obras civis nucleares de grande porte, além de permitir escalabilidade progressiva conforme o fechamento de contratos comerciais pela fabricante (53).

O desempenho econômico de um SMR, como o NuScale, está diretamente associado ao CapEx inicial por módulo (*Overnight Capital Cost*), ao ritmo de aprendizado de produção (*learning rate*), ao tempo de construção e comissionamento, ao fator de capacidade e aos custos de operação e manutenção por MWh produzido. A modularidade, teoricamente, confere flexibilidade financeira, permitindo a expansão gradual de plantas e, subsequentemente, a otimização dos fluxos de caixa em mercados com crescimento energético exponencial (como previsto em todo o mundo com a construção de data centers e o aumento geral da demanda energética).

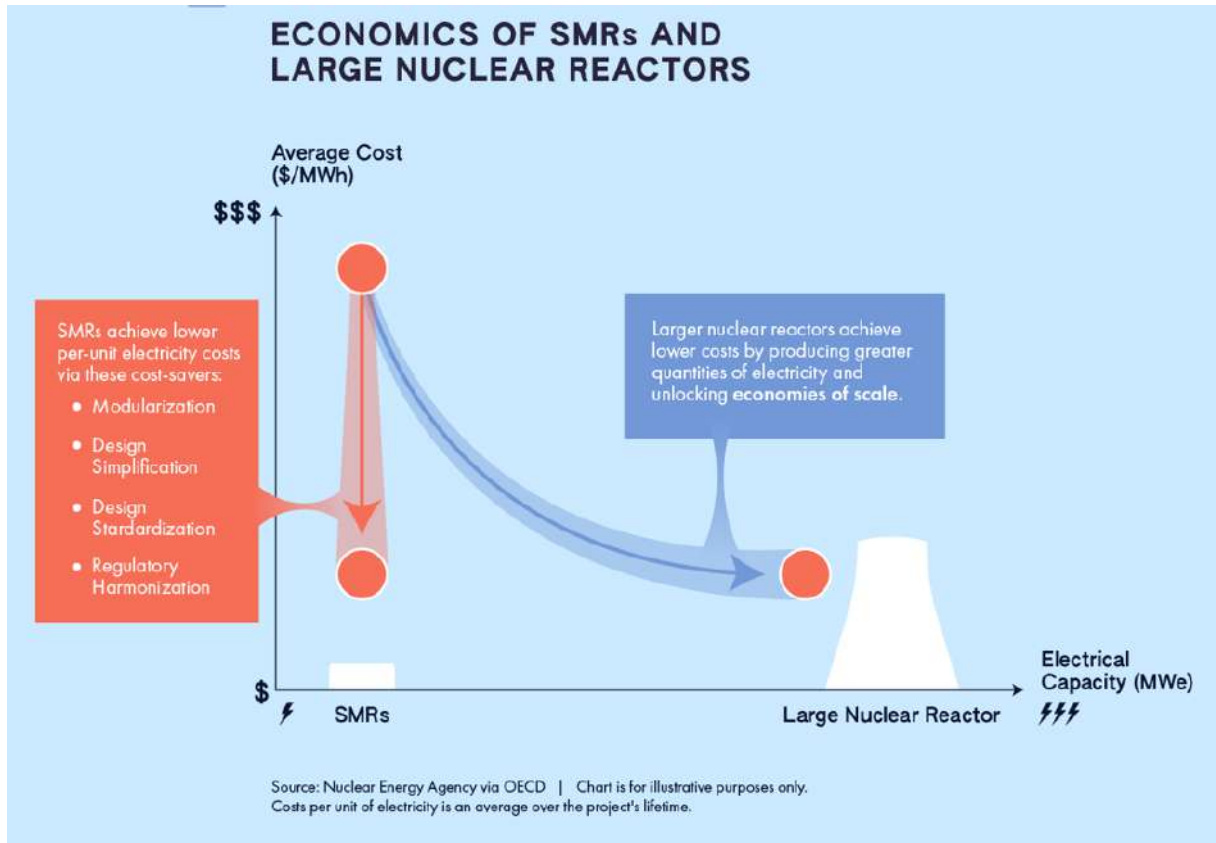


Figura 18 – Visualização simples da dinâmica econômica de reatores modulares vs. reatores de larga escala: SMRs conseguem obter custos médios de energia menores por meio da produção em série e da simplificação do fluxo logístico / construção civil, enquanto reatores maiores tem como benefício gerar grandes quantidades de energia, diluindo custos fixos de operação e, assim, sendo competitivos em termos de custo energético

Fonte: (54)

Assim, observa-se que o sucesso do modelo de negócio dos SMRs não depende apenas de sua tecnologia nuclear, mas do ecossistema de produção e logística associado à sua replicabilidade industrial. Esse paradigma aproxima a engenharia nuclear contemporânea da lógica de manufatura em série típica dos setores aeronáutico e naval.

#### 4.1.2 Aplicações Estratégicas Além da Geração de Eletricidade

Os SMRs apresentam um potencial estratégico que transcende a geração elétrica convencional, possibilitando seu emprego em aplicações térmicas e híbridas. A modularidade e a flexibilidade térmica desses reatores permitem que sejam utilizados como fontes nucleares multiuso, atuando em sinergia com sistemas renováveis e processos industriais

de alta demanda térmica. As principais aplicações não-elétricas incluem: calor industrial de processo, cogeração e aquecimento distrital, dessalinização nuclear e a produção de hidrogênio. (55)

(a) Calor industrial e cogeração: A cogeração nuclear consiste no aproveitamento simultâneo da energia térmica e elétrica do reator. Os SMRs podem fornecer calor de processo a temperaturas entre 300 °C e 800 °C, dependendo do tipo de reator (LWR, HTGR ou MSR), com eficiência térmica próxima de 80%. O balanço energético é dado por:

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{el} + (1 - \eta_{el}) \eta_{th}$$

onde  $\eta_{el}$  representa a eficiência elétrica (30–40%) e  $\eta_{th}$  a eficiência térmica de recuperação (até 70%). Essa abordagem permite reduzir substancialmente o custo nivelado de energia (LCOE) e maximizar o fator de capacidade do reator. (55)

(b) Dessalinização: Os SMRs também podem ser integrados a sistemas de dessalinização por destilação multiefeito ou osmose reversa, aproveitando o calor residual de baixa temperatura (80–120 °C). Essa integração é modelada pela equação de eficiência térmica global de dessalinização:

$$\eta_{des} = \frac{\dot{m}_w \cdot h_{fg}}{Q_{th}}$$

em que  $\dot{m}_w$  é a taxa de produção de água (kg/s),  $h_{fg}$  o calor latente de vaporização e  $Q_{th}$  o fluxo térmico fornecido pelo SMR. Um SMR de 300 MWe poderia, em tese, dessalinizar até 100.000 m<sup>3</sup> / dia de água do mar, a um custo médio de US\$ 0,75 / m<sup>3</sup>, inferior ao de plantas alimentadas por gás natural. (55)

(c) Produção de hidrogênio: Outra aplicação estratégica dos SMRs é a produção de hidrogênio por eletrólise de alta temperatura ou por ciclos termoquímicos, como o enxofre-iodo (S-I). A potência térmica do reator ( $Q_{SMR}$ ) é fracionada entre eletricidade e calor útil conforme:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{\eta_{el} P_{el} + \eta_{th} Q_{th}}{\Delta H_{H_2}}$$

onde  $\Delta H_{H_2}$  representa a entalpia de formação do hidrogênio (285,8 kJ/mol). Os resultados de simulação indicam rendimentos de até 45% na produção de H<sub>2</sub> quando acoplados a reatores de alta temperatura (HTGR ou MSR) (55).

## 4.2 Análise Detalhada da Estrutura de Custos ao Longo do Ciclo de Vida da Máquina

### 4.2.1 Composição do CapEx: Desagregando o Overnight Capital Cost (OCC) do reator

Para realizar o cálculo total do CapEx do projeto, foi utilizado como base o relatório técnico do Idaho National Laboratory — INL-RPT-23-72972, Literature Review of Advanced Reactor Cost Estimates, de 2023. Este relatório apresenta uma análise detalhada da literatura e de fontes atuais de estimativas do investimento necessário para a construção do SMR em vários estágios tecnológicos, além de um detalhamento da proporção de mais de 90 diferentes categorias de custo dentro do total do investimento inicial do reator. (56)

A primeira etapa do cálculo refere-se a uma simples correção dos valores de OCC designados, utilizando os valores fornecidos no artigo:

Tabela 3 – Principais parâmetros de custo e escalonamento para reatores nucleares avançados (INL, 2023)

Variável	Low	Medium	High
BOAK Overnight Capital Cost (OCC) [2019 US\$ / kWe]	4,000	6,000	7,000
First-of-a-kind Premium Multiplier [×]	1.3	1.6	2.1
Multi-unit OCC Exponent [#]	0.80	0.825	0.850

Os valores de OCC estão todos em dólares de 2019; portanto, para traduzi-los em reais de 2025, é necessário multiplicá-los pela taxa de câmbio do respectivo ano (BRL/USD 2019) e aplicar a inflação acumulada do real no período para chegar ao valor em reais de 2025:

$$OCC_{2025}^{BRL} = OCC_{2019}^{USD} \times FX_{2019} \times \left(1 + \pi_{2019-2025}^{BRL}\right) \quad (1)$$

Onde:

- $OCC_{2019}^{USD}$  = custo de capital overnight (em dólares de 2019);
- $FX_{2019}$  = taxa de câmbio média BRL/USD em 2019;
- $\pi_{2019-2025}^{BRL}$  = inflação acumulada do real no período de 2019 a 2025 (IPCA);
- $OCC_{2025}^{BRL}$  = custo de capital overnight atualizado em reais de 2025.

Fazendo as contas, chega-se aos seguintes valores de OCC:

Tabela 4 – Conversão dos custos de capital overnight (OCC) de 2019 US\$ para 2025 R\$

Variável	Unidade	Low	Medium	High
$OCC_{2025}^{BRL}$	2025 R\$ / kWe	22,061	33,091	38,606
$\pi_{2019-2025}^{BRL}$	%	39.8	39.8	39.8
$OCC_{2019}^{BRL}$	2025 R\$ / kWe	15,785	23,677	27,623
$FX_{2019}$	3.9	3.9	3.9	
$OCC_{2019}^{USD}$	2019 US\$ / kWe	4,000	6,000	7,000

Com isso, a faixa de OCC da literatura foi parametrizada para refletir valores atuais, então é possível assumir uma premissa de OCC "bruto" para a modelagem com base na literatura. Para o cenário analisado, dado que estima-se que o desembolso iniciaria-se em 2027, por conta de fatores regulatórios e de licenciamento, entende-se que assumir a média entre as faixas "Low" e "Medium" fornecidas pela literatura é razoável, considerando que (i) Até 2027, é esperado que o valor real de OCC diminua por conta do desenvolvimento tecnológico do setor e aumento da tangibilidade dos projetos, além de que (ii) é possível que exista um fator comercial relevante entre o setor nuclear brasileiro e fornecedores internacionais para diminuição de custos de um primeiro piloto do reator no Brasil, algo comum no setor energético quando se trata de implantação de novas tecnologias.

$$OCC_{bruto}^{BRL,2025} = \frac{OCC_{2025,Low}^{BRL} + OCC_{2025,Medium}^{BRL}}{2} \quad (2)$$

Calculando a média simples entre as faixas "Low" e "Medium", chega-se a um OCC resultante de R\$23,430 / kWe, o que está em linha com as métricas nacionais divulgadas pela EPE para CapEx de usinas nucleares conforme o PDE 2034.

Tabela 5 – Faixas de CAPEX e valores de referência por tipo de oferta (R\$ de 2025)

<b>Tipo de Oferta</b>	<b>Vida útil (anos)</b>	<b>Faixa de CAPEX (R\$ / kW)</b>	<b>CAPEX Ref. (R\$ / kW)</b>
<i>Solar Fotovoltaica</i>	25	3,000–6,000	3,300–5,000
<i>Fotovoltaica Flutuante</i>	25	4,000–8,500	6,000
<i>Gás Natural – Ciclo Combinado</i>	20	3,500–7,000	6,400 <sup>(9)</sup>
<i>GNL – Ciclo Combinado</i>	20	3,500–6,000	5,100 <sup>(10)</sup>
<i>GNL – Ciclo Simples</i>	20	3,000–5,000	4,500
<i>Nuclear</i>	30	20,000–40,000	30,000
<i>PCH</i>	30	5,000–13,500	7,000–12,000
<i>Reversíveis</i>	30	6,000–15,000	7,800

A partir do valor médio de  $OCC_{2025}^{BRL}$  previamente calculado, é possível derivar o custo ajustado conforme o estágio tecnológico e a maturidade do projeto. Para representar um cenário intermediário entre o First-of-a-Kind (FOAK) e o Nth-of-a-Kind (NOAK), adotou-se a metodologia sugerida pela literatura, na qual o custo de capital é corrigido por um multiplicador tecnológico que reflete a eficiência de produção e os efeitos de aprendizagem da indústria nuclear ao longo do tempo

Em projetos ainda em fase inicial de implantação comercial, mas com tecnologia já licenciada e validada — o que corresponde a um estágio de early NOAK — é adequado aplicar um multiplicador moderado, inferior aos valores de FOAK reportados na literatura (tipicamente entre  $1,3\times$  e  $2,1\times$ ).

Dessa forma, adotou-se um multiplicador de  $1,1\times$ , representando ganhos de escala e aprendizado já internalizados pela cadeia produtiva, porém ainda incorporando incertezas de implantação em novo contexto regulatório (Brasil).

A relação geral entre o custo base e o custo ajustado pelo estágio tecnológico é dada por:

$$OCC_{ajustado}^{BRL,2025} = OCC_{bruto}^{BRL,2025} \times M_{FOAK} \quad (3)$$

onde:

- $OCC_{ajustado}^{BRL,2025}$  é o custo de capital *overnight* ajustado pelo estágio tecnológico (R\$ / kWe);
- $OCC_{bruto}^{BRL,2025}$  é o valor médio bruto calculado a partir da literatura (R\$ / kWe);
- $M_{FOAK}$  é o multiplicador tecnológico aplicado, representando o estágio de maturidade entre *FOAK* e *NOAK*.

### Aplicação numérica:

Substituindo os valores:

$$OCC_{bruto}^{BRL,2025} = 27,576 \text{ R\$ / kWe} \quad \text{e} \quad M_{FOAK} = 1,1$$

tem-se:

$$OCC_{ajustado}^{BRL,2025} = 27,576 \times 1,1 = 30,334 \text{ R\$ / kWe}$$

Assim, OCC ajustado ajustado do SMR para o cenário early NOAK é de aproximadamente R\$ 30,3 mil por kWe instalado, valor que se mantém ligeiramente abaixo da faixa inferior de FOAK reportada na literatura, refletindo a expectativa de redução de custos decorrente da maturação tecnológica e das condições negociais locais favoráveis.

Para a obtenção do valor final de  $OCC_{final}$ , foi necessário ajustar o custo de capital base ( $OCC_{ajustado}$ ) considerando duas premissas adicionais específicas à realidade brasileira de implantação do projeto: (i) o **reaproveitamento de infraestrutura existente**, uma vez que a planta seria instalada sobre o sítio de uma antiga usina termelétrica; e (ii) a **não-aplicabilidade** de determinados itens de custo padrão de reatores do tipo LWR (*Light Water Reactor*), conforme metodologia adaptada de (56).

Esses fatores permitem reduzir significativamente o investimento total de capital, refletindo economias advindas da reutilização de ativos já implantados (edificações, fundações, sistemas elétricos e de refrigeração, acessos e infraestrutura civil) e da eliminação de custos regulatórios ou fundiários não aplicáveis.

A Tabela 6 detalha as premissas de redução aplicadas a cada categoria representativa do *Overnight Capital Cost (OCC)*, com percentuais diferenciados de redução conforme a natureza de cada item.

Tabela 6 – Premissas de redução do CapEx em função de reaproveitamento de infraestrutura e não-aplicabilidade

Item do CapEx	Participação LWR (%)	Redução por reaproveitamento (%)	Redução por não-aplicabilidade (%)
Land and land rights	0.10	100.0	0.0
Site permits	0.50	100.0	0.0
Other preconstruction costs	0.20	50.0	0.0
Yardwork	1.11	75.0	0.0
Security building and gatehouse	0.06	100.0	0.0
Fuel storage building	0.44	25.0	0.0
Control and diesel generator building	1.02	100.0	0.0
Administration building	0.34	100.0	0.0
Auxiliary building	0.02	100.0	0.0
Switchgear	0.40	90.0	0.0
Station service equipment	0.65	90.0	0.0
Heat rejection system	1.85	50.0	0.0
Miscellaneous equipment	2.28	56.1	0.0
Field indirect costs	13.32	10.0	0.0
Construction supervision	12.42	25.0	0.0
Design services offsite	15.37	15.0	0.0
Staff recruitment and training	3.14	50.0	0.0
Other owners costs	3.14	50.0	0.0
Spare parts	0.18	50.0	0.0
Taxes	0.18	0.0	100.0
Decommissioning costs	0.57	0.0	100.0

A redução percentual total do CapEx ( $R_{total}$ ) foi calculada conforme a ponderação de cada item no custo total do reator LWR de referência, utilizando a seguinte expressão:

$$R_{total} = \sum_{i=1}^n \left[ p_i \times \left( \frac{r_{reuse,i} + r_{na,i}}{100} \right) \right] \quad (4)$$

onde:

- $p_i$  = participação do item  $i$  no OCC total do LWR;
- $r_{reuse,i}$  = percentual de redução por reaproveitamento de infraestrutura;
- $r_{na,i}$  = percentual de redução por não-aplicabilidade;
- $R_{total}$  = redução ponderada total do CapEx.

Com base nas ponderações apresentadas na Tabela 6, o valor total de redução calculado foi de aproximadamente **21%**, aplicado diretamente sobre o  $OCC_{ajustado}^{BRL,2025}$ .

De acordo com a literatura projetos de conversão de usinas a carvão para nucleares podem apresentar reduções de 15% a 35% nos custos de capital, dependendo da extensão do reaproveitamento da infraestrutura existente — incluindo fundações, conexões elétricas, sistemas de refrigeração, edificações administrativas e acessos. O percentual de 21% adotado no estudo se encontra, portanto, em linha com as faixas médias reportadas pelo DOE,

refletindo uma expectativa realista para o contexto brasileiro, onde há disponibilidade de infraestrutura física e permissiva adequada, mas limitações regulatórias e logísticas ainda em evolução.

O valor final de OCC ajustado considerando as reduções de infraestrutura e não-aplicabilidade foi obtido pela equação:

$$OCC_{final}^{BRL,2025} = OCC_{ajustado}^{BRL,2025} \times (1 - R_{total}) \quad (5)$$

Substituindo-se  $OCC_{ajustado}^{BRL,2025} = 30,334 \text{ R\$ / kWe}$  e  $R_{total} = 0,21$ , obtém-se:

$$OCC_{final}^{BRL,2025} = 30,334 \times (1 - 0,21) = 23,964 \text{ R\$ / kWe}$$

Portanto, o custo de capital *overnight* final ajustado é de aproximadamente **R\$ 24 mil / kWe**.

Em seguida, é necessário elaborar um cronograma de desembolso do investimento para construção da usina com base na literatura. Para isso, foram determinados dois cenários distintos de implantação: um com duração total de cinco anos e outro com seis anos. Esses cronogramas foram estruturados de modo a refletir a distribuição esperada de dispêndios em projetos nucleares modulares, considerando o avanço gradual das etapas de licenciamento, obras civis, montagem dos módulos, integração de sistemas e comissionamento final.

O cronograma foi desenvolvido a partir de dados consolidados do *Idaho National Laboratory* (2023) e de recomendações da literatura especializada ((57), (58)), que indicam que os projetos de reatores modulares apresentam um perfil de investimento mais concentrado nas fases intermediárias do ciclo de implantação, quando ocorrem simultaneamente as obras civis e a instalação dos principais equipamentos nucleares.

O padrão de desembolso adotado reflete também o conceito de *modular delivery*, em que o investimento é fracionado conforme o avanço da fabricação, transporte e montagem dos módulos em campo, reduzindo a concentração de risco financeiro no período inicial do projeto. Nos cenários propostos, os primeiros anos concentram atividades de licenciamento, terraplanagem e fundações, enquanto os desembolsos se intensificam nos anos intermediários, à medida que os módulos são entregues e instalados, culminando com o pico de investimento durante a integração final e os testes de comissionamento.

A Tabela 7 apresenta a distribuição percentual anual de desembolso para os dois cenários considerados.

Tabela 7 – Distribuição percentual de desembolso anual do CapEx

Ano	Cenário 1 – 5 anos (%)	Cenário 2 – 6 anos (%)
1	3.4	2.8
2	15.3	10.2
3	27.5	20.0
4	35.5	25.0
5	18.3	22.0
6	0.0	20.0

Observa-se que, no cenário de cinco anos, há maior concentração de desembolsos entre o terceiro e o quarto ano de implantação (2029–2030), correspondendo ao período de montagem e integração dos módulos — fase que, segundo (57), representa tipicamente entre 55% e 65% do total do investimento nuclear modular. Já o cenário de seis anos apresenta um perfil mais suavizado, redistribuindo parte dos investimentos entre os anos 2031 e 2032, o que pode ser interpretado como um cronograma mais conservador em termos de execução física, porém vantajoso do ponto de vista de fluxo de caixa e gestão de risco.

Tais curvas estão em linha com as recomendações do *U.S. Department of Energy* (2024), que sugere que o investimento em projetos de reatores modulares siga uma lógica de escalonamento industrial, com maior flexibilidade de capitalização e menor exposição a atrasos, especialmente em contextos de conversão de termelétricas existentes.

Com o cronograma consolidado, é possível calcular o Valor Presente Líquido (VPL) do investimento total, obtido ao descontar os desembolsos anuais do CapEx segundo o custo de capital próprio ( $K_e$ ) definido pela regulação setorial brasileira.

O Valor Presente Líquido (VPL) representa o valor atual de um fluxo de desembolsos ou receitas futuras, trazido ao momento inicial do projeto por meio de uma taxa de desconto. No contexto do presente estudo, o VPL é utilizado para expressar o custo total de capital em reais de 2025, refletindo o impacto temporal do cronograma de implantação sobre o investimento total requerido. Matematicamente, o VPL é dado por:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + K_e)^t} \quad (6)$$

onde:

- $I_t$  = desembolso de capital no ano  $t$ ;
- $K_e$  = taxa de desconto (custo de capital próprio);

- $n$  = duração total da construção (em anos).

O **custo de capital próprio regulatório** ( $K_e$ ) representa a remuneração mínima esperada pelos investidores para projetos de geração de energia elétrica, considerando o risco setorial e o custo de oportunidade do capital no Brasil. Segundo o *Caderno de Custos de Geração e Transmissão do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034* (2024), o valor regulatório de referência para  $K_e$  foi fixado em **8,0% ao ano** em termos reais. Essa taxa reflete o equilíbrio entre a atratividade do investimento e a estabilidade econômica projetada para o setor elétrico no horizonte decenal do PDE, sendo amplamente utilizada pela EPE para fins de valoração de projetos termelétricos, nucleares e renováveis.

Para o cálculo do VPL do CapEx, os percentuais de desembolso obtidos no cronograma (Seção 7) foram aplicados sobre o investimento total nominal ajustado, e cada fluxo foi trazido a valor presente conforme a Equação 6.

O cálculo reflete, portanto, o custo de oportunidade temporal do capital durante o período de construção, ajustando o valor total nominal (isto é, sem desconto) para o valor efetivo equivalente em reais de 2025.

A Tabela 8 apresenta o resultado consolidado para os dois cenários de duração da construção.

Tabela 8 – Resultados do cálculo do VPL do CapEx

<b>Cenário</b>	<b>CapEx inicial (VPL)</b> [R\$ milhões]	<b>OCC (VPL)</b> [R\$ / kWe]	<b>Taxa de desconto</b> ( $K_e$ ) [%]
Construção em 5 anos	7,870	20,443	8,0
Construção em 6 anos	8,189	21,269	8,0

Os resultados indicam que, ao se aplicar uma taxa de desconto regulatória de 8% a.a., o CapEx total desembolsado ao longo do período de construção corresponde, em valor presente, a aproximadamente R\$ 7,9 bilhões no cenário de 5 anos e R\$ 7,7 bilhões no cenário de 6 anos.

A diferença do VPL entre os dois cenários decorre do efeito temporal dos desembolsos — quanto maior o período de implantação, menor o valor total equivalente, já que uma parcela maior do investimento ocorre em períodos futuros e é afetada pelo efeito do dinheiro no tempo.

O custo unitário de capital ( $OCC_{VPL}$ ) resultante, de R\$ 20,4 mil/kWe no cenário de 5 anos e R\$ 19,9 mil/kWe no de 6 anos, reflete diretamente esse escalonamento temporal.

#### 4.2.2 Composição do OpEx: Custos Fixos, Variáveis e Análise de Custos de Combustível

A literatura internacional fornece diversas premissas para estimativas de custos operacionais (*Operating Expenditures* – Opex) em reatores modulares pequenos (SMRs), consolidando dados de fontes como o Idaho National Laboratory (INL, 2023), a International Atomic Energy Agency (IAEA, 2020) e o U.S. Department of Energy (DOE, 2022). Entretanto, nenhuma dessas estimativas é diretamente aplicável ao contexto brasileiro, dada a diferença substancial em custos trabalhistas, estrutura tributária e regime regulatório. Além disso, o presente estudo considera a possibilidade de **reaproveitamento parcial de mão de obra e infraestrutura administrativa da UTE Pecém II**, local onde será implantado o reator, o que implica reduções adicionais nos custos fixos de operação.

Dessa forma, o Opex total da planta foi estruturado a partir de quatro componentes principais:

1. **Custos de Operação e Manutenção (O&M) fixos;**
2. **Custos de Operação e Manutenção (O&M) variáveis;**
3. **Despesas Gerais e Administrativas (G&A);**
4. **Custo de Combustível (Ccomb).**

O componente fixo de O&M foi estimado com base nas premissas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para instalações nucleares brasileiras, apresentadas no *Caderno de Custos de Geração e Transmissão – PDE 2034* (59). O PDE adota para usinas nucleares um custo total de O&M de aproximadamente **R\$ 650/kW.ano**, o que inclui todas as atividades de rotina, manutenção preventiva e corretiva, suporte técnico e gestão operacional.

Entretanto, diversos estudos sugerem que os SMRs apresentam custos de O&M inferiores aos das centrais nucleares convencionais devido à modularidade, maior automação e sinergias administrativas (60). Considerando tais ganhos de eficiência, foi aplicada uma redução de 30% sobre o valor de referência da EPE, resultando em:

$$O\&M_{fixo} = O\&M_{EPE} \times (1 - \alpha_{SMR}) \quad (7)$$

onde:

- $O\&M_{EPE} = 650 [R\$/kW.ano]$  é o valor de referência do PDE 2034;

- $\alpha_{SMR} = 0,30$  representa a redução esperada de custos para reatores modulares;

Assim, tem-se:

$$O\&M_{fixo} = 650 \times (1 - 0,30) = 455 [R\$/kW.ano]$$

Em termos energéticos, considerando um fator de capacidade de 99%, o custo fixo anual convertido para base energética é dado por:

$$O\&M_{fixo,MWh} = \frac{O\&M_{fixo}}{8,676 \times FC} \quad (8)$$

onde  $FC = 0,99$ . Substituindo os valores:

$$O\&M_{fixo,MWh} = \frac{455}{8,676 \times 0,99} = 52 [R\$/MWh]$$

O custo de O&M variável representa despesas diretamente proporcionais à operação, como insumos, reagentes, peças e consumíveis. Conforme a literatura, este componente corresponde a uma fração relativamente pequena do O&M total. Neste estudo, foi adotada uma proporção de **8% do custo total de O&M**, coerente com o padrão médio identificado em estudos de (60) e validado por dados da EPE.

$$O\&M_{var} = \beta_{var} \times O\&M_{total} \quad (9)$$

com  $\beta_{var} = 0,08$ . Assim:

$$O\&M_{var} = 0,08 \times 57 = 4,6 [R\$/MWh]$$

As despesas gerais e administrativas (*G&A*) foram estimadas com base nos demonstrativos contábeis públicos da Eletronuclear, considerando proporcionalidade por potência instalada. A partir das informações de 2025 (6M25), obteve-se um custo médio de **R\$ 202/kW.ano**, o qual, aplicado à capacidade total de 385 MW, resulta em:

$$G\&A_{total} = 202 \times 385,000 = 77,9 \text{ milhões R\$ / ano} \quad (10)$$

O custo do combustível nuclear foi estimado a partir do custo médio efetivo da Eletronuclear no primeiro semestre de 2025 (61), calculado como a razão entre a despesa total com combustível e a energia gerada no período. O valor obtido foi de **R\$ 58,3/MWh**.

Essa estimativa é válida pois o combustível utilizado pelo modelo de SMR (LWR) utilizado como parâmetro é o LEU, similar ao combustível utilizado pela Eletronuclear em Angra 1 e 2.

Para projeção futura, foram considerados os preços dos contratos futuros de urânio ( $U_3O_8$ ) disponíveis na plataforma Bloomberg até 2027. A curva de preços foi estendida suavemente (*rolling projection*) por meio de um multiplicador de crescimento reduzido de 0,2x a partir de 2030, partindo de uma premissa implícita de valorização do combustível no curto-prazo conforme aumento da demanda global e estabilização no longo-prazo conforme a demanda estabiliza e a oferta aumenta com maior investimento global na extração de urânio:

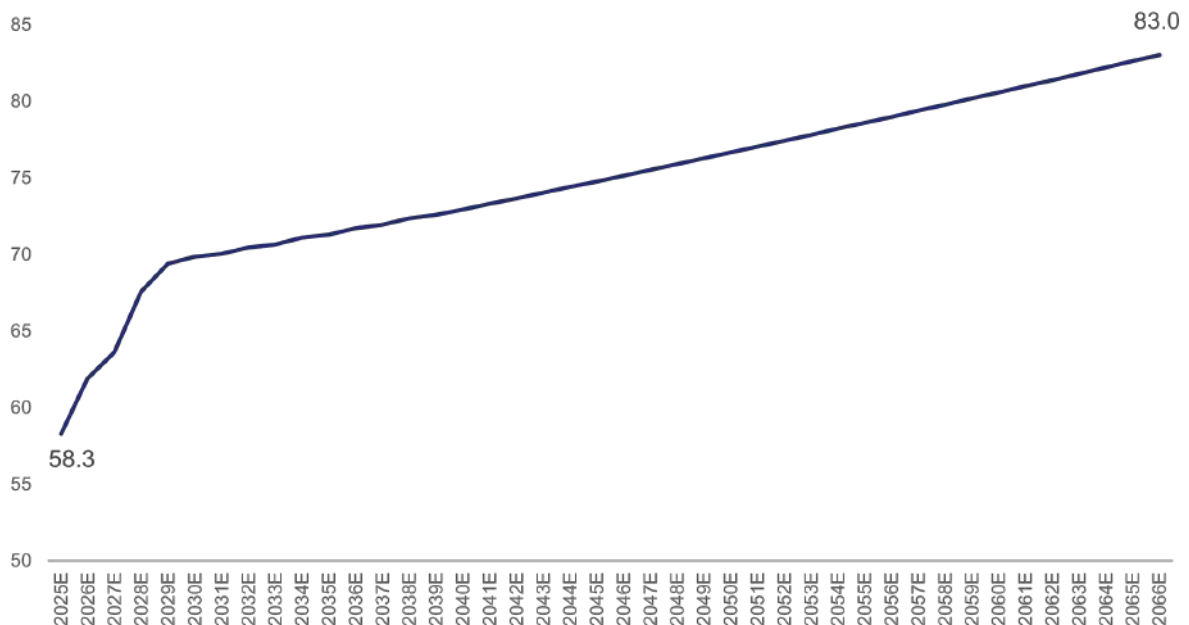


Figura 19 – Curva ajustada do preço do combustível do SMR (em R\$ / MWh) considerando um horizonte de 35 anos a partir de 2025

$$C_{comb,t} = C_{comb,2025} \times \left[ 1 + 0,2 \times \left( \frac{\Delta U_{3O8,t}}{U_{3O8,2025}} \right) \right] \quad (11)$$

onde:

- $C_{comb,2025} = 58,3 [R\$/MWh]$ ;
- $U_{3O8,t}$  = preço do urânio no tempo  $t$ ;
- o fator 0,2 representa o amortecimento da curva projetada da Bloomberg para refletir uma estabilização gradual dos preços após o boom esperado até 2027.

Com base nas definições anteriores, o Opex total anual da usina é dado pela soma de todos os componentes:

$$Opex_{total} = O\&M_{fixo} + O\&M_{var} + G\&A + C_{comb} \quad (12)$$

O Custo Variável Unitário (CVU), parâmetro utilizado pela ANEEL para fins de despacho termelétrico, é calculado pela relação entre o Opex variável total e a energia gerada:

$$CVU = \frac{C_{comb} + O\&M_{var}}{MWh_{gerado}} \quad (13)$$

Aplicando-se os valores médios calculados, obteve-se:

$$CVU = 58,3 + 4,6 = 63,0 [R\$/MWh]$$

valor que representa o custo marginal operacional de referência para o SMR proposto, em linha com o patamar médio das fontes nucleares convencionais.

Para fins de comparação, a Tabela 9 apresenta os valores de Custo Variável Unitário (CVU) das principais fontes termelétricas conforme o *Caderno de Parâmetros de Custos – PDE 2034* publicado pela EPE em 2024 (59).

Tabela 9 – Comparativo de CVU por tipo de geração termelétrica (R\$ de 2025)

Fonte de geração	CVU (R\$ / MWh)	Referência
<i>Gás Natural – Ciclo Combinado</i>	260–300	(59)
<i>GNL – Ciclo Combinado</i>	520–560	(59)
<i>GNL – Ciclo Simples</i>	730	(59)
<i>Carvão Nacional</i>	180	(59)
<i>Biomassa – Cavaco de Madeira</i>	250	(59)
<i>Nuclear (convencional)</i>	50	(59)
<i>SMR – Proposto neste estudo</i>	<b>63</b>	Elaboração própria

Observa-se que o CVU estimado para o SMR situa-se no mesmo patamar das usinas nucleares convencionais (cerca de R\$ 50/MWh segundo a EPE), e é significativamente inferior ao das demais termelétricas fósseis. Usinas a gás natural apresentam CVU médio entre R\$ 260 e R\$ 560/MWh, e as a carvão ou biomassa, entre R\$ 180 e R\$ 250/MWh. (59)

Essa diferença de custos implica que o SMR, mesmo sendo tecnicamente uma fonte despachável, apresenta custo marginal de operação tão baixo que, na prática, opera como uma fonte de base, sendo despachado continuamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

De acordo com a regulação vigente da ANEEL e as diretrizes do ONS, o despacho de usinas termelétricas segue o critério de *ordem de mérito*, no qual as unidades com menor CVU são despachadas prioritariamente até o atendimento completo da demanda do sistema. O CVU, portanto, é o parâmetro econômico que define o custo marginal de operação da usina dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Usinas com CVU abaixo do valor de corte (*Custo Marginal de Operação – CMO*) são despachadas integralmente, enquanto as de maior custo são despachadas apenas em períodos de escassez ou em função de contratos de inflexibilidade.

Considerando o CVU calculado de aproximadamente R\$ 63/MWh, o SMR apresenta custo operacional substancialmente inferior a qualquer termelétrica fóssil atualmente despachável no SIN, de modo que seria despachado 100% do tempo, desempenhando papel equivalente ao das fontes de base, como hidrelétricas e nucleares convencionais. Além disso, o caráter modular e o alto fator de capacidade (>95%) reforçam sua viabilidade como solução estável e complementar na matriz elétrica brasileira.

#### 4.3 Tributação incidente sobre o empreendimento

A estrutura tributária aplicada à operação de uma usina nuclear no Brasil envolve diversos tributos federais, estaduais e setoriais. A Tabela 10 resume os principais encargos e suas respectivas bases de incidência, percentuais adotados e racional econômico.

Tabela 10 – Tributos incidentes sobre a usina nuclear e suas bases de cálculo

<b>Tributo</b>	<b>Descrição e Racional</b>	<b>Alíquota (%)</b>	<b>Base de Incidência</b>
<i>IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados</i>	Incide sobre os equipamentos e componentes nucleares importados e fabricados no Brasil. Como se trata de bens de capital e materiais críticos, assume-se alíquota média reduzida, considerando a política de incentivo industrial.	3,0%	Parcela de 30% do CapEx de equipamentos nucleares
<i>PIS/Pasep e COFINS</i>	Contribuições sociais incidentes sobre a receita operacional bruta. Para o setor elétrico, aplicam-se as alíquotas cumulativas típicas, conforme legislação vigente (Lei nº 10.637/2002 e Lei nº 10.833/2003).	3,65%	Receita bruta anual da operação
<i>IRPJ e CSLL</i>	Impostos sobre o lucro tributável. Adotou-se a alíquota combinada padrão (25% + 9%), aplicada sobre o lucro líquido ajustado conforme regime de apuração do Lucro Real.	34,0%	Lucro líquido tributável
<i>TFN – Taxa de Fiscalização Nuclear (CNEN)</i>	Encargo regulatório específico cobrado pela CNEN conforme a potência instalada da usina, para custeio das atividades de supervisão e segurança nuclear.	R\$ 3.000 / kW · ano	Potência instalada (385 MW)
<i>ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços</i>	Tributo estadual incidente sobre a energia elétrica comercializada. Considerando o caráter estratégico e a expectativa de incentivos regionais, assume-se alíquota efetiva reduzida em relação à média setorial.	8,0%	Receita bruta operacional

Em virtude das discussões recentes na Câmara dos Deputados acerca da proposta de reinstituição dos incentivos tributários para o setor nuclear (*Programa Renuclear*) (62), considera-se implicitamente que parte dos tributos incidentes, especialmente o IPI e o ICMS, poderá ser reduzida ou isentada para empreendimentos classificados como estratégicos.

Dessa forma, as premissas adotadas refletem uma situação intermediária: mantêm-se os tributos estruturais (PIS/COFINS, IRPJ/CSLL e TFN), mas com tratamento fiscal atenuado para os equipamentos e insumos nucleares, em linha com o racional de fomento

à indústria nuclear nacional proposto no *Renuclear*. Utilizou-se uma redução de 50% na carga tributária do ICMS para o período de projeção e de 100% na carga do IPI sobre o investimento inicial.

#### 4.4 Cálculo do custo de capital médio ponderado do projeto

O custo de capital ponderado, ou *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, representa a taxa mínima de retorno exigida por investidores e credores para financiar um projeto. Essa métrica reflete a estrutura de capital da empresa, ponderando o custo do capital próprio ( $K_e$ ) e o custo da dívida ( $K_d$ ) conforme suas participações relativas. O WACC é amplamente utilizado na avaliação de projetos de infraestrutura e é o método regulatório adotado pela ANEEL e pela EPE para estimar o retorno de investimentos no setor elétrico brasileiro.

A fórmula geral do WACC é dada por:

$$WACC = K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{D + E} + K_e \times \frac{E}{E + D} \quad (14)$$

onde:

- $K_d$  é o custo nominal da dívida antes de impostos;
- $t$  é a alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social (IRPJ/CSLL);
- $E$  e  $D$  representam, respectivamente, o capital próprio e a dívida no total de financiamento do projeto;
- $K_e$  é o custo do capital próprio, calculado pelo modelo de precificação de ativos de capital (*Capital Asset Pricing Model – CAPM*).

##### 4.4.1 Modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) e determinação do $K_e$

O CAPM é amplamente reconhecido como a metodologia mais aceita no mercado financeiro para estimar o custo do capital próprio. O modelo relaciona o retorno esperado de um ativo ao seu risco sistemático em relação ao mercado, sendo definido por:

$$K_e = R_f + \beta \times (ERP + CRP) \quad (15)$$

onde:

- $R_f$  é a taxa livre de risco, adotada como o rendimento do título do Tesouro dos EUA de 20 anos (T-bond), igual a 4,42% a.a.;
- $\beta$  é o coeficiente de sensibilidade do ativo em relação ao mercado (calculado com base em regressões de retornos históricos);
- $ERP$  é o prêmio de risco de mercado global, estimado em 7,16% conforme Duff & Phelps (2025);
- $CRP$  é o prêmio de risco-país, medido pelo índice EMBI+ Brasil, igual a 1,94% (JP Morgan, 13/11/2025).

Como as variáveis de mercado são originalmente denominadas em dólar, é necessário ajustar o retorno nominal esperado à moeda local por meio do diferencial de inflação esperado entre o Brasil e os Estados Unidos, conforme projeções do relatório Focus (BACEN, nov/2025), utilizando o fator de conversão:

$$K_{e,BRL} = (1 + K_{e,USD}) \times (1 + \Delta\pi_{BRL-USD}) - 1 \quad (16)$$

onde  $\Delta\pi_{BRL-USD}$  é o diferencial médio de inflação (0,99 p.p.) entre o IPCA e o CPI norte-americano no período de análise.

#### 4.4.2 Estimativa do beta ( $\beta$ )

O parâmetro  $\beta$  mede o risco sistemático de um ativo em relação ao mercado. Matematicamente, ele é definido como:

$$\beta = \frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\text{Var}(R_m)} \quad (17)$$

onde  $R_i$  representa o retorno da ação e  $R_m$  o retorno do mercado. Valores de  $\beta > 1$  indicam risco superior ao mercado e, portanto, exigência de maior retorno.

Para este estudo, não existem empresas diretamente comparáveis ao modelo de negócio do SMR no Brasil. Assim, adotou-se uma amostra composta por duas empresas estrangeiras de tecnologia nuclear (*NuScale Power* e *Oklo Inc.*) e quatro geradoras nacionais com perfil de capital intensivo (*Eneva*, *Engie*, *Auren* e *Serena*). Os dados foram obtidos via a plataforma *FactSet*, em moeda USD, no período de 30/11/2023 a 14/11/2025, com frequência semanal.

A partir dos betas desalavancados e realavancados pelo nível médio de endividamento das companhias, obteve-se  $\beta_{alavancado} = 1,15$ , considerado um valor alto, refletindo o risco elevado de uma tecnologia nuclear modular ainda em fase de implantação.

#### 4.4.3 Cálculo do custo da dívida ( $K_d$ )

O custo da dívida foi estimado com base nas emissões privadas de empresas de geração elétrica no Brasil entre 2023 e 2025, conforme base da ANBIMA. O custo real médio ponderado por volume das emissões indexadas ao IPCA foi de 7,1% a.a. Essa taxa foi ajustada para refletir o risco adicional do empreendimento nuclear e as condições de financiamento esperadas no longo prazo, resultando em  $K_d = 11,88\%$  antes de impostos e  $K_{d,líquido} = 8,02\%$  após impostos.

$$K_{d,nominal} = (1 + i_{IPCA}) \times (1 + s) - 1 \quad (18)$$

onde:

- $i_{IPCA}$  é a inflação esperada (IPCA projetado para o período de financiamento);
- $s$  é o *spread* médio de crédito sobre o IPCA, calculado a partir das emissões observadas.

Substituindo os valores médios observados para 2025 ( $i_{IPCA} = 4,46\%$ , segundo o Relatório Focus do Banco Central (63), e  $s = 7,1\%$ ), obtém-se:

$$K_{d,nominal} = (1 + 0,0446) \times (1 + 0,071) - 1 = 11,88\% \text{ a.a.} \quad (19)$$

Inicialmente, pode-se assumir que parte relevante da estrutura de capital poderá ser financiada via crédito subsidiado do BNDES, mas, para fins de precificação do projeto e avaliação econômica, optou-se por considerar um custo de dívida de mercado.

#### 4.4.4 Cálculo consolidado do WACC

Considerando uma estrutura de capital de 70% de capital próprio e 30% de dívida, e aplicando as premissas acima descritas, obtém-se:

$$WACC_{nominal} = 13,59\% \quad (20)$$

O valor real é calculado ajustando-se pela inflação projetada (IPCA 25E = 4,46%), conforme:

$$WACC_{real} = \frac{1 + WACC_{nominal}}{1 + \pi} - 1 = 8,74\% \quad (21)$$

De forma análoga, o custo do capital próprio real é obtido por:

$$K_{e,real} = \frac{1 + K_{e,BRL}}{1 + \pi} - 1 = 11,10\% \quad (22)$$

Tabela 11 – Resumo das premissas para o cálculo do WACC e  $K_e$

Parâmetro	Valor	Fonte
Taxa livre de risco ( $R_f$ )	4,42%	US Treasury 20y (7/2/25)
Prêmio de risco de mercado (ERP)	7,16%	Duff & Phelps (2025) (64)
Prêmio de risco-país (CRP)	1,94%	EMBI+ Brazil (JP Morgan, 13/11/25) (65)
Diferencial de inflação (BRL–USD)	1,16%	Focus/BACEN (2025) (63)
$\beta_{alavancado}$	1,15	FactSet (2025)
$K_d$ antes de impostos	11,88%	ANBIMA (2025)
Alíquota de IRPJ/CSLL	34,0%	Receita Federal
Estrutura de capital (E/D)	70% / 30%	Premissa do estudo

#### 4.4.5 Comparativo com o WACC regulatório da ANEEL

A ANEEL, em consonância com a EPE, define um WACC regulatório médio para o setor elétrico nacional em torno de 8,0% reais (considerando uma estrutura 70/30 de equity e dívida), utilizado na precificação de ativos e definição de tarifas. No entanto, esse valor reflete projetos consolidados e de baixo risco tecnológico.

No caso dos SMRs, trata-se de uma tecnologia emergente, com histórico de volatilidade e incerteza operacional no Brasil e no exterior. Assim, a adoção de um  $WACC$  superior (8,74%) é justificada para representar o risco adicional e garantir uma avaliação econômica prudente, coerente com o estágio de maturidade do setor.

#### 4.5 Cálculo do Levelized Cost of Energy (LCOE)

Além do CVU, outra métrica extremamente relevante para o exercício de comparação do SMR com outras fontes de energia é o *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Com a projeção de CapEx e OpEx realizada e o WACC calculado, é possível chegar ao LCOE conforme a fórmula explicitada na seção de Materiais e Métodos.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Investimentos_t + Custos_{OpEx,t}}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{EnergiaGerada_t}{(1+WACC)^t}}$$

Portanto, descontando os respectivos fluxos de caixa de CapEx e OpEx, e o total de energia gerada conforme nosso WACC calculado (8,74%) e substituindo os valores, chega-se no valor de R\$391,3 / MWh de LCOE, que em dólares (considerando um câmbio de 5,45 R\$/US\$) seria US\$73,2 / MWh, valor que é bem competitivo com outras fontes de energia, conforme o gráfico abaixo:

FIGURE 6. LCOE (\$/MWh) by technology over time

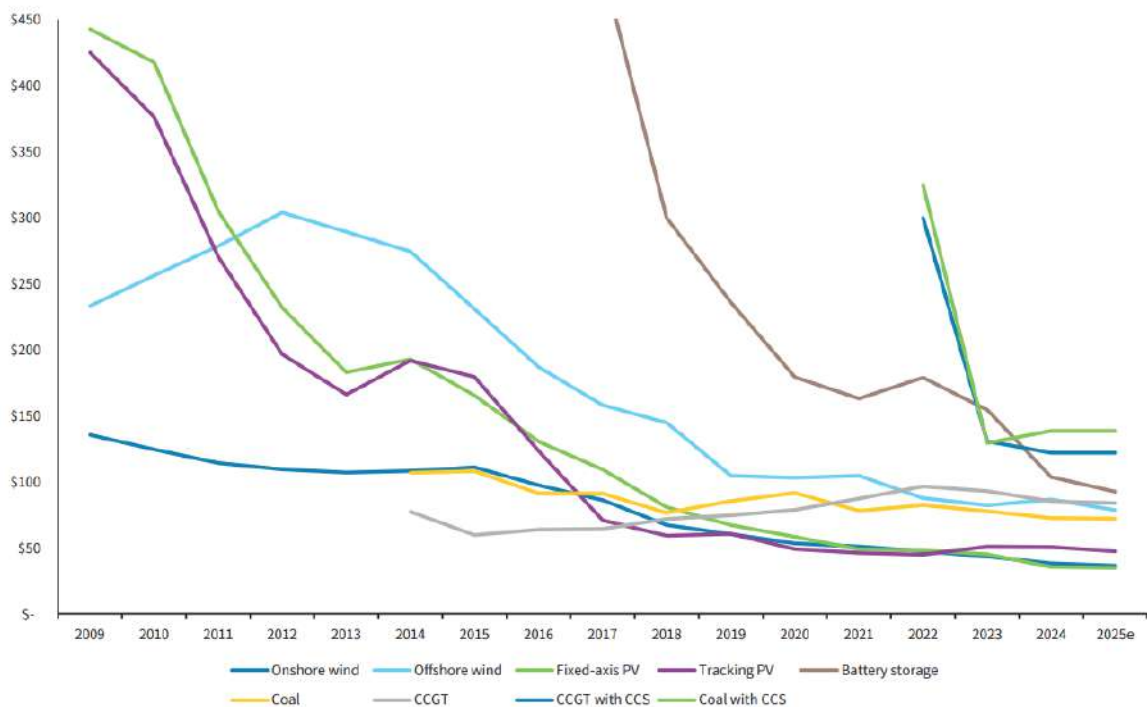


Figura 20 – LCOE por tecnologia desde 2009, em US\$ / MWh

Fonte: (66)

Considerando os US\$73,2 / MWh, o SMR ficaria situado em um patamar semelhante ao carvão, que é justamente a fonte de energia que o projeto proposto neste trabalho pretende substituir, considerando o cenário da matriz energética atual do Brasil.

#### 4.6 *Financiamento, Risco e Fatores Regulatórios*

##### 4.6.1 Estrutura de simulação e racional do leilão de capacidade

O presente estudo foi estruturado de forma a simular as condições de um Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mecanismo atualmente utilizado para contratação de usinas térmicas e de outras fontes firmes de geração no Sistema Interligado Nacional. O objetivo central do LRCAP é assegurar a lastro de potência ao sistema, remunerando usinas que garantam disponibilidade energética contínua independentemente de despacho (67).

No modelo regulatório dos LRCAPs, o investidor apresenta um lance de tarifa de potência (R\$/kW.mês), que deve ser suficiente para remunerar o custo de capital investido (*CapEx*) e os custos operacionais (*OpEx*), de modo a atingir o retorno mínimo exigido por seu custo médio ponderado de capital (*WACC*). Assim, a dinâmica do leilão se traduz essencialmente em uma otimização financeira (leilão reverso), na qual cada agente econômico busca identificar a tarifa mínima capaz de viabilizar o empreendimento, considerando o risco e a estrutura de financiamento desejada.

A simulação deste estudo, portanto, foi conduzida sob o mesmo racional. As premissas de investimento, custos e estrutura de capital foram integradas a um modelo de fluxo de caixa descontado (*DCF*) que permite calcular o **lance ótimo de tarifa** para que o investidor alcance o retorno mínimo igual ao seu *WACC* real de referência (8,74%). A decisão de investir é então comparável à tomada de decisão de um agente participante de um LRCAP, conforme as diretrizes estabelecidas pela Portaria MME nº 544/2021 e pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (68, 69).

##### 4.6.2 Financiamento via capital próprio e alavancagem financeira

O financiamento de empreendimentos de geração elétrica no Brasil, especialmente aqueles com alto valor de capital imobilizado como o caso do SMR, segue tradicionalmente

uma estrutura composta por capital próprio (*equity*) e financiamento de longo prazo (*project finance*).

No contexto brasileiro, o principal agente financiador de projetos de infraestrutura energética é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que oferece linhas de crédito subsidiadas e prazos de amortização superiores aos praticados no mercado privado (70). Essa estrutura é particularmente relevante para projetos nucleares, em que o risco tecnológico e regulatório tende a elevar o custo de capital privado. O financiamento em moeda nacional, aliado à previsibilidade tarifária do contrato de disponibilidade dos LRCAPs, permite mitigar riscos cambiais e de volatilidade de receita.

Conforme o projeto atinge estabilidade operacional e comprova sua capacidade de geração de caixa (*EBITDA*), torna-se possível a **realavancagem financeira**. Nessa fase, o empreendimento pode contrair novas dívidas com base em indicadores de cobertura de serviço da dívida (DSCR) adequados, liberando caixa aos acionistas por meio de distribuição de dividendos, recompra de participação ou eventual redução de capital, o que aumenta o retorno sobre o capital próprio (TIR alavancada).

#### 4.6.3 Fatores regulatórios e riscos do projeto

Embora a estrutura regulatória aplicável aos SMRs ainda não esteja consolidada no Brasil, é possível inferir que seu enquadramento seguirá, em grande medida, o framework dos leilões de reserva de capacidade térmica vigente. Nesse modelo, a ANEEL contrata a disponibilidade de potência por um período de 15 a 35 anos, com receita fixa e reajuste anual pelo IPCA, garantindo previsibilidade financeira e atratividade ao investidor (59).

Os principais fatores regulatórios e de risco a considerar são:

1. **Licenciamento nuclear e ambiental:** a autorização de construção e operação é condicionada à aprovação pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e pelo IBAMA, o que implica longos prazos de tramitação e riscos de atraso no cronograma de implantação.
2. **Estrutura tarifária e modelo de receita:** o contrato deve definir claramente as receitas fixas de disponibilidade e as eventuais penalidades por indisponibilidade, replicando a lógica dos LRCAPs térmicos.

3. **Seguros e garantias financeiras:** devido à natureza nuclear, exigem-se garantias específicas para cobertura de responsabilidade civil e descomissionamento, cujos custos devem ser incorporados ao *CapEx* e *OpEx* do projeto.
4. **Incentivos fiscais e isenções tributárias:** a aprovação do programa *Renuclear*, em tramitação na Câmara dos Deputados, poderá reduzir significativamente a carga tributária incidente sobre equipamentos e insumos nucleares, elevando a competitividade dos projetos no país (62).
5. **Risco político e percepção pública:** a aceitação social e a estabilidade regulatória serão determinantes para o ritmo de implementação da tecnologia, sendo fundamentais políticas de transparência e comunicação sobre a segurança e os benefícios da geração nuclear modular.

De forma geral, a adoção de um modelo contratual baseado em disponibilidade, com receitas previsíveis e indexação inflacionária, é considerada a alternativa mais adequada para projetos de SMR no Brasil. Essa estrutura é amplamente reconhecida pela literatura e pelas práticas internacionais como essencial para viabilizar investimentos em tecnologias intensivas em capital e de longo ciclo de maturação.

#### 4.7 *Consolidação das Premissas do Modelo*

Esta seção apresenta a consolidação das premissas utilizadas no modelo econômico-financeiro do projeto, com base nas fontes técnicas, regulatórias e de mercado analisadas ao longo da revisão bibliográfica. As premissas foram divididas em quatro grupos principais: (i) operacionais, (ii) financeiras, (iii) tributárias e (iv) de financiamento. Todas as hipóteses foram construídas com fundamento em literatura setorial, relatórios oficiais da EPE e ANEEL, e referências de mercado, de forma a refletir condições realistas para o contexto brasileiro de geração nuclear modular.

##### 4.7.1 *Premissas operacionais*

As premissas operacionais refletem as características técnicas do empreendimento, baseadas em dados médios de SMRs e adaptadas ao contexto nacional. A Tabela 12 resume os parâmetros adotados.

Tabela 12 – Premissas operacionais do modelo

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor adotado</b>
Capacidade instalada total	MWe	385
Número de módulos	#	5
Capacidade por módulo	MWe	77
Fator de disponibilidade	%	99%
Despacho esperado	%	100%
Início do desembolso	ano	2027
Período de construção efetiva	anos	5
Conclusão do desembolso	ano	2031

Esses valores estão em linha com os parâmetros de referência de projetos de *Small Modular Reactors* analisados no relatório do Idaho National Laboratory (56) e refletem um fator de disponibilidade superior a 95%, típico de usinas nucleares, ajustado para a maior confiabilidade dos SMRs.

#### 4.7.2 Premissas financeiras

As premissas financeiras englobam os parâmetros de receita, custos de capital e operação, além das condições de desconto e inflação adotadas no modelo.

#### CapEx e cronograma de desembolso

O investimento total foi calculado a partir do custo de capital (*OCC*) ajustado pela metodologia do INL e pelos fatores de reaproveitamento de infraestrutura da UTE existente. O cronograma de desembolso foi definido conforme os cenários de construção de 5, 6 e 7 anos.

Tabela 13 – Premissas de CapEx

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor adotado</b>
CapEx total (real)	R\$ milhões	9.021
OCC resultante (real)	R\$ / kWe	23.430
Etapa tecnológica	–	1.10×
OCC ajustado (INL, 2025)	R\$ / kWe	27.576
Redução por infraestrutura existente	%	23%
CapEx de manutenção	R\$ milhões	23
CapEx de descomissionamento	R\$ milhões	51

O *OCC* resultante de R\$ 23.430/kWe encontra-se 23% abaixo do valor médio de referência da literatura para PWRs modulares (56), refletindo ganhos de sinergia com infraestrutura pré-existente e redução de complexidade construtiva.

#### Premissas de OpEx

Os custos operacionais foram desagregados conforme a literatura setorial e relatórios da EPE. O custo variável unitário (*CVU*) reflete os componentes de combustível e operação variável.

Tabela 14 – Premissas de OpEx e composição do CVU

<b>Componente</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor adotado</b>
CVU total	R\$ / MWh	63.0
Custo do combustível (Ccomb)	R\$ / MWh	58.3
O&M variável	R\$ / MWh	4.6
O&M fixo	R\$ milhões / ano	175
O&M fixo unitário	R\$ / MWh	52
G&A (administrativo)	R\$ milhões / ano	78

O custo total de O&M representa aproximadamente 30% do valor informado pela EPE para usinas nucleares convencionais (R\$ 650/kW.ano), refletindo as sinergias operacionais de um SMR com múltiplos módulos e centralização administrativa (59). O custo de combustível foi obtido a partir das notas explicativas da Eletronuclear (junho/2025), ajustado pela curva de futuros do  $U_3O_8$  suavizada com multiplicador de  $0,2\times$  (61).

#### 4.7.3 Premissas tributárias

A tributação incidente sobre o empreendimento segue as alíquotas médias do setor elétrico, considerando incentivos potenciais à luz da tramitação do projeto de lei *Renuclear* na Câmara dos Deputados (62).

Tabela 15 – Premissas tributárias aplicadas ao modelo

<b>Tributo</b>	<b>Base de incidência</b>	<b>Alíquota efetiva</b>
IPI	Equipamentos importados	0,0%
PIS/Pasep e COFINS	Receita operacional	3,65%
IRPJ + CSSL	Lucro tributável	34,0%
Taxa de Fiscalização Nuclear (TFN)	R\$ / kW.ano	3.000
ICMS	Receita líquida	4,0%

As alíquotas foram ajustadas conforme políticas de incentivo fiscal aplicáveis ao setor nuclear, considerando redução de 50% do ICMS e isenção total de IPI conforme precedentes históricos e disposições do PL *Renuclear*.

#### 4.7.4 Premissas de financiamento e estrutura de capital

O financiamento do projeto considera uma estrutura mista, composta por três tranches principais: (i) financiamento inicial via BNDES, (ii) duas emissões subsequentes de debêntures incentivadas de infraestrutura para realavancagem, conforme mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Premissas de financiamento e endividamento

<b>Tranche</b>	<b>Montante (R\$ mm)</b>	<b>Taxa de juros</b>	<b>Amortização</b>
BNDES (subsidiada)	3.212	IPCA + 5,0%	<i>Bullet</i> , 15 anos (10 anos carência)
Debênture privada I	6.923	IPCA + 9,0%	<i>Bullet</i> , 5 anos (2 anos carência)
Debênture privada II	9.257	IPCA + 9,0%	<i>Bullet</i> , 5 anos (1 ano carência)

A estrutura de capital resultante apresenta uma razão dívida/capital próprio ( $D/E$ ) média de 30/70, em linha com os parâmetros utilizados no cálculo do WACC. As condições

de financiamento foram inspiradas em práticas recentes de *project finance* para o setor elétrico, conforme dados do BNDES (2025) e emissões de debêntures da ANBIMA (2024).

#### 4.7.5 Custo de capital

O custo médio ponderado de capital utilizado como retorno mínimo foi de 8,74% real (*WACC*), com custo do capital próprio ( $K_e$ ) de 11,10%. Esses valores resultam da metodologia baseada no CAPM ajustado para o risco do projeto.

## 5 Resultados e Discussão

### 5.1 Definição da tarifa de referência

A finalidade principal da modelagem econômico-financeira desenvolvida neste estudo é estimar a tarifa mínima necessária para que o retorno do projeto do SMR atinja o custo de capital calculado (*WACC*) e compará-la com as tarifas vencedoras dos leilões de capacidade (*LRCAP*) realizados recentemente no Brasil. Dessa forma, é possível avaliar a viabilidade do empreendimento sob a ótica de um investidor que participa de um leilão de energia de reserva de potência.

Para avaliar o retorno financeiro, foram calculadas duas métricas fundamentais amplamente utilizadas em estudos de viabilidade de geração elétrica e em processos licitatórios da ANEEL: a taxa interna de retorno desalavancada ( $TIR_{des}$ ) e a taxa interna de retorno alavancada ( $TIR_{alav}$ ). Lembrando que tudo foi calculado em termos reais, sem efeito de inflação.

- **TIR desalavancada ( $TIR_{des}$ ):** representa o retorno gerado pela operação do empreendimento independentemente da estrutura de capital, ou seja, considerando os fluxos de caixa gerados antes de pagamentos de dívida e dividendos. É calculada com base no fluxo de caixa livre para a firma (*FCFF*).
- **TIR alavancada ( $TIR_{alav}$ ):** corresponde ao retorno obtido exclusivamente pelos acionistas, já considerando aportes e retiradas de capital, endividamento, juros e amortizações. É baseada no fluxo de caixa livre para o acionista (*FCFE*).

Essas duas métricas permitem analisar o projeto sob diferentes perspectivas: enquanto a  $TIR_{des}$  reflete a atratividade intrínseca do ativo, a  $TIR_{alav}$  mostra o retorno efetivo do investimento após a estrutura de financiamento.

O cálculo da TIR desalavancada segue a definição clássica do fluxo de caixa livre para a firma (*Free Cash Flow to Firm* – *FCFF*):

$$FCFF_t = NOPAT_t + D\&A_t - \Delta WC_t - CapEx_t + Valor\ Residual_t \quad (23)$$

onde:

- $NOPAT_t = EBIT_t \times (1 - t)$ : lucro operacional líquido após impostos;

- $D\&A_t$ : depreciação e amortização;
- $\Delta WC_t$ : variação do capital de giro;
- $CapEx_t$ : investimentos em capital no período;
- $Valor\ Residual_t$ : valor terminal do projeto no fim do horizonte de análise.

A TIR desalavancada é então determinada pela taxa que zera o valor presente dos fluxos de caixa livres:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FCFF_t}{(1 + TIR_{des})^t} = 0 \quad (24)$$

Analogamente, a TIR alavancada é obtida a partir do fluxo de caixa livre para o acionista (*Free Cash Flow to Equity* – FCFE):

$$FCFE_t = EBITDA_t - IR_t + RF_t + \Delta D\acute{iv}ida_t - Aportes_t + Redu\c{c}o\~{e}s_t - \Delta WC_t - CapEx_t \quad (25)$$

onde:

- $EBITDA_t$ : resultado operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização;
- $IR_t$ : imposto de renda e contribuição social;
- $RF_t$ : resultado financeiro (juros líquidos);
- $\Delta D\acute{iv}ida_t$ : emissões ou amortizações de dívida no período;
- $Aportes_t$  e  $Redu\c{c}o\~{e}s_t$ : aportes e retiradas de capital pelos acionistas.

A  $TIR_{alav}$  é a taxa de desconto que iguala o valor presente líquido dos fluxos de caixa do acionista a zero:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FCFE_t}{(1 + TIR_{alav})^t} = 0 \quad (26)$$

A TIR desalavancada depende exclusivamente das premissas operacionais do modelo, representando o retorno intrínseco do projeto — ou seja, o desempenho econômico sem considerar qualquer efeito de estrutura de capital. Por esse motivo, ela é a métrica mais adequada para o cálculo da tarifa de referência em um leilão de capacidade. Cada investidor possui diferentes capacidades de alavancagem e custo de capital, de modo que faz sentido que a ANEEL estabeleça a tarifa mínima de equilíbrio tomando como base o *WACC* regulatório, sem incorporar particularidades de financiamento.

Já a TIR alavancada pode ser interpretada como uma *proxy* para o “lance de leilão” do investidor. Essa métrica permite avaliar e sensibilizar o retorno considerando as premissas específicas de alavancagem e estrutura de capital do empreendimento, possibilitando comparar o desempenho do projeto frente a outras fontes de energia e mensurar o deságio potencial em relação à tarifa de referência. O retorno mínimo requerido para essa métrica é o  $K_e$  regulatório — o custo de capital próprio —, normalmente superior ao *WACC*. Como a TIR alavancada incorpora o efeito positivo da dívida sobre o capital próprio, ela tende a ser maior que a TIR desalavancada, resultando, em geral, em uma tarifa viável inferior à obtida pelo cálculo desalavancado.

Aplicando a função *goal seek* no modelo (onde, basicamente o Excel itera mudanças de uma ou mais variáveis para igualar uma fórmula a um valor específico) , verifica-se que, para a TIR desalavancada atingir 8,74% (valor equivalente ao *WACC* regulatório), a tarifa necessária é de **R\$ 651,65/MWh**. A TIR alavancada implícita nesse mesmo ponto, considerando uma estrutura de capital composta por 70% de recursos próprios (equity) e 30% de dívida (financiamento via BNDES a IPCA + 5%), é de **18,25%** — um nível elevado e bastante atrativo para projetos de infraestrutura.

Assim, o leilão tomaria como base uma tarifa de referência de R\$ 651,65/MWh. No entanto, considerando a estrutura de capital proposta e os cenários de realavancagem, é possível estimar o menor lance que ainda assegura o retorno mínimo esperado pelo acionista. A simulação indica que a tarifa mínima que mantém o retorno igual ao  $K_e = 11,10\%$  é de **R\$ 367,50/MWh**.

## 5.2 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade mostra ainda que, à medida que o prazo de construção aumenta (por exemplo, em decorrência de atrasos no cronograma), há necessidade de tarifas mais elevadas para compensar o efeito do custo de capital no tempo. Mesmo mantendo o mesmo valor de CapEx, cada ano adicional de atraso reduz a TIR em 0,5 a 1 p.p. — demonstrando o impacto significativo do tempo de implantação sobre a rentabilidade do projeto.

	TIR desalavancada	Cenário de construção (# anos)		
	8.7%	5 anos	6 anos	7 anos
Tarifa de referência (R\$ / MWh)	350	2.0%	1.5%	1.0%
	375	2.8%	2.3%	1.8%
	400	3.4%	2.9%	2.4%
	425	4.0%	3.5%	3.0%
	450	4.6%	4.1%	3.5%
	475	5.2%	4.6%	4.1%
	500	5.7%	5.2%	4.6%
	525	6.3%	5.7%	5.0%
	550	6.8%	6.2%	5.5%
	575	7.3%	6.6%	6.0%
	600	7.8%	7.1%	6.4%
	625	8.2%	7.5%	6.8%
	650	8.7%	8.0%	7.2%
	675	9.2%	8.4%	7.6%
	700	9.6%	8.8%	8.0%
	725	10.1%	9.2%	8.4%
	750	10.5%	9.6%	8.8%
	775	10.9%	10.0%	9.1%
	800	11.4%	10.4%	9.5%
	825	11.8%	10.8%	9.8%
	850	12.2%	11.2%	10.2%
	875	12.6%	11.6%	10.5%

Figura 21 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR desalavancada varia com a premissa de tempo de construção no modelo e a tarifa de referência

Fonte: Elaboração própria

	TIR alavancada	Cenário de construção (# anos)		
	18.3%	5 anos	6 anos	7 anos
Tarifa de referência (R\$ / MWh)	350	10.3%	8.1%	6.0%
	375	11.4%	9.3%	7.2%
	400	12.4%	10.2%	8.3%
	425	13.2%	11.0%	9.1%
	450	13.9%	11.7%	9.8%
	475	14.5%	12.3%	10.5%
	500	15.1%	12.9%	11.0%
	525	15.7%	13.4%	11.5%
	550	16.3%	13.9%	12.0%
	575	16.8%	14.4%	12.4%
	600	17.3%	14.8%	12.9%
	625	17.8%	15.3%	13.3%
	650	18.2%	15.7%	13.6%
	675	18.7%	16.1%	14.0%
	700	19.2%	16.5%	14.3%
	725	19.6%	16.9%	14.7%
	750	20.0%	17.2%	15.0%
	775	20.4%	17.6%	15.3%
	800	20.8%	17.9%	15.6%
	825	21.2%	18.2%	15.9%
	850	21.6%	18.6%	16.2%
	875	22.0%	18.9%	16.5%

Figura 22 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR alavancada varia com a premissa de tempo de construção no modelo e a tarifa de referência

Fonte: Elaboração própria

O fator que exerce maior influência sobre a TIR alavancada (tirando a tarifa) é, sem dúvida, a estrutura de capital inicial do projeto. Ao realizar a análise de sensibilidade, observa-se que quanto maior a proporção de dívida utilizada no financiamento, maior tende a ser o retorno para o acionista. No entanto, surge a questão: por que não aumentar a alavancagem para 50

A resposta está no equilíbrio entre risco e retorno. Embora uma alavancagem maior potencialize o ganho teórico do capital próprio, ela também eleva significativamente o risco financeiro do empreendimento. No caso deste projeto, uma alavancagem de 50% implicaria aproximadamente R\$ 4 bilhões em dívida no balanço, o que é expressivo para um ativo de alta incerteza tecnológica e regulatória. Assim, a decisão de limitar o endividamento busca preservar a sustentabilidade financeira e reduzir a exposição ao risco de inadimplência, mesmo que isso implique em um retorno marginalmente menor.

	Estrutura de capital (% equity)						
	18.3%	80%	75.0%	70.0%	65.0%	60.0%	55.0%
TIR alavancada	18.3%	80%	75.0%	70.0%	65.0%	60.0%	55.0%
Tarifa de referência (R\$ / MWh)							
350	7.6%	8.7%	10.3%	12.7%	16.9%	27.1%	
375	8.3%	9.6%	11.4%	14.1%	18.7%	29.7%	
400	8.9%	10.4%	12.4%	15.3%	20.3%	31.7%	
425	9.5%	11.1%	13.2%	16.3%	21.6%	33.5%	
450	10.0%	11.6%	13.9%	17.2%	22.8%	35.1%	
475	10.5%	12.2%	14.5%	18.0%	23.9%	36.6%	
500	11.0%	12.7%	15.1%	18.7%	24.8%	37.9%	
525	11.4%	13.2%	15.7%	19.4%	25.6%	38.9%	
550	11.8%	13.7%	16.3%	20.0%	26.4%	40.0%	
575	12.2%	14.2%	16.8%	20.7%	27.1%	41.0%	
600	12.7%	14.6%	17.3%	21.2%	27.8%	41.9%	
625	13.1%	15.0%	17.8%	21.8%	28.5%	42.8%	
650	13.4%	15.5%	18.2%	22.4%	29.1%	43.7%	
675	13.8%	15.9%	18.7%	22.9%	29.8%	44.5%	
700	14.1%	16.3%	19.2%	23.4%	30.4%	45.3%	
725	14.5%	16.7%	19.6%	23.9%	31.0%	46.1%	
750	14.9%	17.0%	20.0%	24.4%	31.5%	46.8%	
775	15.2%	17.4%	20.4%	24.9%	32.1%	47.5%	
800	15.6%	17.8%	20.8%	25.4%	32.7%	48.2%	
825	15.9%	18.1%	21.2%	25.8%	33.3%	48.9%	
850	16.2%	18.5%	21.6%	26.2%	33.8%	49.6%	
875	16.5%	18.9%	22.0%	26.7%	34.3%	50.3%	

Figura 23 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR alavancada varia com o percentual de equity (capital próprio) aportado e a tarifa de referência

:Análise de Sensibilidade | TIR alavancada - % equity x tarifa de referência

Fonte: Elaboração própria

Além disso, o custo da primeira linha de financiamento — a dívida subsidiada do BNDES — exerce papel crucial na viabilidade econômica do projeto. Como mencionado anteriormente, o cenário base considera uma taxa preferencial de IPCA + 5%, ligeiramente inferior à média observada no mercado privado (IPCA + 7%), refletindo o caráter de incentivo típico desse tipo de operação. Adicionalmente, as condições de pagamento

assumidas são bastante favoráveis, com um período de carência de 10 anos e amortização no formato *bullet* após 15 anos da carência, resultando em um prazo total de 25 anos a partir da emissão. Essa estrutura proporciona um alívio significativo no fluxo de caixa durante a fase inicial do projeto, reduzindo a pressão financeira antes da estabilização operacional. O retorno do investimento, entretanto, mostra-se sensível a essas variáveis — tanto à taxa de juros quanto aos prazos de carência e amortização —, como ilustrado na tabela a seguir.

Custo da dívida (spread vs. IPCA)	TIR alavancada	Período de carência (# anos)				
	11.1%	6	8	10	12	14
	IPCA + 3.5%	10.2%	10.9%	11.4%	12.0%	12.4%
IPCA + 4.0%	10.1%	10.7%	11.3%	11.9%	12.4%	
IPCA + 4.5%	9.8%	10.6%	11.2%	11.9%	12.4%	
IPCA + 5.0%	9.6%	10.4%	11.1%	11.8%	12.3%	
IPCA + 5.5%	9.3%	10.2%	10.9%	11.7%	12.3%	
IPCA + 6.0%	9.0%	9.9%	10.7%	11.5%	12.2%	
IPCA + 6.5%	8.7%	9.6%	10.5%	11.4%	12.1%	

Figura 24 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR alavancada varia com o período de carência da dívida inicial e com o custo subsidiado da emissão

Fonte: Elaboração própria

Em relação as premissas operacionais, pode-se visualizar que a TIR varia de maneira relevante com o custo do combustível base que estimamos baseado no balanço da Eletronuclear e com o capex inicial. Uma variação de 5% no OCC resultante unitário resulta em variações de aproximadamente 0,5% no retorno, conforme tabela abaixo:

Ccomb (R\$ / MWh)	TIR desalavancada	CapEx unitário (R\$ / MW)				
	8.7%	21.035	22.203	23.372	24.540	25.709
	49.5	9.9%	9.4%	8.9%	8.5%	8.1%
52.4	9.8%	9.3%	8.9%	8.4%	8.0%	
55.4	9.8%	9.3%	8.8%	8.4%	8.0%	
58.3	9.7%	9.2%	8.7%	8.3%	7.9%	
61.2	9.6%	9.1%	8.7%	8.3%	7.9%	
64.1	9.6%	9.1%	8.6%	8.2%	7.8%	
67.0	9.5%	9.0%	8.6%	8.1%	7.8%	

Figura 25 – Tabela de sensibilidade mostrando como a TIR desalavancada varia com o custo do combustível (Ccomb) e com o CapEx unitário

Fonte: Elaboração própria

### 5.3 Análise comparativa com outras fontes de energia

Para avaliar de forma definitiva a viabilidade do projeto do SMR, além da análise de retorno (TIR), é essencial compreender sua competitividade frente a outras fontes de geração de energia, tanto nucleares quanto não nucleares.

Foram analisados dados dos últimos Leilões de Capacidade disponibilizados no *dashboard* público da CCEE, a partir dos quais foram apuradas as tarifas médias por tipo de fonte. Adicionalmente, foram consideradas as tarifas mais recentes divulgadas pela Eletronuclear para as usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, permitindo uma comparação direta com o SMR.

O gráfico a seguir sintetiza essas informações:

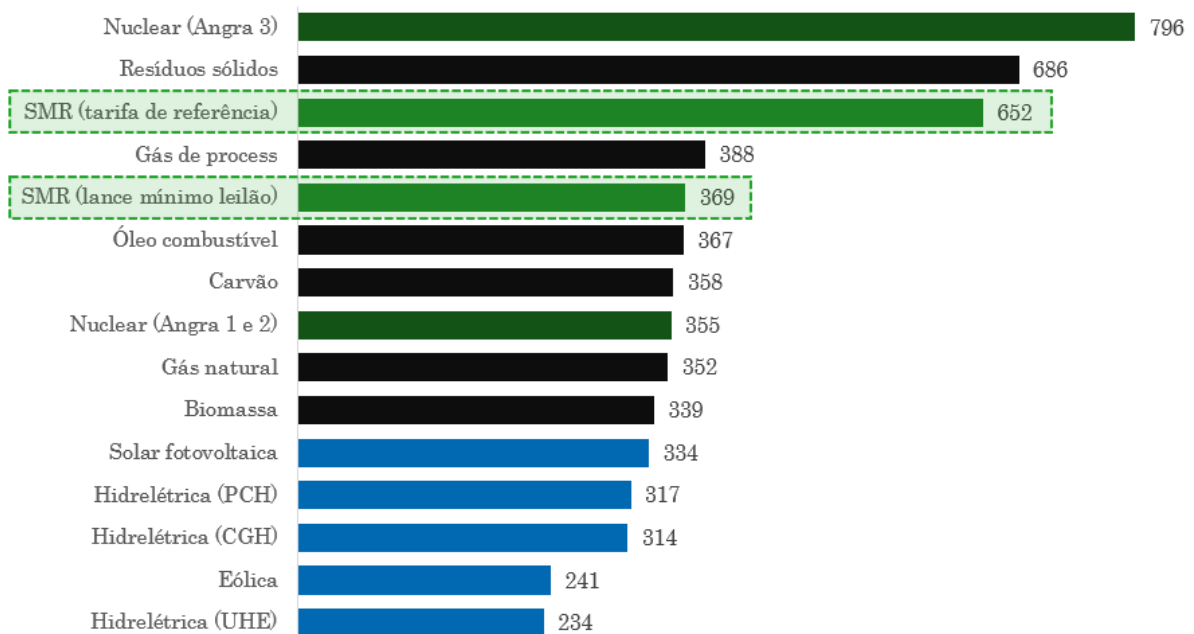


Figura 26 – Gráfico comparativo de preços médios praticados em leilões recentes, tarifas praticadas pela Eletronuclear e tarifas calculadas para o projeto do SMR considerando as diversas fontes de energia da matriz energética brasileira

Fonte: (71), (61), (72) e elaboração própria

Observa-se que a tarifa de referência do SMR é superior à da maioria das fontes, com exceção de Angra 3 e das térmicas a resíduos sólidos. Entretanto, a diferença entre essa tarifa de referência e a tarifa mínima de lance calculada no modelo demonstra uma

margem relevante de competitividade: o valor do lance mínimo é apenas 3,7% superior à média das tarifas das fontes térmicas (excluindo resíduos sólidos).

De acordo com as análises de sensibilidade realizadas, essa diferença poderia ser compensada com uma leve redução adicional no *CapEx* ou com um ajuste moderado na curva de custo de combustível, ou, se não for possível adicionar nenhuma otimização operacional, uma mudança pequena na estrutura de capital, alavancando levemente a mais a companhia já ajustaria a TIR para permitir um patamar tarifário inferior ao calculado.

Dessa forma, considerando as premissas adotadas — baseadas em literatura técnica e referências regulatórias — e o reaproveitamento de infraestrutura existente (como no caso da UTE TermoPecém), conclui-se que a implantação de um SMR no Brasil se mostra financeiramente viável, especialmente sob condições favoráveis de financiamento e apoio regulatório. Ainda assim, o projeto permanece sensível a incertezas tecnológicas, variações de custo e riscos associados à curva de aprendizado da tecnologia no país.

## 6 Conclusão

Com base na análise econômico-financeira detalhada desenvolvida neste trabalho e nas evidências apresentadas na literatura técnica e regulatória, conclui-se que a implementação de Small Modular Reactors (SMRs) no Brasil apresenta viabilidade técnica e financeira, especialmente em um cenário de crescente demanda por energia firme, segura e de baixo carbono.

A modelagem realizada, estruturada a partir de premissas consistentes com o framework regulatório da ANEEL e com metodologias de mercado para avaliação de projetos de geração, demonstrou que o SMR analisado — operando com 100% de despacho e custo variável unitário competitivo — pode atingir retornos atrativos, com TIR desalavancada de 8,7% (compatível com o WACC regulatório) e TIR alavancada de 18,3% sob estrutura de capital base de 70% equity e 30

A tarifa de referência obtida (R\$651,65/MWh) ainda se mostra superior à média das fontes térmicas convencionais, porém a tarifa mínima de lance (R\$368,9/MWh) calculada a partir do retorno mínimo exigido pelo acionista demonstra ampla margem de competitividade, ficando apenas 3,7% acima da média das fontes térmicas analisadas. Pequenos ajustes de premissas — como reduções marginais no *CapEx* ou na curva de combustível — poderiam igualar ou superar o desempenho tarifário de fontes fósseis, evidenciando o potencial de equilíbrio econômico da tecnologia.

Do ponto de vista regulatório, a estrutura dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) e o recente movimento político em torno da Renuclear, com a possibilidade de reintrodução de incentivos tributários específicos ao setor nuclear, reforçam a atratividade futura desse tipo de projeto. A eventual aprovação do projeto de lei mencionado pela Câmara dos Deputados tende a reduzir a carga tributária setorial (PIS/COFINS, IPI e ICMS), impactando positivamente o fluxo de caixa líquido do investidor.

A viabilidade do financiamento também se apoia na expectativa de participação do BNDES, com linhas subsidiadas (IPCA + 5%), longos períodos de carência e amortização *bullet*, o que reduz substancialmente o custo de capital e amplia a alavancagem sustentável do empreendimento. Além disso, a possibilidade de realavancagem futura via debêntures de infraestrutura (Lei nº 12.431/2011) oferece ao investidor oportunidades adicionais de otimização do retorno.

Apesar do cenário promissor, o estudo reconhece que a execução de um projeto nuclear modular no Brasil ainda enfrenta desafios significativos, principalmente relacionados à incerteza tecnológica, à curva de aprendizado industrial e à necessidade de fortalecimento do arcabouço regulatório. Contudo, considerando o reaproveitamento de infraestrutura térmica existente, o contexto global de transição energética e o avanço das parcerias internacionais (como a cooperação Brasil–Rússia para desenvolvimento de SMRs), a adoção dessa tecnologia se mostra uma estratégia coerente e potencialmente transformadora para a segurança energética nacional.

Em suma, o SMR estudado confirma-se como uma alternativa financeiramente sólida, ambientalmente sustentável e estrategicamente relevante para o futuro da matriz elétrica brasileira, com especial aplicabilidade em regiões isoladas e sistemas carentes de geração firme. A continuidade de estudos técnicos, aprimoramentos regulatórios e políticas de incentivo serão determinantes para que o Brasil possa liderar a adoção dessa nova fronteira tecnológica nuclear.

## Referências<sup>1</sup>

- 1 LITTLE, A. D. *The Growth & Future of Small Modular Reactors*. Arthur D. Little, 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.adlittle.com/en/insights/report/growth-future-small-modular-reactors>>. Citado 11 vezes nas páginas 17, 18, 19, 20, 22, 30, 31, 32, 33, 34 e 35.
- 2 BIODIESELBR.COM. *90% da energia produzida na Amazônia vem de termelétricas movidas a óleo diesel*. 2022. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.biodieselbr.com/noticias/bicombustivel/negocio/90-da-energia-produzida-na-amazonia-vem-de-termoeletricas-movidas-a-oleo-diesel-210222>>. Citado na página 17.
- 3 RITCHIE, H.; ROSADO, P. Nuclear energy. *Our World in Data*, 2020. <https://ourworldindata.org/nuclear-energy>. Citado na página 18.
- 4 IEA. *The Path to a New Era for Nuclear Energy*. Paris: IEA, 2025. Licence: CC BY 4.0. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>>. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.
- 5 ASSOCIATION, W. N. *IEA Scenarios and the Outlook for Nuclear Power*. 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/iea-scenarios-and-the-outlook-for-nuclear-power>>. Citado na página 19.
- 6 ASSOCIATION, W. N. *Nuclear Reactor Database: Summary*. 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/summary>>. Citado na página 20.
- 7 BRENAN, M. *Nuclear Energy Support Near Record High in U.S.* 2025. Disponível em: <<https://news.gallup.com/poll/659180/nuclear-energy-support-near-record-high.aspx>>. Citado na página 20.
- 8 BISCONTI, A. S. *2025 National Nuclear Energy Public Opinion Survey: U.S. Public Support for Nuclear Energy Remains High*. 2025. Disponível em: <<https://www.bisconti.com/blog/public-opinion-2025>>. Citado na página 20.
- 9 (IAEA), I. A. E. A. *SMR Catalogue 2024*. [S.l.], 2024. Disponível em: <[https://aris.iaea.org/Publications/SMR\\_catalogue\\_2024.pdf](https://aris.iaea.org/Publications/SMR_catalogue_2024.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- 10 NEWS, W. N. *Brazil and Russia preparing to develop SMR options*. 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.world-nuclear-news.org/articles/brazil-and-russia-preparing-to-develop-smr-options>>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 26 e 27.
- 11 PEEL, M. *Vista aérea da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto*. 2018. Licenciada sob a licença Creative Commons Atribuição-CompartilhaIgual 4.0 Internacional. Disponível em: <[https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Around\\_Paraty,\\_Brazil\\_2018\\_239\\_\(cropped\).jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Around_Paraty,_Brazil_2018_239_(cropped).jpg)>. Citado na página 23.

<sup>1</sup> De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

- 12 (ONS), O. N. do S. E. *O Sistema em Números*. 2025. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Citado na página 24.
- 13 RESEARCH, I. *A dicotomia energética no Brasil: na média, sobra energia. Na hora, falta*. 2025. Publicação em: 26 ago. 2025. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://substack.com/@infraresearch/p-171681616>>. Citado na página 25.
- 14 NEWS, W. N. *Eletronuclear cost-savings, plans for Angra 3 operation in 2031*. 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.world-nuclear-news.org/articles/eletronuclear-cost-savings-plans-for-angra-3-operation-in-2031>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- 15 SACONI, J. P. *Estatual planeja quarta usina nuclear em Angra até 2032*. 2022. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/blogs/lauro-jardim/post/2022/11/estatal-planeja-quarta-usina-nuclear-em-angra-ate-2032.ghtml>>. Citado na página 26.
- 16 S.A., E. *Angra 3*. 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Angra-3.aspx>>. Citado na página 27.
- 17 S.A., E. *Eletronuclear recebe estudo do BNDES sobre Angra 3*. 2024. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Paginas/Eletronuclear-recebe-estudo-do-BNDES-sobre-Angra-3.aspx>>. Citado na página 27.
- 18 BRASIL, A. *Eletrobras vende participação na Eletronuclear para o Grupo JF*. 2025. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2025-10/eletrobras-vende-participacao-na-eletronuclear-para-o-grupo-jf>>. Citado na página 27.
- 19 CHRISTENSEN, J. et al. *United States-Brazil Joint Study: A Preliminary Assessment of Opportunities and Challenges for Small Modular Reactors in Brazil*. [S.l.], 2023. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <uploaded:INL-RPT-22-67191\_%202023-02-21%20FINAL.pdf>. Citado na página 28.
- 20 NEWS, W. E. *Brasil e Rússia se preparam para desenvolver opções de SMR*. 2025. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.world-energy.org/article/51945.html>>. Citado na página 28.
- 21 PODER360. *Brasil vai fechar parceria com a Rússia para reatores nucleares*. 2024. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/poder-energia/brasil-vai-fechar-parceria-com-a-russia-para-reatores-nucleares/>>. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 37.
- 22 NEWSLETTER, R. *Inovações Nucleares no Fórum NT2E*. 2025. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://rosatomnewsletter.com/2025/06/23/nuclear-innovations-at-nt2e-forum/>>. Citado na página 28.
- 23 ACADEMY, C. F. *Small Modular Reactors*. 2025. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://conservativeenergynetwork.org/cfa/small-modular-reactors/>>. Citado na página 30.

24 DIRECTORY, S. *What Are SMRs Advantages Over Traditional Reactors?* 2025. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://energy.sustainability-directory.com/question/what-are-smrs-advantages-over-traditional-reactors/>>. Citado na página 30.

25 CAPITALIST, V. *Visualized: The Four Benefits of Small Modular Reactors*. 2024. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://decarbonization.visualcapitalist.com/visualized-the-four-benefits-of-small-modular-reactors/>>. Citado na página 31.

26 EUA, D. de Energia dos. *Benefits of Small Modular Reactors (SMRs)*. 2024. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.energy.gov/ne/benefits-small-modular-reactors-smrs>>. Citado na página 31.

27 ASSOCIATION, W. N. *Small Nuclear Power Reactors*. 2025. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

28 INSTITUTE, N. E. *State of the Nuclear Energy Industry 2025*. 2025. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://www.nei.org/news/2025/state-of-the-nuclear-energy-industry-2025>>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.

29 DEATON, K. *Taking the Investment Pulse: Q1 2025*. 2025. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://www.nei.org/news/2025/taking-the-investment-pulse-q1-2025>>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.

30 DALY, R. *Venture capital and infrastructure finance seldom have direct ties*. 2024. LinkedIn Publication. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <[https://www.linkedin.com/posts/ryanwdaly\\_venturecapital-infrastructurefinance-amazon-activity-7254839028699549696-U3NF/](https://www.linkedin.com/posts/ryanwdaly_venturecapital-infrastructurefinance-amazon-activity-7254839028699549696-U3NF/)>. Citado na página 35.

31 BloombergNEF. *Global Investment in the Energy Transition Exceeded \$2 Trillion for the First Time in 2024, According to BloombergNEF Report*. 2025. Press Release. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://about.bnef.com/insights/finance/global-investment-in-the-energy-transition-exceeded-2-trillion-for-the-first-time-in-2024-according-to->>. Citado na página 35.

32 International Energy Agency. *Global energy investment set to rise to \$3.3 trillion in 2025 amid economic uncertainty and energy security concerns*. 2025. IEA News. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/news/global-energy-investment-set-to-rise-to-3-3-trillion-in-2025-amid-economic-uncertainty-and-energy-se>>. Citado na página 36.

33 U.S. Department of Energy, Office of Nuclear Energy. *5 Nuclear Energy Stories to Watch in 2025*. 2025. Blog post. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://www.energy.gov/ne/articles/5-nuclear-energy-stories-watch-2025>>. Citado na página 36.

34 COELHO, Z. *Which 4 SMR companies have expanded their capital base in the first half of 2025?* 2025. Nuclear Business Platform Insights. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://www.nuclearbusiness-platform.com/media/insights/4-smr-companies-have-expanded-their-capital-base>>. Citado na página 36.

- 35 (ONS), O. N. do S. E. *Energia Agora - Balanço de Energia*. 2025. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>>. Citado na página 36.
- 36 MATTOS, J. R. Loureiro de; DIAS, M. S. The role of the small modular reactors for isolated electric systems in brazil. In: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA NUCLEAR (ABEN). *Proceedings of the 2017 International Nuclear Atlantic Conference (INAC 2017)*. Belo Horizonte, MG, Brazil: Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN/CNEN-MG), 2017. Paper presented at INAC 2017. Citado na página 37.
- 37 Sputnik Brasil. *Pequenos reatores nucleares na Amazônia: tecnologia russa ajuda o Brasil na transição energética?* 2024. Online news article. Accessed: June 27, 2025. Disponível em: <<https://noticiabrasil.net.br/20240628/pequenos-reatores-nucleares-na-amazonia-tecnologia-russa-ajuda-o-brasil-na-transicao-energetica-353.html>>. Citado na página 37.
- 38 GOV, A. *Raio-X dos Sistemas Isolados é fundamental para o planejamento das ações do MME*. 2024. Acesso em: 27 jun. 2025. Disponível em: <<https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202403/raio-x-dos-sistemas-isolados-e-fundamental-para-o-planejamento-das-acoes-do-mme>>. Citado na página 38.
- 39 ENERGIA, B. *O mapa das termelétricas pelo Brasil*. 2025. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://brasilenergia.com.br/brasilenergia/termeltricas-e-seguranca-energetica/o-mapa-das-termeltricas-pelo-brasil>>. Citado na página 39.
- 40 EPOWERBAY. *ePowerBay – Base de Dados de Projetos de Energia [plataforma online]*. 2025. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://app2.epowerbay.com/>>. Citado na página 40.
- 41 CEARÁ, G. *Maior mina de urânio do Brasil promete empregos, e especialistas apontam risco de contaminação*. 2024. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ce/ceara/noticia/2024/01/13/maior-mina-de-uranio-do-brasil-promete-empregos-e-especialistas-apontam-risco-de-contaminacao.ghtml>>. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 42.
- 42 (NRC), U. N. R. C. *Information Digest, 2018–2019 (NUREG-1350, Volume 30)*. 2018. Publicado em: ago. 2018. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1350/>>. Citado na página 43.
- 43 MIGNACCA, B.; LOCATELLI, G. Economics and finance of small modular reactors: A systematic review and research agenda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 118, p. 109519, 2020. Acesso em: 27 out. 2025. Citado na página 50.
- 44 INGERSOLL, D. T. et al. Nuscale small modular reactor for cogeneration of electricity and water. *Desalination*, Elsevier, v. 340, p. 84–93, 2014. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://international.anl.gov/training/materials/BL/NuScale-Desalination-Desal-Journal.pdf>>. Citado na página 50.

- 45 MEEM, S. I. *Integrated subchannel and conjugate heat transfer analysis of NuScale-type small modular reactor*. 2025. ResearchGate. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/395716514>>. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.
- 46 CARELLI, M. D.; INGERSOLL, D. T. *Handbook of Small Modular Nuclear Reactors*. Oxford: Elsevier, 2015. Acesso em: 27 out. 2025. Citado na página 50.
- 47 ALAROTU, H. *Small Modular Reactors: Specific Safety Features*. Dissertação (Mestrado) — Aalto University, School of Science, 2013. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <[https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/100660/master\\_Alarotu\\_Hannes\\_2013.pdf](https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/100660/master_Alarotu_Hannes_2013.pdf)>. Citado na página 50.
- 48 WELTER, K.; JR, J. N. R.; BRIGANTIC, A. Unique safety features and licensing requirements of the nuscale small modular reactor. *Frontiers in Energy Research*, Frontiers Media, v. 11, p. 1160150, 2023. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1160150/full>>. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.
- 49 DAVIS, A. *Small Modular Reactors: The Future of Nuclear Energy?* 2019. Chancellor's Honors Program Projects, University of Tennessee, Knoxville. Acesso em: 30 out. 2025. Disponível em: <[https://trace.tennessee.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2785&context=utk\\_chanhonoproj](https://trace.tennessee.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2785&context=utk_chanhonoproj)>. Citado na página 51.
- 50 AB, V. *Small nuclear reactors – the next big thing?* 2023. Vattenfall Newsroom. Acesso em: 30 out. 2025. Disponível em: <<https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2023/small-nuclear-reactors-the-next-big-thing>>. Citado na página 52.
- 51 REYES, J. N.; INGERSOLL, D. T. *NuScale Power Small Modular Reactor*. 1996. Revista Nuclear España, Edição 380, p. 12–19. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.revistanuclear.es/wp-content/uploads/hemeroteca/380/NE380-02.pdf>>. Citado na página 53.
- 52 BHOWMIK, P. K.; SCHLEGEL, J. P. *Small Modular Reactors*. 2023. In *Nuclear Power Reactor Designs*, Elsevier. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/1996195>>. Citado na página 53.
- 53 FEATHERSTONE, K. *Comparative review of the benefits and flexibility of small modular reactor designs*. Dissertação (Mestrado) — University of Cape Town, 2020. Acesso em: 27 out. 2025. Disponível em: <[https://open.uct.ac.za/bitstream/handle/11427/32666/thesis\\_ebe\\_2020\\_featherstone%20keith.pdf](https://open.uct.ac.za/bitstream/handle/11427/32666/thesis_ebe_2020_featherstone%20keith.pdf)>. Citado na página 53.
- 54 CAPITALIST, V. *Visualized: The Four Benefits of Small Modular Reactors*. 2024. Decarbonization Channel, Visual Capitalist. Acesso em: 30 out. 2025. Disponível em: <<https://decarbonization.visualcapitalist.com/visualized-the-four-benefits-of-small-modular-reactors/>>. Citado na página 54.
- 55 EL-EMAM, R. S.; SUBKI, M. H. Small modular reactors for nuclear–renewable synergies: Prospects and impediments. *International Journal of Energy Research*, Wiley Online Library, 2021. Acesso em: 30 out. 2025. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.6838>>. Citado na página 55.

- 56 (INL), I. N. L. *Literature Review of Advanced Reactor Cost Estimates*. Idaho Falls, ID, USA, 2023. Acesso em: 18 nov. 2025. Disponível em: <<https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/INL-RPT-23-72972.pdf>>. Citado 5 vezes nas páginas 56, 59, 61, 78 e 79.
- 57 CARELLI, M. D.; INGERSOLL, D. T. *Handbook of Small Modular Nuclear Reactors*. Oxford, UK: Elsevier, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 62.
- 58 COAL-TO-NUCLEAR Transitions: An Information Guide. Washington, D.C., 2024. Available at: <[https://fuelcycleoptions.inl.gov/SiteAssets/SitePages/Home/C2N\\_Guidebook\\_2024.pdf](https://fuelcycleoptions.inl.gov/SiteAssets/SitePages/Home/C2N_Guidebook_2024.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 62.
- 59 (EPE), E. de P. E. *Caderno de Custos de Geração e Transmissão – PDE 2034*. Rio de Janeiro, Brasil, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Citado 5 vezes nas páginas 63, 64, 67, 76 e 79.
- 60 LOCATELLI, G.; MIGNACCA, B.; INVERNIZZI, D. Small modular reactors: A comprehensive overview of their economics and strategic aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 118, p. 109519, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 65.
- 61 S.A., E. *Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras Intermediárias Condensadas do Período Findo em 30 de Junho de 2025*. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: Demonstrações Financeiras Consolidadas – Notas Explicativas. Citado 3 vezes nas páginas 65, 79 e 88.
- 62 DEPUTADOS, C. dos. *Comissão aprova projeto que reinstitui incentivos tributários para o setor nuclear*. Brasília, DF, 2025. Acesso em: 20 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/1062576-comissao-aprova-projeto-que-reinstitui-incentivos-tributarios-para-o-setor-nuclear/>>. Citado 3 vezes nas páginas 69, 77 e 80.
- 63 Banco Central do Brasil. *Relatório Focus – Projeções de Inflação e Juros*. 2025. Acesso em: 20 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 73.
- 64 Duff & Phelps. *International Cost of Capital Module – 2025 Yearbook*. Chicago: Duff & Phelps, 2025. Citado na página 73.
- 65 JP Morgan. *EMBI+ Global – Emerging Markets Bond Index*. Nova Iorque: [s.n.], 2025. Citado na página 73.
- 66 RESEARCH, B. E. *Nuclear Newcomers: Small Reactors, Big Ambitions*. New York: Barclays Bank PLC, 2025. Equity Research Report – SMR Market Outlook. Acesso em: 30 out. 2025. Citado na página 74.
- 67 (ANEEL), A. N. de E. E. *Leilões de Reserva de Capacidade – Diretrizes e Regras de Habilitação Técnica*. 2021. Acesso em: 20 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Citado na página 75.
- 68 (MME), M. de Minas e E. *Portaria MME nº 544, de 2021 – Estabelece as diretrizes para os Leilões de Reserva de Capacidade*. 2021. Acesso em: 20 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme>>. Citado na página 75.

69 (ANEEL), A. N. de E. E. *Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021 – Consolidação das regras do setor elétrico*. 2021. Acesso em: 20 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Citado na página 75.

70 (BNDES), B. N. de Desenvolvimento Econômico e S. *Linhas de Financiamento e Apoio a Projetos de Geração Elétrica*. 2025. Acesso em: 20 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br>>. Citado na página 76.

71 (CCEE), C. de Comercialização de E. E. *Portal de Informações Mensais da CCEE*. 2025. Acesso em: 22 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mensal>>. Citado na página 88.

72 ECONÔMICO, V. *À espera de Angra 3, Eletronuclear vive problemas financeiros e de governança*. 2025. Acesso em: 22 nov. 2025. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2025/11/21/a-espera-de-angra-3-eletronuclear-vive-problemas-financeiros-e-de-governanca.ghtml>>. Citado na página 88.