



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia – Departamento de Engenharia Nuclear
Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares

**ESTUDO DE VIABILIDADE DO PROGRAMA NACIONAL DE ENERGIA
NUCLEAR EM RELAÇÃO ÀS TERMELÉTRICAS FÓSSEIS DENTRO DO
SISTEMA TERMELÉTRICO BRASILEIRO**

Flávia Campos Kneipp

Belo Horizonte

2021

Flávia Campos Kneipp

**ESTUDO DE VIABILIDADE DO PROGRAMA NACIONAL DE ENERGIA
NUCLEAR EM RELAÇÃO ÀS TERMELÉTRICAS FÓSSEIS DENTRO DO
SISTEMA TERMELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Departamento de Energia Nuclear da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciência e Técnicas Nucleares.

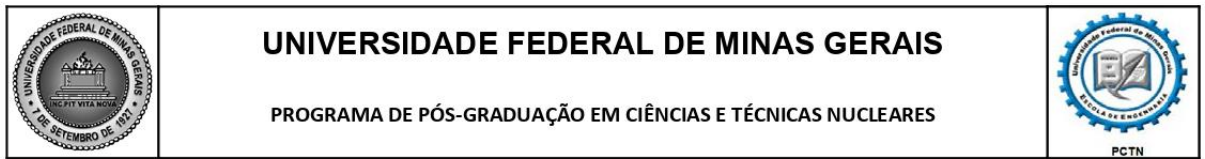
Área de Concentração: Engenharia Nuclear e da Energia

Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera.

Belo Horizonte

2021

K68e Kneipp, Flávia Campos.
Estudo de viabilidade do programa nacional de energia nuclear em relação às termelétricas fósseis dentro do sistema termelétrico brasileiro / Flávia Campos Kneipp. - 2021.
1 recurso online (xvi, 103 f. : il., color.) : pdf.
Orientador: Carlos Eduardo Velasquez Cabrera.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.
Apêndices: f. 86-103.
Bibliografia: f. 79-85.
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.
1. Engenharia nuclear - Teses. 2. Energia Nuclear – Teses.
3. Energia Termelétrica – Brasil - Teses. I. Cabrera, Carlos Eduardo Velasquez. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.
CDU: 621.039(043)




FOLHA DE APROVAÇÃO

ESTUDO DE VIABILIDADE DO PROGRAMA NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR EM RELAÇÃO ÀS TERMELÉTRICAS FÓSSEIS NO SISTEMA TERMELÉTRICO BRASILEIRO

FLÁVIA CAMPOS KNEIPP

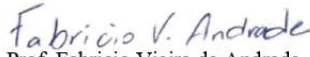
Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

Aprovada em 31 de agosto de 2021, pela banca constituída pelos membros:


 Prof. Carlos Eduardo Velásquez Cabrera - Orientador
 Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG


 Dra. Grazianny de Paula Barros
 CNEN/CDTN


 Prof. Gustavo Nikolaus Pinto de Moura
 UFOP


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

Belo Horizonte, 31 de agosto de 2021.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer ao meu orientador Doutor Carlos Eduardo Velasquez Cabrera, que, durante esses dois anos me ajudou, me incentivou e me ensinou tanto. Obrigada pela paciência e pelas críticas construtivas que me fizeram evoluir e chegar até aqui.

Aos meus colegas do departamento que sempre se mostraram disponíveis em me ajudar.

Ao meu noivo, Isaías, que me ajudou nesse percurso não me deixando desanimar frente às dificuldades que surgiram.

Aos professores do Departamento de Engenharia Nuclear que tanto me ensinaram e que foram indispensáveis para o meu aprendizado.

À Agência Internacional de Energia Atômica, pelo modelo energético disponibilizado para a minha pesquisa que foi fundamental para alcançar os resultados apresentados no presente trabalho.

Agradecimento as agências de fomento, CNPq, CAPES e FAPEMIG.

Por fim agradeço a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para meu sucesso no mestrado.

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade.”

Albert Einstein

RESUMO

A energia nuclear é considerada uma energia “limpa” devido a sua baixa emissão de gases do efeito estufa. Além disso, novos reatores para a geração de energia vêm sendo testados em vários países, o que pode diminuir o custo dessa tecnologia e torna-la mais competitiva em relação a outras fontes. As usinas nucleares são utilizadas na base da operação devido ao alto fator de capacidade e a não sazonalidade da fonte, o que proporciona maior confiabilidade e robustez ao sistema elétrico do país. Atualmente, o Brasil possui duas usinas nucleares em operação (Angra 1 e Angra 2), e uma terceira ainda em fase de construção (Angra 3). Ainda assim, a tecnologia nuclear possui uma baixa representatividade na matriz elétrica brasileira. O presente estudo tem como objetivo avaliar e comparar tecnologias termelétricas para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) considerando-se aspectos econômicos e ambientais. Como ferramenta de modelagem, utilizou-se o modelo energético *MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts)* disponibilizado pela Agência Internacional de Energia Atômica. Tal estudo mostrou que os *Small Modular Reactors (SMR's)* são bastante competitivos em relação às usinas termelétricas fósseis e nucleares tradicionais. Além disso, tais reatores proporcionam uma maior facilidade de implantação devido ao menor custo de investimento e menor tempo de construção, e podem ser ainda utilizados de forma descentralizada, perto dos consumidores, reduzindo, assim, as perdas de transmissão.

Palavras-chave: Energia Nuclear, Matriz elétrica brasileira, *Small Modular Reactors*, Fontes tradicionais

ABSTRACT

Nuclear energy is considered a “clean” energy due to its low emission of greenhouse gases. In addition, new reactors for generating energy have been tested in several countries, which can reduce the cost of this technology and make it more competitive compared to other sources. Nuclear power plants are used at the base of the operation due to the high capacity factor and non-seasonality of the source, which offers greater reliability and robustness to the country's electrical system. Currently, Brazil has two nuclear power plants in operation (Angra 1 and Angra 2), and a third one under construction (Angra 3). Even so, nuclear technology has a low representation in the Brazilian electrical matrix. This study aims to evaluate and compare thermoelectric technologies for the expansion of the National Interconnected System considering economic and environmental aspects. As a modeling tool, *MESSAGE* (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts) made available by the International Atomic Energy Agency was used in this study. This study showed that Small Modular Reactors (*SMR's*) are quite competitive in relation to traditional fossil and nuclear thermoelectric plants. In addition, such reactors provide greater ease of deployment due to lower investment costs and shorter construction time, and can also be used in a decentralized manner, close to consumers reducing transmission losses.

Keywords: Nuclear Energy, Brazilian energy matrix, Small Modular Reactors, Traditional fuels

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada brasileira	4
Figura 2 – CVU das usinas térmicas brasileiras movidas a combustíveis fósseis e nuclear	7
Figura 3 – Desenho esquemático do funcionamento de uma usina nuclear	8
Figura 4 – Ciclo do combustível nuclear	11
Figura 5 – Estrutura de construção do OPEN 100.....	15
Figura 6 – Desenho esquemático do ACR 700.	17
Figura 7 – Projeção da demanda de energia elétrica termelétrica	19
Figura 8 – Balanço de gás natural no Brasil (em milhões de m ³ /dia)	23
Figura 9 – Projeções da produção (líquida) diária de gás natural no Brasil	24
Figura 10 – Distribuição percentual da produção de derivados energéticos de petróleo (2018)	25
Figura 11 – Projeções da produção diária de petróleo no Brasil	26
Figura 12 – Curva de carga horária do Brasil em 2019	29
Figura 13 – Divisão das estações e partes do dia no MESSAGE	29
Figura 14 – Divisão dos dias da 1ª estação no MESSAGE	30
Figura 15 – Divisão dos dias da 2ª estação no MESSAGE	30
Figura 16 – Divisão dos dias da 3ª estação no MESSAGE	30
Figura 17 – Fluxograma dos cenários.....	31
Figura 18 – Evolução do desembolso do BNDES no setor de energia elétrica	32
Figura 19 – Histórico da parcela de Juro Real Fixa – TJLP	34
Figura 20 – Histórico das emissões de CO ₂ eq por setores.	37
Figura 21 – Histórico de emissão de CO ₂ por categorias de energia	38
Figura 22 – Histórico de geração de eletricidade versus emissão de CO ₂ eq.....	39
Figura 23 – Taxa de carbono implementada no mundo	40
Figura 24 – Cenário fraco 1(a)	43
Figura 25 – Cenário fraco 1(b)	44
Figura 26 – Cenário fraco 1(c)	45
Figura 27 – Cenário fraco 1(d)	46
Figura 28 – Comparação da geração termelétrica em 2050 (cenário fraco).....	47
Figura 29 – LCOE cenário fraco	48
Figura 30 – Composição do LCOE no cenário fraco 1(a).....	50
Figura 31 – Cenário referência 1(a).....	52

Figura 32 – Cenário referência 1(b)	53
Figura 33 – Cenário referência 1(c).....	54
Figura 34 – Cenário referência 1(d)	55
Figura 35 – Cenário forte 1(a)	56
Figura 36 – Cenário forte 1(b).....	57
Figura 37 – Cenário forte 1(c)	58
Figura 38 – Cenário forte 1(d).....	59
Figura 39 – Consumo de gás natural no Cenário Fraco	60
Figura 40 – Consumo de gás natural no Cenário Referência	61
Figura 41 – Consumo de gás natural no Cenário Forte	62
Figura 42 – Consumo de urânio do tipo <USD40/kgU no Cenário Fraco	63
Figura 43 – Consumo de urânio do tipo <USD40/kgU no Cenário Referência.....	63
Figura 44 – Consumo de urânio do tipo <USD40/kgU no Cenário Forte.....	64
Figura 45 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$5,0/tCO ₂ eq)	66
Figura 46 – Emissão de CO ₂	66
Figura 47 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$1,40/tCO ₂).....	67
Figura 48 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$1,50/tCO ₂)	68
Figura 49 – Cenário 2 (Taxa de carbono de US\$679/tCO ₂).....	69
Figura 50 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$680/tCO ₂)	69
Figura 51 – Cenário estagnação.....	71
Figura 52 – Cenário expansão da nuclear com reatores OPEN 100.....	72
Figura 53 – Cenário expansão da nuclear com reatores ACR 700.....	73
Figura 54 – Cenário expansão do gás natural com usinas B. Fluminense.....	74
Figura 55 – Cenário Expansão do gás natural com usinas Linhares	74
Figura 56 – Custo de geração do sistema termelétrico brasileiro não renovável	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sistema termonuclear brasileiro.	7
Tabela 2 – <i>SMRs</i> competitivos.	13
Tabela 3 – Principais diferenças entre <i>ACR 700</i> e <i>PWR</i>	17
Tabela 4 – Termelétricas brasileiras fósseis	20
Tabela 5 – Usinas termelétricas com sequestro de carbono.	21
Tabela 6 – Custo do combustível por geração de energia elétrica	21
Tabela 7 – Sistema termonuclear brasileiro	27
Tabela 8 – Reservas brasileiras de urânio	28
Tabela 9 – Financiamento BNDES: apoio direto	33
Tabela 10 – Hipóteses para calcular a taxa de juros.....	35
Tabela 11 – Hipóteses para Taxas de Juros Total	35
Tabela 12 – Aumento percentual do LCOE entre Cenário Fraco 1 (a) e (d).....	48
Tabela 13 – Retorno dos empreendimentos	50
Tabela 14 – Cenário estagnação	70
Tabela 15 – Cenário expansão da nuclear	72
Tabela 16 – Cenário expansão do gás natural	73
Tabela 17 – Cenário fraco1(a): geração de energia elétrica	86
Tabela 18 – Cenário fraco 1(b): geração de energia elétrica.....	87
Tabela 19 – Cenário fraco 1(c): geração de energia elétrica	88
Tabela 20 – Cenário fraco 1(d): geração de energia elétrica.....	89
Tabela 21 – Cenário referência 1(a): geração de energia elétrica	90
Tabela 22 – Cenário referência 1(b): geração de energia elétrica	91
Tabela 23 – Cenário referência 1(c): geração de energia elétrica	92
Tabela 24 – Cenário referência 1(d): geração de energia elétrica	93
Tabela 25 – Cenário forte 1(a): geração de energia elétrica.....	94
Tabela 26 – Cenário forte 1(b) – geração de energia elétrica.....	95
Tabela 27 – Cenário forte 1(c): geração de energia elétrica.....	96
Tabela 28 – Cenário forte 1(d): geração de energia elétrica.....	97
Tabela 29 – Cenário 2: Viabilizando o <i>ACR 700</i> - taxa de carbono de US\$5,0/tCO ₂ eq.....	98
Tabela 30 – Cenário 3 (estagnação)	99
Tabela 31 – Cenário 3 (expansão da nuclear com reatores OPEN 100).....	100
Tabela 32 – Cenário 3 (expansão da nuclear com reatores <i>ACR 700</i>)	101

Tabela 33 – Cenário 3 (expansão do gás natural do tipo B. Fluminense)	102
Tabela 34 – Cenário 3 (expansão do gás natural do tipo Linhares)	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR 700	<i>Advanced CANDU Reactor-700</i> (Reator Avançado do tipo CANDU 700)
AECL	<i>Atomic Energy of Canada Limited</i> (Energia Atômica do Canadá Limitada)
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
CANDU	<i>Canada Deuterium Uranium</i> (Reator Canadense de Água Pesada)
CVU	Custo Variável Unitário
FOAK	<i>First-of-a-Kind</i> (Primeiro de um tipo)
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia Atômica)
INB	Indústrias Nucleares Brasileiras
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
MESSAGE	<i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact</i>
NEA	<i>Nuclear Energy Agency</i> (Agência de Energia Nuclear)
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PIB	Produto Interno Bruto
PNE	Plano Nacional de Energia
PPT	Programa Prioritário de Termelétricas
PRIS	<i>Power Reactor Information System</i> (Sistema de Informação de Reatores)
PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i> (Reator de água pressurizada)
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMR	<i>Small Modular Reactor</i> (Reator de Pequeno Porte Modular)

TJPL	Taxa de Juros a Longo Prazo
TLP	Taxa de Longo Prazo
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO GERAL.....	3
1.2 MOTIVAÇÃO.....	3
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	5
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 SISTEMA TERMELÉTRICO BRASILEIRO	6
2.1.1 Sistema Termonuclear Brasileiro.....	7
2.2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA USINA NUCLEAR <i>PWR</i>	8
2.3 CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	9
2.3.1 Mineração e processamento.....	9
2.3.2 Conversão	9
2.3.3 Enriquecimento.....	10
2.3.4 Reconversão	10
2.3.5 Fabricação de pastilhas e do combustível nuclear.....	10
2.3.6 Geração de energia	11
2.4 REATORES DE PEQUENO PORTE (<i>SMALL MODULAR REACTORS - SMR</i>)	12
2.4.1 <i>Small Modular Reactors</i> do tipo OPEN 100.....	14
2.5 <i>ADVANCED CANDU REACTOR -700 (ACR 700)</i>	16
3 METODOLOGIA.....	18
3.1 PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
3.2 TERMELÉTRICAS FÓSSEIS	20
3.2.1 Custo do combustível por geração de energia elétrica	21
3.2.2 Reservas dos combustíveis fósseis	22
3.2.2.1 Reservas de gás natural	22
3.2.2.2 Reservas de carvão mineral	24
3.2.2.3 Produção de óleo combustível/diesel	25

3.3 USINAS NUCLEARES	26
3.3.1 Reservas de urânio	27
3.4 CURVA DE CARGA.....	28
3.5 CENÁRIOS	30
3.5.1 Cenário 1 - Econômico	32
3.5.2 Cenário 2 - Ambiental	36
3.5.3 Cenário 3 - PNE 2050	41
4 RESULTADOS	42
4.1 CENÁRIO 1	42
4.1.1 Geração de Energia Elétrica.....	42
4.1.1.1 Cenário Fraco	42
4.1.1.2 Cenário Referência	51
4.1.1.3 Cenário Forte	55
4.1.2 Consumo Das Reservas	59
4.1.2.1 Gás natural.....	60
4.1.2.2 Urânio	62
4.2 CENÁRIO 2	64
4.2.1 Taxa de carbono para viabilização do ACR 700 – Taxa de juros de 10%.....	65
4.2.2 Taxa de carbono para viabilização do OPEN 100 – Taxa de juros de 17%	67
4.2.3 Taxa de carbono para viabilização do ACR 700 – Taxa de juros de 17%.....	68
4.3 CENÁRIO 3	69
4.3.1 Cenário estagnação.....	70
4.3.2 Cenário de expansão da nuclear	71
4.3.3 Cenário de expansão do gás natural	73
5 CONCLUSÕES.....	76
REFERÊNCIAS	79
APÊNDICE A – RESULTADOS DO CENÁRIO 1	86

APÊNDICE B – RESULTADOS DO CENÁRIO 2.....	98
APÊNDICE C – RESULTADOS DO CENÁRIO 3	99

1 INTRODUÇÃO

A tecnologia nuclear desenvolve, atualmente, um papel importante para a geração de energia elétrica em todo o mundo. A geração de eletricidade baseada na energia nuclear representou, em 2018, 10,14% de toda a geração elétrica mundial (IEA, 2020).

Devido ao alto fator de capacidade associado a esse tipo de fonte (cerca de 85%), é conferida maior confiabilidade e robustez ao sistema elétrico de países onde esta tecnologia é utilizada. De acordo com a Eletrobras (2021) Angra 1 alcançou um fator de capacidade de 81,26% em 2020.

No Brasil, onde grande parte da produção de eletricidade é oriunda de usinas hidrelétricas, a expansão da capacidade instalada das termonucleares encontra-se estagnada. Todavia, estudos e planejamentos para a expansão da geração nuclear já são apontados em relatórios do governo federal (MME/EPE, 2020a).

Além do alto fator de capacidade, a tecnologia nuclear não emite Gases do Efeito Estufa (GEE) durante sua operação, o que converge com um dos principais objetivos do Acordo de Paris para uma limitação do aquecimento global (UNFCCC, 2021). Países que buscam uma transição para uma matriz elétrica com baixa emissão de carbono podem se beneficiar do uso da tecnologia de geração nuclear. Além disso, países que possuem territórios reduzidos, e poucos recursos disponíveis para geração de energia elétrica, podem fazer uso dessa tecnologia para atendimento de sua demanda doméstica, aumentando a confiabilidade de seu sistema elétrico.

Outro ponto positivo da energia nuclear é possibilidade de redução de riscos relativos à transmissão ou importação de eletricidade. Tem-se como exemplo a França, que, de acordo com a *International Atomic Energy Agency* (IAEA), possui mais de 70% da produção de eletricidade proveniente das usinas nucleares (2021). Além disso, o país é considerado um dos maiores exportadores de energia elétrica líquida no mundo devido ao baixo custo associado a sua produção (WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2021).

Por outro lado, acidentes nucleares envolvendo usinas nucleares, tais como o de *Three Mile Island* (1979), Chernobyl (1986), e Fukushima (2010) impactaram, negativamente, a imagem da segurança operacional desse tipo de usina e, conseqüentemente, a opinião pública. O fechamento das usinas nucleares na Alemanha e a queda da indústria nuclear nos Estados Unidos e no Japão são alguns dos exemplos desses impactos (CHO, 2020). Todavia, de acordo com Gupta *et al.* (2019), a opinião pública não é influenciada somente pelos desastres já mencionados anteriormente, mas também pelo risco da segurança energética do país.

Apesar de países como Estados Unidos, Japão e Alemanha apresentarem uma desaceleração na indústria de insumos nucleares para geração de energia elétrica, na China há um crescimento de investimento nesse tipo de tecnologia. A indústria nuclear cresce cada vez mais rápido dentro do território Chinês chegando a responder por mais da metade do investimento mundial em energia nuclear (HIBBS, 2018). De acordo com a IAEA (2021), a China possui, atualmente, 50 reatores em operação e 14 reatores em fase de construção. Esse incremento na geração nuclear está associado ao rápido crescimento econômico, que fez com que houvesse um aumento significativo na adoção de fontes fósseis para geração de energia elétrica e, conseqüentemente, da poluição associada a seu uso. O uso da energia nuclear surgiu, então, como uma opção para suprir a crescente demanda de energia, aumentando a geração, e viabilizando o desenvolvimento do país por meio de uma fonte com baixa emissão de GEE; além de propiciar uma maior confiabilidade no sistema elétrico chinês (CHO, 2020).

Em razão dos desastres do passado, atualmente, as usinas movidas à energia nuclear passam por uma série de mudanças para aumentar sua segurança operacional. Novos reatores, menores e mais seguros têm sido pesquisados e desenvolvidos em diversas partes do mundo. Tem-se como exemplos os reatores: *CAREM-25* desenvolvido pela Argentina, *ACP100* desenvolvido pela China e *mPower*, *NuScale*, *SMR-160* e *Westinghouse SMR*, todos desenvolvidos pelos Estados Unidos, dentre outros (IAEA, 2018a). É inegável os diversos benefícios provenientes do uso da energia nuclear para geração de eletricidade.

“Entretanto, duas razões explicam por que o número de usinas nucleares em construção não é bem maior: custos de construção e aceitação pública.” (FGV, 2016). Nesse sentido, como uma possível solução para fomentar a ampliação, modernização, ou, até mesmo, construção de novas usinas, reatores de pequeno porte ou *Small Modular Reactors* (SMR) mostram-se como alternativa devido ao baixo custo de investimento e alta segurança associados a esta tecnologia. Trata-se de reatores mais seguros devido à baixa energia térmica produzida, o que resulta em maior facilidade de resfriamento do núcleo em caso de um acidente nuclear. Além disso, a maioria desses reatores tem sistemas de segurança passivos para a remoção do calor proveniente do decaimento radioativo (NEA/OECD, 2016). “Estes sistemas utilizam forças naturais como gravidade e diferença de pressão para acionamento dos mecanismos de resfriamento do núcleo sem necessidade de intervenção humana ou energia elétrica.” (MME/EPE, 2020b).

Para o presente trabalho, optou-se por realizar um estudo de viabilidade de reatores de pequeno e grande porte dentro da geração termelétrica brasileira. Nas análises e simulações, foram consideradas as usinas movidas a combustíveis fósseis para que, comparativamente, fosse verificada a viabilidade das usinas nucleares dentro do contexto termelétrico nacional.

Nesse sentido, os próximos capítulos abordarão uma descrição sucinta do sistema termelétrico brasileiro e a forma como a geração nuclear está posicionada neste contexto nacional.

1.1 OBJETIVO GERAL

Compreender os principais empreendimentos termoeletricos (fósseis e nucleares) para análise de viabilidade da energia nuclear até 2050 na geração termelétrica brasileira.

1.2 MOTIVAÇÃO

Entre os anos de 2001 e 2002, em razão do alinhamento de diversas condições, dentre as quais as condições climáticas e de planejamento energético, houve uma crise energética no Brasil. Sobre essa crise energética pode-se afirmar que:

O insucesso da política do governo FHC para o setor elétrico deve-se não apenas à falta de recursos externos ou às resistências políticas encontradas no próprio governo, mas, e principalmente, às falhas de gerenciamento estratégico, coordenação e planejamento do sistema elétrico, induzidas pela adoção de uma reforma calcada em experiências de outros países e inadequada às características brasileiras e ao nosso sistema predominantemente hidrelétrico. (GOLDENBERG; PRADO, 2003, p.233)

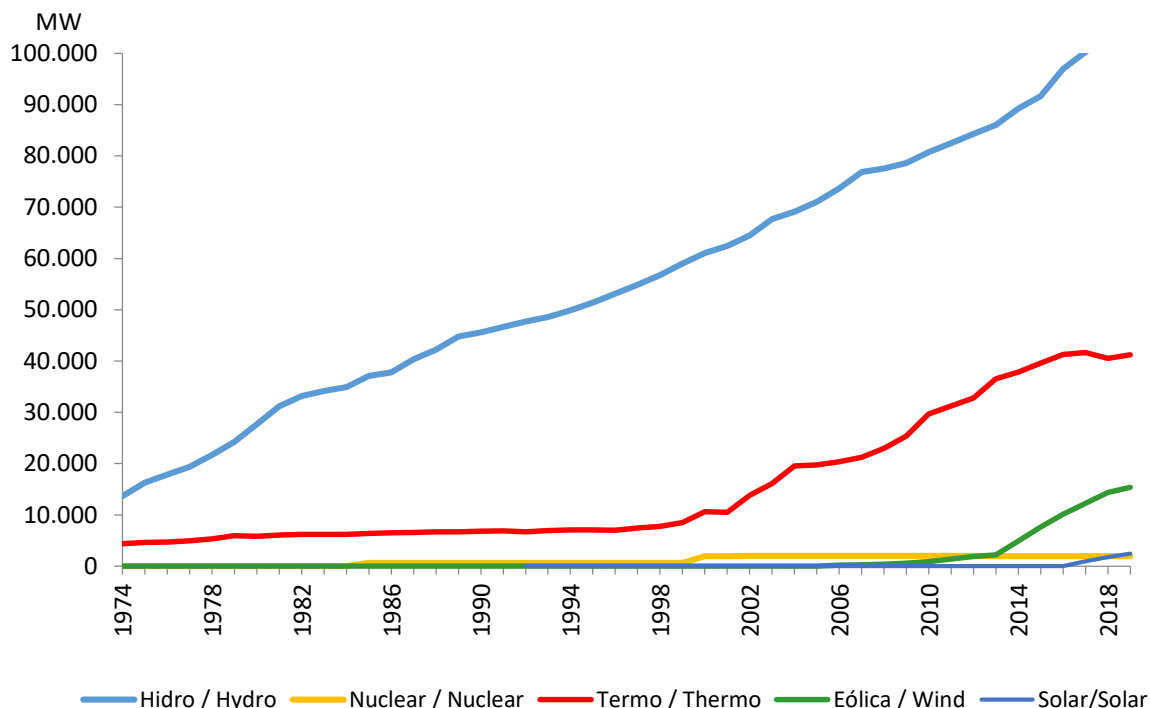
Foram necessárias diversas medidas para a redução de consumo de energia elétrica, tais como cortes forçados, racionamento, redução nos índices de iluminação pública, dentre outras, que acarretaram grandes impactos econômicos e sociais, reduzindo, à época, a previsão de crescimento do PIB brasileiro.

O ano de 2001 foi marcado por uma desaceleração econômica, a taxa de crescimento do PIB foi de apenas 1,3%. Isso aconteceu devido à crise energética vivenciada pelo país e pela insegurança nos mercados externos, provocados pela crise da Argentina e pelos atentados terroristas contra os Estados Unidos. (RIBEIRO *et al.*, 2010, p.5).

Em 2014, o Brasil teve uma nova crise hídrica, porém, por questões políticas, o racionamento de energia não foi implantado. Naquele mesmo ano, houve o acionamento de todas as usinas termelétricas, até as que possuíam um custo operacional elevado, movidas a diesel e óleo combustível (MAYON; PARODI, 2018).

Dessa forma, as usinas termelétricas, desde início dos anos 2000, desempenham papel importante para a matriz elétrica brasileira em relação ao atendimento da demanda quando as condições climáticas não estão favoráveis para geração de energia elétrica através das hidrelétricas. De acordo com a Figura 1, as usinas termelétricas, em geral, tiveram aumento significativo em sua capacidade instalada a partir dos anos 2001.

Figura 1 – Capacidade instalada brasileira



Fonte: EPE, 2019.

Além disso, outras formas de geração vêm ganhando espaço na matriz elétrica brasileira. A partir de 2013 houve um aumento significativo da capacidade instalada da fonte eólica para a geração de energia elétrica; enquanto o aumento da energia solar deu-se nos últimos anos a partir de 2016, como é mostrado na Figura 1. Devido ao aumento da participação das fontes renováveis (eólica e solar) na matriz elétrica brasileira, há uma necessidade de maior atenção do planejamento da operação realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para que o despacho das usinas seja realizado de forma harmônica e eficiente sem causar prejuízos aos geradores e ao mercado consumidor devido à intermitência produzida pelo uso deste tipo de empreendimento.

Cabe ressaltar, ainda, que, em razão das características peculiares do sistema elétrico brasileiro, há grande necessidade de se prover uma energia de fornecimento contínuo e confiável para suprimento da demanda de energia. Tal necessidade baseia-se na grande dependência de hidrelétricas e tende a se acentuar à medida que são inseridas novas fontes renováveis com limitações sazonais na matriz elétrica, mais notadamente as fontes solar e eólica. Nesse sentido há uma grande preocupação a respeito da capacidade do atendimento da demanda atual e futura, visto que as fontes mais exploradas e que estão em ascensão no Brasil dependem, fortemente, de condições climáticas.

Além de conferir maior segurança ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a exploração da energia nuclear oferece uma alternativa energética com baixa emissão de gases poluentes. Ressalta-se, ainda, que o Brasil possui reservas minerais privilegiadas para exploração de fontes energéticas nucleares. Segundo a EPE e o MME, o Brasil, além de dominar todo o ciclo do combustível, é o oitavo país com maiores reservas de urânio, e possui 5% do total das reservas mundial (2018).

A geração nuclear mostra-se, então, como uma alternativa viável para a complementação de energia ofertada na base do sistema elétrico, conferindo maior robustez e confiabilidade ao SIN. Além disso, a utilização de reatores modulares pode ser utilizada para um programa descentralizado de geração de energia elétrica, levando a tecnologia nuclear a diferentes regiões do território nacional.

Em relação a esse contexto, este trabalho tem como motivação o estudo comparativo entre as usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis com as usinas term nucleares de grande e pequeno porte com foco em analisar cenários em que as térmicas nucleares se mostrariam mais promissora.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho foi dividido em 5 capítulos:

Capítulo 1 – Introdução: Neste capítulo é abordado uma breve contextualização do tema proposto. Foi também descrito o objetivo geral e principal motivação do trabalho.

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica: Neste capítulo é abordado a composição do sistema termoelétrico brasileiro com ênfase nos combustíveis fósseis e nuclear. Foi descrito o princípio de funcionamento de uma usina nuclear e ciclo completo do urânio. Além disso, neste capítulo é apresentado a definição e benefícios dos reatores de pequeno porte e grande porte.

Capítulo 3 – Metodologia: Neste capítulo foram abordados os métodos e o levantamento dos principais dados utilizados para a pesquisa do presente trabalho.

Capítulo 4 – Resultados: Neste capítulo foram apresentados os resultados para cada cenário modelado no *MESSAGE* proposto pela autora.

Capítulo 5 – Conclusões: Neste capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho após a análise dos resultados. Também são apresentadas sugestões para pesquisas futuras.

Após a apresentação dos 5 capítulos apresenta-se a lista de referências bibliográficas utilizadas para fundamentar a pesquisa e apêndices.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMA TERMELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil possui uma matriz elétrica baseada, predominantemente, em fontes renováveis sobretudo em usinas hidrelétricas. De acordo com o Balanço Energético Nacional, esse tipo de tecnologia, utilizada predominantemente na base da operação, representou 64,9% da matriz elétrica brasileira em 2019 (EPE/MME, 2020b). No entanto, essa alta dependência das hidrelétricas vem diminuindo desde a crise energética de 2001.

A partir dessa época, houve uma maior expansão dos investimentos em nas usinas termelétricas (gás natural, carvão mineral e óleo combustível) e em fontes renováveis para garantir o suprimento e aumentar a confiabilidade do setor elétrico brasileiro (EPE/MME, 2020c).

As usinas termelétricas, que passaram a ser cada vez mais demandadas a partir da crise elétrica em 2001, desempenham um papel importante para a matriz elétrica brasileira. Tais usinas foram concebidas para serem despachadas quando as condições climáticas estiverem desfavoráveis à geração hidráulica e apresentarem-se como um método de controle e planejamento dos níveis dos reservatórios funcionando como um *backup* para as hidrelétricas. Todavia, as térmicas acabaram sendo incorporadas, na base da operação, chegando a suprir mais de 20% da carga total do SIN (CNI, 2018).

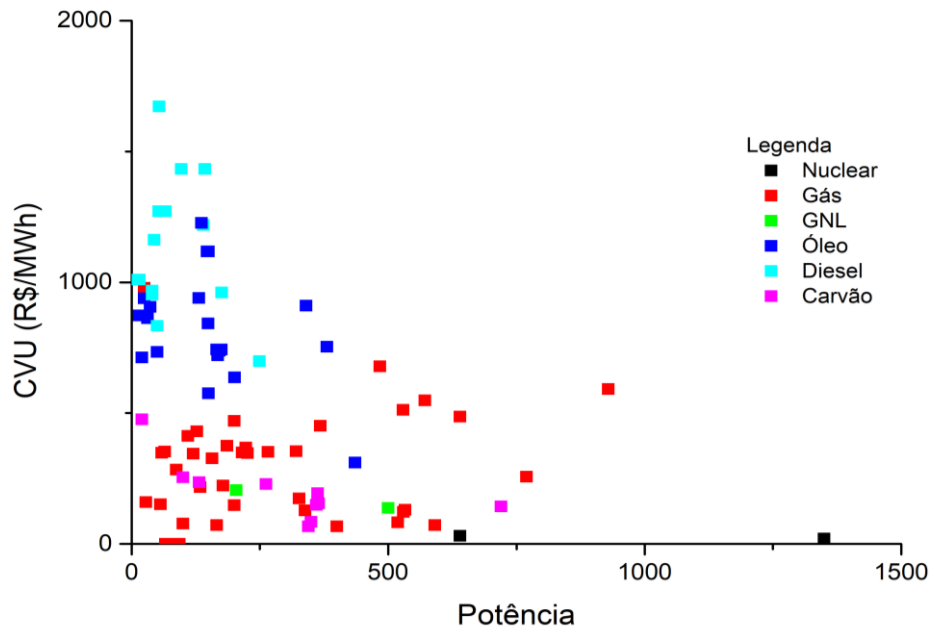
Dentre as usinas térmicas, as que são movidas a gás natural têm um grande destaque na geração devido à alta taxa de crescimento associada a ela ao longo dos anos e, também, projetada para o futuro. Em 2019 as usinas térmicas movidas a gás natural representaram a segunda maior parcela de geração de eletricidade no país, respondendo por 10% da geração total com uma geração média de 60.188 GWh, ficando atrás somente da hidráulica que representou uma geração média de 397.877 GWh correspondendo a 64% da geração total no mesmo ano (EPE/MME, 2020a).

Enquanto a geração térmica a gás natural encontra-se em ascensão no Brasil, as que utilizam derivados de petróleo (óleo combustível e diesel) está em declínio nos últimos anos. A geração baseada em derivados de petróleo, variou de 14,6% em 2010 para 7,8% em 2019 da participação total dentre as térmicas (EPE/MME, 2020b). Essa redução pode ser explicada pelo alto Custo Variável Unitário (CVU) associado a este tipo de usina, o que acaba tornando a energia mais cara, conforme Figura 2.

Em contrapartida, as usinas térmicas movidas a combustíveis nucleares, que por sua vez possuem menores CVU em comparação às demais térmicas, encontram-se sem expansão na

capacidade instalada desde 2001. Todavia, tais usinas proporcionam uma maior robustez para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) devido ao fornecimento contínuo de energia elétrica e ao alto fator de capacidade associada a este tipo de geração.

Figura 2 – CVU das usinas térmicas brasileiras movidas a combustíveis fósseis e nuclear



Fonte: Elaborada pela autora com dados do ONS, 2020a.

2.1.1 Sistema Termonuclear Brasileiro

O Brasil possui dois reatores nucleares em operação (Angra 1 e Angra 2) com uma potência total de 1884 MW(e) e um em fase de construção (Angra 3) com uma potência de 1340 MW(e). Tais reatores estão localizados na cidade de Angra dos Reis no Rio de Janeiro e são do tipo *Pressurized Water Reactor (PWR)*, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Sistema termonuclear brasileiro.

	<i>ANGRA 1</i>	<i>ANGRA 2</i>	<i>ANGRA 3</i>
Potência (MW)	640	1350	1405
Tipo	<i>PWR</i>	<i>PWR</i>	<i>PWR</i>
Localização	Angra dos Reis	Angra dos Reis	Angra dos Reis
Fase	Em Operação	Em Operação	Em Construção
Conexão à Rede	01/04/1982	21/07/2000	-

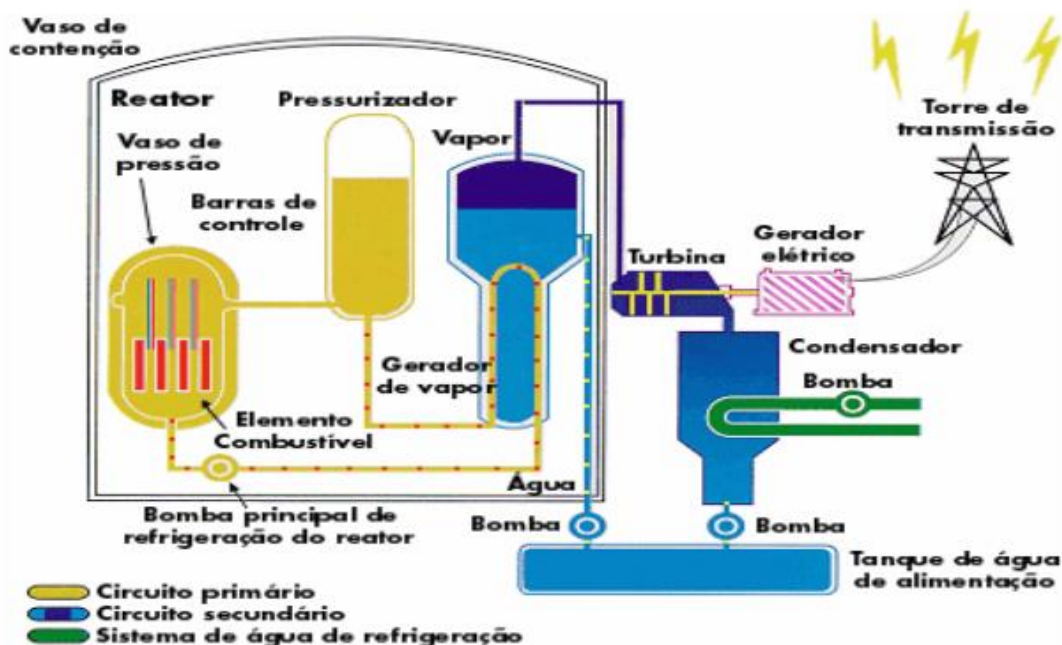
Fonte: Adaptado de IAEA, 2021.

2.2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA USINA NUCLEAR PWR

Uma usina nuclear do tipo *PWR* é caracterizado por possuir três circuitos independentes que trocam calor entre si, sendo: circuito primário, circuito secundário e água de circulação. A utilização desses circuitos é necessária para que o refrigerante do circuito primário, potencialmente radioativo, não entre em contato com o restante dos componentes secundários como turbina e condensador, reduzindo dessa forma a contaminação.

Basicamente, as usinas nucleares do tipo *PWR* utilizam o calor proveniente da fissão do núcleo do átomo de urânio 235 para aquecer a água do circuito primário (destacado em amarelo na Figura 3) que não entra em ebulição devido à elevação da pressão gerada pelo pressurizador. Dessa forma, a água aquecida passa pelo gerador de vapor onde ocorrerá a troca de calor entre os fluidos de trabalho sem que se misturem. Com a troca de calor, a água do circuito secundário (destacado em azul na Figura 3) passará para a fase vapor que movimentará uma turbina que estará acoplada a um gerador elétrico que transformará a energia cinética em energia elétrica. A água deixará a turbina e passará por um trocador de calor (condensador) onde se transformará em líquida novamente. São utilizadas bombas para dar início ao ciclo novamente.

Figura 3 – Desenho esquemático do funcionamento de uma usina nuclear



Fonte: ELETRONUCLEAR, 2021.

O núcleo do reator fica contido dentro de um vaso de pressão, onde estão posicionadas as varetas com o elemento combustível, barras de controle para controle da reação em cadeia e

a água que é utilizada como moderador e refrigerante. Também são utilizadas como forma de segurança um vaso de contenção, geralmente feito de concreto e aço, que abrange todo o circuito primário e parte do circuito secundário, para que a radiação não seja liberada para o ambiente externo em caso de rupturas e falhas internas do sistema.

De acordo com o *Power Reactor Information System (PRIS)* disponibilizado pela IAEA (2021), os reatores do tipo *PWR* correspondem, atualmente, a 68% dos reatores instalados, representando, dessa forma, a tecnologia nuclear para geração de energia elétrica mais utilizada no mundo.

2.3 CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Para elaboração e entendimento das especificidades e impactos das usinas nucleares, é importante abordar, no mínimo, os principais processos que compõem o ciclo de seu combustível.

Os processos se iniciam logo na extração e beneficiamento mineral do urânio e devem ser analisados, em toda a cadeia de produção da energia, chegando, ao final, até o processo de descarte.

2.3.1 Mineração e processamento

A mineração do urânio pode ser realizada tanto por céu aberto quanto por métodos subterrâneos. Além disso, a extração do urânio pode ser realizada por meio de uma mina exclusiva para a produção de minério de urânio ou como subprodutos de minas focadas em extração de outros minerais. (EIA, 2020)

Logo após a extração do solo, a rocha contendo urânio é triturada e submetida a um processo químico de separação do urânio e de outros minerais associados. Como principal produto das etapas de mineração e beneficiamento, tem-se o concentrado de urânio, também conhecido como *yellowcake* (U_3O_8). Atualmente, no Brasil, essa etapa é realizada, apenas, na Unidade de Concentração de Urânio em Caetité/BA (INB, 2021a).

2.3.2 Conversão

Após o beneficiamento e a obtenção do concentrado de urânio, é necessária a passagem desse material por processos de purificação para posteriormente ser gaseificado em hexafluoreto de urânio (UF_6). Todavia, deve-se ressaltar que a conversão do *yellowcake* para o UF_6 é realizada somente para usinas que utilizam o urânio enriquecido como combustível,

como é no caso das usinas no Brasil (Angra 1 e Angra 2). Para usinas que utilizam o urânio em sua concentração natural, a conversão é dada com base na transformação do *yellowcake* para o dióxido de urânio (UO₂) (IAEA, 2016).

2.3.3 Enriquecimento

Após a conversão, o hexafluoreto de urânio passa pelo processo de enriquecimento, que consiste no aumento da concentração do urânio 235. Na Indústrias Nucleares Brasileiras (INB), o urânio é enriquecido até 5% para utilização nas usinas de Angra 1 e Angra 2.

“Em novembro de 2019, com a inauguração da cascata 8, pertencente ao Módulo 3, a Usina de Enriquecimento da FCN atingiu a capacidade de produzir 60% da quantidade média anual de urânio enriquecido necessária para abastecer a central nuclear Angra 1.”(INB, 2021b).

Todavia, ainda assim é necessária a recorrência da importação de elemento combustível a países estrangeiros para o enriquecimento do urânio restante demandado. Estima-se que em 2033 o Brasil seja capaz de enriquecer a quantidade suficiente de urânio para atender a demanda de Angra 1 e 2, e, até 2037, o país conseguirá também atender a demanda de Angra 3 (INB, 2021b).

Ressalta-se que o Brasil já começou a exportar urânio enriquecido para a Argentina. No total já foram realizadas três remessas do mineral enriquecido para utilização na usina nuclear Atucha e no reator modular Carem-25 (INB, 2020). Tal fato mostra que o Brasil, além de ter grandes reservas de urânio, pode se tornar grande exportador de urânio enriquecido para outros países, se as usinas de enriquecimento forem ampliadas.

2.3.4 Reconversão

Após o processo de enriquecimento, o gás precisa ser solidificado. Essa etapa do ciclo consiste, basicamente, na transformação do hexafluoreto de urânio (UF₆) para o pó de dióxido de urânio (UO₂).

2.3.5 Fabricação de pastilhas e do combustível nuclear

O pó é então comprimido e formado em pequenas pastilhas de cerâmica para combustível. Essas pastilhas são empilhadas e seladas em longos tubos de metal com cerca de 1 centímetro de diâmetro para formar barras de combustível. As barras de combustível são então agrupadas para formar um conjunto de combustível (EIA, 2020). Essa etapa também é realizada na fábrica de combustível nuclear da INB em Resende/RJ.

2.3.6 Geração de energia

Consiste nos processos de fissão dos átomos de urânio, contidos no combustível nuclear, que são colocados no núcleo do reator para geração de calor. Com o calor gerado no núcleo, ocorre o aquecimento da água, e, conseqüentemente, geração de vapor, o que movimenta as turbinas para transformação da energia térmica em energia cinética. Todo processo do ciclo do urânio pode ser visto na Figura 4.

Figura 4 – Ciclo do combustível nuclear



Fonte: INB, 2021a.

Após a geração de energia, o combustível utilizado segue para as piscinas (armazenamento temporário) para isolamento da radiação e resfriamento do combustível até que o material atinja níveis aceitáveis de radiação para seguir para o reprocessamento ou disposição final. O reprocessamento do combustível nuclear é realizado por poucos países como China, França, Reino Unido, Rússia, Índia e Japão. No caso do Brasil, que é adotado o ciclo aberto, o combustível nuclear irradiado fica no armazenamento temporário de forma que possa vir a ser utilizado no futuro, se o país adotar o reprocessamento do urânio (FGV, 2016).

2.4 REATORES DE PEQUENO PORTE (*SMALL MODULAR REACTORS - SMR*)

Os reatores modulares de pequeno porte, *Small Modular Reactors – SMR*, são reatores que têm potência de até 300 MW que são produzidos em fábricas e que são transportados até o local para a implantação em módulos. Tais reatores possuem custos mais competitivos devido à possibilidade de implantação de módulos posteriores no mesmo local, gerando uma economia de escala em sua produção (IAEA, 2018a).

As características dos *SMR* fazem com que sejam uma solução eficaz para alguns nichos de mercado, nas quais opções tradicionais para geração de energia não são viáveis tecnicamente, e/ou economicamente, em função de obstáculos nos processos de implementação e operação, como em áreas remotas ou de difícil acesso (NEA/OECD, 2016). Como exemplo pode-se citar o projeto de uma usina nuclear russa, montada em uma embarcação e equipada com dois sistemas de reatores KLT-40C, cada um com capacidade de 35 MW. O empreendimento é mundialmente pioneiro e poderá fornecer suprimento confiável de energia com baixa emissão de GEE em áreas remotas (ROSATOM, 2019).

Além disso, a construção de *SMR* possui prazos significativamente menores em comparação aos grandes reatores, especialmente no caso de reatores montados em fábricas. Tem-se como exemplo o OPEN 100, um *SMR*, que é construído em apenas 1,5 anos; enquanto uma usina tradicional (grande porte) requer um tempo de aproximadamente 5 anos (ENERGY IMPACT CENTER, 2020). Essa redução no tempo de construção do reator resulta em uma economia relevante nos custos com financiamento. Os custos com financiamento do empreendimento são extremamente relevantes nas decisões de projeto, uma vez que variações significativas nas taxas de desconto podem impactar em até 20% os custos de capital específicos (NEA/OECD, 2011).

Outro aspecto que possui grande influência nas decisões de projeto é a possibilidade de otimização de custos como base na economia de ganhos de escala com módulos subsequentes implantadas nas usinas multi-módulo, o que pode garantir expansões futuras. De acordo com a *Nuclear Energy Agency* (2011), usinas com reatores únicos (tipo *First-of-a-Kind -FOAK*) são 15-55% mais caras do que as unidades seriais subsequentes, possibilitadas por meio da implantação de projetos com reatores de pequeno porte. A possibilidade de implantar vários reatores no mesmo local passa a ser uma vantagem competitiva importante, uma vez que se trata de um projeto otimizado, que garante uma usina com construção e operação mais barata. Além disso, uma outra vantagem da adição de reatores modulares no mesmo local refere-se ao

fato de que, devido à construção rápida, a receita gerada pela operação do primeiro reator pode ser utilizada para implantação de reatores subsequentes no mesmo local (UNECE, 2021).

Outra característica relevante dos SMR é que o custo de investimento é significativamente mais baixo do que o custo das usinas nucleares de grande porte. Isso poderia torná-los atraentes para investidores em mercados livres de energia e para países dispostos a desenvolver seu programa nuclear, mas com poder financeiro limitado. (NEA/OECD, 2011, p. 16, tradução nossa).

No Brasil, as usinas nucleares equipadas com reatores modulares podem apresentar um *Levelized Cost of Energy (LCOE)* bastante competitivo frente às usinas movidas a combustíveis fósseis e biomassa, porém não são competitivas quando comparadas às hidrelétricas. Um estudo realizado pela *Nuclear Energy Agency (NEA)* (2011) comparou as termelétricas (fósseis e biomassa), hidrelétricas e term nucleares tradicionais com as usinas equipadas com reatores de pequeno porte utilizando duas taxas de desconto (5% a.a. e 10% a.a.). Destaca-se nesse estudo que existem diversos modelos de *SMR* que podem ser competitivos frente a maioria das tecnologias atualmente utilizadas para geração, conforme pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 2 – SMRs competitivos.

<i>Taxa de desconto</i>				
<i>Tecnologias</i>	<i>5%</i>		<i>10%</i>	
	LCOE (US\$/MWh)	SMRs Competitivos	LCOE (US\$/MWh)	Competitivos SMRs
Usinas Nucleares Tradicionais	65,29	<i>PWR-90SL, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TTL</i>	105,29	<i>PWR-90SL, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TL</i>
Usinas a Carvão	63,98	<i>PWR-90SL, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TTL</i>	79,02	<i>PWR-302TB</i>
Usinas a Gás	83,85	<i>PWR-90SL, PWR-125ML, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TTL</i>	94,84	<i>PWR-90SL, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TL</i>
<i>Usinas Renováveis</i>				
Hidrelétricas	17,41 - 38,53	Sem SMR competitivo	33,13 - 61,46	Sem SMR competitivo
Biomassa	77,73	<i>PWR-90SL, PWR-125ML, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TTL</i>	102,6	<i>PWR-90SL, PWR-302TB, PWR-302TL, PWR-335TL</i>

Fonte: Adaptado de NEA/OECD, 2011.

Apesar dos benefícios dos reatores modulares já mencionados anteriormente, existem ainda algumas preocupações relacionados ao uso desta tecnologia, referentes, por exemplo, a fase do licenciamento. Conforme SÖDERHOLM (2012), grande parte dos países possuem processos de licenciamentos focados para usinas nucleares de grande porte. Este tipo de

licenciamento não é necessariamente o mais ideal para os *SMRs* que possuem a implantação diferenciada realizada por módulos. Segundo NEA/OECD (2021) países com uma estrutura de licenciamento neutra provavelmente acharão tal sistema mais fácil para se adaptar aos *SMRs* do que os países com uma estrutura de licenciamento de tecnologia específica ou um sistema regulatório rígido.

2.4.1 *Small Modular Reactors* do tipo OPEN 100

Dentre os reatores modulares, o OPEN 100 vem se mostrando um dos mais competitivos e promissores para a geração nuclear.

O reator OPEN 100 utiliza a água tanto como moderador quanto como refrigerante para o núcleo, assim como os *PWR* tradicionais. Sua classificação nominal diz respeito a uma potência de 100 MWe, o que corresponde a, aproximadamente, 10% do tamanho de um reator de grande porte *PWR* tradicional. O tamanho compacto desse tipo de reator permite projetos com equipamentos mais acessíveis e que contam com uma cadeia de suprimentos com maior número de fornecedores. Assim como os *PWR* de maior porte, o OPEN 100 trabalha com o mesmo princípio de funcionamento, ou seja, com um circuito primário para gerar água quente e um circuito secundário para criar e transferir vapor por meio de uma turbina. Entretanto, diferentemente de grandes usinas nucleares, usinas construídas do tipo OPEN 100 empregam condensadores refrigerados a ar, o que elimina a necessidade de grandes volumes de água para resfriamento do seu ciclo. Conseqüentemente, isso permite maior liberdade para escolha da localização das usinas, que não precisam ser limitadas a regiões próximas a grandes volumes de água (ENERGY IMPACT CENTER, 2020).

Assim como em um *PWR*, o reator OPEN 100 possui um sistema de arrefecimento do reator composto por bombas para circular o refrigerante, um pressurizador para manter a pressão constante no sistema, um gerador de vapor e uma tubulação para transportar a água entre o reator e o gerador de vapor. Para a construção da usina é necessária a construção de três estruturas principais, sendo a primeira responsável por abrigar o circuito primário e a segunda composta por dois edifícios que suportarão sua operação que incluem a sala de controle. Por último haverá uma estrutura para os condensadores resfriados a ar, localizados ao ar livre, conectados ao prédio da turbina por meio de grandes dutos conforme mostrado na Figura 5 (ENERGY IMPACT CENTER, 2020).

Figura 5 – Estrutura de construção do OPEN 100



Fonte: ENERGY IMPACT CENTER, 2020.

A implantação de uma usina nuclear equipada com reatores do tipo OPEN 100 reduz a demanda de água, área de terra e acréscimos de infraestrutura externa. Além disso o projeto é alavancado pela economia, pela velocidade de construção associado às obras de implantação desse tipo de reator (1,5 anos) e pelo encaixe nas restrições de infraestrutura apresentada na maioria dos mercados de eletricidade (ENERGY IMPACT CENTER, 2020).

2.5 ADVANCED CANDU REACTOR -700 (ACR 700)

Para o presente trabalho optou-se por utilizar o reator *ACR 700 (Advanced CANDU Reactor-700)* para competir com as demais tecnologias do sistema termelétrico fóssil e nuclear brasileiro. Esta tecnologia difere das tecnologias atuais nucleares brasileiras por possuir um sistema de funcionamento diferente dos reatores *PWR* presentes nas usinas de Angra 1, 2 e 3. O *ACR 700* é um reator desenvolvido pela *Atomic Energy of Canada Limited (AECL)* de terceira geração que possui um sistema de funcionamento similar ao *CANDU (Canada Deuterium Uranium)* que é um modelo desenvolvido pelo Canadá onde utiliza-se água pesada (D_2O) e urânio natural. Todavia o urânio utilizado pelo *ACR 700* é levemente enriquecido (2,1%) e a água leve é usada como refrigerante do sistema. Tais medidas acabam proporcionando um projeto de reator mais compacto e uma redução de estoque de água pesada, contribuindo para uma redução significativa no custo em comparação com os reatores *CANDU* (que utilizam urânio natural como combustível e água pesada como refrigerante).

A Atomic Energy of Canada Limited (AECL) desenvolveu o ACR 700 (CANDU avançado Reactor-700) para atender às necessidades do cliente de custo de capital reduzido, cronograma de construção mais curto, alto fator de capacidade, baixo custo operacional, vida útil aumentada, substituição simples de componentes, e recursos de segurança aprimorados. (AECL, 2003, p.1-1, tradução nossa).

Tecnologias similares a Angra 1, 2 e 3 já foram estudadas em outro trabalho (ESTANISLAU, F. *et al.*, 2021). Para este trabalho tem-se como objetivo o estudo de novas tecnologias ainda não implementadas e desenvolvidas no Brasil, para uma futura expansão da geração térmica nuclear, mas que possuem custos competitivos. De acordo com Thomas (THOMAS, 2005), estudos apontam que os reatores *ACR 700*, *EPR (European Pressurised Reactor)* e o *AP-1000 (Advanced Passive)* mostram-se bastante competitivos entre si. Entretanto, de acordo com a *French Nuclear Energy Society (SFEN, 2018)* tem-se que o *EPR* e o *AP-1000* podem apresentar custos elevados de U\$6563/kWe e U\$6802/kWe devido a falhas nos cronogramas. Enquanto o custo para o *ACR 700* é de U\$3182/kWe (dado atualizado conforme inflação). (CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE, 2004).

Apesar do *ACR 700* possuir diferenças com o *PWR* como as que foram listadas na Tabela 3, tem-se algumas similaridades como: (i) utilização de um combustível enriquecido e (ii) utilização de água leve para a refrigeração do sistema.

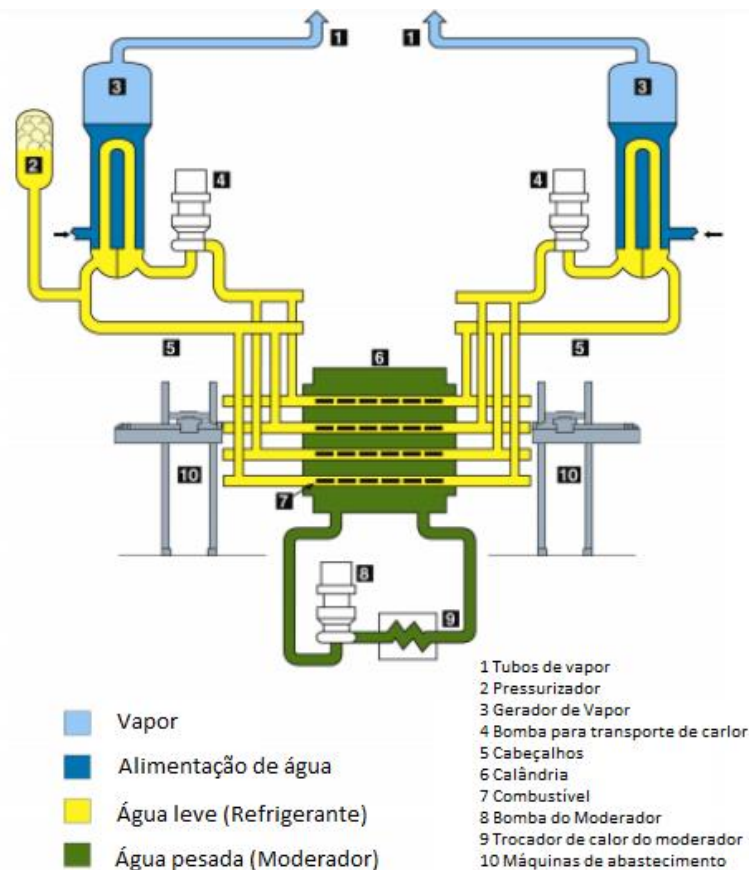
Tabela 3 – Principais diferenças entre ACR 700 e PWR

<i>ACR 700</i>	<i>PWR</i>
Tubos de Pressão	Vaso de pressão
Moderador: D2O	Moderador: H2O
Combustível ligeiramente enriquecido ~ 2%	Combustível enriquecido ~ 4%
Baixa absorção de nêutrons	Moderada absorção de nêutrons
Recargas on-line	Parada do reator para recargas
Construção modular	Construção tradicional

Fonte: MONGELLI, 2006.

O ACR 700 possui um conjunto de 284 tubos de combustível alinhados horizontalmente (AECL, 2003). Estes tubos que possuem o combustível e o refrigerante de água leve pressurizada que ficam imersos em um tanque com o moderador (água pesada), conforme é mostrado na Figura 6. A água leve eleva a sua temperatura, porém permanece no estado líquido por estar em uma pressão elevada. É realizado então a troca de calor entre a água pressurizada e a água de alimentação para a geração de vapor que dará sequência ao ciclo da usina termelétrica que já foi descrito anteriormente no presente trabalho.

Figura 6 – Desenho esquemático do ACR 700.



Fonte: Adaptado de AECL, 2003

3 METODOLOGIA

O modelo energético *MESSAGE* (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*), disponibilizado pela *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, foi utilizado no trabalho para a avaliação das tecnologias estudadas. O modelo energético trabalha com a otimização de uma função objetivo, em que é possível incluir parâmetros específicos das tecnologias e restrições econômicas e ambientais, para criação de modelos de sistemas de energia. Os processos de modelagem têm como finalidade avaliar as alternativas e buscar novas estratégias de planejamento para suprimento energético (IAEA, 2007). O resultado gerado pelo *MESSAGE* busca otimizar o cenário do ponto de vista econômico considerando todos os critérios que foram especificados no modelo energético para indicar futuras políticas públicas.

Por meio do uso do modelo energético é possível modelar todo fluxo de energia, do fornecimento até a demanda. Além disso é possível definir as formas de energia que serão utilizadas, as tecnologias de produção e os recursos disponíveis (IAEA, 2007).

Apesar desse modelo energético se mostrar como uma boa ferramenta para simular o cenário termelétrico brasileiro, é importante salientar que a utilização do *MESSAGE* consiste em um processo interativo. Para alcançar a otimização do modelo energético é necessário rodar o programa diversas vezes. Além disso, o *MESSAGE* possui um funcionamento interno de algoritmo ainda restrito, o que pode dificultar o entendimento das soluções.

Neste trabalho foram elaborados cenários energéticos alternativos, por meio da utilização do modelo energético *MESSAGE*, que representem os cenários considerados para o sistema termelétrico fóssil e nuclear brasileiro, de forma a viabilizar uma análise global das tecnologias já implementadas no sistema e outras alternativas para implantações futuras. Um dos focos da pesquisa é avaliar os cenários favoráveis e desfavoráveis a implantação de usinas nucleares.

Para a criação do sistema termelétrico brasileiro não renovável, foram consideradas usinas existentes em operação movidas a carvão, óleo diesel/combustível, gás natural e combustível nuclear. As etapas para realizar as simulações com uso do *MESSAGE* são apresentadas abaixo:

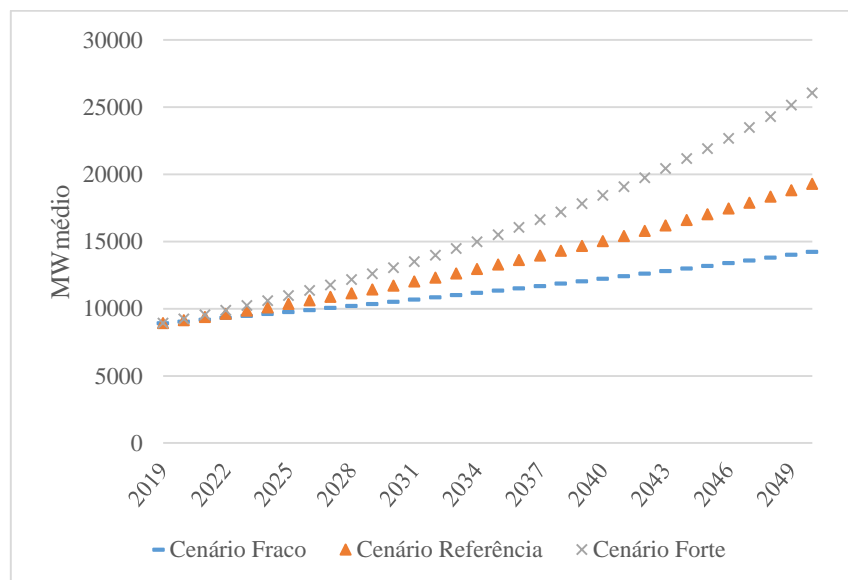
- projeção da demanda de energia elétrica até 2050;
- levantamento de dados econômicos das usinas termelétricas fósseis;
- levantamento do preço dos combustíveis fósseis;
- mensurar as reservas nacionais dos combustíveis fósseis;

- levantamento de dados econômicos das usinas nucleares;
- mensurar a reserva nacional de urânio;
- curva de carga do sistema elétrico brasileiro;
- construção dos cenários.

3.1 PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Para a elaboração da projeção de demanda de energia elétrica foram utilizados como base os dados históricos dos últimos 10 anos (2010-2019), disponibilizado pelo ONS, referentes a carga do sistema. Durante essa época houve um crescimento da carga do sistema chegando a representar um aumento de cerca de 2,52% ao ano. A essa porcentagem foram fixadas variações de 1,0% para mais e para menos, criando dessa forma 3 cenários para o presente trabalho. Para verificar a expansão da geração das térmicas dentro do contexto nacional, foi considerada a geração destas usinas como ano base de 2019, que correspondeu cerca de 13% da geração total do SIN. Os cenários da projeção da geração termelétrica fóssil e nuclear brasileira são mostrados conforme Figura 7 .

Figura 7 – Projeção da demanda de energia elétrica termelétrica



Fonte: Elaborada pela autora

No cenário referência foi considerada a porcentagem calculada com base na carga do SEB dos últimos 10 anos. Já no cenário fraco e forte foram consideradas variações na taxa de crescimento de -1,0% e +1,0%, respectivamente.

3.2 TERMELÉTRICAS FÓSSEIS

Foi feito o levantamento de algumas usinas termelétricas que usam combustíveis não renováveis no sistema elétrico brasileiro. De forma a otimizar a análise e conferir boa representatividade aos resultados obtidos, optou-se por representar cada combustível através de duas usinas em operação no Brasil com diferentes potências (alta e média). Para as usinas de carvão mineral, foram utilizadas como modelos a UTE Candiota III e UTE Porto de Pecém I. Para as usinas movidas a gás natural, foram utilizadas a UTE Linhares e UTE Baixada Fluminense. Por fim a UTE Suape II e UTE Termoparaíba foram utilizadas para exemplificar as usinas movidas a óleo combustível e diesel. Foram levantados dados como potência, vida útil, custo de investimentos e eficiência como é mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Termelétricas brasileiras fósseis

Item	Unidade	Linhares	B. Fluminense	Candiota III	P. de Pecém I	Suape II	Termoparaíba
Combustível	-	GN	GN	CM	CM	OC	OC
Potência	MW	204,00	530,00	350,00	700,00	381,25	170,85
Fator de capacidade	-	0,88	0,58	0,54	0,72	0,45	0,45
Custo de investimento	US\$'00/kW	673,77	759,71	1558,62	1522,24	784,70	483,12
Custo fixo de O&M	US\$'00/kW/ano	13,17	30,22	67,41	31,44	15,21	20,59
Custo variável de O&M	US\$'00/kW/ano	7,52	12,82	25,96	16,95	15,99	57,55
Tempo de construção	anos	2	2	3	4	3	3
Vida útil	anos	50	40	60	60	50	50
Eficiência	-	0,365	0,510	0,365	0,415	0,415	0,415
Emissão de CO ₂	ton/MW.ano	3905,7	3905,7	8165,8	8165,8	5681,8	5681,8

Fonte: ANEEL, 2020; ANEEL, 2019; VISCONDI; SILVA; CUNHA, 2016; MILLS; WISER; SEEL, 2017.

Notas: *Custos com base no ano de 2019.

*Dólar em Jan/2019 = 3,8589.

*GN=Gás Natural, CM=Carvão Mineral e OC=Óleo Combustível.

*Alguns dados do OPEN 100 foram calculados com base nas informações provenientes do CAREM-25 (IAEA, 2018b).

*Emissões de CO₂ estimadas e calculadas a partir do Anuário Estatístico de Energia Elétrica e pelo ONS (EPE/MME, 2020a)

Para a expansão do sistema termelétrico fóssil, foram também introduzidas ao modelo usinas de gás natural e carvão mineral com sequestro de carbono de 90%, exemplificadas na Tabela 5, sendo elas: Gás_CC90 e Carvão_USC90.

Tabela 5 – Usinas termelétricas com sequestro de carbono.

Item	Unidade	Usinas	
		Carvão_USC90	Gás_CC90
Combustível	-	CM	GN
Potência	MW	650	377
Fator de capacidade	-	0,72	0,88
Custo de investimento	US\$'00/kW	5876	2481
Custo fixo de O&M	US\$'00/kW/ano	59,54	27,60
Custo variável de O&M	US\$'00/kW/ano	96,18	51,16
Tempo de construção	anos	3,0	2,5
Vida Útil	anos	40	40
Eficiência	-	0,50	0,51
Emissão de CO ₂	ton/MW/ano	0,2795	0,1587

Fonte: Adaptado de United States Energy Information Administration, 2019.

3.2.1 Custo do combustível por geração de energia elétrica

Os preços dos combustíveis fósseis por geração de energia elétrica foram calculados com base no valor do Poder Calorífico Inferior (PCI) de cada combustível e do consumo específico das usinas reais. Para o cálculo do preço do carvão mineral, utilizou-se como parâmetro o PCI e consumo específico da usina Candiota III. Já para o preço do óleo combustível, a Usina Termelétrica (UTE) Termoparaíba foi utilizada como referência. Por fim, para o cálculo do gás natural, utilizou-se a UTE Baixada Fluminense. Foi considerado o congelamento nos custos dos combustíveis até 2050. Os custos de cada combustível estão especificados na Tabela 6.

Tabela 6 – Custo do combustível por geração de energia elétrica

Combustível	Gás Natural	Carvão Mineral	Óleo Combustível (B1)
US\$/kW.ano	218,26	184,11	658,95

Fonte: Adaptado de MME, 2020a; JUNIOR; ZANCAN, 2006; ANP, 2018.

Notas: *Custos com base no ano de 2019.

*PCI: Carvão=9868 kJ/kg, OC (B1)=40073 kJ/kg(ANEEL, 2020)

*Consumo específico do CM=10065 kJ/kWh, Consumo específico do GN=6319 kJ/kWh, Consumo específico do OC=8331 kJ/kWh(ANEEL, 2020)

* Média do preço do gás natural em 2019 = 4,16 US\$/MMBtu. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto e é calculado com base na Portaria Interministerial n.º 234/02(MME, 2020a)

3.2.2 Reservas dos combustíveis fósseis

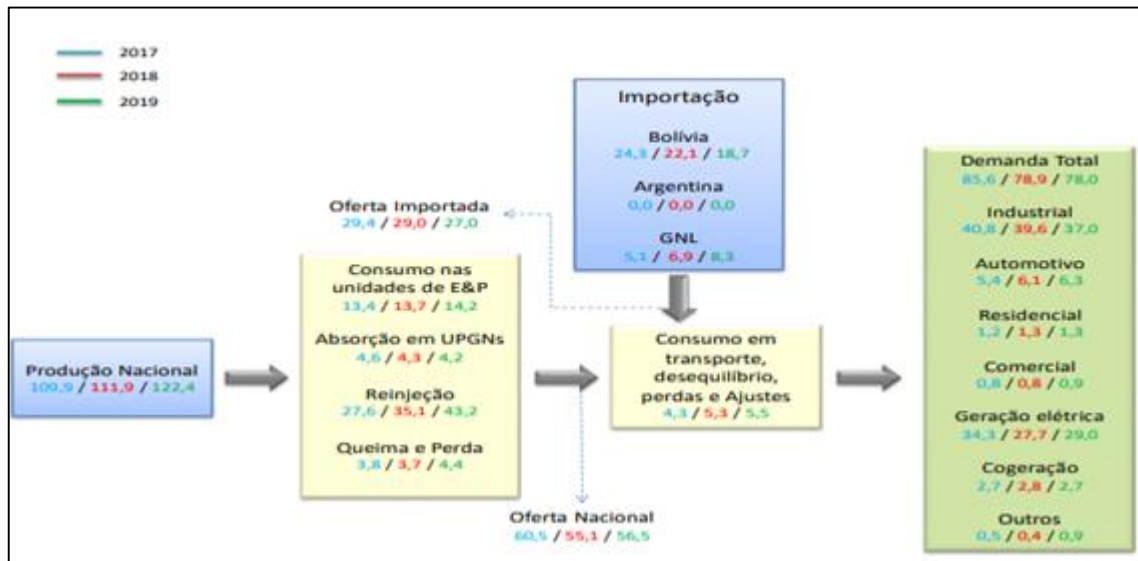
Para o presente trabalho foram levantados os dados das reservas dos combustíveis fósseis utilizadas nas termelétricas brasileiras.

3.2.2.1 Reservas de gás natural

O gás natural é um combustível que se apresenta em ascensão no mercado brasileiro. Todavia, no que tange a geração de energia elétrica este encontra-se em fase de transformação passando a ser um insumo cada vez mais empregado para esta finalidade. Uma mudança bastante significativa para o setor é o desenvolvimento de novos modelos de negócio relacionados a oferta desse combustível que por vários anos foi restrita a Petrobras. Tem-se como exemplo a utilização de UTE em terminais privados de Gás Natural Liquefeito (GNL) e a utilização da geração de energia elétrica através do gás natural das reservas terrestre a partir do modelo *Reservoir to wire* (MME/EPE, 2020b). Tal modelo consiste na disponibilização do gás natural nas proximidades de usinas térmicas para a utilização do combustível na geração de eletricidade, o que acaba tornando o preço do gás mais competitivo devido a menores investimentos em infraestrutura relacionado a construção de gasodutos.

O gás natural é um combustível usado em diversos setores não sendo de uso exclusivo da geração de energia elétrica no Brasil. Em 2019, cerca de 37% da demanda total do gás foi destinada à geração de energia elétrica, sendo a maior parte destinada ao setor industrial, correspondendo a 47% como é mostrado na Figura 8.

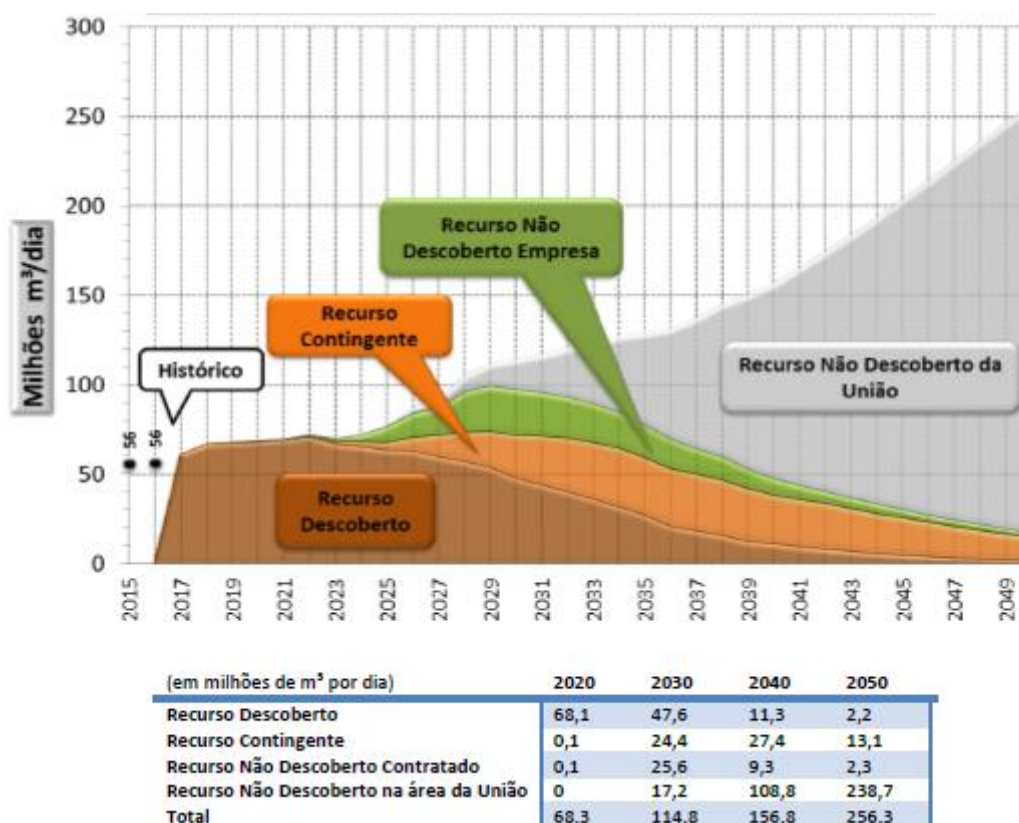
Figura 8 – Balanço de gás natural no Brasil (em milhões de m³/dia)



Fonte: MME, 2020b.

Além disso, o Brasil conta com o mercado exterior para atender a sua demanda total de gás natural. Da oferta total em 2019, cerca de 22% do gás foi proveniente da Bolívia e 10% da importação do GNL. Para fins de análise, considerou-se, somente, a produção nacional de gás natural para avaliar a capacidade de o Brasil suprir a demanda de gás natural das próprias termelétricas até 2050. Utilizaram-se as projeções do relatório da EPE como é mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Projeções da produção (líquida) diária de gás natural no Brasil



Fonte: EPE/MME, 2018.

Grande parte das reservas provadas de gás natural estão localizadas no mar, sendo o Sudeste (Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo) a região maior detentora no Brasil, representando 79% das reservas totais (TOLMASQUIM, 2016).

3.2.2.2 Reservas de carvão mineral

No Brasil, as reservas de carvão mineral estão concentradas, predominantemente, na Região Sul do país, podendo aparecer em outros locais como o litoral (MME/EPE, 2020b). A produção de carvão mineral nacional é quase que totalmente utilizada para geração de energia elétrica, sendo necessária a importação dessa fonte para os demais setores (MME, 2011).

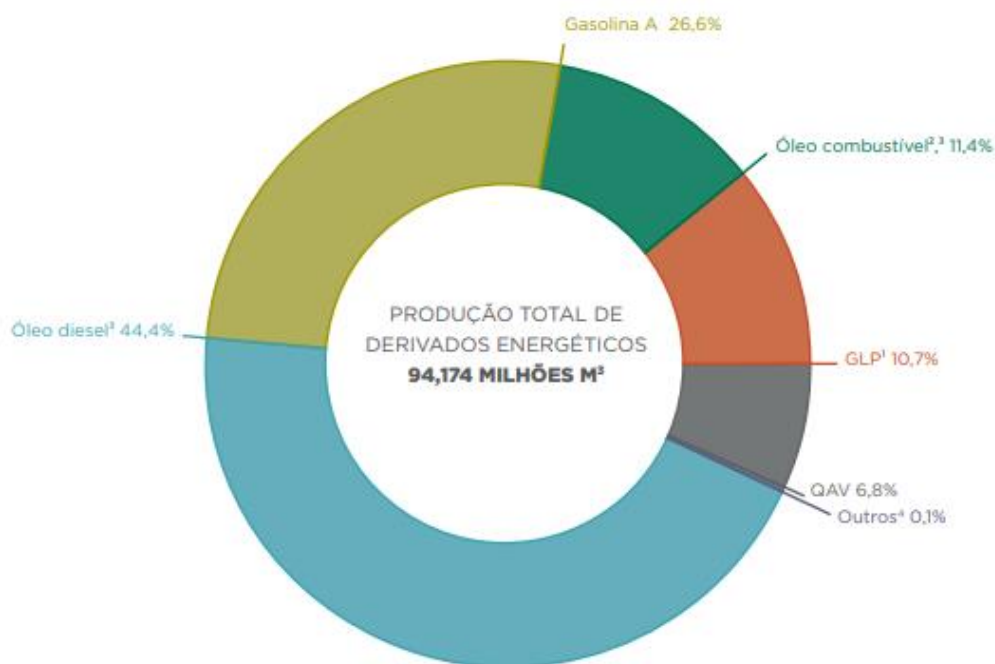
É importante salientar que o carvão mineral é classificado em quatro tipos, sendo cada um empregado em setores diferentes de acordo com as propriedades físico-químicas, sendo eles: linhito, sub-betuminoso, betuminoso e antracito. O carvão mineral dos tipos linhito e sub-betuminoso sofrem rápido desgaste, possuem baixo poder calorífico, e podem abrasar espontaneamente, portanto são mais adequados para o uso na geração de energia elétrica (DNPM, 2009). Dessa forma, para as estimativas do presente trabalho, foram consideradas as

reservas nacionais de carvão sub-betuminoso e linhito com base no ano de 2018, que foram quantificadas em 5.049 milhões de toneladas (BP, 2019).

3.2.2.3 Produção de óleo combustível/diesel

Para a estimativa da produção de óleo combustível/diesel no Brasil, foi necessário o levantamento da produção total de petróleo nacional e a fração destinada para a produção de cada combustível. De acordo com a ANP (2019), em 2018, 11,4% e 44,4% da produção de petróleo foi destinada ao refino de óleo combustível e diesel respectivamente, conforme Figura 10.

Figura 10 – Distribuição percentual da produção de derivados energéticos de petróleo (2018)



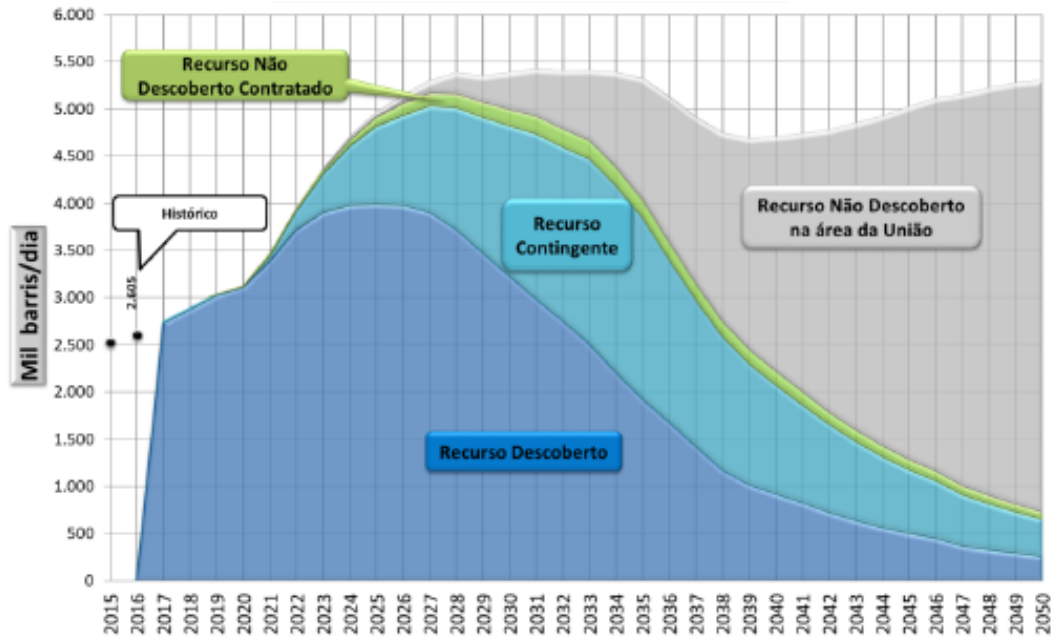
Fonte: ANP, 2019.

- Notas: 1. Inclui produção das refinarias, centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores.
 2. Não inclui a produção da unidade de industrialização do xisto.
 3. Não inclui o consumo próprio de derivados nas unidades produtoras.
 4. Não inclui as produções de gás combustível das refinarias.

Sabe-se que a produção de derivados de petróleo varia de acordo com a demanda da região e capacidade de refino. Portanto, tais percentuais da produção de derivados de petróleo podem variar de ano em ano. Todavia, para efeito de análise, consideraram-se os percentuais do ano 2018.

Nesse contexto, foram analisadas as reservas de petróleo em território nacional. Para efeitos de análise, foram consideradas as projeções das reservas diárias totais da produção nacional, conforme Figura 11.

Figura 11 – Projeções da produção diária de petróleo no Brasil



(em milhares de barris por dia)

	2020	2030	2040	2050
Recurso Descoberto	3.108	3.223	920	263
Recurso Contingente	9	1.592	1.152	392
Recurso Não Descoberto Contratado	4	179	147	80
Recurso Não Descoberto na área da União	0	391	2.483	4.561
Total	3.121	5.385	4.702	5.296

Fonte: EPE/MME, 2018.

3.3 USINAS NUCLEARES

Para a criação do sistema termonuclear, utilizaram-se dados das usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2 que já se encontram em operação e Angra 3 que está na fase de construção. Para expansão, foram considerados 01 reator de pequeno porte (OPEN 100) e 01 reator de terceira geração (ACR 700). Os dados de cada reator nuclear utilizado no trabalho são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7 – Sistema termonuclear brasileiro

		OPEN 100	Angra 1	Angra 2	Angra 3	ACR 700
Tipo de reator		SMR	PWR	PWR	PWR	CANDU
Potência	MW	114	640	1350	1405	703
Fator de capacidade	–	0,90	0,99	0,975	0,895	0,95
Eficiência Térmica	–	0,32	0,342	0,358	0,358	0,35
Discharge burnup	MWd/t HM	31500	55000	50000	50000	21000
Vida Útil	anos	40	40	40	40	30
Custo de investimento	US\$/kW(e)	2901,00	2070,15	1993,86	5423,55	3182,53
Custo fixo de O&M	US\$/kW.ano	50,90	235,87	134,76	134,76	128,88
Custo Variável de O&M	US\$/kW.ano	10,18	56,16	25,73	25,73	0,00
Custo de fabricação do combustível	US \$/kg HM.ano	297,00	287,38	287,38	287,38	183,06
Custo para armazenamento do combustível	US\$/kg HM/ano	5,09	5,00	5,00	5,00	5,00
Tempo de construção	anos	1,5	10	19	13	6

Fonte: ENERGY IMPACT CENTER, 2020; AECL, 2003; IAEA, 2018b; ESTANISLAU, F. 2019; CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE, 2004; IDAHO NATIONAL LABORATORY, 2009.

Considerou-se para o trabalho o início de operação de Angra 3 para 2026 (ELETRONUCLEAR, 2019). Além disso, foi considerado a expansão da vida útil de Angra 1 de 40 para 60 anos. Dessa forma a retirada de Angra 1 do sistema foi considerada para 2044 conforme relatório da Eletrobras (ELETROBRAS, 2021b).

3.3.1 Reservas de urânio

O Brasil também possui uma das maiores reservas de urânio. As reservas estão localizadas em Minas Gerais, Bahia, Ceará e Paraná. As jazidas medidas e indicadas de Caldas (MG), Lagoa Real (BA) e Santa Quitéria (CE) possuem um total de 177.500 toneladas de óxido de urânio (U_3O_8) com um custo de até US\$ 80/kgU. Essa quantidade pode chegar a 309.370 toneladas se somar as reservas inferidas destas jazidas. Além disso, pode-se ainda somar o potencial adicional de Pitiga e Carajás que resulta em um potencial especulativo da ordem de 500.000 toneladas, o que tornará o Brasil o sétimo no ranking dos países com as maiores reservas (EPE/MME, 2018). Mesmo com tantas reservas, o Brasil ainda importa urânio do mercado internacional para a utilização nas usinas de Angra 1 e Angra 2 devido ao fechamento da mina de Caetité (FGV, 2019).

Para o presente trabalho utilizou-se as prospecções das reservas provadas e inferidas de acordo com o *Red Book* (IAEA/NEA, 2018) disponibilizado pela IAEA conforme Tabela 8.

Tabela 8 – Reservas brasileiras de urânio

	<USD 40/kgU	<USD 80/kgU	<USD 130/kgU	<USD 260/kgU
Reservas provadas	184.300	209.700	209.700	209.700
Reservas inferidas	-	104.900	172.600	172.600
Total	184.300	314.600	382.300	382.300

Fonte: IAEA/NEA, 2018.

3.4 CURVA DE CARGA

Foi realizado um estudo de curva de carga do Brasil para aplicação no modelo estudado. Foi utilizado como base a curva de carga de 2019. (ONS, 2020b).

Para a utilização da curva de carga no modelo energético, foi necessária a divisão em 3 períodos similares, sendo eles:

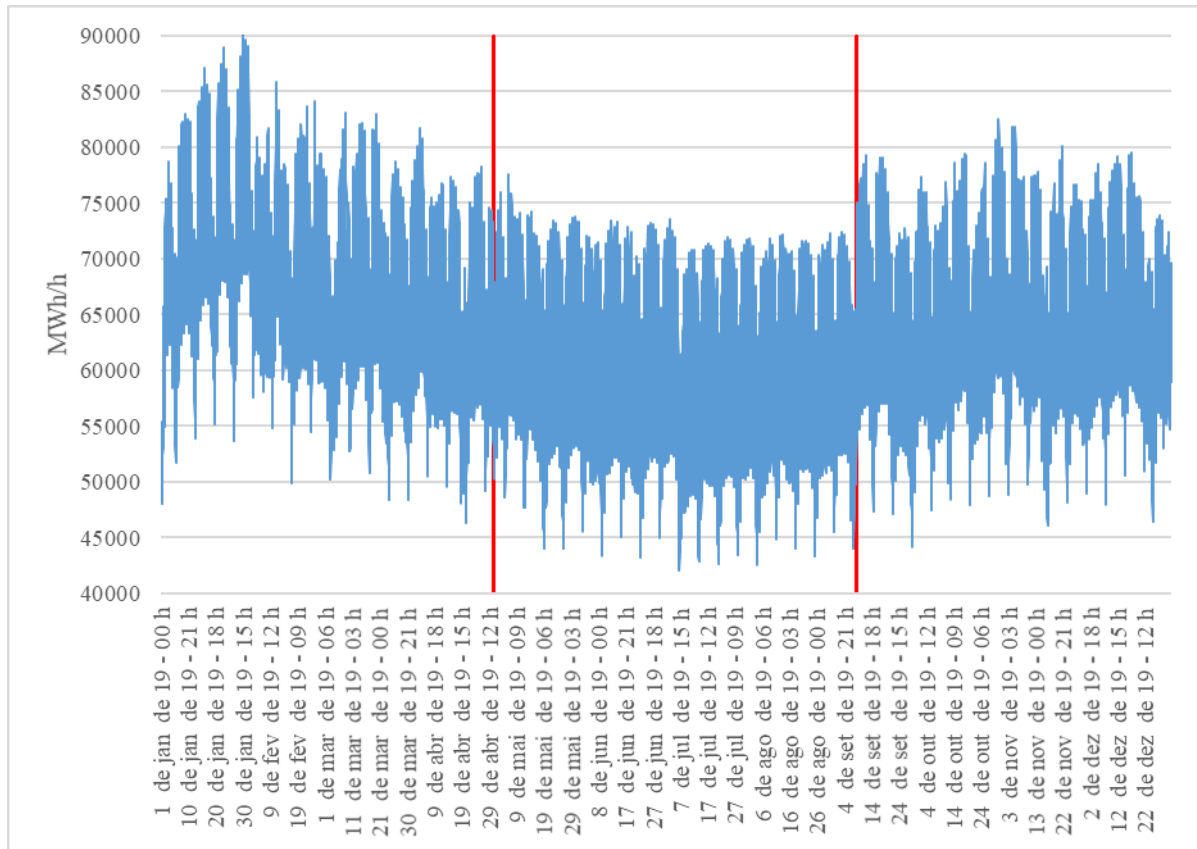
1º período: 01/01/2019 a 30/04/2019;

2º período: 01/05/2019 a 08/09/2019;

3º período: 09/09/2019 a 31/12/2019.

Pode-se observar, na **Figura 12**, que a curva de carga possui sazonalidades e padrões para dias quentes e dias frios. No primeiro período, observam-se picos elevados da demanda de energia elétrica principalmente no mês de janeiro, época no qual o consumo de energia tende a ser maior devido ao verão e consequentemente a utilização de aparelhos de refrigeração. O segundo período, que compreende grande parte do período do inverno, já representa uma queda do consumo. O terceiro período mostra um aumento no consumo devido às temperaturas mais elevadas com o início da primavera.

Figura 12 – Curva de carga horária do Brasil em 2019



Fonte: Elaborada pela autora

Além da divisão desses três períodos já mencionados acima, também foi necessária a divisão entre dias de semana úteis e finais de semana, e feriados a fim de determinar um padrão para cada curva de carga analisada. Os dias também foram divididos em 02 ou 03 partes de acordo com cada curva de carga, conforme mostrado na Figura 13, Figura 14, Figura 15 e Figura 16. Tais divisões foram inseridas no modelo estudado.

Figura 13 – Divisão das estações e partes do dia no *MESSAGE*

Name	Start date	days	parts
January	2019-01-01	2	3
May	2019-05-01	2	3
September	2019-09-09	2	3

Fonte: Elaborado pela autora

Figura 14 – Divisão dos dias da 1ª estação no MESSAGE

January May September			
Workday		SSH	
name	length	name	length
aaa	0.291667	aba	0.291667
aab	0.708333	abb	0.375
Total	1.0	abc	0.333333
		Total	1.0

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 15 – Divisão dos dias da 2ª estação no MESSAGE

January May September			
Workday		SSH	
name	length	name	length
baa	0.333333	bba	0.291667
bab	0.666667	bbb	0.375
Total	1.0	bbc	0.333333
		Total	1.0

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 16 – Divisão dos dias da 3ª estação no MESSAGE

January May September			
Workday		SSH	
name	length	name	length
caa	0.291667	cba	0.25
cab	0.708333	cbb	0.416667
Total	1.0	cbc	0.333333
		Total	1.0

Fonte: Elaborada pela autora

3.5 CENÁRIOS

Para a proposta do presente trabalho, foram considerados 3 cenários de acordo com a demanda utilizada, sendo eles:

- Cenário Fraco: baixo crescimento da demanda de eletricidade proveniente das termelétricas.
- Cenário Referência: crescimento da demanda de eletricidade com base do histórico da geração das termelétricas.

- Cenário Forte: alto crescimento da demanda de eletricidade proveniente das termelétricas.

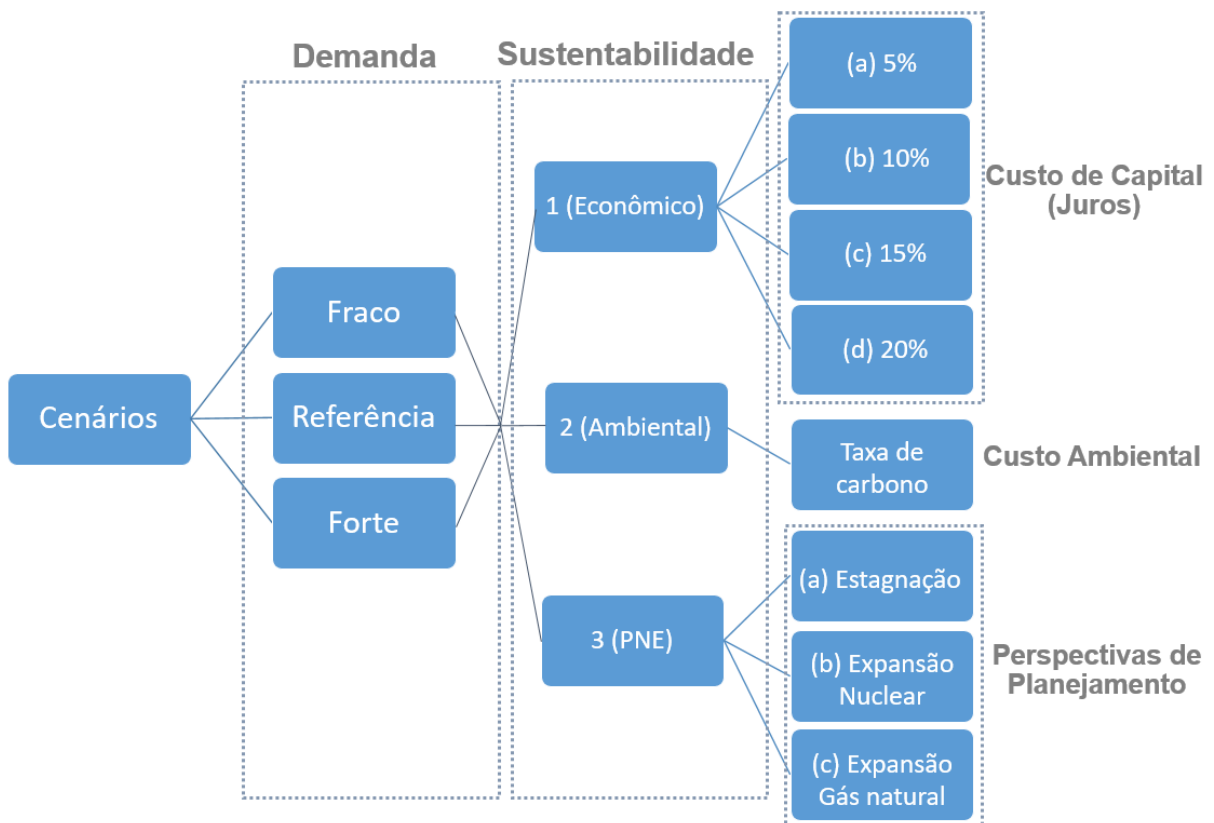
Além disso, para cada cenário foram analisados do ponto de vista econômico variações da taxa de juros. Para o presente trabalho foram considerados 4 diferentes taxas de desconto, sendo elas: 5%, 10%, 15% e 20%. A utilização de diferentes taxas de juros tem como objetivo verificar o limite para viabilização da nuclear comparada a tecnologias termelétricas fósseis no Brasil.

Também, optou-se em analisar as tecnologias termelétricas considerando as emissões associadas a cada uma delas utilizando taxaço de carbono, que já é estabelecida em diversos países. Esse cenário tem como objetivo estudar a competitividade da nuclear frente a agentes externos, que nesse caso é a taxaço de carbono.

Por fim, foram utilizados dados de 3 cenários do PNE 2050 para efeito de comparação com os demais cenários modelados no presente trabalho. Os cenários do PNE utilizados foram: estagnação, expansão da nuclear e expansão do gás natural.

Dessa forma os cenários foram divididos conforme mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Fluxograma dos cenários



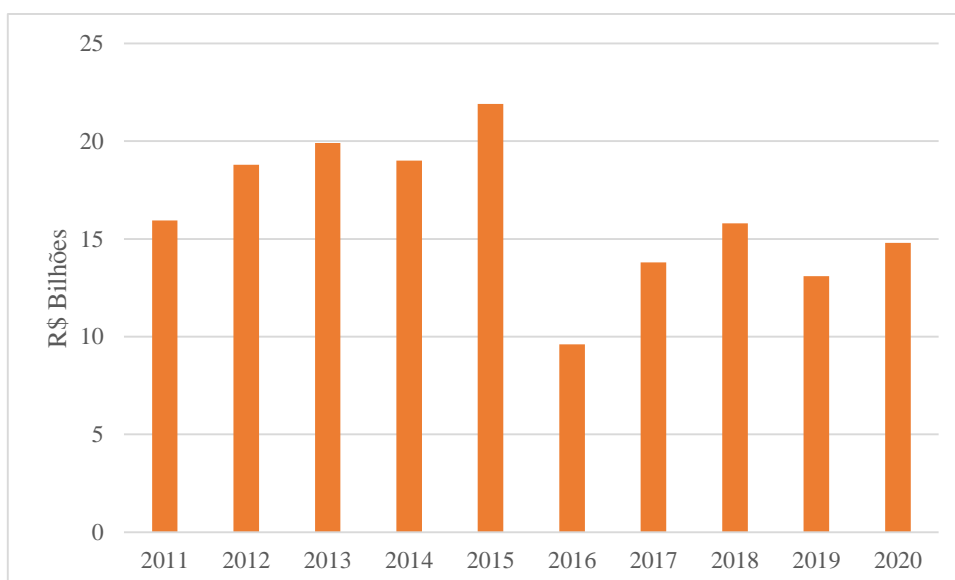
Fonte: Elaborada pela autora

3.5.1 Cenário 1 - Econômico

O mercado brasileiro possui muitas restrições e juros elevados de financiamento uma vez que este, diferentemente de países desenvolvidos, possui alto risco associado. Sabe-se que o setor de energia elétrica é um setor capital intensivo e, dessa forma, acaba necessitando de um sistema de financiamento acessível para a construção dos empreendimentos. A inacessibilidade a um sistema de financiamento acarreta prejuízos para o processo de industrialização e a formação de infraestrutura no país. (UDERMAN; CAVALCANTE, 2011).

O BNDES, desde a sua criação, tem disponibilizado crédito a empreendimentos no setor elétrico, principalmente a partir da década de 80, quando houve o esgotamento da captação de recursos através das empresas estatais (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2018). Como é mostrado na Figura 18, os desembolsos do BNDES para o setor de energia elétrica tiveram uma redução abrupta em 2016, ano no qual foi marcado por uma recessão econômica. Ainda nesse mesmo ano, a captação de recursos do BNDES, por meio do Tesouro Nacional, foi cortada sendo necessária a devolução de 500 bilhões que foram injetados pelo Tesouro Nacional nos anos anteriores. Com essa mudança de política de atuação, o BNDES teve de implantar novas condições de financiamento, o que extinguiu linhas de financiamento para termelétricas movidas a óleo e carvão. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2018).

Figura 18 – Evolução do desembolso do BNDES no setor de energia elétrica



Fonte: BNDES, 2021a.

Como não há, atualmente, linhas de financiamento no BNDES para as termelétricas fósseis, exceto gás natural, o presente trabalho teve como referência a última linha de

financiamento que foi aplicada para projetos de geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis contratadas a partir de leilões públicos realizados em 2014 (BNDES, 2014). O BNDES possui duas formas de realizar o financiamento de um empreendimento: apoio direto e apoio indireto.

A respeito do financiamento realizado pelo apoio direto, com o BNDES, não há a necessidade de uma intermediação de uma instituição financeira, sendo a taxa de juros total composta pela soma do custo financeiro que é estipulado por meio da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), remuneração básica do BNDES e pela taxa de risco de crédito dependendo do tipo de empreendimento conforme é mostrado na Tabela 9.

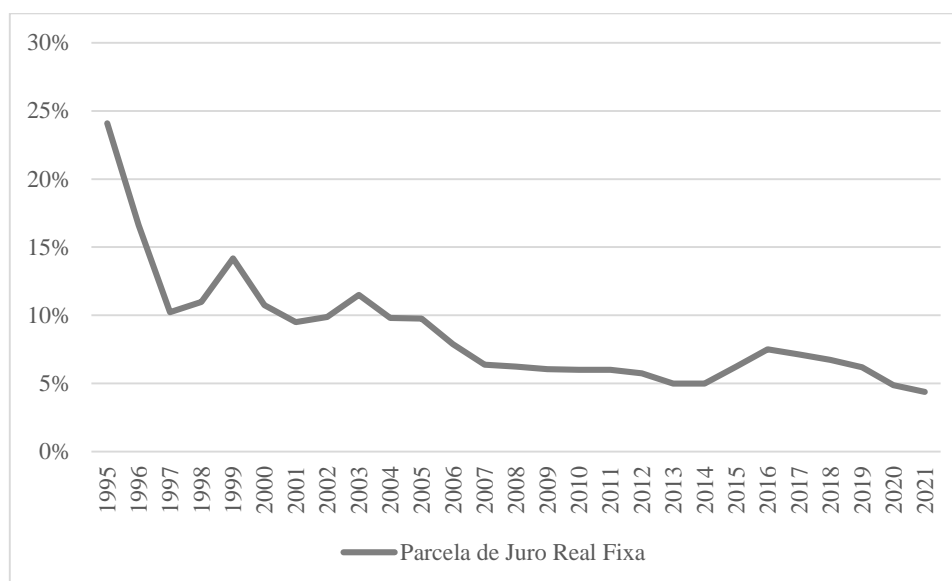
Tabela 9 – Financiamento BNDES: apoio direto

<i>APOIO DIRETO</i>	
Custo Financeiro	No mínimo, TJLP
Remuneração Básica do BNDES	A partir de 1,0% ao ano (a.a.)
Taxa de Risco de Crédito	Até 2,87% a.a., conforme o risco de crédito do cliente.

Fonte: BNDES, 2014.

No apoio indireto há a necessidade da intermediação de uma instituição financeira credenciada, o que acrescenta à taxa de juros total um custo referente a essa intermediação. Todavia, nessa modalidade, não há risco de crédito.

Para o presente estudo, utilizou-se do parâmetro da taxa de juros com apoio direto, pois a maior parte dos financiamentos são realizados nessa modalidade. Em 2019 cerca de 97% dos recursos disponibilizados para o setor elétrico foram realizados nessa modalidade (BNDES, 2021a). Para isso, realizou-se um levantamento do histórico da TJLP.

Figura 19 – Histórico da parcela de Juro Real Fixa – TJLP

Fonte: Elaborada pela autora com dados fornecidos pelo BNDES, 2014.

De acordo com a Figura 19, a TJLP estava bastante elevada em 1995, acima dos 20%, porém houve um declínio significativo até 1997. Desde então, houve redução dessa taxa, que chegou a uma taxa média de 6% em 2019, e 5% em 2020. Todavia, a TJLP foi substituída pela TLP (Taxa de Longo Prazo) a partir de contratos firmados em 2018. Essa nova taxa (TLP) possui um cálculo diferente da TJLP, pois é composta pela soma do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) com a parcela de juros real fixa.

Conforme explicado anteriormente, a taxa de juros aplicada em um financiamento é composta pela TJLP/TLP, taxa de risco e taxa relacionada a remuneração básica do BNDES. Sabe-se que a TJLP e a TLP possuem valores fixados para determinados períodos. Todavia, as taxas relacionadas ao risco do empreendimento e a remuneração básica do BNDES possuem valores máximos e mínimos dependendo da análise global dos empreendimentos e clientes. Dessa forma criou-se hipóteses para determinar a variação da taxa de juros para o ano de 2019 considerando variações entre as taxas relacionadas ao risco do empreendimento e a remuneração básica do BNDES.

Para fins de análise, foram levantadas hipóteses para calcular a taxa de juros total, utilizando como parâmetro tanto a TJLP como a TLP em 2019. A hipótese I considerou valores mínimos para a taxa de risco (0%) e para a remuneração básica para o BNDES (1%). Na hipótese II foram consideradas uma taxa de risco mínima (0%) e uma taxa máxima de remuneração básica do BNDES (3,00%). Por último, na hipótese III foram consideradas valores

máximos para taxa de risco (2,87) e remuneração básica do BNDES (3,0%). Todas as hipóteses foram listadas abaixo na Tabela 10.

Tabela 10 – Hipóteses para calcular a taxa de juros

Hipótese	Taxa de Risco		Rem. Básica BNDES	
	I	0%	Valor mínimo	1,0%
II	0%	Valor mínimo	3,00%	Valor máximo
III	2,87%	Valor máximo	3,00%	Valor máximo

Fonte: Elaborada pela autora com dados do BNDES, 2014.

Considerando os valores máximos e mínimos da taxa de risco e da taxa relacionada a remuneração básica do BNDES, foram calculados a taxa de juros total para cada uma das hipóteses considerando o custo financeiro em 2019 dado através da TJLP e da TLP. Dessa forma foi possível calcular a variação da taxa de juros conforme é mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Hipóteses para Taxas de Juros Total

	TJLP			TLP		
	Hip. I	Hip. II	Hip. III	Hip. I	Hip. II	Hip. III
Custo Financeiro em 2019	6,00%	6,00%	6,00%	5,6% ¹	5,6% ¹	5,6% ¹
Remuneração Básica do BNDES	1,00%	1,00%	3,00%	1,00%	1,00%	3,00%
Taxa de Risco de Crédito	0%	2,87%	2,87%	0%	2,87%	2,87%
Taxa de Juros	7%	9,87%	11,87%	6,60%	9,47%	11,47%

Fonte: Elaborada pela autora com dados extraídos BNDES, 2021b.

Nota: *TLP calculado com o IPCA de 2019 (CALCULO EXATO, 2021).

De acordo com a Tabela 11 tem-se que a taxa de juros total do ano de 2019 poderia ser de 7% a 11,87% se fosse considerada a TJLP e de 6,6% a 11,47% considerando-se a TLP conforme variação máxima e mínima da remuneração básica do BNDES e taxa de risco de crédito.

Para o presente trabalho optou-se em considerar 4 taxas de juros com aumento gradual sendo elas: 5%, 10%, 15% e 20%. O cenário realista é o que possui a taxa de 10% pois é o cenário que mais corresponde com a realidade pois está entre a variação da taxa de juros total considerando tanto da TJLP (7% a 11,87%) quanto da TLP (6,6% a 11,47%) para o ano de 2019.

Para a criação dos cenários econômicos, foram consideradas as seguintes premissas:

- taxas de desconto consideradas: 5% a.a., 10% a.a., 15% a.a. e 20% a.a.
- entrada de Angra 3 no sistema em 2026;

- expansão da vida útil de Angra 1 para 60 anos;
- retirada Angra 1 do sistema no final de 2044;
- a geração de energia através das usinas movidas a óleo diesel/combustível permanece constante até 2050;
- ciclo aberto do urânio sem reprocessamento;
- introdução de tecnologias com sequestro de carbono.

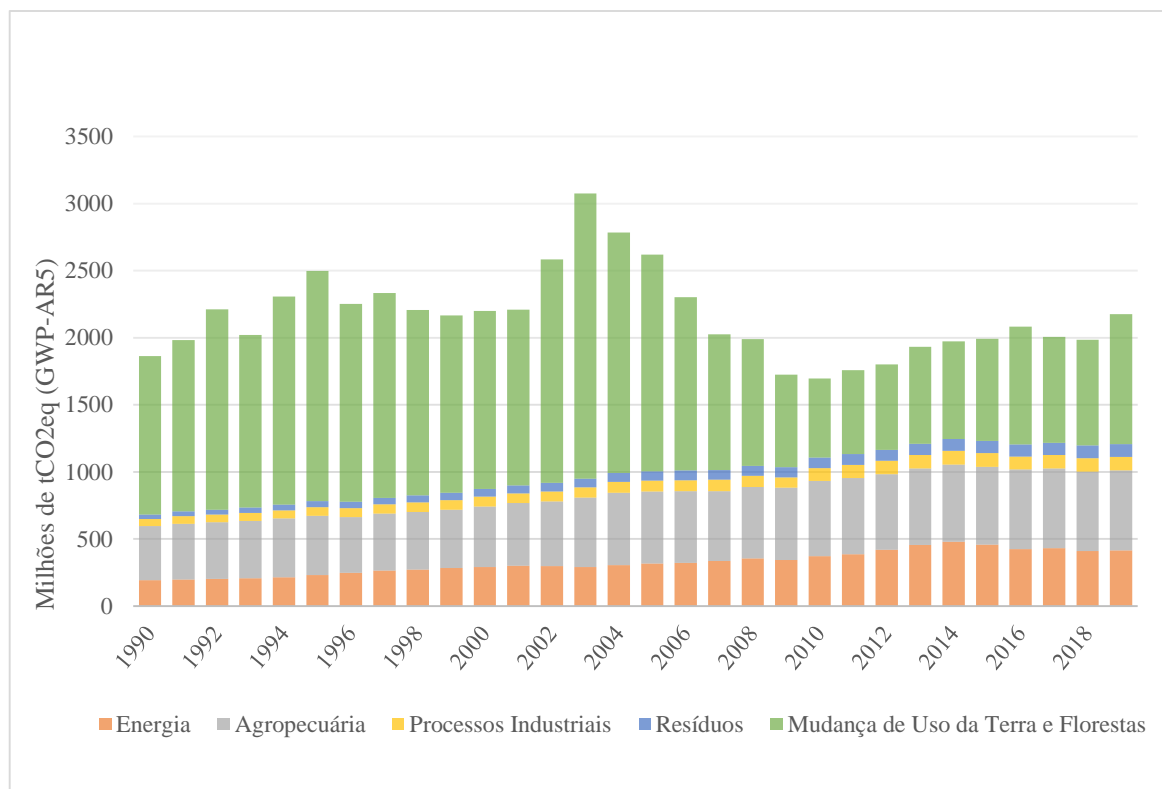
3.5.2 Cenário 2 - Ambiental

O cenário ambiental trabalhou em tornar os reatores de pequeno porte mais viáveis no cenário realista com taxa de desconto de 10% através de inclusão de restrições. Colocaram-se limitações de emissão de CO₂ por meio da taxação de carbono, que já é implantada em vários países.

Conforme o Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de CO₂eq (*GWP-100; IPCC AR5*) em 37% até 2025 e em 43% até 2030 com base dos níveis de emissão de 2005 (BRAZIL, 2015). Cabe salientar que a forma de medição das emissões, por meio do *GWP (Global Warming Potential)*, é uma forma de atribuir a outros GEE, como metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), uma equivalência ao dióxido de carbono (CO₂) (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2015).

É importante ressaltar que os principais setores que estão relacionados à emissão de CO₂ são o de Energia, Processos Industriais, Agropecuária, Tratamento de Resíduos e Mudança do Uso da Terra (MCTIC, 2019).

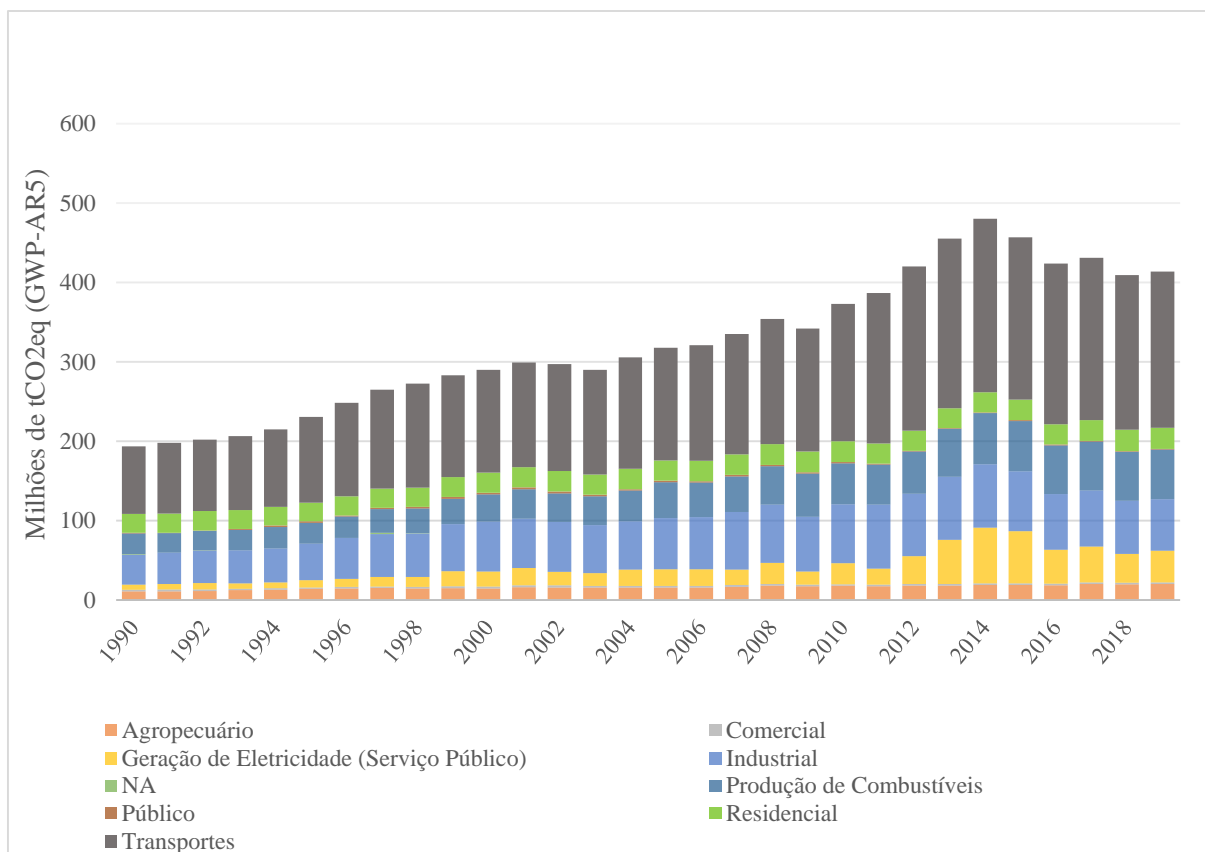
Figura 20 – Histórico das emissões de CO₂ eq por setores.



Fonte: Adaptado de SEEG, 2021b.

De acordo com a Figura 20, o setor de Mudança do Uso da Terra corresponde a maior parte das emissões de CO₂. O setor de Energia, que aparece na terceira posição do ranking de maiores emissores de CO₂, representou 19% das emissões totais em 2019. Todavia, o setor energético é formado por diferentes categorias como: transportes, geração de eletricidade, comercial, industrial entre outros, sendo o transporte o maior emissor de CO₂ conforme Figura 21.

Figura 21 – Histórico de emissão de CO₂ por categorias de energia



Fonte: Adaptado de SEEG, 2021a.

De acordo com a Figura 21, a geração de eletricidade correspondeu a 10% das emissões dentro do setor de energia em 2019. Isso significa que, dentro das emissões totais, a geração de energia elétrica correspondeu a, apenas, 2% no mesmo ano, o que é um percentual relativamente baixo. Mesmo com baixas emissões de CO₂ a respeito da geração de energia elétrica, no Brasil é, ainda, necessário um bom planejamento nesse subsetor para que esse percentual permaneça no mesmo patamar nos próximos anos.

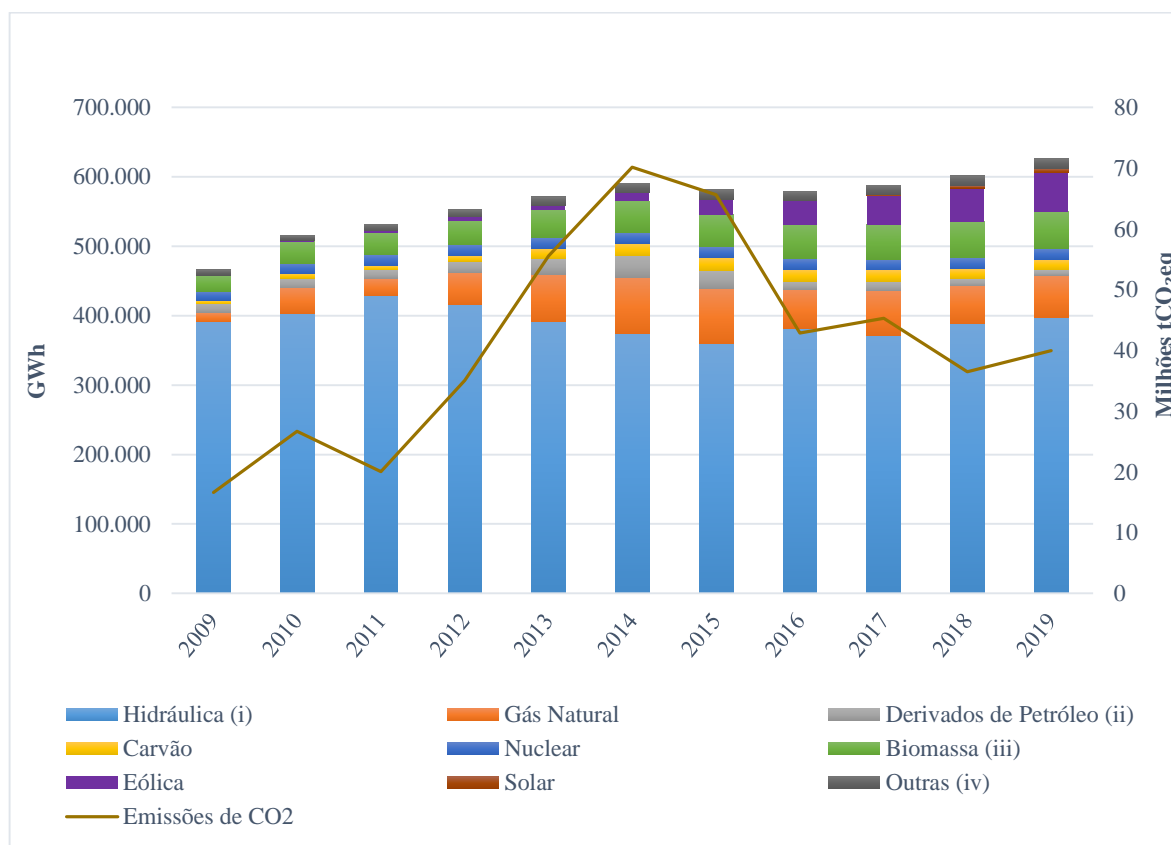
Considerando-se que as fontes renováveis não produzem GEE, as emissões no SEB estão associadas, principalmente, à utilização das termelétricas fósseis. Para tal, foi desconsiderada a emissão de poluentes da fonte nuclear, emissão nula, e consideradas como fator de emissão somente as termelétricas movidas a carvão mineral, óleo combustível/diesel e gás natural. Também não foram consideradas as emissões provenientes da extração e produção dos combustíveis.

A estimativa de um limite de emissões para o sistema de geração de energia elétrica não é uma tarefa fácil, o que requer avaliações profundas não somente da esfera ambiental como também nas esferas econômicas e políticas. O SEB que possui uma predominância na geração

renovável, representado principalmente pela geração das hidrelétricas, passou por diversas modificações nas últimas décadas. Tal mudança está associada ao aumento da utilização de fontes renováveis, como a eólica e biomassa, na matriz elétrica e também pelo crescimento significativo das usinas termelétricas, principalmente as movidas a gás natural. A expansão das térmicas movidas a gás natural foi grande responsável pelo crescimento do fator médio de emissão (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017).

Na Figura 22, percebe-se que a variação das emissões de CO₂ acompanha a variação da geração de eletricidade com base no gás natural. De 2011 a 2014, a geração de eletricidade, por meio das térmicas a gás natural, triplicou, enquanto, nesse mesmo período, a emissão de CO₂ aumentou 3,5 vezes.

Figura 22 – Histórico de geração de eletricidade *versus* emissão de CO₂eq.

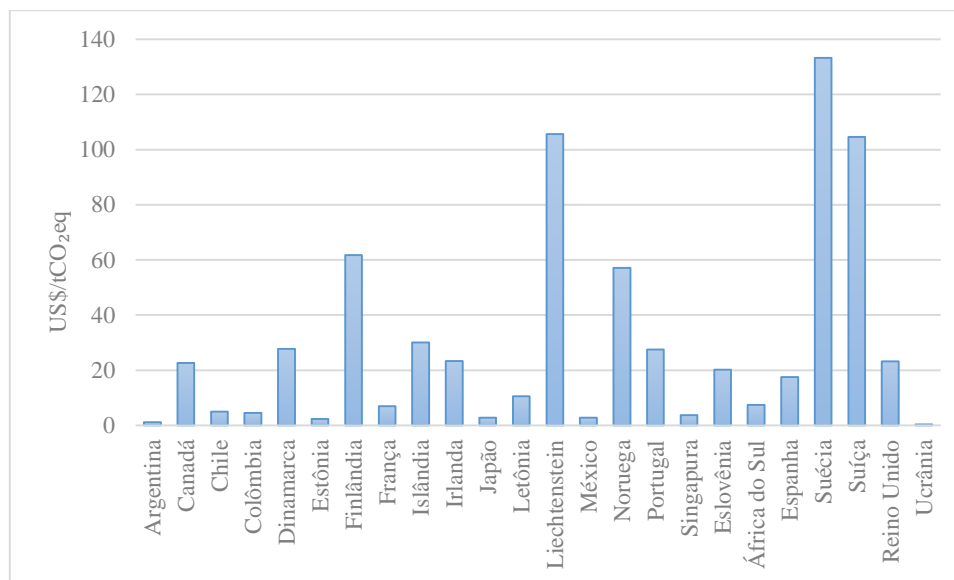


Fonte: Elaborada pela autora com dados do EPE/MME, 2020a; SEEG, 2021a; EPE/MME, 2014.

Para tanto, foi necessária a utilização do cenário referência 1 (b). Além disso, foi simulada neste cenário uma taxa referente a uma penalidade econômica pelas emissões de CO₂ das usinas termelétricas. Tal taxa, conhecida como taxa de carbono, é uma ferramenta utilizada para viabilizar projetos de usinas mais limpas, porém que ainda possuem um custo elevado de implantação e operação.

Nesse sentido realizou-se uma nova análise de viabilidade técnica e econômica considerando-se, também, os custos ambientais para a simulação com taxa de juros de 10%, com base nos países que já possuem a taxa de carbono implementadas conforme Figura 23.

Figura 23 – Taxa de carbono implementada no mundo



Fonte: Elaborada pela autora com dados obtidos pelo The World Bank, 2020.

Notas: *Taxa de carbono da Argentina referente a Óleo Combustível, Carvão Mineral e Coque de petróleo.

*Dinamarca, Finlândia, Islândia e Irlanda: Taxa referente a Combustíveis Fósseis com exceção dos utilizados em transportes.

*México e Noruega: Taxa de carbono referente ao valor máximo atribuído.

De acordo com a Figura 18, a Suécia, Suíça e Liechtenstein apresentam os maiores valores da taxa do carbono, correspondendo a US\$133,26/tCO₂eq, US\$104,64/tCO₂eq e US\$105,69/tCO₂eq, respectivamente. Na América Latina, países como Argentina, Chile e Colômbia já adotaram a precificação do carbono como uma forma de reduzir a emissão de GEE.

Para a criação do cenário ambiental, foram consideradas as seguintes premissas:

- taxa de desconto considerada: 10% a.a;
- entrada de Angra 3 no sistema em 2026;
- expansão da vida útil de Angra 1 para 60 anos;
- retirada Angra 1 do sistema no final de 2044;
- a geração de energia através das usinas movidas a óleo diesel/combustível permanece constante até 2050;
- ciclo aberto do urânio sem reprocessamento;
- introdução de tecnologias com sequestro de carbono;
- taxa de carbono.

3.5.3 Cenário 3 - PNE 2050

A construção dos cenários do PNE 2050 é baseada nas simulações encontradas via anexo do relatório da EPE (EPE/MME, 2020d) em que foram consideradas a utilização de 3 cenários para comparação de custos da energia do sistema termelétrico brasileiro fóssil e nuclear ao longo dos anos. Dessa forma, os cenários escolhidos para serem abordados no respectivo trabalho são: Cenário Estagnação, Cenário de Expansão de 10.000 MW das Usinas Nucleares e Cenário Expansão do Gás Natural.

As premissas consideradas para a realização desse cenário foram:

- taxa de desconto = 8% a.a.
- retirada das usinas termelétricas movidas a óleo diesel e combustível do SIN até 2030;
- entrada de Angra 3 no sistema em 2026;
- expansão da vida útil de Angra 1 para 60 anos;
- retirada Angra 1 do sistema ao final de 2044;
- expansão da nuclear realizada a partir da utilização do OPEN 100;
- ciclo aberto do urânio sem reprocessamento;
- não foram consideradas tecnologias com sequestro de carbono.

4 RESULTADOS

Os resultados foram divididos em: Cenário 1, Cenário 2 e Cenário 3.

4.1 CENÁRIO 1

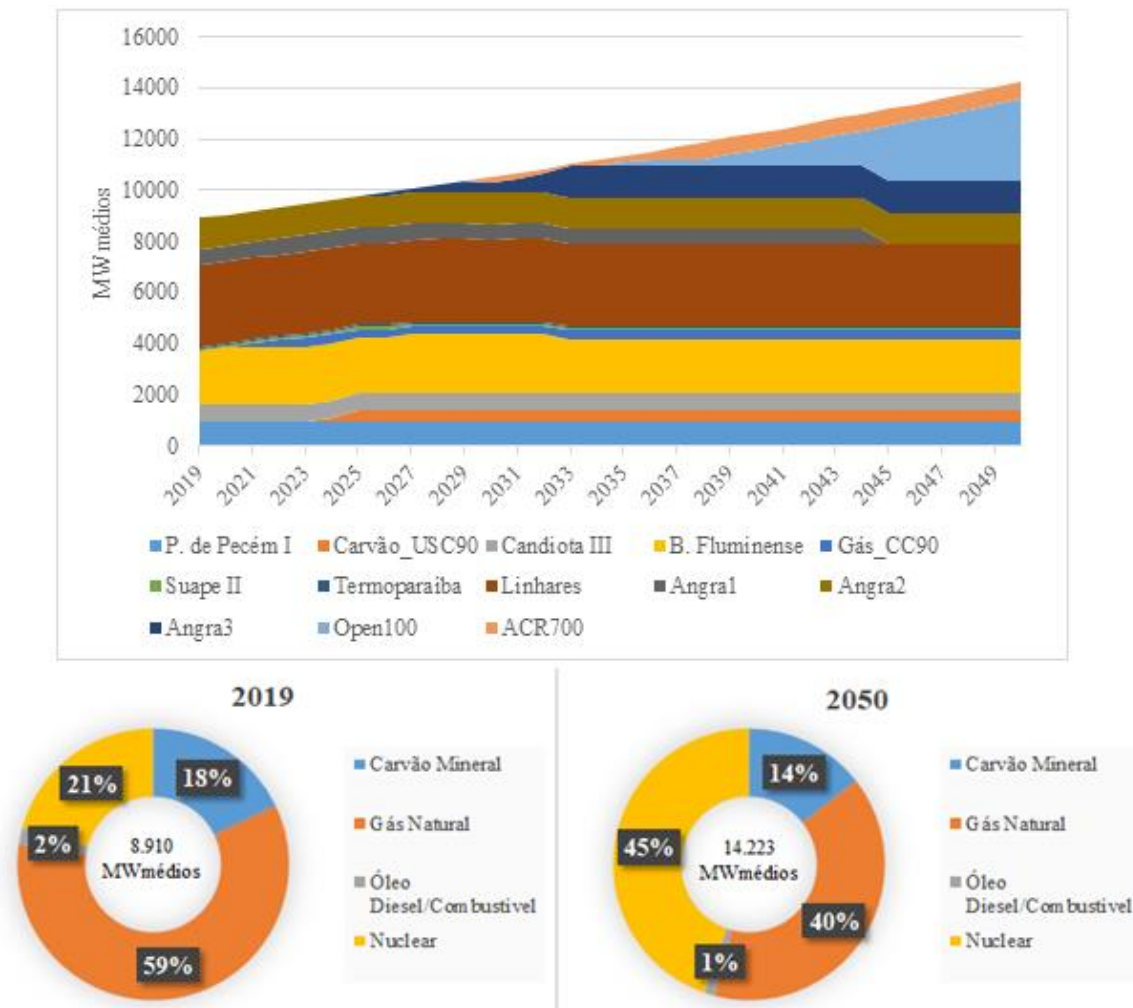
4.1.1 Geração de Energia Elétrica

Foi realizado uma análise nas projeções de energia elétrica de acordo com a demanda utilizada (fraco, referência e forte) e com a utilização de diferentes taxas de juros (5% a.a., 10% a.a., 15% a.a. e 20% a.a.).

4.1.1.1 Cenário Fraco

No Cenário Fraco, onde há menor demanda por energia, observou-se que, ao aumentar a taxa de juros, o modelo energético tende a requisitar maior geração de energia elétrica à UTE Linhares (gás natural) e tende a reduzir a representatividade da geração de energia elétrica das usinas equipadas com reatores modulares do tipo OPEN 100 até 2050. Tal constatação pode ser vista nos gráficos das Figura 24, Figura 25, Figura 26 e Figura 27 e é válida para todas as taxas de juros consideradas para análise dos impactos exercidos pelo custo de capital dos empreendimentos.

Figura 24 – Cenário fraco 1(a)

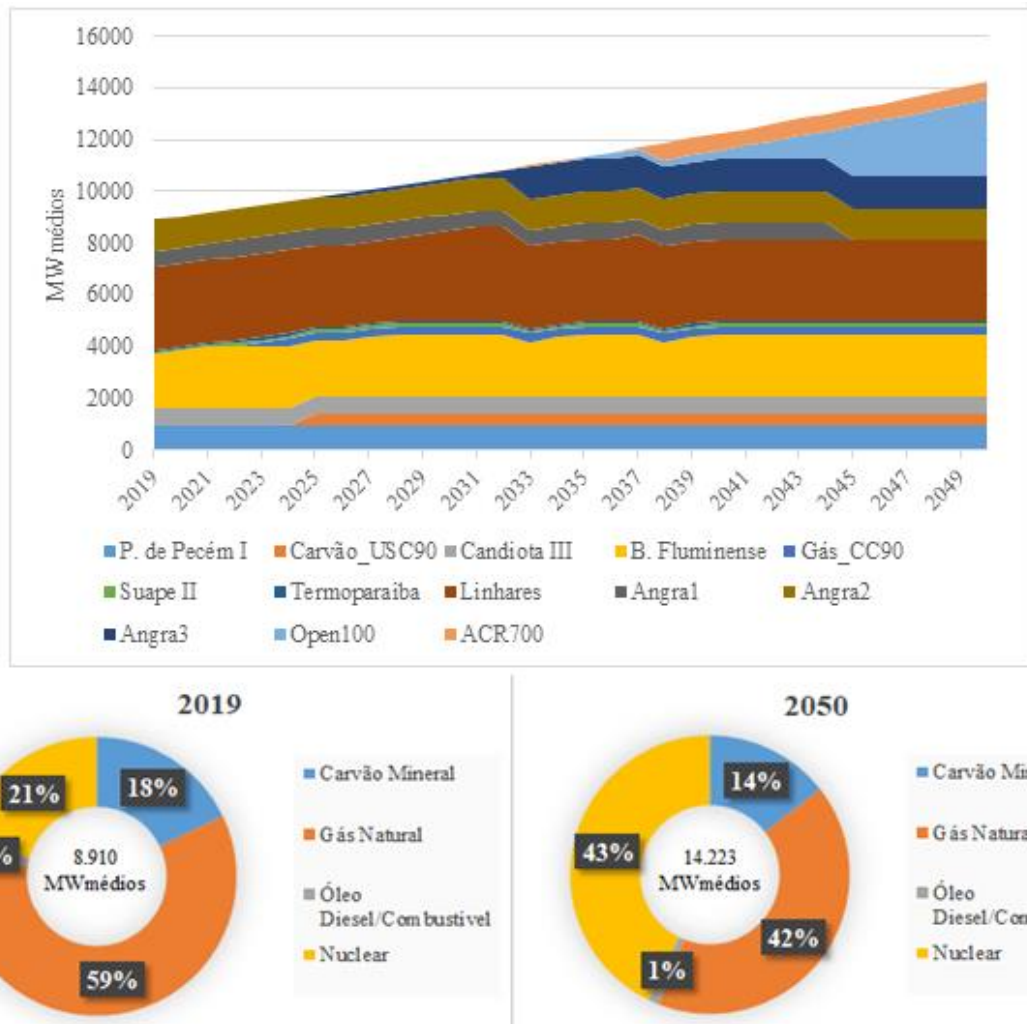


Fonte: Elaborada pela autora

No Cenário Fraco 1 (a), mostrado na Figura 24, no qual se considera o custo de capital com taxa de juros de 5% e não se leva em conta a taxaço de carbono, há uma diminuição da representatividade da geração de energia elétrica das usinas movidas a gás natural entre 2019 a 2050. Enquanto em 2019 a geração das UTE movidas a gás natural representou 59% da geração de energia elétrica total, em 2050, essa porcentagem diminuirá chegando a representar 40%.

Todavia, a geração de energia elétrica proveniente das usinas nucleares possui trajetória distinta daquela percorrida pelas UTE movidas a gás natural. A representatividade das usinas movidas a combustível nuclear aumentará até 2050 nesse cenário, chegando a representar, em 2050, 45% da geração de energia elétrica total.

Figura 25 – Cenário fraco 1(b)

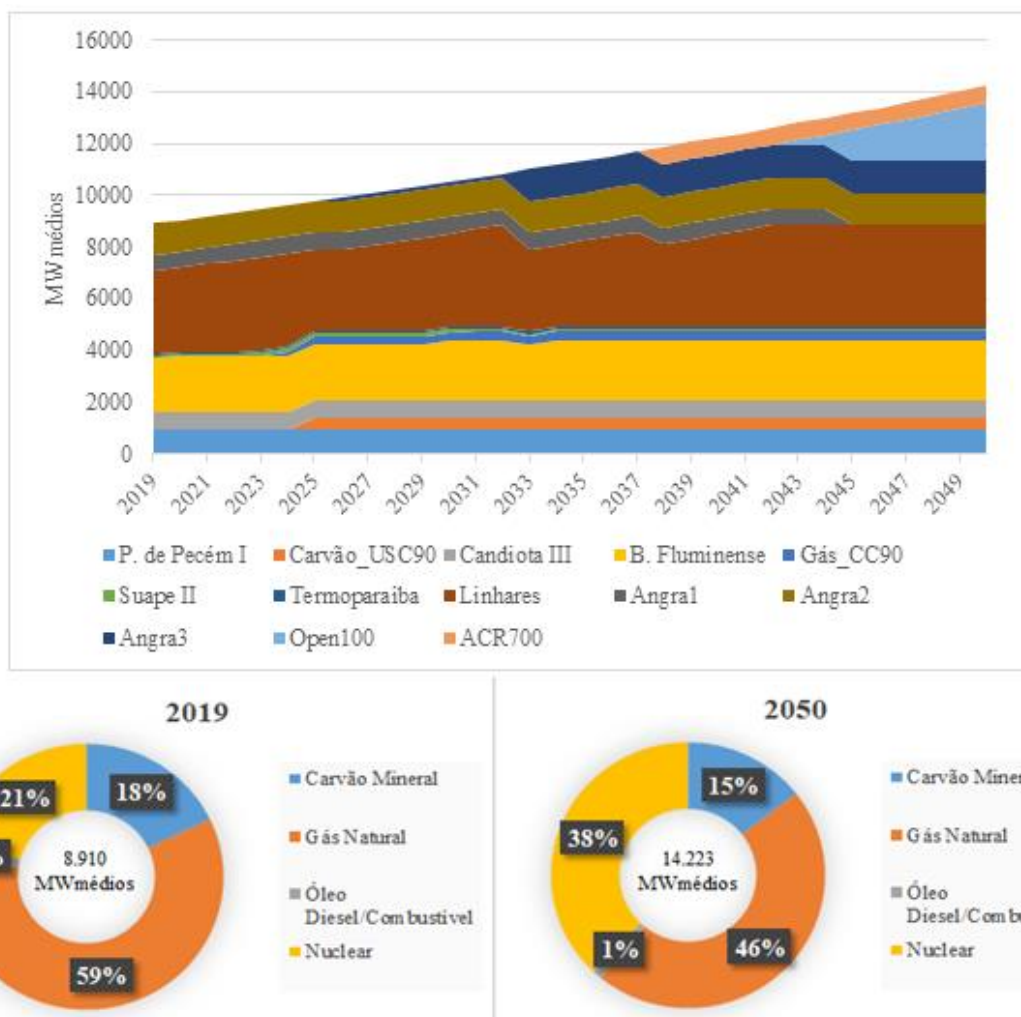


Fonte: Elaborada pela autora

No cenário fraco 1(b), mostrado na Figura 25, no qual utilizou-se taxa de juros de 10%, pode-se perceber que a representatividade de geração de energia elétrica proveniente das UTE movidas a gás natural também possuem uma redução até 2050, assim como constatado no cenário 1(a). Todavia, essa redução é inferior quando comparada ao cenário 1(a).

Em contrapartida, a representatividade da geração de energia elétrica provenientes das usinas nucleares tendem a aumentar até 2050 representando 43% da geração de energia elétrica total. Cabe salientar que o aumento da geração de energia elétrica se dará principalmente pela entrada dos reatores OPEN 100 a partir de 2035

Figura 26 – Cenário fraco 1(c)

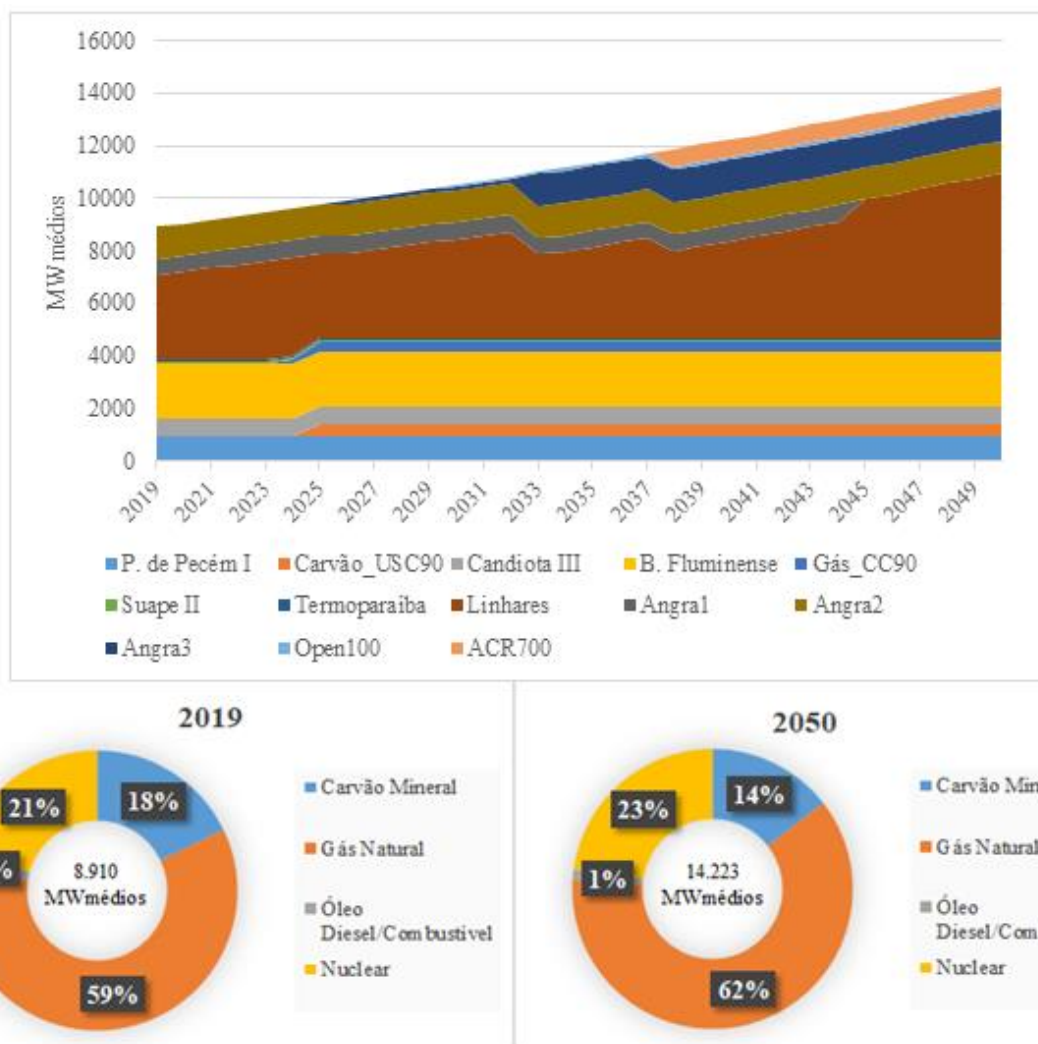


Fonte: Elaborada pela autora

No cenário fraco 1(c), mostrado na Figura 26, no qual utilizou-se a taxa de juros de 15%, pode-se perceber o aumento da representatividade da geração de energia elétrica proveniente das usinas nucleares, que se dará principalmente através da expansão de geração dos reatores OPEN 100. Enquanto em 2019 as usinas nucleares representaram 21% da geração de energia elétrica total; em 2050, esta representará 38%.

Já para as usinas movidas a gás natural ocorrerá uma redução de 13% na representatividade na geração de energia elétrica entre 2019 e 2050.

Figura 27 – Cenário fraco 1(d)

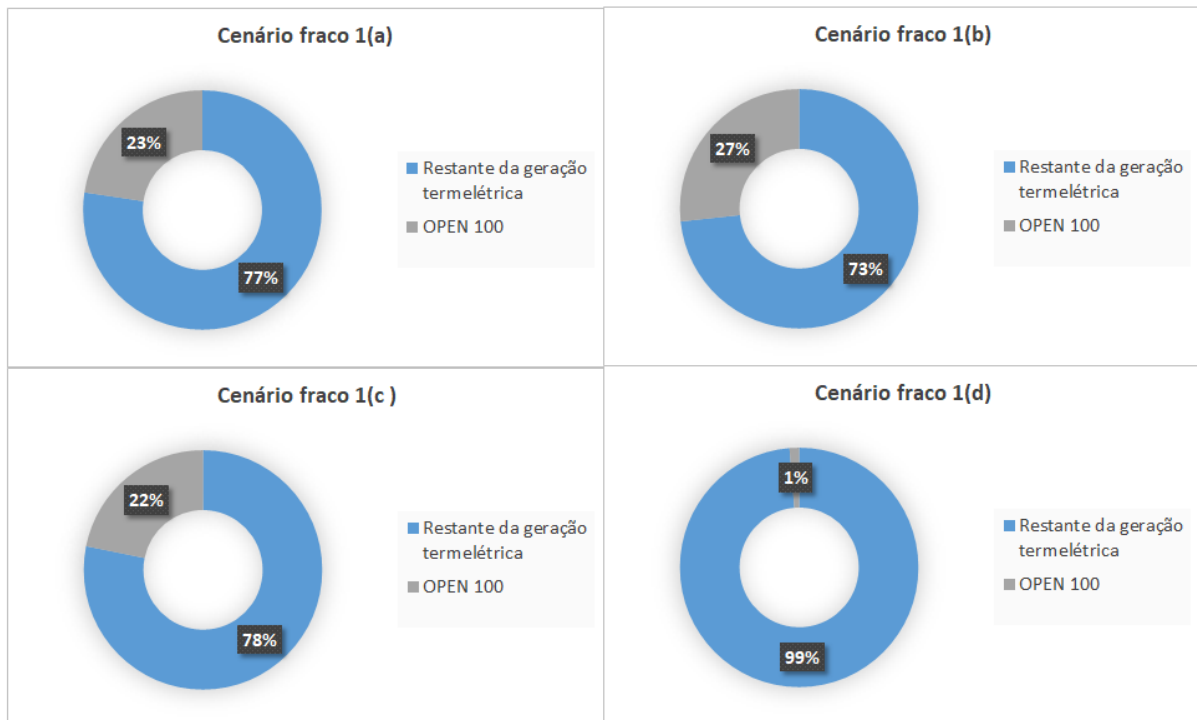


Fonte: Elaborada pela autora

Já no Cenário Fraco 1 (d), no qual se considera o custo de capital com taxa de juros de 20% e também não se leva em conta a taxação de carbono, as usinas movidas a gás natural corresponderam a uma geração de eletricidade aproximadamente de 8.750 MW médios, correspondendo a 62% da geração total em 2050, enquanto a geração de energia elétrica através das usinas nucleares correspondeu a 3.236 MW médios (23%) no mesmo ano analisado. Esse incremento, percebido na geração de energia elétrica das usinas movidas a gás natural, demonstrado especificamente no Cenário Fraco 1 (d) (Figura 27) ocorreu em função do aumento da competitividade desse tipo de usina frente ao aumento da taxa de juros (20%). Tem-se então que o custo de capital, que varia de acordo com a elevação das taxas de juros, é um fator preponderante para ampliar a competitividade das usinas movidas a gás natural frente as usinas nucleares.

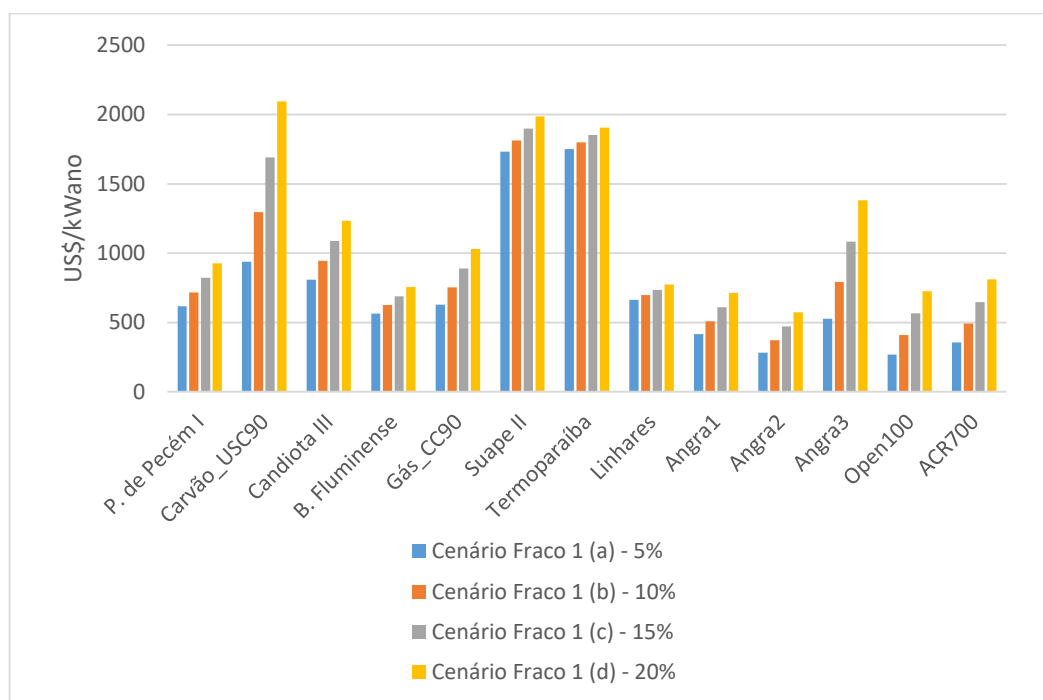
Por outro lado, as usinas nucleares equipadas com reatores OPEN 100 apresentam-se menos competitivas no Cenário Fraco 1 (d), com taxa de desconto de 20%. De acordo com a Figura 28, enquanto no Cenário Fraco 1 (a), os reatores de pequeno porte corresponderão a 23% da geração total em 2050, no cenário Fraco 1 (d), com taxa de juros de 20%, representarão cerca de 1% da geração elétrica no mesmo ano analisado.

Figura 28 – Comparação da geração termelétrica em 2050 (cenário fraco)



Fonte: Elaborada pela autora

Tal fato se dá em função do baixo LCOE das usinas que utilizam o OPEN 100 quando comparadas a outras tecnologias em cenários com taxa de juros de até 15%, conforme mostrado na Figura 29. A partir da simulação com taxa de juros de 20% (cenário fraco 1(d)), tem-se que os reatores OPEN 100 não são mais competitivos comparado com as usinas movidas a gás natural.

Figura 29 – LCOE cenário fraco

Fonte: Elaborada pela autora

Além disso, o LCOE aumenta à medida que a taxa de juros cresce, tendo maior impacto sobre os custos das usinas nucleares. Como exemplo, pode-se observar que nos cenários com taxa de juros de 5% (Cenário Fraco 1 (a)), e 20% (Cenário Fraco 1 (d)), o LCOE do OPEN 100 passa de 268 US\$/kWano para 725 US\$/kWano, o que representa um aumento de 171% em razão de uma variação de apenas 15% na taxa de juros. Em contrapartida, para as usinas movidas a gás natural, como Linhares, a variação do LCOE se dá de forma proporcional e compatível como o aumento do custo de capital. Para este tipo de usina, o LCOE aumentou apenas 17%, ao se alterar as taxas de juros de 5% para 20%, conforme é mostrado na Tabela 12.

Tabela 12 – Aumento percentual do LCOE entre Cenário Fraco 1 (a) e (d)

<i>Custo Nivelado de Energia (US\$/kWano)</i>					
<i>Tecnologia</i>	<i>Taxa de juros</i>				<i>Aumento percentual entre 5% e 20%</i>
	<i>5%</i>	<i>10%</i>	<i>15%</i>	<i>20%</i>	
Porto de Pecém	616	716	821	927	51%
Carvão_USC90	938	1296	1691	2095	123%
Candiota III	808	945	1088	1232	53%
B. Fluminense	565	625	690	755	34%
Gás_CC90	629	753	890	1029	64%
Suape II	1733	1814	1899	1986	15%

Termoparaíba	1750	1799	1852	1906	9%
Linhares	662	698	735	774	17%
Angra 1	416	508	609	713	71%
Angra 2	283	373	472	573	102%
Angra 3	527	792	1083	1382	162%
OPEN100	268	410	565	725	171%
ACR 700	355	493	648	810	128%

Fonte: Elaborada pela autora

De acordo com a Tabela 12, pode-se concluir que o LCOE das usinas nucleares (Angra 1, Angra 2, Angra 3, OPEN 100 e ACR 700) e da usina de carvão mineral com sequestro de carbono (Carvão USC90) são mais sensíveis às variações das taxas de juros do que as demais usinas. Assim, pode-se dizer que em países suscetíveis a altas taxas de juros (20%), as usinas movidas a gás natural tendem a ser mais viáveis que as nucleares. Em contrapartida, em países que possuem baixas taxas de juros (5%, 10% e 15%), as usinas nucleares modulares equipadas com reator de pequeno porte são mais viáveis. Os *LCOE* do cenário forte, fraco e de referência possuem os mesmos valores devido a utilização da mesma taxa de juros. Dessa forma essa análise refere-se a todos esses cenários.

Os casos estudados neste trabalho, com uso do modelo energético *MESSAGE*, indicam que, em cenários econômicos com taxas de juros iguais a 20%, as usinas nucleares, mesmo quando equipadas com reatores OPEN 100, são economicamente inviáveis. Realizando uma análise da influência da taxa de juros na delimitação da faixa de viabilidade, observou-se que o limite para a taxa considerada no custo de capital é de aproximadamente 17%. Isso significa que em economias que possuem taxas de juros inferiores a 17% os reatores modulares do tipo OPEN 100 mostraram-se atrativos e economicamente viáveis.

Para avaliar de forma comparativa o desempenho dos reatores nucleares de acordo com seu porte, foi inserido no estudo o reator do tipo ACR 700 (grande porte). Neste sentido, foi possível perceber que, em todos os cenários simulados, a geração por meio dos reatores nucleares de pequeno porte OPEN 100 se mostrou mais competitiva do que por meio de reatores de grande porte. Para o presente trabalho, os valores gerados por meio de usinas nucleares de grande porte (ACR 700) foram fixados a uma geração mínima, estipulada pela autora, para que sua análise fosse viável. Neste sentido, após a realização das análises comparativas entre o desempenho dos dois tipos de reatores, foi percebido que o custo nivelado do ACR 700 foi superior ao do OPEN 100 em todos os cenários, como pode ser visto na Figura 29.

Tal fato mostra que é mais viável a inserção de reatores modulares do tipo OPEN 100 do que a implantação de reatores de grande porte (ACR 700) em todos os cenários.

Apesar disso, as análises indicaram que, em todos os cenários, a construção de uma usina nuclear, mesmo que equipada com reatores do tipo OPEN 100, acarretará maior tempo de retorno dos investimentos do que usinas movidas a gás natural, conforme pode ser visto na Tabela 13. Entretanto, neste caso, ainda que o tempo de retorno seja maior, para os cenários com taxas de juros de até 17% as usinas nucleares se mostram viáveis frente às térmicas movidas a gás natural.

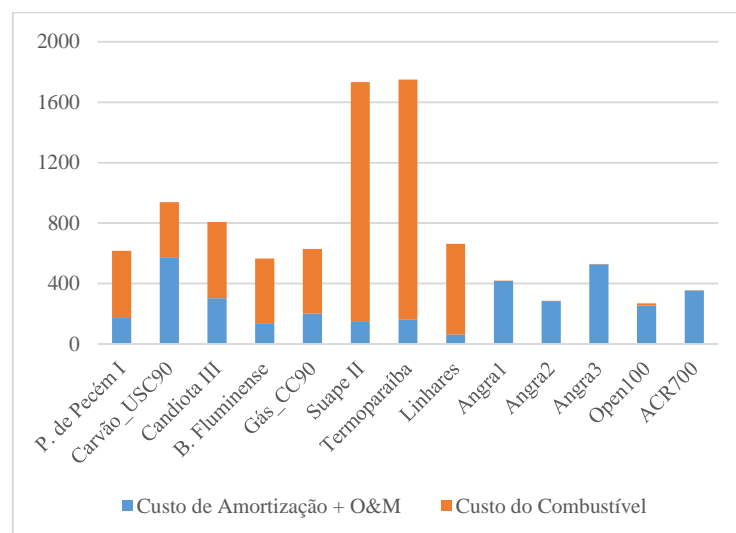
Tabela 13 – Retorno dos empreendimentos

Usinas	Retorno dos empreendimentos (anos)			
	Taxa de juros			
	5%	10%	15%	20%
OPEN 100	4	5	7	11
Gás Natural (Linhares)	3	4	5	7

Fonte: Elaborada pela autora

É importante salientar também que há uma diferença significativa entre os custos com combustível para cada tipo de usina analisada. Enquanto o custo do combustível para os reatores OPEN 100 no cenário fraco 1(a), representou 5% do seu LCOE, nas usinas movidas a gás natural o custo com combustível variou cerca de 76% (B. Fluminense) a 90% (Linhares) do LCOE, conforme mostrado na Figura 30.

Figura 30 – Composição do LCOE no cenário fraco 1(a)



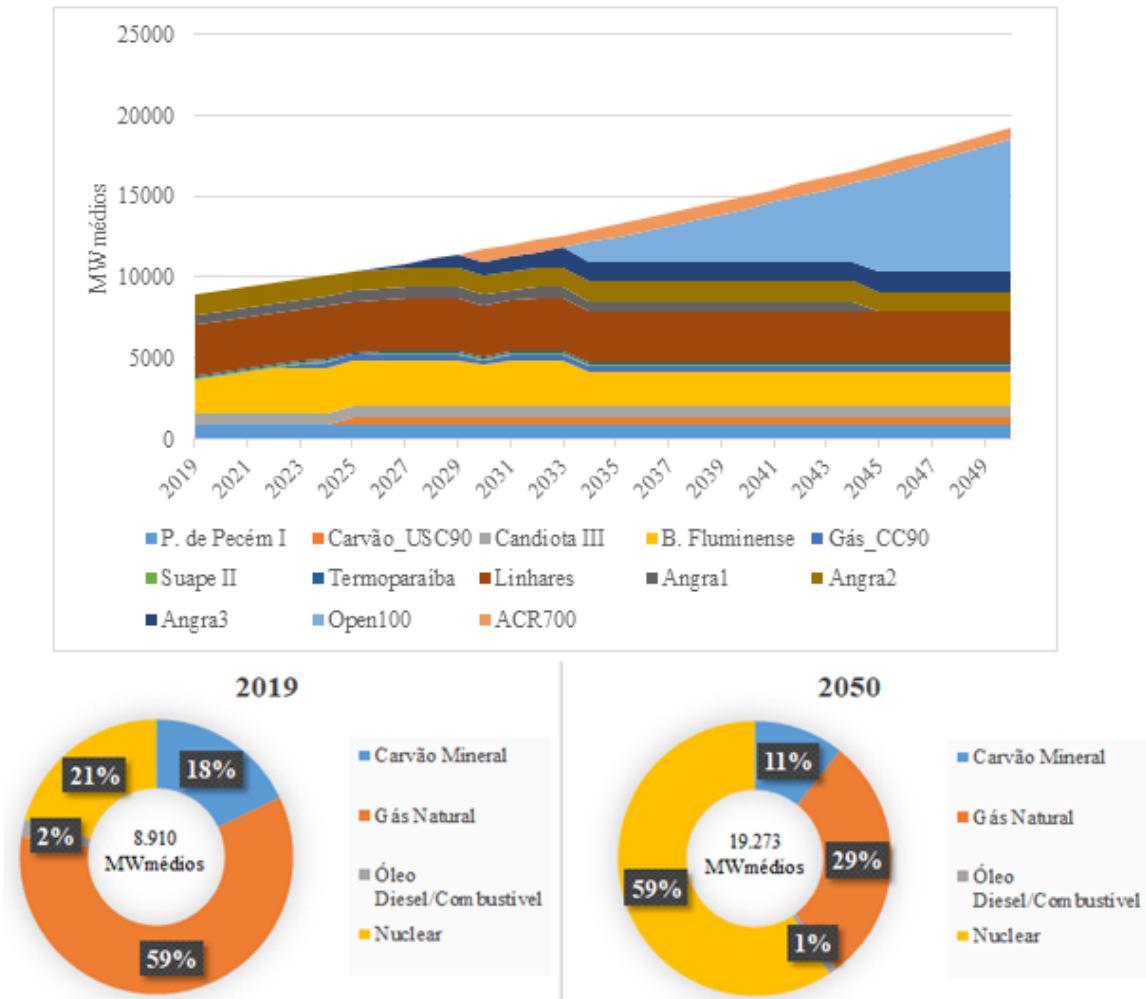
Fonte: Elaborada pela autora

O baixo custo com combustível do reator OPEN 100 e das outras tecnologias nucleares refere-se ao alto valor energético do urânio, combustível utilizado pelas term nucleares, associado à alta capacidade de geração de energia elétrica. Assim, tem-se que as usinas movidas a reatores nucleares são menos vulneráveis a oscilação nos preços destes insumos, trazendo maior segurança financeira a estes investimentos.

4.1.1.2 Cenário Referência

Para os cenários de referência a demanda é projetada tendo como base a série histórica. Inicialmente, tem-se em um subcenário com a taxa de juros de 5% (cenário referência 1(a)) uma ampla expansão da geração de energia elétrica proveniente de usinas nucleares. Há, neste cenário hipotético, a transição da energia elétrica gerada a partir do gás natural para a energia proveniente de geradores nucleares ao longo dos anos, chegando, em 2050, a representar 59% da energia gerada conforme mostrado na Figura 31. Esta evolução do uso da energia nuclear ocorre, sobretudo, em razão da taxa de juros mais baixa.

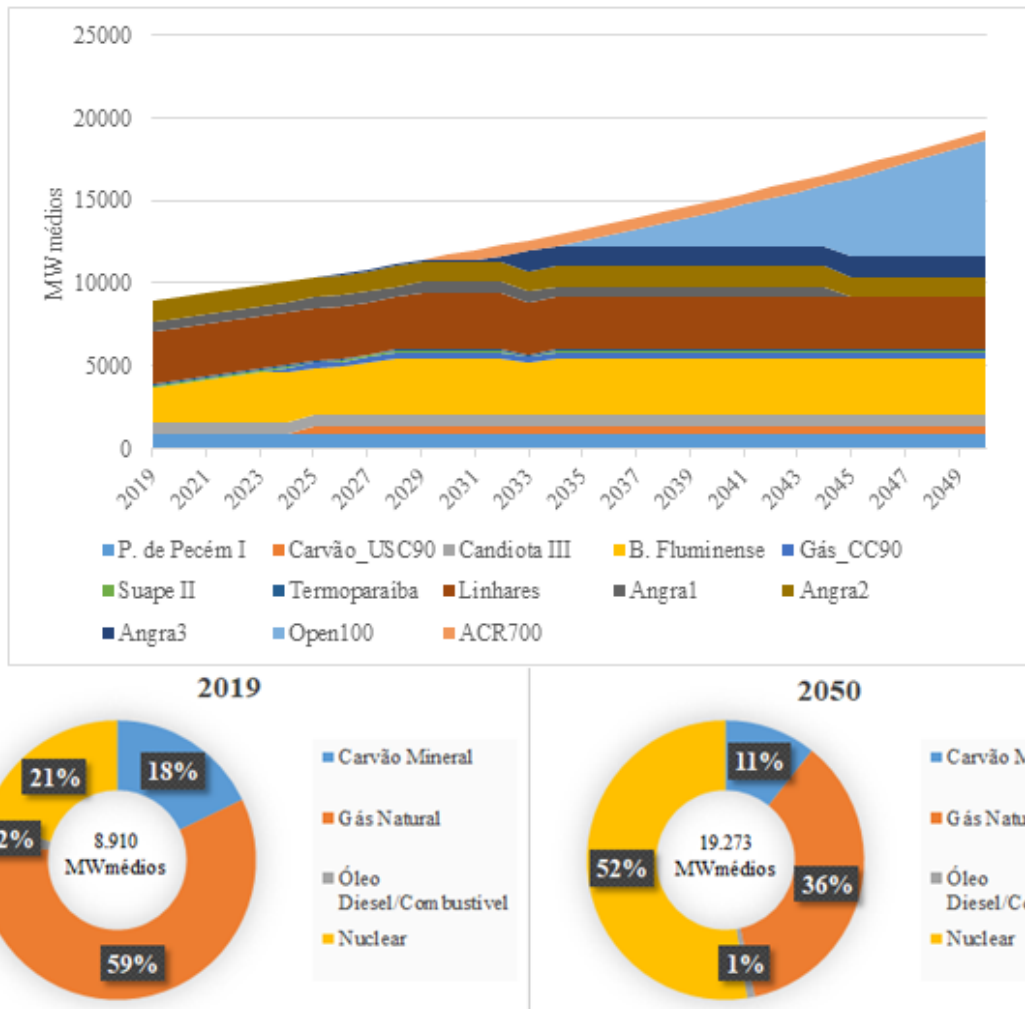
Figura 31 – Cenário referência 1(a)



Fonte: Elaborada pela autora

Para o cenário de referência 1(b), com uma taxa de juros de 10%, ainda há uma grande expansão da geração de energia elétrica proveniente de usinas nucleares. Neste cenário hipotético também ocorre a transição da energia elétrica gerada a partir do gás natural para a energia proveniente de geradores nucleares ao longo dos anos, chegando, em 2050, a representar 52% da energia elétrica total (Figura 32). Esta evolução do uso da energia nuclear ocorre também em função da taxa de juros, ainda favorável.

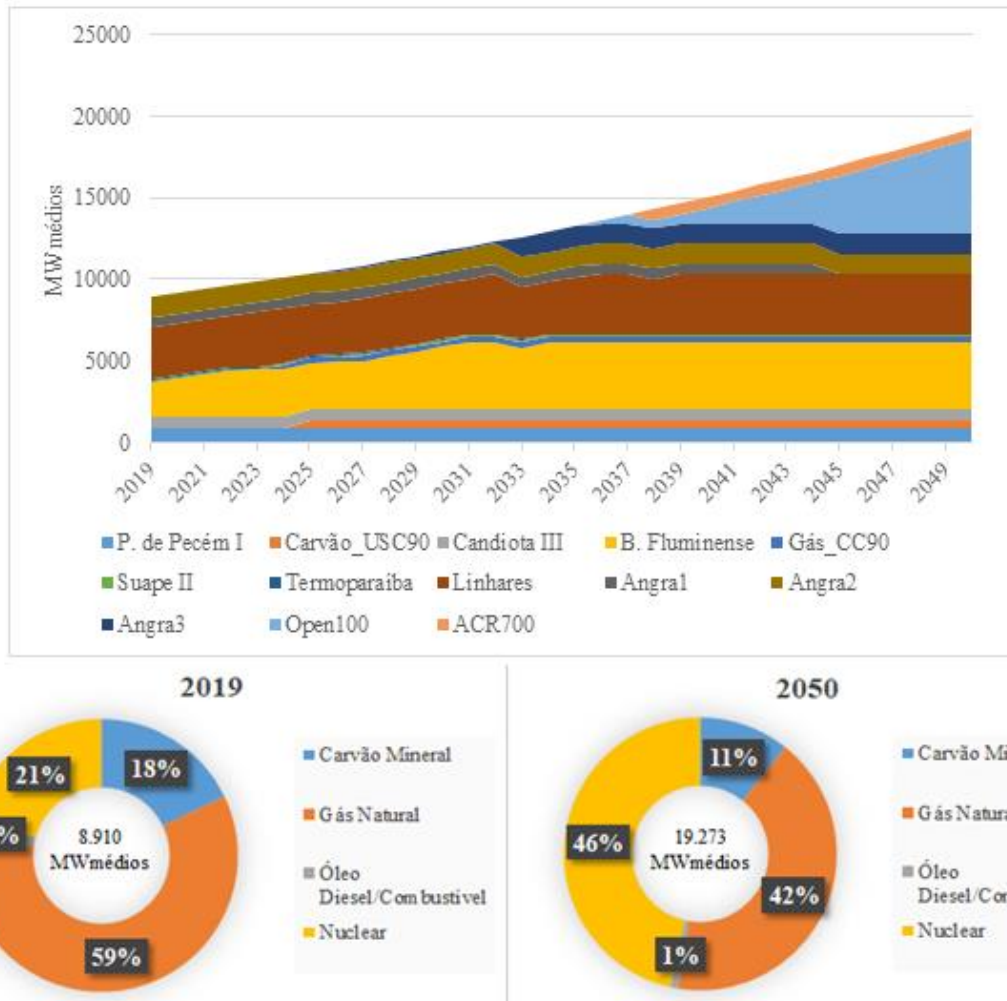
Figura 32 – Cenário referência 1(b)



Fonte: Elaborada pela autora

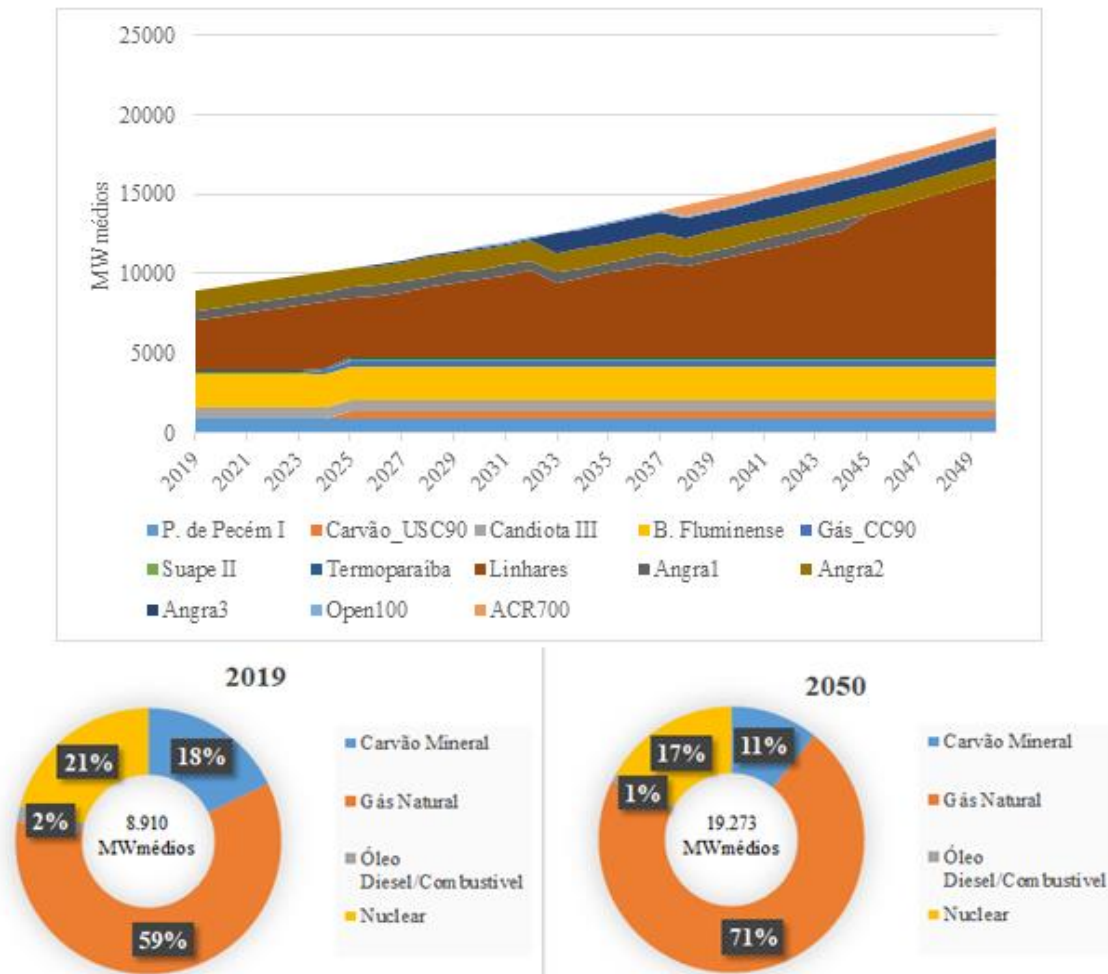
Para o cenário de referência 1(c), com uma taxa de juros de 15% ainda ocorre transição da energia gerada a partir do gás natural para a energia proveniente de geradores nucleares ao longo dos anos. Em 2050 a energia proveniente de fontes nucleares ainda representa a maior fatia da matriz elétrica, correspondendo a 46% da energia gerada (Figura 33). Esta taxa de juros de 15% se aproxima do ponto de equilíbrio para viabilização da energia nuclear frente a energia gerada por meio do gás natural.

Figura 33 – Cenário referência 1(c)



Já para o cenário de referência 1(d), com a taxa de juros em 20% ocorre uma mudança radical na tendência que se observou nos cenários de referência anteriores. Nesta hipótese a matriz elétrica passa a se apoiar sobre as usinas térmicas a gás natural. Nesta hipótese observa-se que a energia proveniente da queima do gás natural representaria, em 2019, 59% da energia gerada, chegando, em 2050, a representar 71% da energia gerada. Esta evolução no uso das térmicas a gás ocorre em função de se ultrapassar a taxa de juros de equilíbrio para os empreendimentos nucleares, que é de 17%. O desenvolvimento da matriz elétrica para este cenário pode ser visualizado na Figura 34.

Figura 34 – Cenário referência 1(d)



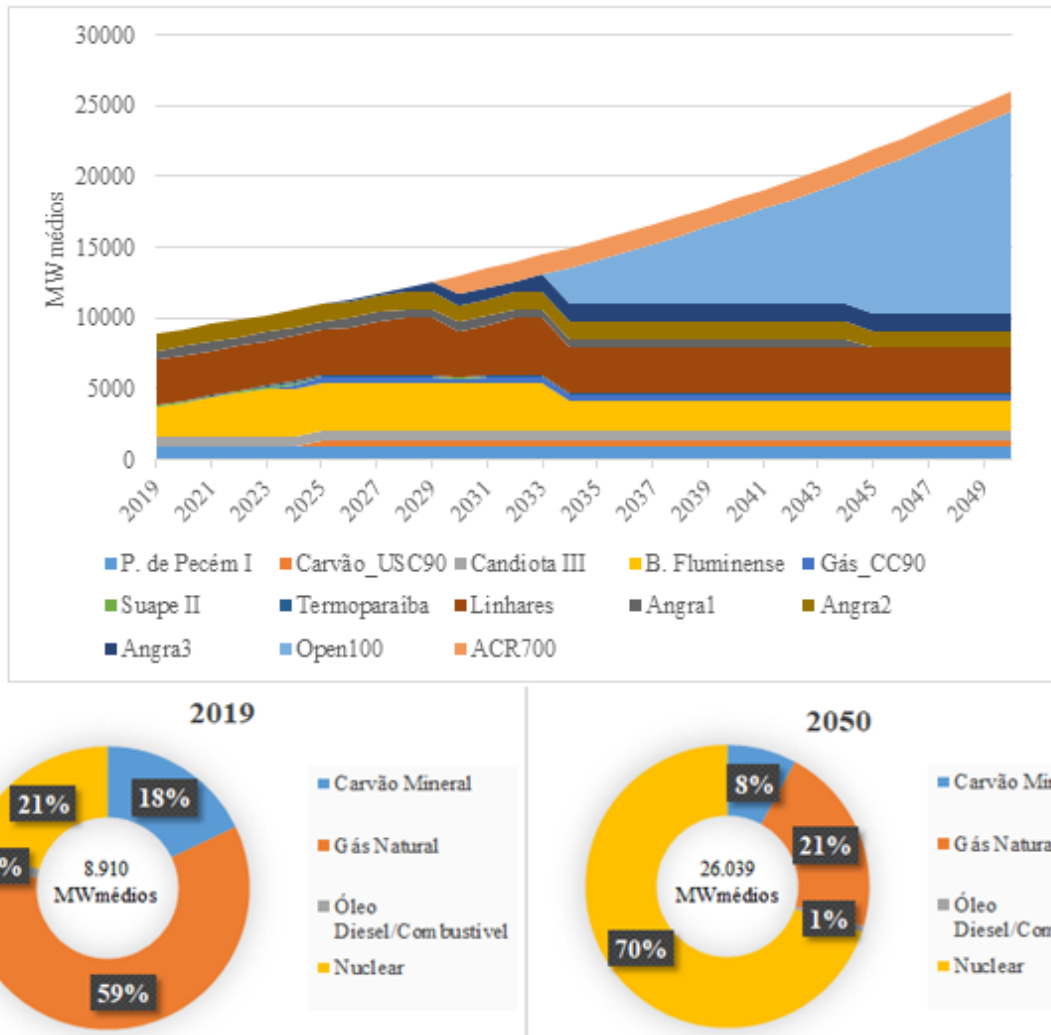
Fonte: Elaborada pela autora

Os resultados referentes ao LCOE do cenário referência permaneceu igual aos resultados provenientes dos cenários fracos. Apresentando dessa forma a viabilização do OPEN 100 em cenários com taxas inferiores a 17%.

4.1.1.3 Cenário Forte

Para os cenários denominados fortes a demanda é projetada tendo como base a série histórica considerando um acréscimo de 1%. Inicialmente, tem-se em um subcenário com a taxa de juros de 5% uma ampla expansão da geração de energia elétrica proveniente de usinas nucleares. Há, neste cenário hipotético, a transição da energia gerada a partir do gás natural, que correspondia a 59% em 2019, para a energia proveniente de geradores nucleares ao longo dos anos, chegando, em 2050, a representar 70% da energia gerada como pode ser visto na Figura 35. Esta evolução do uso da energia nuclear ocorre, sobretudo, em razão da taxa de juros mais baixa.

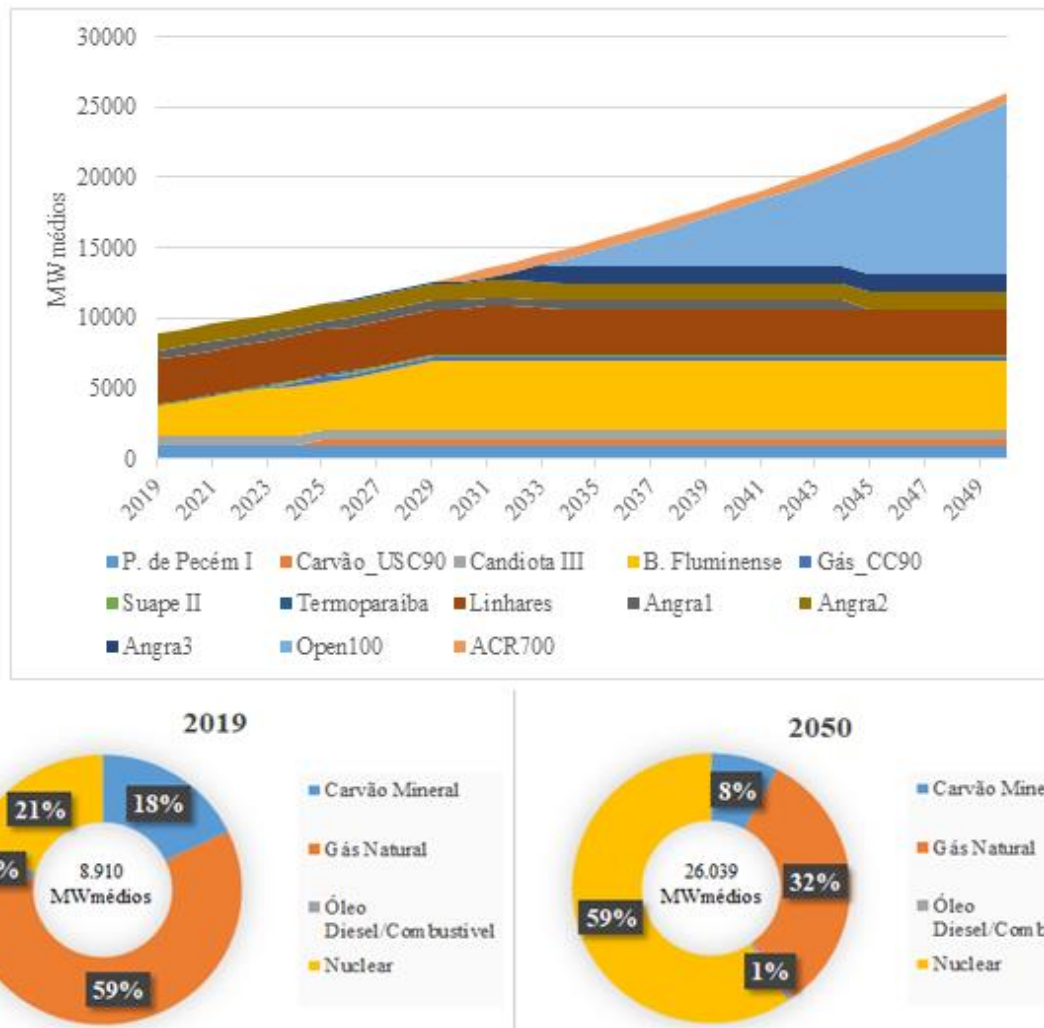
Figura 35 – Cenário forte 1(a)



Fonte: Elaborada pela autora

Para o cenário forte 1(b), com uma taxa de juros de 10%, há uma grande expansão da geração de energia elétrica proveniente de usinas nucleares. Neste cenário hipotético também ocorre a transição da energia gerada a partir do gás natural para a energia proveniente de geradores nucleares ao longo dos anos, chegando, em 2050, a representar 59% da energia gerada (Figura 36). Esta evolução do uso da energia nuclear ocorre também em função da taxa de juros, que é favorável.

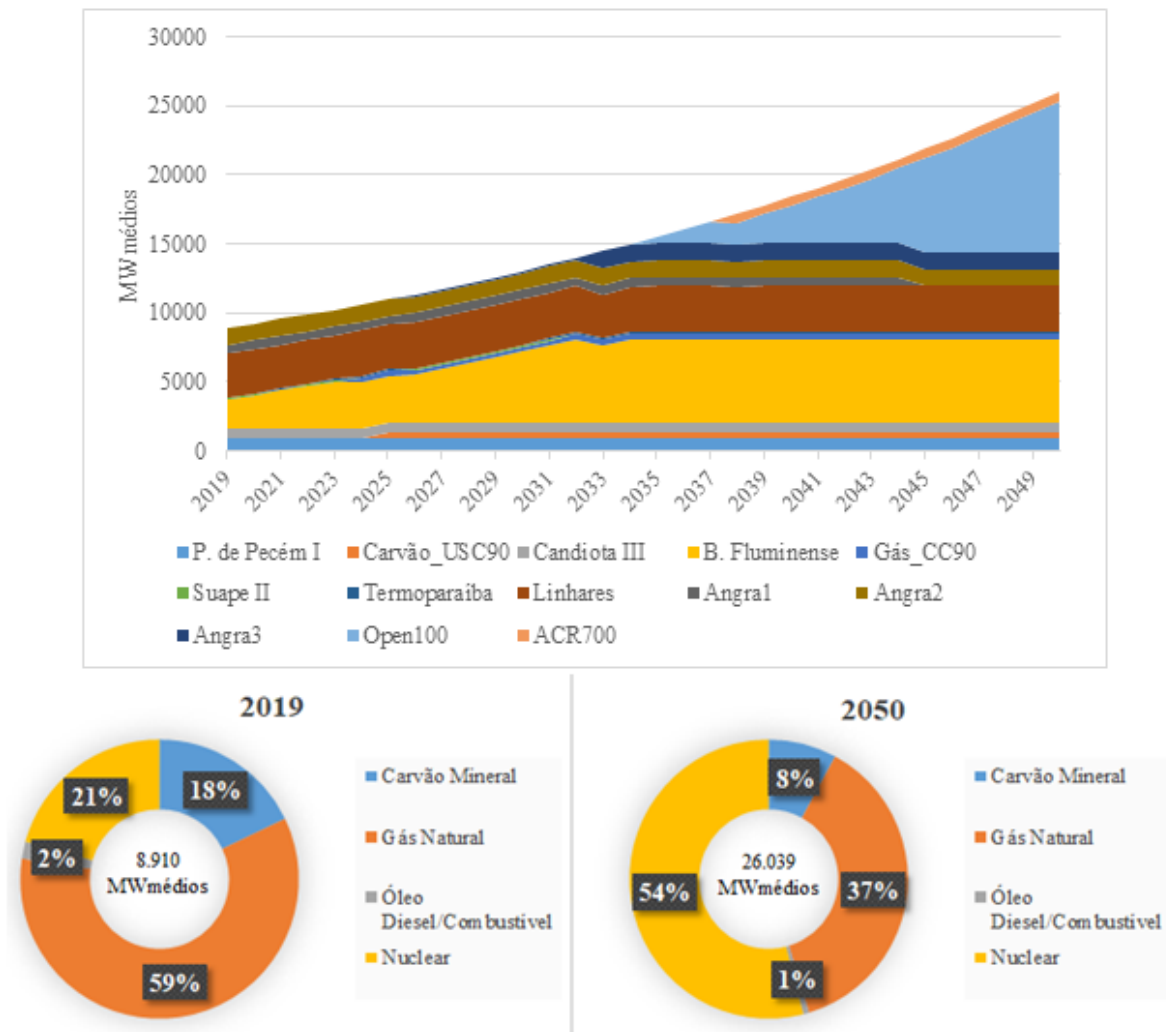
Figura 36 – Cenário forte 1(b)



Fonte: Elaborada pela autora

Para o cenário forte 1(c), com uma taxa de juros de 15% ainda ocorre a transição da energia gerada a partir do gás natural para a energia proveniente de geradores nucleares ao longo dos anos. Em 2050 a energia proveniente de fontes nucleares ainda representará a maior parte da matriz elétrica, correspondendo a 54% da energia gerada conforme mostrado na Figura 37.

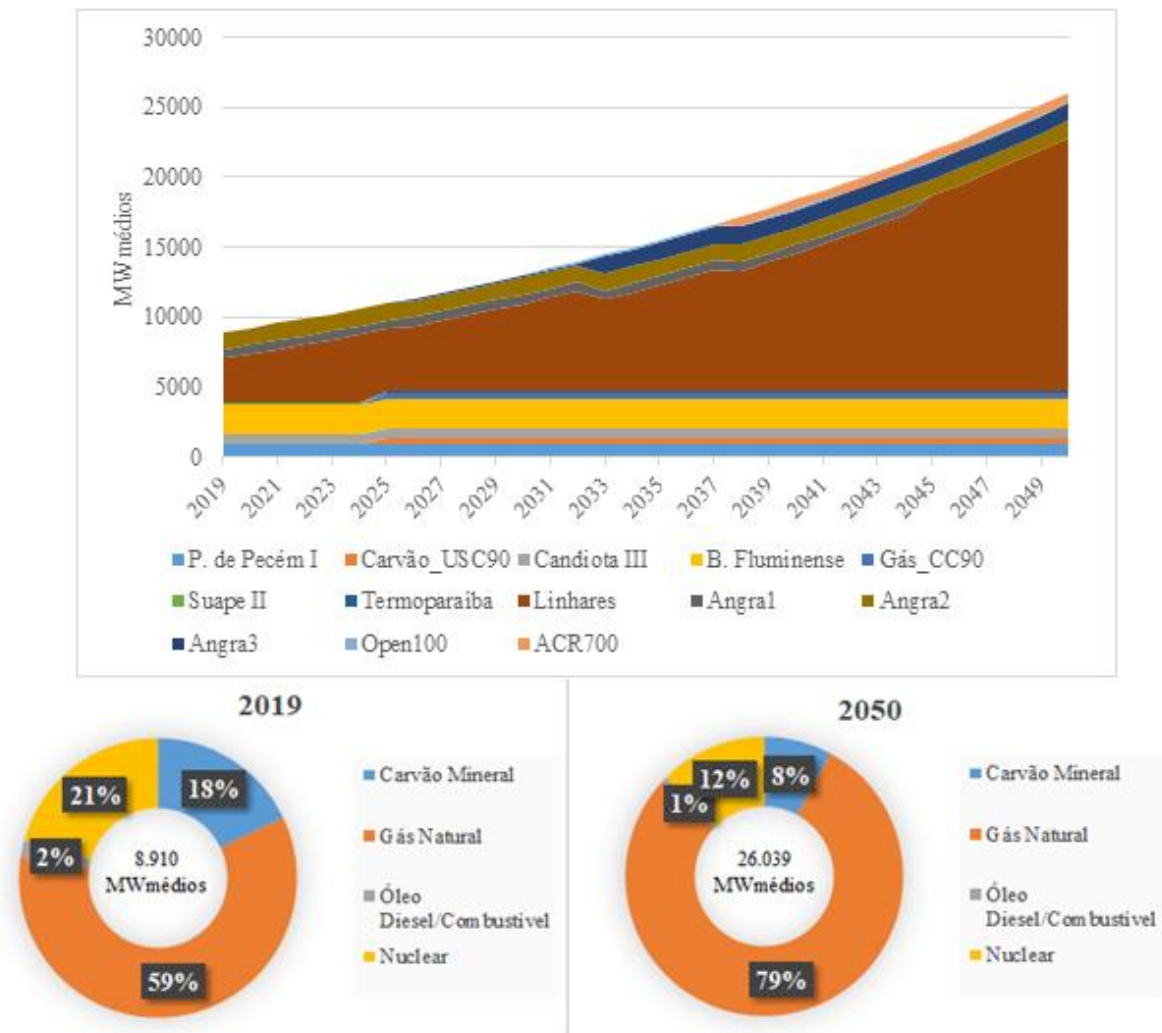
Figura 37 – Cenário forte 1(c)



Fonte: Elaborada pela autora

No cenário forte 1(d) tem-se que as usinas nucleares representaram 1% da geração de energia elétrica em 2050, conforme mostrado na Figura 38, devido à baixa competitividade econômica quando comparada as usinas movidas a gás natural. Todavia, deve-se salientar que tal fato só ocorre em cenários com alta taxas de juros (superiores a 17%).

Figura 38 – Cenário forte 1(d)



Fonte: Elaborada pela autora

Os resultados referentes ao LCOE do cenário referência permaneceu igual aos resultados provenientes dos cenários fracos. Apresentando dessa forma a viabilização do OPEN 100 em cenários com taxas inferiores a 17%.

4.1.2 Consumo Das Reservas

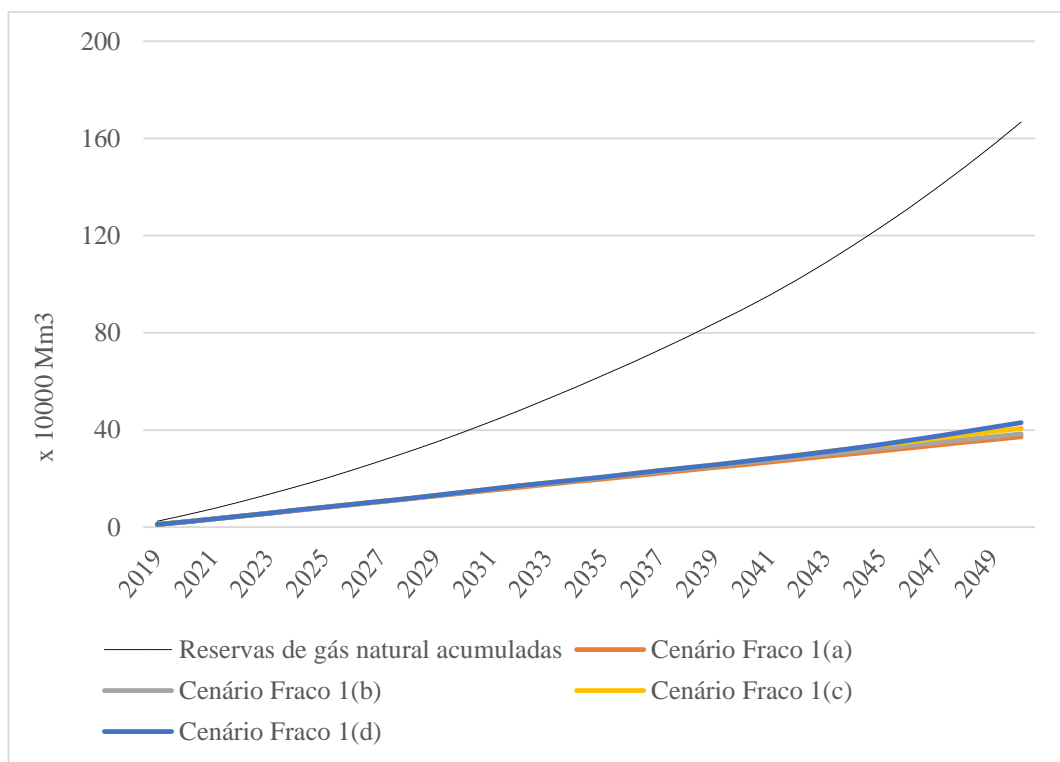
Foram realizadas análises no consumo das reservas de gás natural e de urânio com a finalidade de estimar projeções de consumo de acordo com os cenários econômicos com diferentes taxas de juros. Para fins de análises foram consideradas as reservas nacionais existentes e suas projeções.

4.1.2.1 Gás natural

O consumo do gás natural tem uma tendência crescente no consumo das reservas nacionais. No cenário fraco (Figura 39) há menor variação de consumo entre os subcenários com diferentes taxas de desconto. Essa variação de consumo das reservas tende a aumentar e ser mais significativo nos cenários referência (Figura 40) e forte (Figura 41).

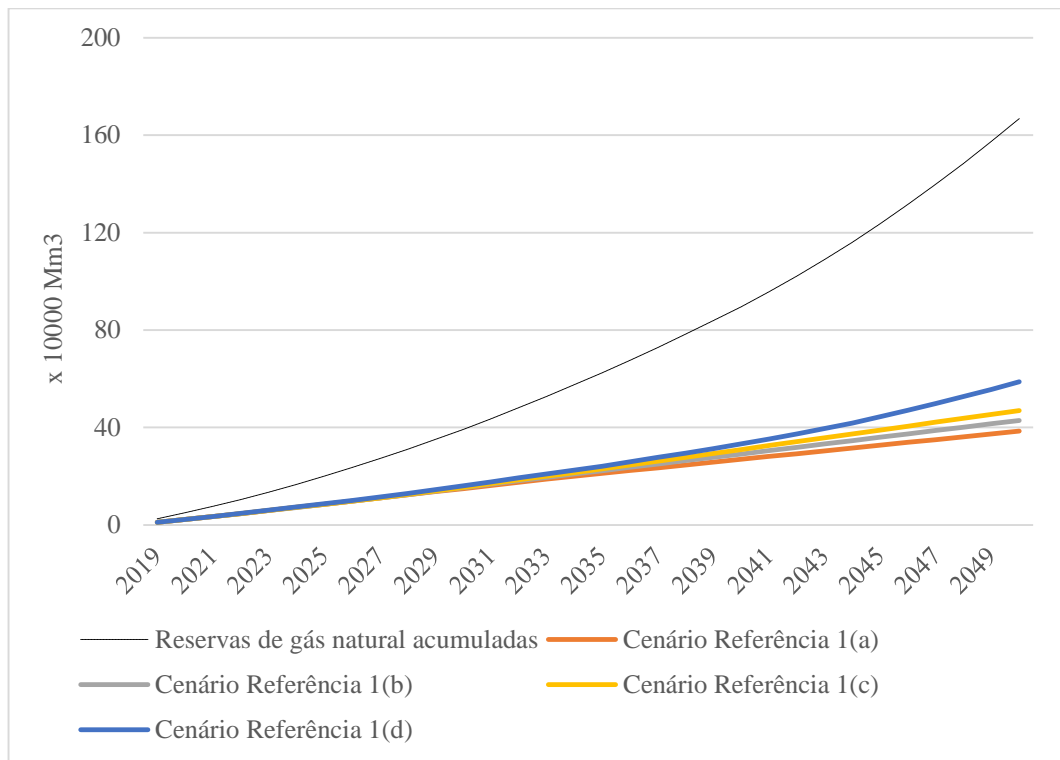
De acordo com a Figura 39, tem-se que o consumo de gás natural corresponderá a 22% das reservas totais em 2050 no cenário fraco 1(a) e a 26% no cenário fraco (d).

Figura 39 – Consumo de gás natural no Cenário Fraco



Fonte: Elaborada pela autora

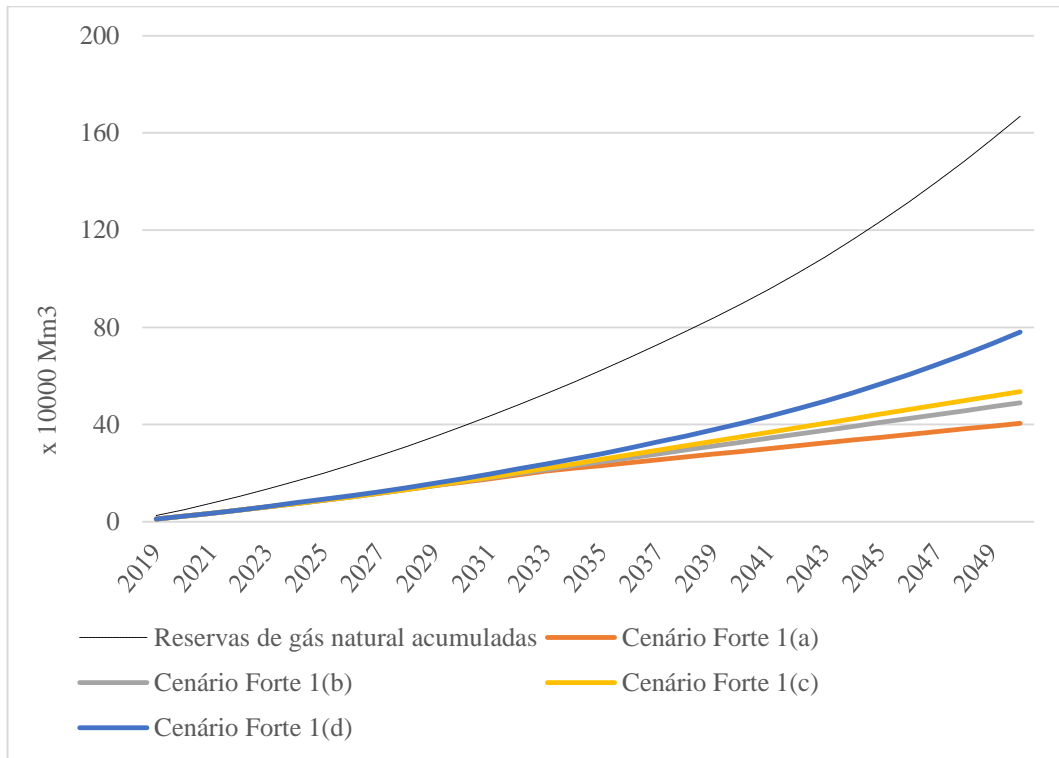
Já no cenário referência (Figura 40), o consumo do gás natural corresponderá a 23% das reservas totais até 2050 no cenário referência 1(a). Enquanto no cenário referência 1(d) o consumo das reservas aumentará para 35% em 2050.

Figura 40 – Consumo de gás natural no Cenário Referência

Fonte: Elaborada pela autora

No cenário forte (Figura 41) o consumo de gás natural representará 24% e 47% nos subcenários 1(a) e 1(d), respectivamente. Destaca-se que a utilização desse combustível não ocorre somente no setor de geração de energia elétrica, sendo utilizado também em indústrias, residências e transporte. Dessa forma, a maior utilização desse combustível na geração de energia elétrica acarretará em uma maior dependência da importação.

Além disso, por meio das simulações foi constatado que em todos os cenários, com taxas de juros de 20%, o consumo de gás natural aumenta, em razão da maior competitividade associada a este tipo de tecnologia frente as usinas nucleares.

Figura 41 – Consumo de gás natural no Cenário Forte

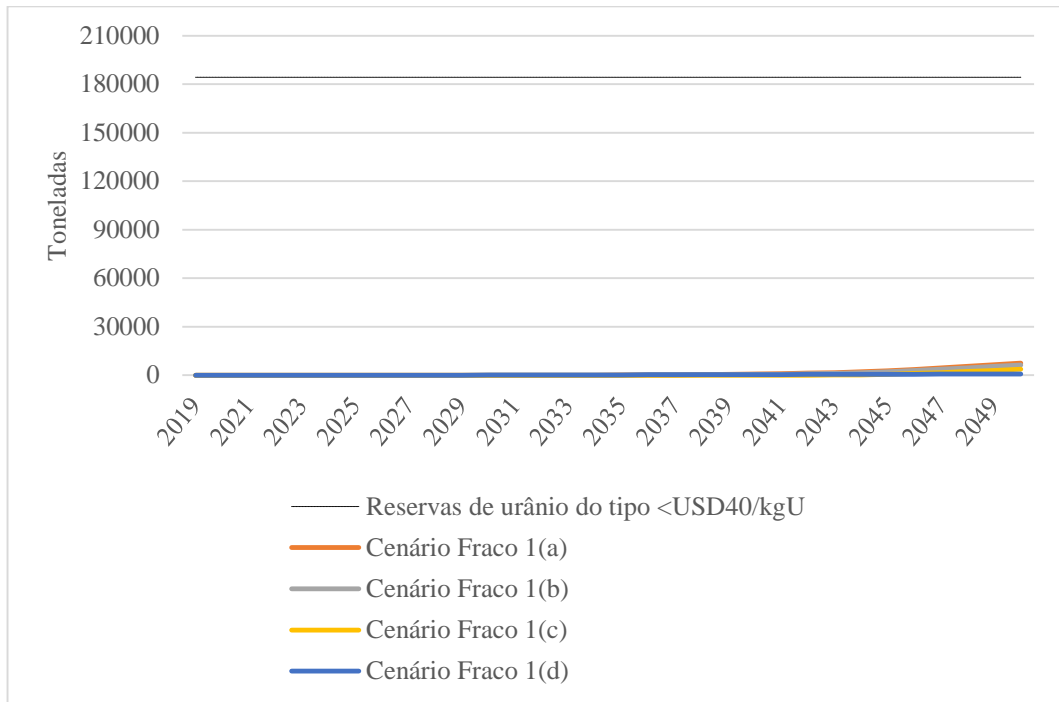
Fonte: Elaborada pela autora

4.1.2.2 Urânio

O consumo de urânio tende a aumentar com o aumento da demanda representada pelos cenários fraco, referência e forte. Além disso, há uma tendência de aumento de consumo desse recurso em cenários com baixa taxa de juros, sendo o maior consumo constatado nas simulações com taxa de juros igual a 5% a.a., conforme mostrado nas Figura 42, Figura 43 e Figura 44.

De acordo com a Figura 42, tem-se que no cenário fraco, em 2050, o consumo de urânio corresponderá a 4%, 3%, 2% e 0,4% das reservas de até US\$ 40/kgU, o que é considerado um consumo baixo ao comparar com as reservas totais.

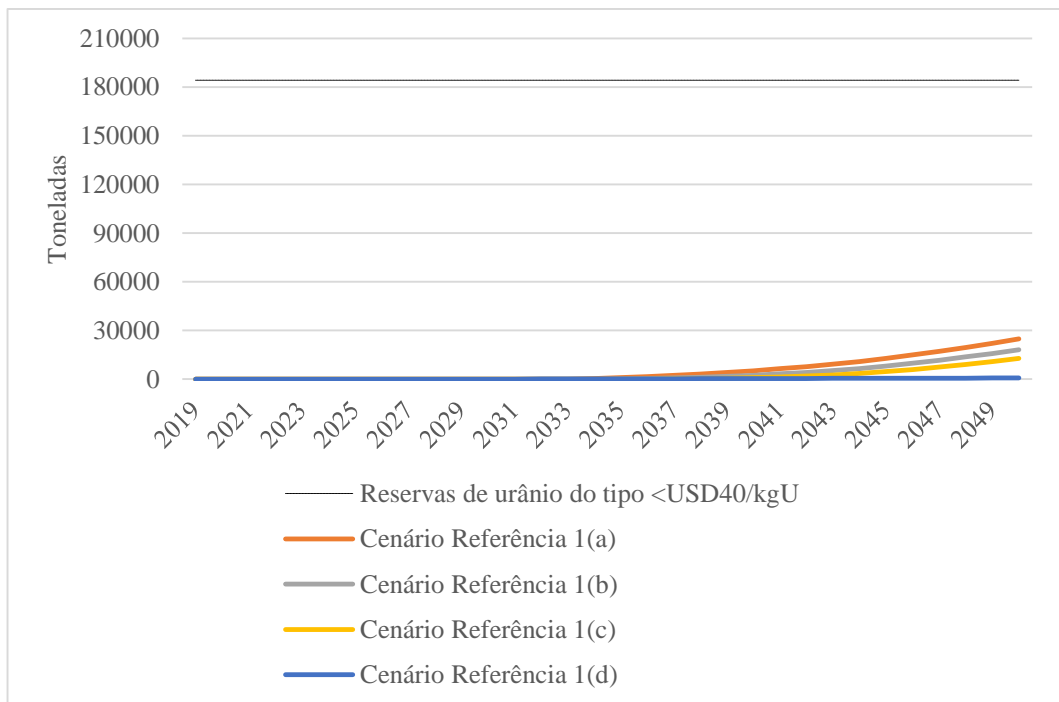
Figura 42 – Consumo de urânio do tipo <USD40/kgU no Cenário Fraco



Fonte: Elaborada pela autora

No cenário referência (Figura 43) tem-se que o consumo de urânio corresponderá a 13%, 10%, 7% e 0,4% das reservas de até US\$40/kgU em 2050.

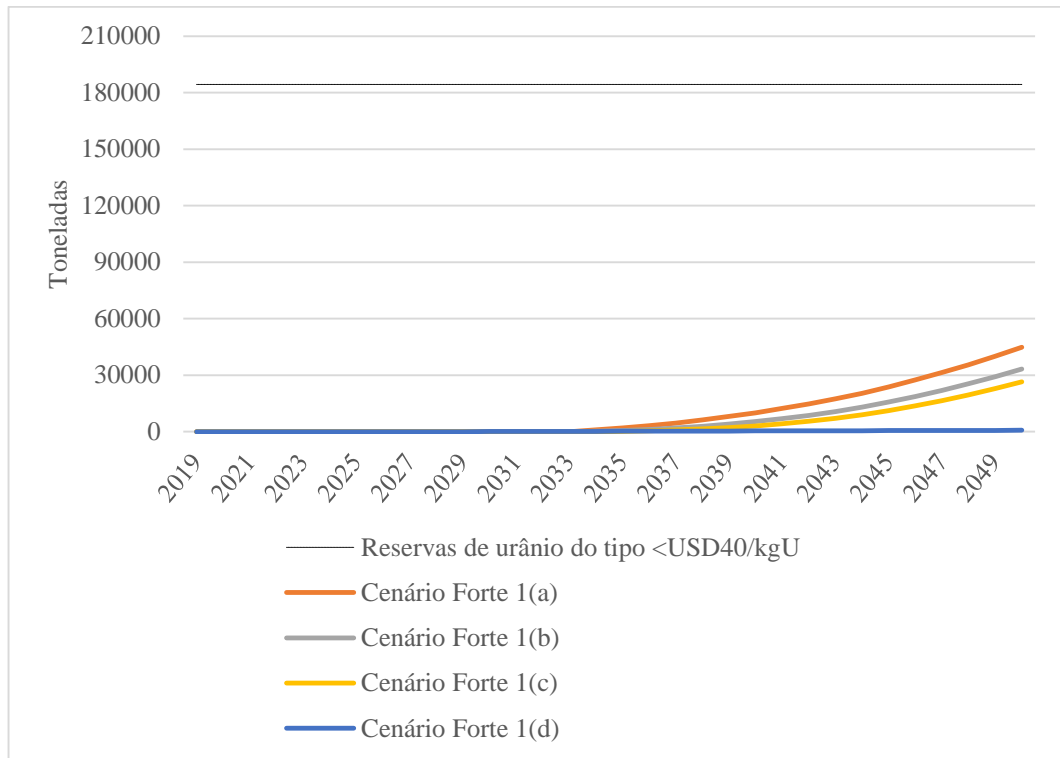
Figura 43 – Consumo de urânio do tipo <USD40/kgU no Cenário Referência



Fonte: Elaborada pela autora

Por último no cenário forte o consumo das reservas de urânio corresponderá a 24%, 18%, 14% e 0,4% das reservas de até US\$40/kgU.

Figura 44 – Consumo de urânio do tipo <USD40/kgU no Cenário Forte



Fonte: Elaborada pela autora

4.2 CENÁRIO 2

O cenário 2 visa proporcionar uma análise em que se considere, além dos aspectos econômicos, os aspectos ambientais decorrentes dos impactos promovidos pela operação das usinas térmicas. Para tanto, os impactos ambientais foram estimados com base na taxaço de carbono. Cabe ressaltar que o Brasil ainda não adota mecanismos para taxar emissões de carbono de atividades econômicas.

A construção do cenário 2 teve como base o cenário referência 1 (b), por retratar melhor a realidade brasileira devido a utilização de uma taxa de juros de 10% (próxima a taxa de juros em 2019) e ter a demanda de energia elétrica calculada embasada nos dados dos últimos 10 anos. Além disso, neste cenário, para as usinas nucleares, foi proposto que sua expansão, quando viável, ocorreria exclusivamente por meio do reator do tipo *ACR 700*. Os cenários foram usados para o *ACR 700* pois o reator *OPEN 100* já se mostra competitivo sem considerar os atributos positivos de sua emissão nula de GEE para simulações com taxa de juros de 10%. Neste sentido, o cenário 2 irá possibilitar uma avaliação da viabilidade dos custos dos reatores

de grande porte (*ACR 700*), que em cenários estritamente econômicos (sem considerar aspectos ambientais) são avaliados como inviáveis.

O cenário 2 permitirá ainda avaliar a influência do valor da taxa de carbono na seleção do tipo de tecnologia de geração adotada (nuclear ou térmica) frente a taxa de juros de 17% (taxa limite para viabilização do OPEN 100).

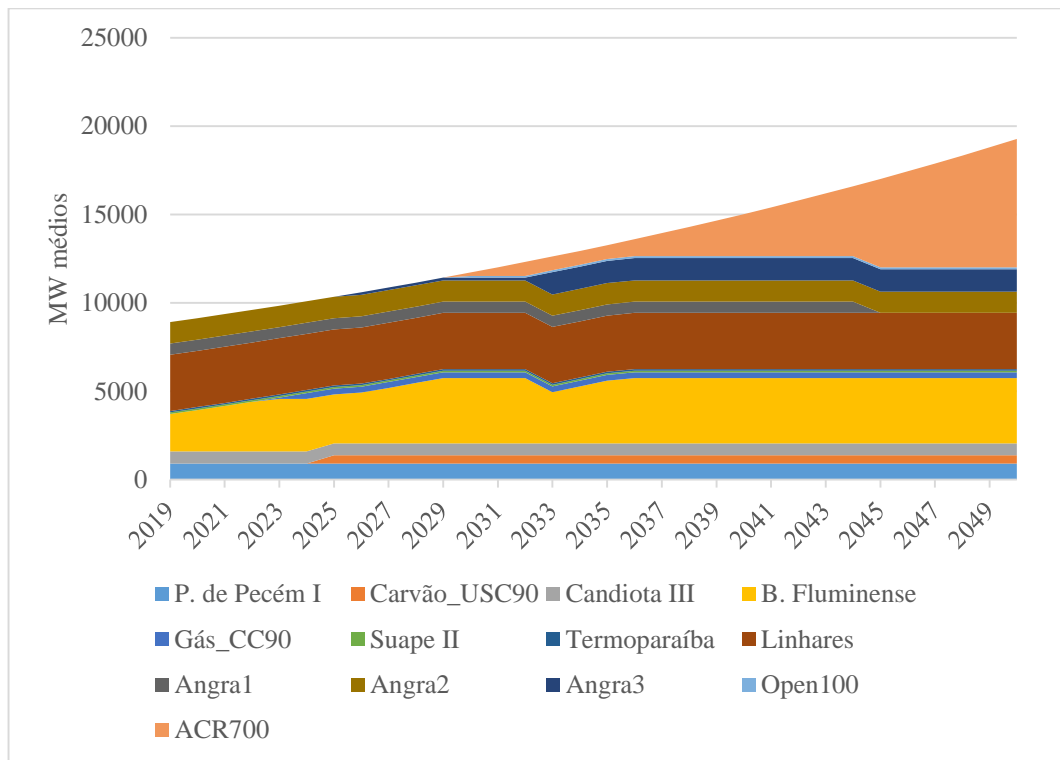
4.2.1 Taxa de carbono para viabilização do *ACR 700* – Taxa de juros de 10%

Foi realizado uma análise de sensibilidade para verificar a taxa mínima necessária para a viabilização do reator de grande porte – *ACR 700* em simulação com taxa de juros de 10%. Foi verificado que a taxa mínima é de US\$5,00/tCO₂ eq que é próxima das taxas de carbono do Chile e da Colômbia implementadas atualmente.

Conforme mostrado na Figura 45, se o Brasil utilizar uma taxa de carbono de no mínimo US\$5,00/tCO₂ eq a utilização do reator *ACR 700* passará a ser mais vantajosa do ponto de vista econômico. Isso só se realizaria se o Brasil implantasse políticas públicas que levassem em consideração o impacto ambiental dos empreendimentos considerando a taxa de carbono. Deve-se ressaltar que o OPEN 100 nas mesmas condições já se apresenta viável, não sendo necessário a utilização de taxa de carbono.

Dessa forma no presente cenário foi necessário a inserção da geração do OPEN 100 fixada pela autora para que não ocorresse a expansão desta tecnologia visto que ela se apresenta mais viável do que o *ACR 700* nas mesmas condições consideradas.

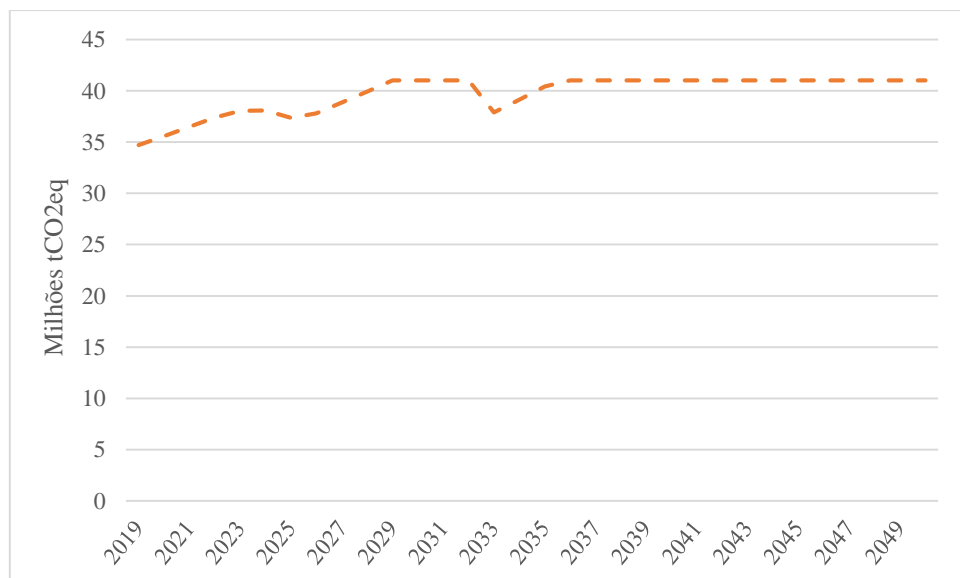
Figura 45 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$5,0/tCO₂ eq)



Fonte: Elaborada pela autora

As emissões também mostram ser uma grande vantagem para a utilização nuclear. Com o aumento da geração de energia elétrica de aproximadamente 2 vezes até 2050, a emissão aumentará somente 15% se for implantados reatores do tipo ACR 700 conforme mostrado na Figura 46.

Figura 46 – Emissão de CO₂

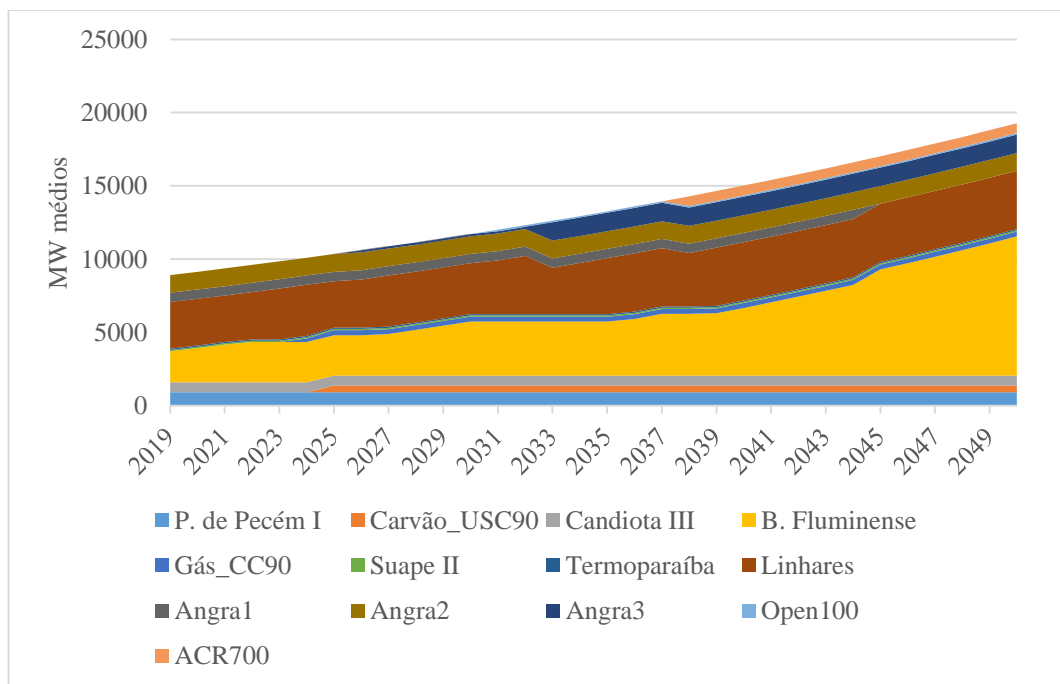


Fonte: Elaborada pela autora

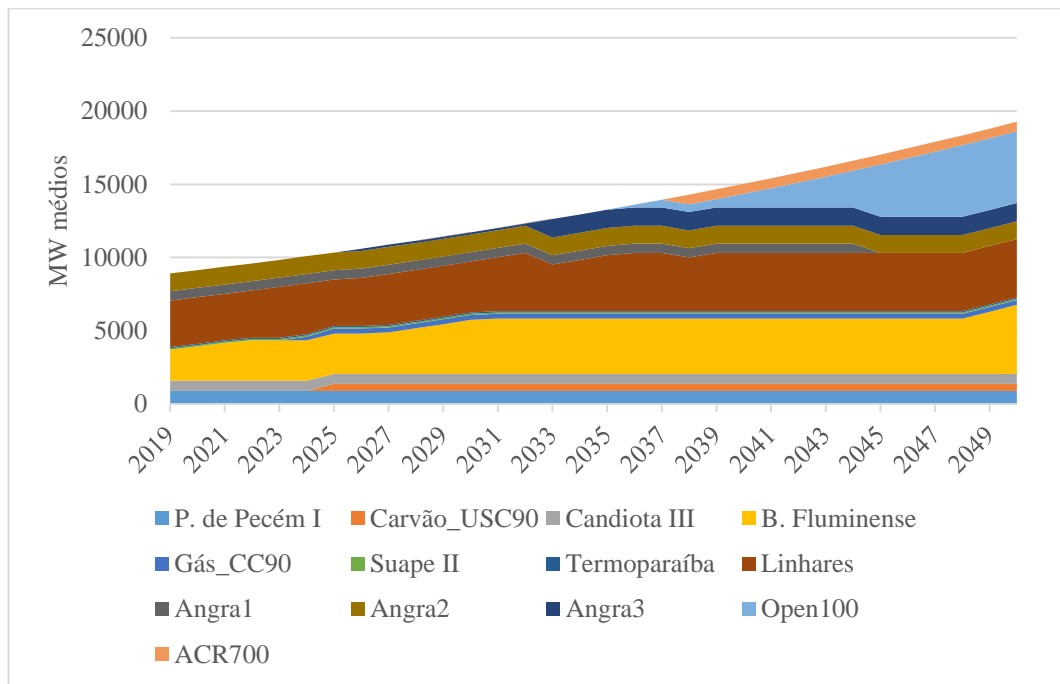
4.2.2 Taxa de carbono para viabilização do OPEN 100 – Taxa de juros de 17%

No cenário referência 1(b), o resultado proveniente da simulação utilizando a taxa de juros de 10% mostrou os reatores OPEN 100 mais viáveis que as demais tecnologias analisadas. Todavia sabe-se que a partir da utilização de uma taxa de juros de 17% os reatores OPEN 100 passam a ser inviáveis. Foi então realizado um estudo a fim de determinar qual seria o preço mínimo da taxa de carbono para tornar a tecnologia nuclear mais competitiva que as demais em um cenário com taxa de juros igual a 17%. Conforme mostrado nas Figura 47, tem-se que as usinas nucleares do tipo OPEN 100 não serão viáveis com uma taxa de carbono de até US\$1,40/tCO₂, sendo, nesta hipótese, superadas pelas usinas a gás natural que serão as responsáveis pela expansão do sistema. Todavia conforme Figura 48, tem-se que a partir da taxa de carbono de US\$1,50/tCO₂ os reatores OPEN 100 ficarão mais competitivos passando a ser responsáveis por grande parte da expansão do sistema.

Figura 47 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$1,40/tCO₂)



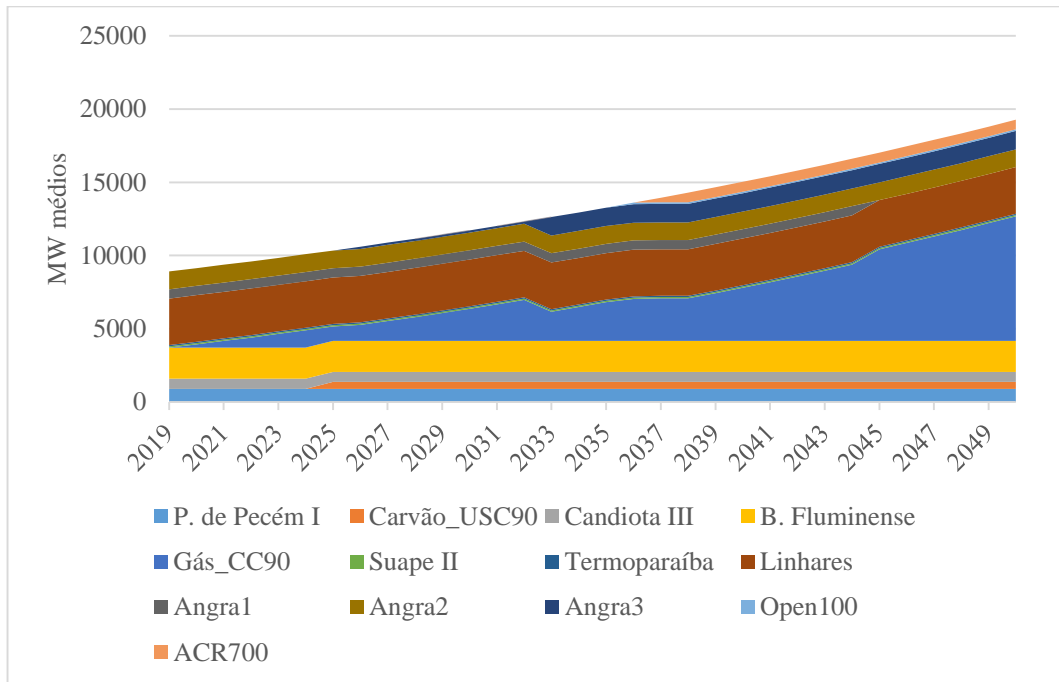
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 48 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$1,50/tCO₂)

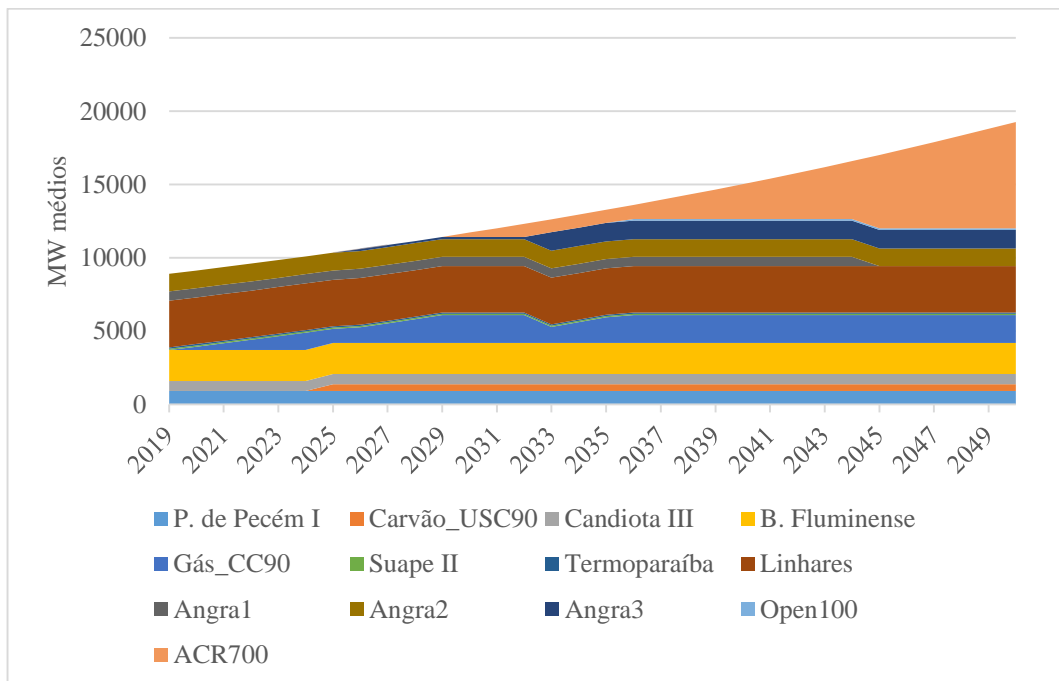
Fonte: Elaborada pela autora

4.2.3 Taxa de carbono para viabilização do ACR 700 – Taxa de juros de 17%

Neste cenário foi estudada a possibilidade de expansão do sistema por meio dos reatores ACR 700. Para viabilizar o ACR 700 em um cenário com a taxa de desconto de 17% seria necessário um valor muito alto para a taxa de carbono. Neste sentido, até a taxa de carbono de US\$679/tCO₂ (Figura 49) o ACR 700 encontra-se inviável para taxas de juros elevadas. A viabilidade desse reator ocorre quando a taxa de carbono é igual ou superior a US\$680/tCO₂ conforme mostrado na Figura 50. Essa taxa de carbono tão elevada não existe em nenhum país, sendo a taxa mais cara do mundo a da Suécia correspondendo a US\$133,26 tCO₂. Assim, tem-se que tal tecnologia se mostrou inviável para a expansão do sistema nesse cenário.

Figura 49 – Cenário 2 (Taxa de carbono de US\$679/tCO₂)

Fonte: Elaborada pela autora

Figura 50 – Cenário 2 (taxa de carbono de US\$680/tCO₂)

Fonte: Elaborada pela autora

4.3 CENÁRIO 3

No Cenário do PNE 2050 foram utilizados 3 cenários obtidos via anexo do relatório do Plano Nacional de Energia, sendo eles: (i) cenário estagnação, (ii) cenário expansão da nuclear

e (iii) cenário expansão do gás natural. Tais cenários foram utilizados no trabalho com a finalidade de determinar o custo de geração do sistema termelétrico nacional para fins de comparação. Para tanto foram consideradas 2 tipos de geração para os cenários que possuem expansão. Para o cenário de expansão da nuclear foram utilizadas duas simulações nas quais foram simuladas a expansão do reator OPEN 100 e do ACR 700 separadamente. Já para o cenário de expansão do gás natural foram utilizadas as usinas B. Fluminense e Linhares em simulações diferentes para calcular o custo total de geração em função da expansão de cada uma delas.

4.3.1 Cenário estagnação

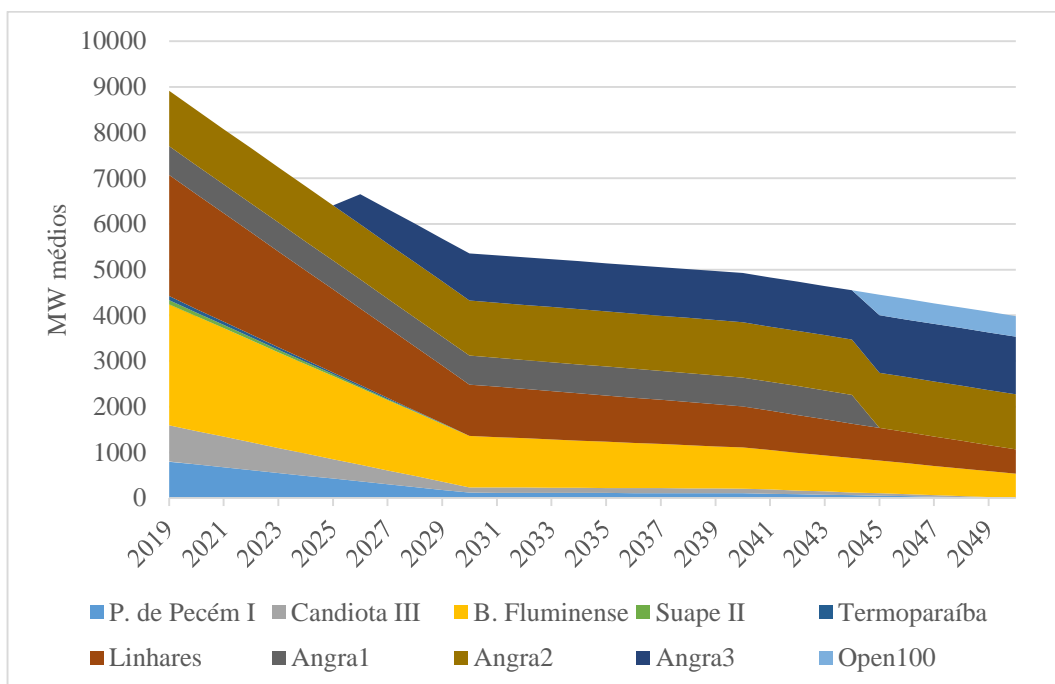
O Cenário estagnação previsto pelo PNE 2050 prevê uma redução de utilização de todas as tecnologias não renováveis, exceto da tecnologia nuclear. Todavia, o crescimento esperado para a termonuclear, neste cenário, é considerado pequeno. Os reatores modulares do tipo OPEN 100 foram escolhidos para realizar a expansão do sistema termonuclear devido à alta competitividade já abordada nos cenários anteriores com taxa de desconto de 5%, 10% e 15%. Para a construção dos cenários do PNE foi considerada uma taxa de juros de 8%, conforme mostrado em anexo do relatório da EPE (EPE/MME, 2020d).

Para efeitos de análise, foi considerado o ano base de 2019 conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Cenário estagnação

<i>Cenário estagnação</i>					
	<i>Geração (MWmédios)</i>				
	<i>2015</i>	<i>2019</i>	<i>2030</i>	<i>2040</i>	<i>2050</i>
Gás Natural	7782	5300	2248	1798	1065
Carvão Mineral	2654	1592	236	208	0
Nuclear	1682	1841	2873	2918	2918
Óleo Diesel/Combustível	2188	176	0	0	0
Soma	14136	8909	5357	4924	3983

Fonte: Adaptado da EPE/MME, 2020d.

Figura 51 – Cenário estagnação

Fonte: Elaborada pela autora

No cenário estagnação do PNE 2050, observa-se, desde 2019, uma redução na geração pelas usinas térmicas. Todavia, devido ao fim da vida útil de Angra 1 em 2044, observa-se que usinas equipadas com reator OPEN 100 começam a ser inseridas no sistema termelétrico.

4.3.2 Cenário de expansão da nuclear

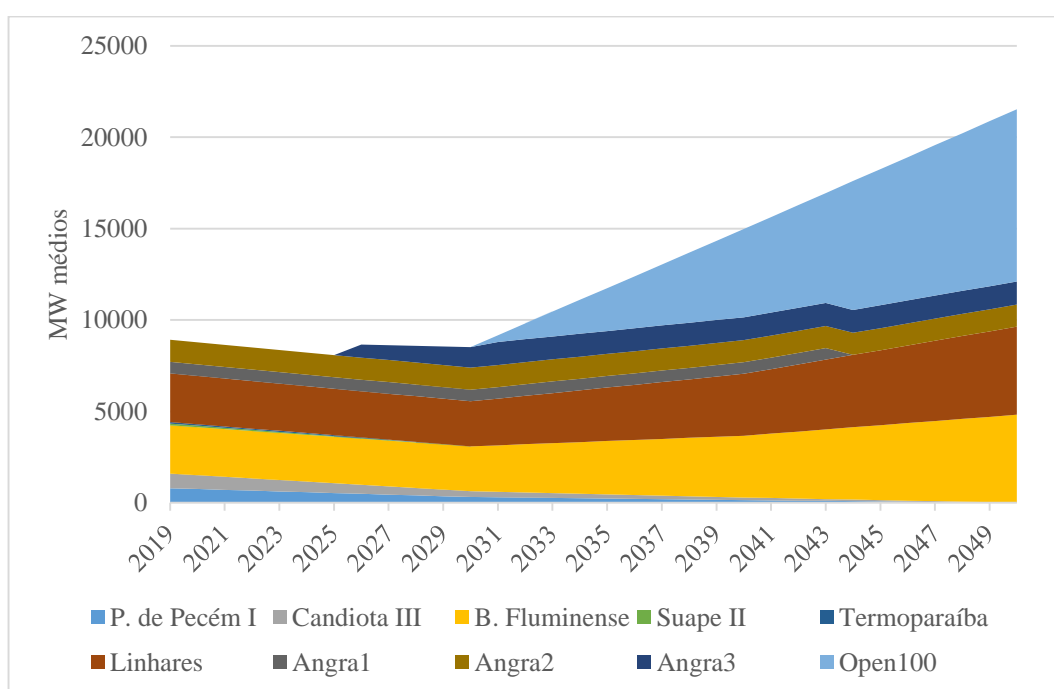
No Cenário de Expansão da Nuclear, percebe-se aumento da geração de energia elétrica por meio de usinas nucleares e por usinas movidas a gás natural, conforme pode ser visto na Tabela 15. Neste cenário, foram utilizadas duas simulações para a expansão do sistema termonuclear para análise comparativa dos custos. A primeira simulação utilizou o OPEN 100 para expansão das termonucleares; enquanto o ACR 700 foi utilizado para a expansão na segunda simulação. Nas simulações foram consideradas as saídas das usinas movidas a óleo diesel/combustível até 2030 e das usinas movidas a carvão mineral até 2050 conforme mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 – Cenário expansão da nuclear

<i>Cenário expansão de 10.000 MW das usinas nucleares</i>					
	<i>Geração (MW médios)</i>				
	<i>2015</i>	<i>2019</i>	<i>2030</i>	<i>2040</i>	<i>2050</i>
Gás natural	7782	5300	4927	6766	9640
Carvão mineral	2654	1592	623	285	0
Nuclear	1682	1841	2963	7928	11891
Óleo combustível/diesel	2018	176	0	0	0
Soma	14136	8909	8513	14979	21531

Fonte: Adaptado da EPE/MME, 2020d.

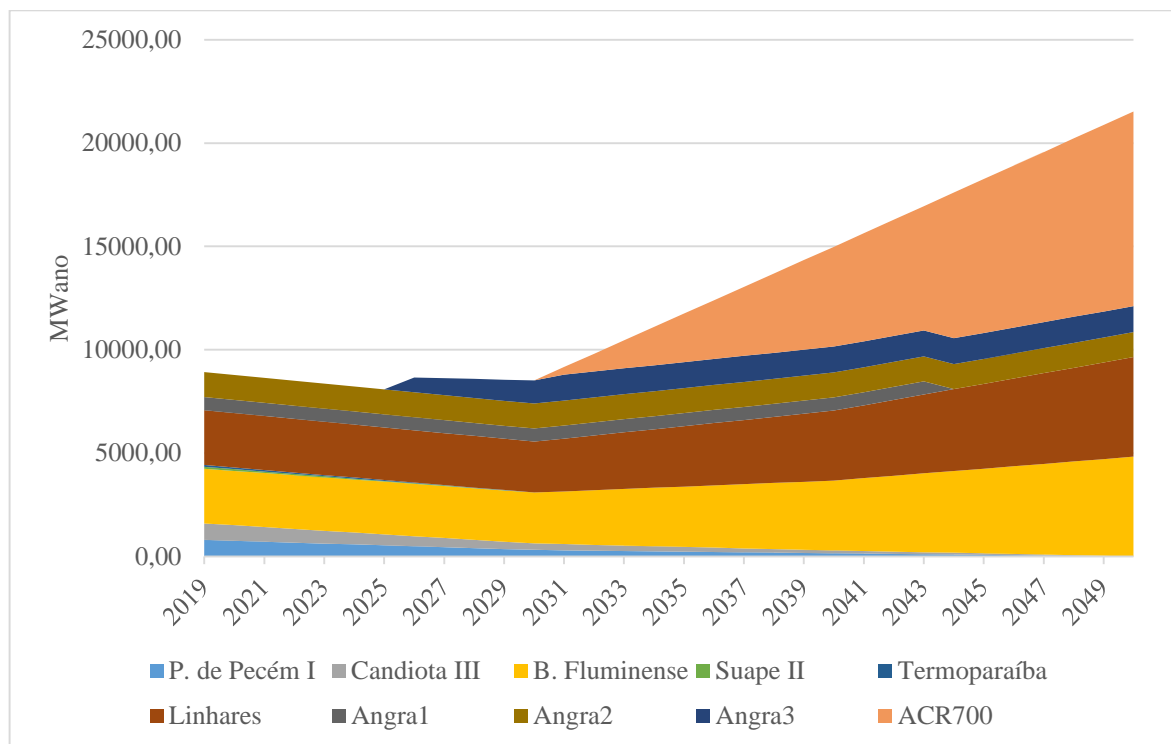
Figura 52 – Cenário expansão da nuclear com reatores OPEN 100



Fonte: Elaborada pela autora

Nesse cenário, as usinas equipadas com reatores OPEN 100 iniciam sua operação em 2030 sendo ampliadas até 2050, período em que há um crescimento bastante significativo em sua participação no sistema termelétrico, chegando ao final a corresponder a 44% da geração total. As usinas movidas a gás natural também aumentarão sua capacidade de geração, correspondendo a 45% da geração total em 2050 (Figura 52). Em 2050 a geração de energia elétrica por usinas não renováveis ocorrerá apenas por meio da geração com uso de combustível nuclear e gás natural.

Os resultados com o reator ACR 700 também ocorreram da mesma forma que os resultados do OPEN 100, conforme mostrado na Figura 53.

Figura 53 – Cenário expansão da nuclear com reatores ACR 700

4.3.3 Cenário de expansão do gás natural

No Cenário 3 - expansão da geração por meio do gás natural, observa-se aumento expressivo da geração de energia elétrica por meio das usinas movidas por este insumo. A geração de eletricidade dada pelas usinas a gás natural representará geração média, em 2050 de, aproximadamente, 10 vezes o valor gerado em 2019 consoante Tabela 16.

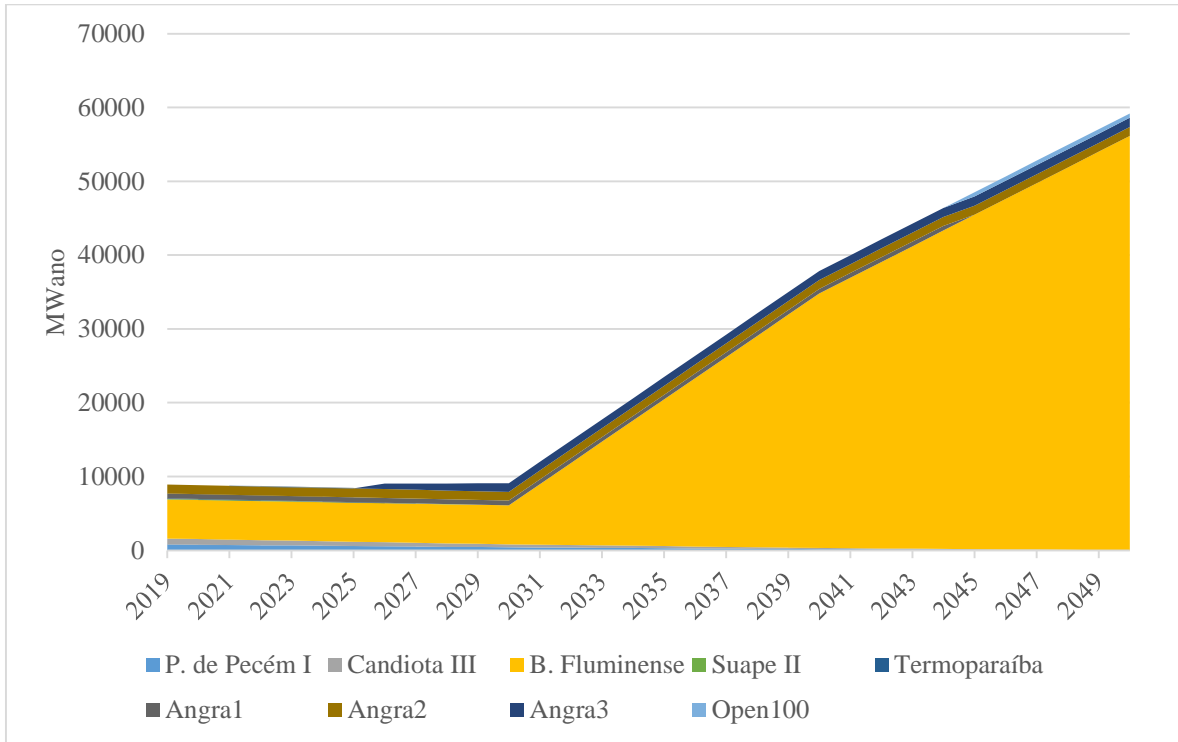
Tabela 16 – Cenário expansão do gás natural

<i>Cenário expansão do gás natural</i>					
	<i>Geração (MWmédios)</i>				
	<i>2015</i>	<i>2019</i>	<i>2030</i>	<i>2040</i>	<i>2050</i>
Gás natural	7782	5300	5283	34480	56141
Carvão mineral	2654	1592	812	324	0
Nuclear	1682	1841	3008	3053	3053
Óleo diesel/combustível	2018	176	0	0	0
Soma	14136	8909	9103	37857	59194

Fonte: Adaptado da EPE/MME, 2020d.

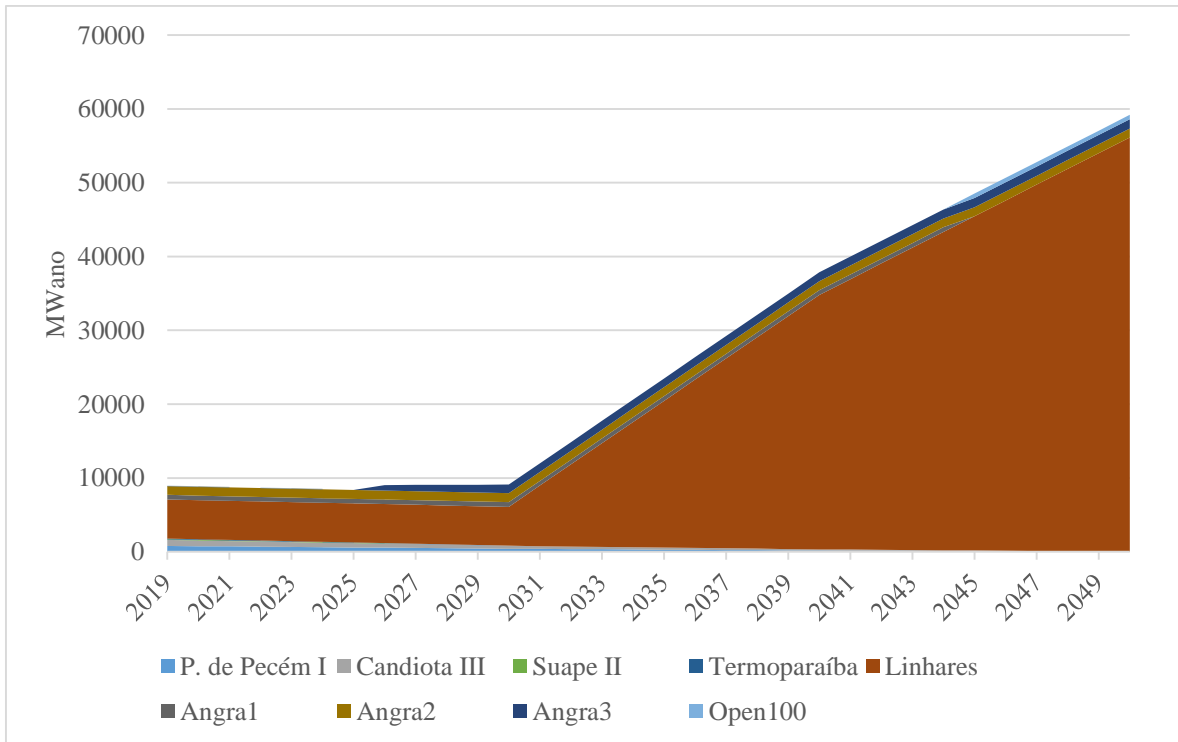
Para este cenário também foram utilizadas duas simulações para a expansão das usinas movidas a gás natural. Na primeira simulação utilizou as usinas do tipo B. Fluminense e na segunda simulação utilizou como parâmetro a expansão das usinas do tipo Linhares conforme mostrado nas Figura 54 e Figura 55.

Figura 54 – Cenário expansão do gás natural com usinas B. Fluminense



Fonte: Elaborada pela autora

Figura 55 – Cenário Expansão do gás natural com usinas Linhares

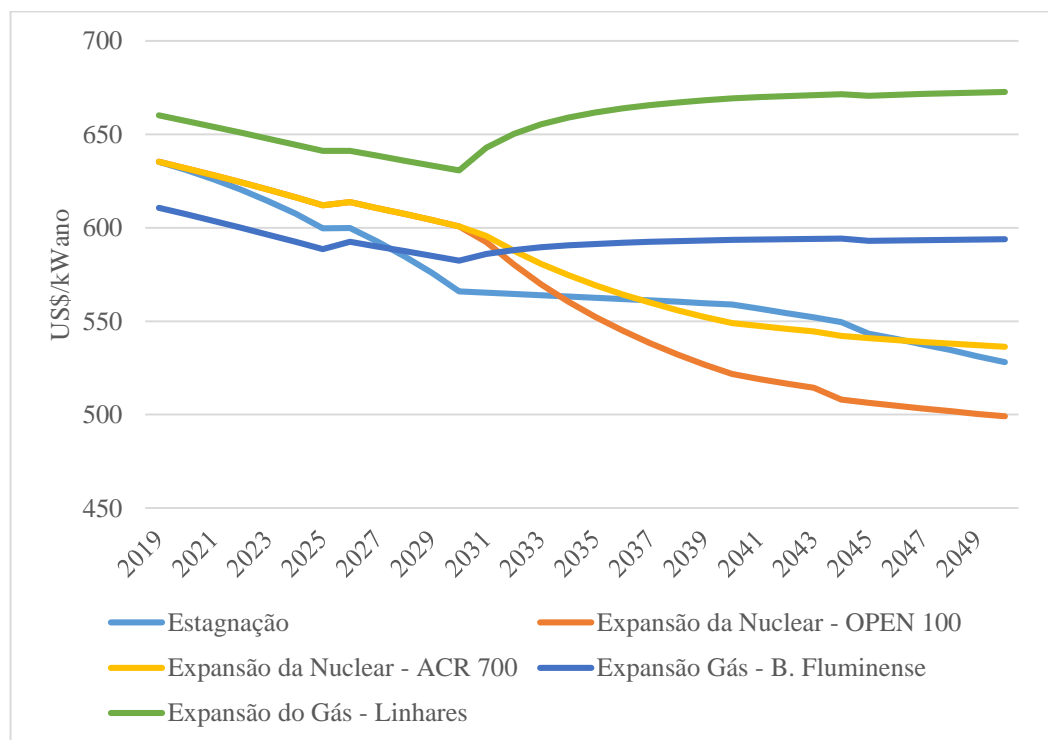


Fonte: Elaborada pela autora

Conforme Figura 54 e Figura 55, a geração de eletricidade representada pelas usinas Baixada Fluminense e Linhares corresponderá a 95% da geração total em 2050. As usinas nucleares também terão aumento em relação à geração de energia elétrica, todavia o aumento não é significativo em comparação às usinas de gás natural.

Após a realização das simulações dos três cenários do PNE foi realizada uma análise comparativa de custos em cada cenário. Para tanto, utilizou-se o LCOE anual considerando todas as gerações de cada ano. De acordo com Figura 56, observa-se que no cenário em que houve a expansão da geração nuclear com o reator OPEN 100 foi o que representou menor custo de geração em 2050 em comparação aos demais cenários ao longo dos anos. Em contrapartida, no cenário da expansão por meio do gás natural por meio da usina Linhares observou-se o maior custo até 2050. Tal fato mostra que a maior utilização de usinas equipadas com reatores modulares proporcionaria um menor custo ao setor elétrico brasileiro ao longo dos anos.

Figura 56 – Custo de geração do sistema termelétrico brasileiro não renovável



5 CONCLUSÕES

Por meio cenário energéticos modelados no *MESSAGE*, foi possível concluir que a geração de energia por meio de usinas nucleares dotadas de reatores de pequeno porte (OPEN 100), se torna viável quando há disponibilidade de recursos financeiros a uma baixa taxa de juros. Nesse contexto, quando as taxas de juros são de até 15%, tais tipos de usinas se apresentam como viáveis e altamente competitivas. Todavia, quando foi utilizada a taxa de juros de 20% os reatores OPEN 100 tornaram-se inviáveis. Com base em análises de sensibilidade, verifica-se, ainda, que, a taxa de juros limite para a viabilização das nucleares é de 17%.

Em um cenário com altas taxas de juros de financiamento, a partir de 17%, os altos custos de capital fazem com que as térmicas a gás natural sejam mais competitivas frente às térmicas nucleares tornando-as inviáveis economicamente. Dessa forma, foi realizado um estudo com a finalidade de viabilizar a utilização das nucleares frente aos demais combustíveis através da taxação de CO₂. Foi analisado que para os reatores modulares OPEN 100 é necessário a utilização de uma taxa de carbono correspondendo a US\$1,50/tCO₂ para a viabilização deste tipo de usina no sistema. Em contrapartida, para a viabilização do *ACR 700* faz-se necessário a inserção de uma taxa de carbono de US\$680/tCO₂. Tal fato mostra que a viabilização do OPEN 100 é mais factível considerando um cenário com taxa de juros de 17%. Já a utilização do *ACR 700* é incompatível com as regras de estudo de viabilidade e com quaisquer subsídios ou incentivos considerados atualmente em um cenário com taxa de juros de 17%.

Por se tratar de um país em desenvolvimento, classificado pelo mercado internacional de risco médio, o Brasil ainda possui uma taxa de juros relativamente elevada. Nesse sentido, o custo de capital para infraestrutura tende a ser maior. Com isso, térmicas que exijam investimentos maciços em sua construção, mesmo que mais eficientes, acabam por ser preteridas em relação a outras com menor custo de implantação, mas com eficiência relativa menor. Por isso a proposta do OPEN100 como um reator modular tenta diminuir o custo de investimento inicial tornando-o viável dentro da economia brasileira.

Outro fator que confere maior competitividade para usinas nucleares equipadas com geradores de pequeno porte é o baixo custo com combustível. Enquanto tecnologias como carvão, óleo diesel/combustível e gás natural têm custos elevados para compra e produção do combustível. Mais de 50% do LCOE relaciona-se a esse insumo, a tecnologia nuclear destina somente cerca de 5% do seu LCOE à produção do combustível nuclear.

Em contrapartida, o uso de reatores de grande porte, como no caso do *ACR 700*, ainda possui um custo elevado não sendo factível para a realidade brasileira. Dessa forma foram inseridas penalidades econômicas a emissão de GEE para tecnologias poluentes para a viabilização do *ACR 700* em um cenário com taxa de juros de 10%. Tem-se que a partir da implementação de uma taxa de carbono de US\$5/tCO₂, os reatores do tipo *ACR 700* apresentam-se viáveis para a realidade brasileira.

Para uma comparação em longo prazo da competitividade dos tipos de usinas, foram projetados três cenários coincidentes com aqueles previstos no Plano Nacional de Energia – PNE (2050). Nesse sentido, foram calculados os custos totais pela geração anual de energia elétrica, até o ano de 2050, para as fontes mais competitivas (gás natural e combustível nuclear). No cenário do PNE, em que se observou maior expansão de usinas a gás natural, conclui-se que o custo da energia pode variar de US\$ 594/kWano (B. Fluminense) a US\$ 673/kWano (Linhares), dependendo do tipo de usina utilizada para expansão no sistema. Já no cenário em que há maior expansão das usinas movidas a combustíveis nucleares, o custo da energia foi calculado pode variar de US\$ 499/kWano (OPEN 100) a US\$ 536/kWano (*ACR 700*), ou seja, mais barato e, portanto, mais competitivo do que a geração a gás natural.

Assim, a geração por meio de térmicas movidas a combustível nuclear deve merecer uma maior atenção por parte dos investidores e do governo brasileiro no planejamento do setor energético nacional, sobretudo por ter, ainda, pequena representatividade no SIN, mesmo sendo um tipo energia relativamente mais limpa, segura, com alto fator de capacidade e, portanto, adequada para suprir a base da operação de todo o sistema brasileiro, assim como nas termelétricas. Os reatores modulares, OPEN 100, mostram-se ser viáveis dentro da realidade brasileira podendo ser implantados de forma descentralizada. Ainda assim, há desafios para a implementação dos reatores modulares em escala nacional, visto que a parte para licenciamento dos *SMR* ainda não está definida e varia muito de acordo com cada país.

Todavia, a utilização de reatores de grande porte, como o *ACR 700*, ainda não é viabilizada dentro do contexto nacional, sendo necessário a aplicação de uma política pública que incentive a redução de emissão de GEE no processo de geração de energia elétrica.

No atual cenário, em que o sistema elétrico passa a ser cada vez mais vulnerável a sazonalidades, em razão da inserção de fontes de energias renováveis, fortemente dependentes das condições climáticas, há uma maior necessidade em investimento em usinas de base como a nuclear.

Como sugestão para pesquisas futuras, recomenda-se a exploração de cenários que considerem fontes de energia renováveis e que mensurem os impactos ambientais associados a todo o ciclo de vida das usinas em comparação a tecnologia nuclear.

REFERÊNCIAS

AECL. **ACR-700 Technical Description**. Mississauga, Canada: Atomic Energy of Canada Limited, 2003.

ANEEL. Consulta Processual. 2020. Available at: <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual>. Accessed on: 9 Oct. 2020.

ANEEL. Resultados de Leilões. 2019. Available at: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>.

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis : 2018**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2018. Available at: http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2018/anuario_2018.pdf.

ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2019. Available at: <http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2019/2019-anuario-versao-impressao.pdf>.

BNDES. Estatísticas Operacionais do Sistema BNDES. 2021a. Available at: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/estatisticas-desempenho/>. Accessed on: 20 May 2021.

BNDES. Histórico da parcela fixa da TLP. 2021b. Available at: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/historico-da-parcela-fixa-da-tlp>. Accessed on: 15 Feb. 2021.

BNDES. Segmento de geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis - Leilões 2014. 2014. Available at: [https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/combustiveis-fosseis-2014#:~:text=A partir de 1%2C0%25 ao ano \(a.a.\)&text=Até 2%2C87%25 a.a.%2C,risco de crédito do cliente](https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/combustiveis-fosseis-2014#:~:text=A partir de 1%2C0%25 ao ano (a.a.)&text=Até 2%2C87%25 a.a.%2C,risco de crédito do cliente). Accessed on: 5 Jan. 2021.

BP. **BP statistical review of world energy 2019**. 68th ed. [S. l.: s. n.], 2019.

BRAZIL. **Intended Nationally Determined Contribution: Towards achieving the objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change**. [S. l.: s. n.], 2015. vol. 9, . Available at: <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published Documents/Brazil/1/BRAZIL INDC english FINAL.pdf>.

CALCULO EXATO. Variação de um Índice Financeiro. 2021. Available at: <https://calculoexato.com.br/result.aspx?codMenu=FinanVariacaoIndice>. Accessed on: 15 Feb. 2021.

CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE. **Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario**. Calgary, Canada: Canadian Energy Research Institute, 2004.

CHO, Il Hyun. Going Nuclear: The Promises and Perils of Nuclear Energy in China. **Political**

Science Quarterly, vol. 135, no. 3, p. 439–465, 2020. <https://doi.org/10.1002/polq.13069>.

CNI. Térmicas na base: a escolha inevitável. Brasília: Confederação Nacional da Indústria, 2018. Available at: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/cni8.pdf>. Accessed on: 18 Dec. 2020.

DNPM. Economia Mineral do Brasil. Brasília-DF: Departamento Nacional de Produção Mineral, 2009. Available at: <https://www.gov.br/anm/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/serie-estatisticas-e-economia-mineral/outras-publicacoes-1/2-2-carvao>.

EIA. Nuclear explained: The nuclear fuel cycle. 2020. Available at: <https://www.eia.gov/energyexplained/nuclear/the-nuclear-fuel-cycle.php>. Accessed on: 17 Mar. 2021.

ELETROBRAS. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS & RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2020. [S. l.: s. n.], 2021a. Available at: <https://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/eletronuclear-.pdf>.

ELETROBRAS. Relatório Mensal de Março 2021 - Programa de Extensão da Vida útil - LTO de Angra 1. São Paulo: Eletrobras, 2021b. Available at: <https://www.eletronuclear.gov.br/Quem-Somos/Governanca/Documents/Relatórios e Balanços/Relatórios de Segurança/MARCO-2021.pdf>.

ELETRONUCLEAR. A Energia Nuclear no Brasil Eletronuclear - Conclusão de Angra 3. São Paulo: Eletronuclear, 2019. Available at: <https://www.institutodeengenharia.org.br/site/wp-content/uploads/2019/07/Eletronuclear.pdf>.

ELETRONUCLEAR. Energia Nuclear. 2021. Available at: <https://www.eletronuclear.gov.br/Sociedade-e-Meio-Ambiente/Espaco-do-Conhecimento/Paginas/Energia-Nuclear.aspx>. Accessed on: 15 Feb. 2021.

ENERGY IMPACT CENTER. Open100. 2020. **2020**. Available at: <https://www.open-100.com/>.

EPE/MME. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014: Ano Base 2013. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Minas e Energia, 2014. Available at: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014.pdf>.

EPE/MME. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020: Ano base 2019. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Minas e Energia, 2020a. Available at: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020.pdf>.

EPE/MME. Balanço energético nacional 2020 - Ano Base 2019. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Minas e Energia, 2020b. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf.

EPE/MME. Balanço Energético Nacional 50 Anos. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa

Energética/Ministério de Minas e Energia, 2020c. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/BEN_50_anos.pdf.

EPE/MME. **PNE 2050 ANEXO**. [S. l.]: Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética, 2020d. Available at: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE 2050 - Anexo.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE_2050_-_Anexo.pdf).

EPE/MME. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Minas e Energia, 2018. Available at: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03. Potencial de Recursos Energéticos no Horizonte 2050 \(NT PR 04-18\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03_Potencial_de_Recursos_Energeticos_no_Horizonte_2050_(NT_PR_04-18).pdf).

EPE. **BEN - Séries Históricas-Anexo I**. [S. l.: s. n.], 2019. Available at: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>.

ESTANISLAU, Fidéllis. **Avaliação de Cenários de sistemas de energia Nuclear Utilizando Modelos Message**. Belo Horizonte: UFMG, 2019.

ESTANISLAU, Fidéllis B.G.L.; COSTA, Antonella L.; VELASQUEZ, Carlos E.; PEREIRA, Claúbia. Integrated analysis of the Brazilian nuclear energy system. **International Journal of Energy Research**, vol. 45, no. 8, p. 11526–11537, 2021. <https://doi.org/10.1002/er.6452>.

FGV. **Energia Nuclear**. Rio de Janeiro, Brasil: Fundação Getúlio Vargas, 2016. Available at: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/pdf_fgv-energia_web.pdf.

FGV. Entrevistas com Especialistas: As Diferentes Visões a Respeito da Energia Nuclear no Brasil. 2019. Available at: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_fevereiro_-_externo.pdf. Accessed on: 11 Dec. 2020.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo Social**, vol. 15, no. 2, 2003. <https://doi.org/10.1590/s0103-20702003000200009>.

GUPTA, Kuhika; NOWLIN, Matthew C.; RIPBERGER, Joseph T.; JENKINS-SMITH, Hank C.; SILVA, Carol L. Tracking the nuclear ‘mood’ in the United States: Introducing a long term measure of public opinion about nuclear energy using aggregate survey data. **Energy Policy**, vol. 133, p. 110888, 1 Oct. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110888>.

HIBBS, Mark. **The Future of Nuclear Power in China**. [S. l.: s. n.], 2018.

IAEA/NEA. **Uranium 2018 Resources, Production and Demand**. [S. l.: s. n.], 2018. Available at: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_15080/uranium-2018-resources-production-and-demand.

IAEA. **Advances in Small Modular Reactor Technology Developments**. [S. l.]: International Atomic Energy Agency, 2018a. Available at: [https://unece.org/sites/default/files/2021-03/UNECE Use of nuclear fuel resources for sustainable development_Final_0.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/UNECE_Use_of_nuclear_fuel_resources_for_sustainable_development_Final_0.pdf).

IAEA. **Experience in Modelling Nuclear Systems with Message: Country Case Studies**.

Vienna: International Atomic Energy Agency, 2018b. Available at: <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TE-1837web.pdf>.

IAEA. **Getting to the Core of The Nuclear Fuel Cycle**. [S. l.]: International Atomic Energy Agency, 2016. DOI 10.1007/978-3-319-29731-6_5. Available at: <https://www.iaea.org/sites/default/files/18/10/nuclearfuelcycle.pdf>.

IAEA. **Message User Manual**. [S. l.]: International Atomic Energy Agency, 2007.

IAEA. Power Reactor Information System. 2021. Available at: <https://pris.iaea.org/pris/>. Accessed on: 15 Feb. 2021.

IDAHO NATIONAL LABORATORY. **Advanced Fuel Cycle Cost Basis**. Idaho Falls, Idaho: Idaho National Laboratory, 2009.

IEA. Data and Statistics. 2020. Available at: [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy supply&indicator=ElecGenByFuel](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel). Accessed on: 13 Oct. 2020.

INB. Ciclo do Combustível Nuclear. 2021a. Available at: <http://www.inb.gov.br/Nossas-Atividades/Ciclo-do-combustivel-nuclear>. Accessed on: 21 Mar. 2021.

INB. Enriquecimento. 2021b. Available at: <http://www.inb.gov.br/Nossas-Atividades/Ciclo-do-combustivel-nuclear/Enriquecimento>. Accessed on: 8 May 2021.

INB. INB conclui mais uma exportação de urânio para a Argentina. 2020. Available at: <http://www.inb.gov.br/Detail/Conteudo/inb-conclui-mais-uma-exportacao-de-uranio-para-a-argentina/Origem/1469>. Accessed on: 7 May 2021.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Financiamento do Setor Elétrico: Desafios e Novos Caminhos**. 20th ed. [S. l.]: Instituto Acende Brasil, 2018.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. O setor elétrico brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do acordo de paris. **White Paper / Instituto Acende Brasil**, , p. 1–24, 2017. Available at: http://www.acendebrazil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaperAcendeBrasil_17_AcordodeParis.pdf.

JUNIOR, Aldo Meneguzzi; ZANCAN, Fernando. **CARVÃO MINERAL NACIONAL**. Ouro Preto, 2006. .

MAYON, Paulo; PARODI, Marcelo. **Setor Elétrico Brasileiro 2012-2018: Resiliência ou Transição?** Rio de Janeiro, Brasil: Synergia, 2018.

MCTIC. **Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil**. 5th ed. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, 2019. Available at: [www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/Comunicacao_Nacional/Estimativas_Anuais.html?searchRef=gases do efeito estufa&tipoBusc](http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/Comunicacao_Nacional/Estimativas_Anuais.html?searchRef=gases%20do%20efeito%20estufa&tipoBusc).

MILLS, Andrew D; WISER, Ryan H; SEEL, Joachim. **Power Plant Retirements: Trends and Possible Drivers**. [S. l.]: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2017. Available at: http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_retirements_data_synthesis_final.pdf.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética, 2020a. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE_2029.pdf. Accessed on: 20 Nov. 2020.

MME/EPE. **PNE 2050 - Plano Nacional de Energia**. [S. l.: s. n.], 2020b. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/PNE_2050___Relat_rio___Consulta_P_blica_.pdf. Accessed on: 19 Nov. 2020.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Destaques de Julho de 2020**. [S. l.]: Ministério de Minas e Energia, 2020a. Available at: http://wwhttp://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/-/document_library_display/M02KzA2dNdQq/view/1119340?_110_INSTANCE_M02KzA2dNdQq_redirect=ht.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Destaques de Dezembro de 2020**. 166th ed. [S. l.]: Ministério de Minas e Energia, 2020b. Available at: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/-/document_library_display/M02KzA2dNdQq/view_file/1457467?_110_INSTANCE_M02KzA2dNdQq_redirect=ht.

MME. **Plano Nacional de Mineração 2030 (PNM – 2030)**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2011. Available at: http://antigo.mme.gov.br/documents/36108/469987/PNM_2030.pdf/c1c58bf5-d32b-00be-5b70-8bf73e4923ad.

MONGELLI, SARA TANIA. **Geração Núcleo-Elétrica: Retrospectiva, Situação Atual e Perspectivas Futuras**. São Paulo: Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear). Instituto de Pesquisas Energética e Nucleares, 2006. Available at: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21070180>.

NEA/OECD. **Current Status, Technical Feasibility, and Economics of Small Nuclear Reactors**. [S. l.]: Nuclear Energy Agency/Organisation for Economic CO-Operation and Development, 2011. Available at: <https://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/current-status-small-reactors.pdf>.

NEA/OECD. **Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment**. [S. l.]: Nuclear Energy Agency/Organisation for Economic CO-Operation and Development, 2016. Available at: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7213-smrs.pdf>.

NEA; OECD. **Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities**. [S. l.]: NUCLEAR ENERGY AGENCY, 2021.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. Metodologia: Como Foram Feitas as Estimativas de Emissões. 2015. Available at: <https://www.oc.eco.br/metodologia/>. Accessed on: 25 Mar. 2021.

ONS. **Informe do Programa Mensal de Operação - PMO de Novembro 2019/Semana**

Operativa de 23/11/2019 a 29/11/2019. [S. l.: s. n.], 2020a.

ONS. Resultados da Operação/Histórico da Operação - Curva de Carga Horária. 2020b. Available at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx. Accessed on: 26 Dec. 2021.

RIBEIRO, Francielle; TELEGINSKI, Jaqueline; SOUZA, Jodson; GUGELMIN, Renata. A evolução do produto interno bruto brasileiro entre 1993 e 2009. **Vitrine da Conjuntura (FAE)**, vol. 3, no. 5, p. 11, 2010. .

ROSATOM. A primeira unidade de energia flutuante da Rosatom fica à frente da comissão em Chukotka. 2019. Available at: <https://rosatom-latinamerica.com/pt/journalist/news/a-primeira-unidade-de-energia-flutuante-da-rosatom-fica-frente-da-comiss-o-em-chukotka/>. Accessed on: 21 May 2021.

SEEG. Emissão por setor - Energia. 2021a. Available at: <http://plataforma.seeg.eco.br/sectors/energia>. Accessed on: 25 Mar. 2021.

SEEG. Emissões Totais. 2021b. Available at: http://plataforma.seeg.eco.br/total_emission. Accessed on: 25 Mar. 2021.

SFEN. **The cost of new nuclear power plants in France.** [S. l.]: French Nuclear Energy Society, 2018. Available at: <https://new.sfen.org/wp-content/uploads/2020/04/EN-The-cost-of-new-nuclear-power-plants-in-France.pdf>.

SÖDERHOLM, K. Challenges of SMR Licensing Practices. **AECL Nuclear Review**, vol. 1, no. 2, p. 19–31, 2012. <https://doi.org/10.12943/anr.2012.00015>.

THE WORLD BANK. Carbon Pricing Dashboard. 2020. Available at: https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data. Accessed on: 29 Mar. 2021.

THOMAS, Stephen. **The economics of nuclear power: analysis of recent studies.** [S. l.]: PSIRU University of Greenwich, 2005. Available at: <http://gala.gre.ac.uk/3632/>.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear.** Rio de Janeiro: EPE, 2016. Available at: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/EnergiaTermelétrica-Online13maio2016.pdf>.

UDERMAN, Simone;; CAVALCANTE, Luiz Ricardo. O Papel do BNDES no Financiamento de Setor de Energia Elétrica no Brasil. **Parcerias Estratégicas**, vol. 16, no. 33, p. 257–280, 2011. .

UNECE. **Use of Nuclear Fuel Resources for Sustainable Development – Entry Pathways.** Geneva: United Nations Economic Commission For Europe, 2021. Available at: [https://unece.org/sites/default/files/2021-03/UNECE Use of nuclear fuel resources for sustainable development_Final_0.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/UNECE%20Use%20of%20nuclear%20fuel%20resources%20for%20sustainable%20development_Final_0.pdf).

UNFCCC. The Paris Agreement. 2021. Available at: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Accessed on: 14 Jan. 2021.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Capital Cost**

Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Washington: [s. n.], 2019. Available at: http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf.

VISCONDI, Gabriel de Freitas; SILVA, Aline Fernandes; CUNHA, Kamyla Borges. **Geração termoelétrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle.** São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente - IEMA, 2016.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Nuclear Power in France. 2021. Available at: <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>. Accessed on: 16 Mar. 2021.

APÊNDICE A – RESULTADOS DO CENÁRIO 1

Tabela 17 – Cenário fraco1(a): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (Mwano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2255	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2293	100	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2293	239	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2293	332	88	88	3229	633	1208	0	0	0
2024	908	144	685	2293	332	88	88	3229	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2164	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2162	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2293	332	88	88	3200	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	2293	332	88	88	3229	633	1208	274	0	0
2029	908	468	685	2293	332	88	88	3229	633	1208	429	0	0
2030	908	468	685	2293	332	88	88	3180	633	1208	429	0	206
2031	908	468	685	2293	332	88	88	3229	633	1208	540	0	206
2032	908	468	685	2293	332	88	88	3229	633	1208	702	0	206
2033	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	38
2034	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	206
2035	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	169	206
2036	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	233	315
2037	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	233	490
2038	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	233	668
2039	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	413	668
2040	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	596	668
2041	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	782	668
2042	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	971	668
2043	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	1162	668
2044	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	1357	668
2045	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	2187	668
2046	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	2388	668
2047	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	2591	668
2048	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	2798	668
2049	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	3008	668
2050	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	3221	668

Tabela 18 – Cenário fraco 1(b): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2255	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2393	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2393	46	88	88	3273	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2393	188	88	88	3273	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2393	332	88	88	3273	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2164	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2162	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2313	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	2393	332	88	88	3253	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	2393	332	88	88	3408	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	2393	332	88	88	3523	633	1208	150	0	42
2031	908	468	685	2393	332	88	88	3683	633	1208	150	0	42
2032	908	468	685	2393	332	88	88	3683	633	1208	312	0	42
2033	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	38
2034	908	468	685	2284	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	42
2035	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	60	42
2036	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	233	42
2037	908	468	685	2393	332	88	88	3355	633	1208	1257	233	42
2038	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	233	668
2039	908	468	685	2300	332	88	88	3180	633	1208	1257	233	668
2040	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	323	668
2041	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	509	668
2042	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	698	668
2043	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	889	668
2044	908	468	685	2393	332	88	88	3180	633	1208	1257	1084	668
2045	908	468	685	2393	332	88	88	3180	0	1208	1257	1914	668
2046	908	468	685	2393	332	88	88	3180	0	1208	1257	2115	668
2047	908	468	685	2393	332	88	88	3180	0	1208	1257	2318	668
2048	908	468	685	2393	332	88	88	3180	0	1208	1257	2525	668
2049	908	468	685	2393	332	88	88	3180	0	1208	1257	2735	668
2050	908	468	685	2393	332	88	88	3180	0	1208	1257	2948	668

Tabela 19 – Cenário fraco 1(c): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2164	0	88	88	3271	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2164	0	88	88	3409	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2164	0	88	88	3548	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2164	53	88	88	3637	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2164	197	88	88	3637	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2164	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2162	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2164	332	88	88	3329	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	2164	332	88	88	3482	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	2164	332	88	88	3637	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	2321	332	88	88	3637	633	1208	150	0	0
2031	908	468	685	2326	332	88	88	3792	633	1208	150	0	0
2032	908	468	685	2326	332	88	88	3954	633	1208	150	0	0
2033	908	468	685	2158	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	0
2034	908	468	685	2326	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	0
2035	908	468	685	2326	332	88	88	3349	633	1208	1257	0	0
2036	908	468	685	2326	332	88	88	3522	633	1208	1257	0	0
2037	908	468	685	2326	332	88	88	3697	633	1208	1257	0	0
2038	908	468	685	2326	332	88	88	3207	633	1208	1257	0	668
2039	908	468	685	2326	332	88	88	3387	633	1208	1257	0	668
2040	908	468	685	2326	332	88	88	3570	633	1208	1257	0	668
2041	908	468	685	2326	332	88	88	3756	633	1208	1257	0	668
2042	908	468	685	2326	332	88	88	3945	633	1208	1257	0	668
2043	908	468	685	2326	332	88	88	3954	633	1208	1257	182	668
2044	908	468	685	2326	332	88	88	3954	633	1208	1257	377	668
2045	908	468	685	2326	332	88	88	3954	0	1208	1257	1207	668
2046	908	468	685	2326	332	88	88	3954	0	1208	1257	1408	668
2047	908	468	685	2326	332	88	88	3954	0	1208	1257	1611	668
2048	908	468	685	2326	332	88	88	3954	0	1208	1257	1818	668
2049	908	468	685	2326	332	88	88	3954	0	1208	1257	2028	668
2050	908	468	685	2326	332	88	88	3954	0	1208	1257	2241	668

Tabela 20 – Cenário fraco 1(d): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2120	0	88	88	3315	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2120	0	88	88	3453	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2120	0	88	88	3592	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2120	0	88	88	3734	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2120	144	88	88	3734	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2120	332	88	88	3224	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2120	332	88	88	3222	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2120	332	88	88	3373	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	2120	332	88	88	3526	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	2120	332	88	88	3681	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	2120	332	88	88	3736	633	1208	150	103	0
2031	908	468	685	2120	332	88	88	3896	633	1208	150	103	0
2032	908	468	685	2120	332	88	88	4058	633	1208	150	103	0
2033	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	0
2034	908	468	685	2120	332	88	88	3283	633	1208	1257	103	0
2035	908	468	685	2120	332	88	88	3452	633	1208	1257	103	0
2036	908	468	685	2120	332	88	88	3625	633	1208	1257	103	0
2037	908	468	685	2120	332	88	88	3800	633	1208	1257	103	0
2038	908	468	685	2120	332	88	88	3310	633	1208	1257	103	668
2039	908	468	685	2120	332	88	88	3490	633	1208	1257	103	668
2040	908	468	685	2120	332	88	88	3673	633	1208	1257	103	668
2041	908	468	685	2120	332	88	88	3859	633	1208	1257	103	668
2042	908	468	685	2120	332	88	88	4048	633	1208	1257	103	668
2043	908	468	685	2120	332	88	88	4239	633	1208	1257	103	668
2044	908	468	685	2120	332	88	88	4434	633	1208	1257	103	668
2045	908	468	685	2120	332	88	88	5264	0	1208	1257	103	668
2046	908	468	685	2120	332	88	88	5465	0	1208	1257	103	668
2047	908	468	685	2120	332	88	88	5668	0	1208	1257	103	668
2048	908	468	685	2120	332	88	88	5875	0	1208	1257	103	668
2049	908	468	685	2120	332	88	88	6085	0	1208	1257	103	668
2050	908	468	685	2120	332	88	88	6298	0	1208	1257	103	668

Tabela 21 – Cenário referência 1(a): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (Mwano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2345	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2575	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2811	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2811	242	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2811	332	88	88	3338	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2755	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2811	332	88	88	3235	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2811	332	88	88	3371	633	1208	281	0	0
2028	908	468	685	2811	332	88	88	3371	633	1208	555	0	0
2029	908	468	685	2811	332	88	88	3371	633	1208	836	0	0
2030	908	468	685	2516	332	88	88	3180	633	1208	836	0	774
2031	908	468	685	2811	332	88	88	3180	633	1208	836	0	774
2032	908	468	685	2811	332	88	88	3371	633	1208	947	0	774
2033	908	468	685	2811	332	88	88	3371	633	1208	1257	0	774
2034	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	1200	774
2035	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	1526	774
2036	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	1861	774
2037	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	2203	774
2038	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	2555	774
2039	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	2915	774
2040	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	3285	774
2041	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	3663	774
2042	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	4051	774
2043	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	4449	774
2044	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	4857	774
2045	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	5909	774
2046	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	6338	774
2047	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	6777	774
2048	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	7228	774
2049	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	7690	774
2050	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	8164	774

Tabela 22 – Cenário referência 1(b): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2345	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2575	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2811	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2969	84	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2969	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2755	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2866	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	3133	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	3407	332	88	88	3461	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	3407	332	88	88	3461	633	1208	150	0	288
2031	908	468	685	3407	332	88	88	3461	633	1208	150	0	583
2032	908	468	685	3407	332	88	88	3461	633	1208	368	0	668
2033	908	468	685	3109	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	668
2034	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	20	668
2035	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	346	668
2036	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	681	668
2037	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	1023	668
2038	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	1375	668
2039	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	1735	668
2040	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	2105	668
2041	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	2483	668
2042	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	2871	668
2043	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	3269	668
2044	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	1257	3677	668
2045	908	468	685	3407	332	88	88	3180	0	1208	1257	4729	668
2046	908	468	685	3407	332	88	88	3180	0	1208	1257	5158	668
2047	908	468	685	3407	332	88	88	3180	0	1208	1257	5597	668
2048	908	468	685	3407	332	88	88	3180	0	1208	1257	6048	668
2049	908	468	685	3407	332	88	88	3180	0	1208	1257	6510	668
2050	908	468	685	3407	332	88	88	3180	0	1208	1257	6984	668

Tabela 23 – Cenário referência 1(c): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2345	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2575	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2811	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2866	0	88	88	3367	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2866	248	88	88	3367	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2755	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2866	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2946	332	88	88	3367	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	3220	332	88	88	3367	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	3501	332	88	88	3367	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	3789	332	88	88	3367	633	1208	150	0	0
2031	908	468	685	4084	332	88	88	3367	633	1208	150	0	0
2032	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	150	0	0
2033	908	468	685	3777	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	0
2034	908	468	685	4095	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	0
2035	908	468	685	4095	332	88	88	3506	633	1208	1257	0	0
2036	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	182	0
2037	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	524	0
2038	908	468	685	4095	332	88	88	3344	633	1208	1257	524	668
2039	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	568	668
2040	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	938	668
2041	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	1316	668
2042	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	1704	668
2043	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	2102	668
2044	908	468	685	4095	332	88	88	3659	633	1208	1257	2510	668
2045	908	468	685	4095	332	88	88	3659	0	1208	1257	3562	668
2046	908	468	685	4095	332	88	88	3659	0	1208	1257	3991	668
2047	908	468	685	4095	332	88	88	3659	0	1208	1257	4430	668
2048	908	468	685	4095	332	88	88	3659	0	1208	1257	4881	668
2049	908	468	685	4095	332	88	88	3659	0	1208	1257	5343	668
2050	908	468	685	4095	332	88	88	3659	0	1208	1257	5817	668

Tabela 24 – Cenário referência 1(d): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2120	0	88	88	3405	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2120	0	88	88	3635	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2120	0	88	88	3871	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2120	0	88	88	4113	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2120	168	88	88	4193	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2120	332	88	88	3815	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2120	332	88	88	3926	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2120	332	88	88	4193	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	2120	332	88	88	4467	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	2120	332	88	88	4748	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	2120	332	88	88	4934	633	1208	150	103	0
2031	908	468	685	2120	332	88	88	5229	633	1208	150	103	0
2032	908	468	685	2120	332	88	88	5532	633	1208	150	103	0
2033	908	468	685	2120	332	88	88	4734	633	1208	1257	103	0
2034	908	468	685	2120	332	88	88	5052	633	1208	1257	103	0
2035	908	468	685	2120	332	88	88	5378	633	1208	1257	103	0
2036	908	468	685	2120	332	88	88	5713	633	1208	1257	103	0
2037	908	468	685	2120	332	88	88	6055	633	1208	1257	103	0
2038	908	468	685	2120	332	88	88	5739	633	1208	1257	103	668
2039	908	468	685	2120	332	88	88	6099	633	1208	1257	103	668
2040	908	468	685	2120	332	88	88	6469	633	1208	1257	103	668
2041	908	468	685	2120	332	88	88	6847	633	1208	1257	103	668
2042	908	468	685	2120	332	88	88	7235	633	1208	1257	103	668
2043	908	468	685	2120	332	88	88	7633	633	1208	1257	103	668
2044	908	468	685	2120	332	88	88	8041	633	1208	1257	103	668
2045	908	468	685	2120	332	88	88	9093	0	1208	1257	103	668
2046	908	468	685	2120	332	88	88	9522	0	1208	1257	103	668
2047	908	468	685	2120	332	88	88	9961	0	1208	1257	103	668
2048	908	468	685	2120	332	88	88	10412	0	1208	1257	103	668
2049	908	468	685	2120	332	88	88	10874	0	1208	1257	103	668
2050	908	468	685	2120	332	88	88	11348	0	1208	1257	103	668

Tabela 25 – Cenário forte 1(a): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (Mwano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2434	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2758	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	3094	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	3375	67	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	3375	332	88	88	3276	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	3375	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	3375	332	88	88	3416	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	3375	332	88	88	3816	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	3375	332	88	88	4043	633	1208	337	0	0
2029	908	468	685	3375	332	88	88	4043	633	1208	765	0	0
2030	908	468	685	3304	332	88	88	3180	633	1208	765	0	1377
2031	908	468	685	3375	332	88	88	3568	633	1208	765	0	1377
2032	908	468	685	3375	332	88	88	4043	633	1208	765	0	1377
2033	908	468	685	3375	332	88	88	4043	633	1208	1257	0	1377
2034	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	2627	1377
2035	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	3154	1377
2036	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	3699	1377
2037	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	4264	1377
2038	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	4849	1377
2039	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	5454	1377
2040	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	6080	1377
2041	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	6729	1377
2042	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	7400	1377
2043	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	8095	1377
2044	908	468	685	2120	332	88	88	3180	633	1208	1257	8815	1377
2045	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	10192	1377
2046	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	10963	1377
2047	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	11761	1377
2048	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	12588	1377
2049	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	13443	1377
2050	908	468	685	2120	332	88	88	3180	0	1208	1257	14328	1377

Tabela 26 – Cenário forte 1(b) – geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2434	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2758	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	3094	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	3442	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	3471	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	3375	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	3611	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	4011	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	4425	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	150	0	443
2031	908	468	685	4853	332	88	88	3414	633	1208	150	0	668
2032	908	468	685	4853	332	88	88	3414	633	1208	625	0	668
2033	908	468	685	4853	332	88	88	3274	633	1208	1257	0	668
2034	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	603	668
2035	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	1130	668
2036	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	1675	668
2037	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	2240	668
2038	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	2825	668
2039	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	3430	668
2040	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	4056	668
2041	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	4705	668
2042	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	5376	668
2043	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	6071	668
2044	908	468	685	4853	332	88	88	3180	633	1208	1257	6791	668
2045	908	468	685	4853	332	88	88	3180	0	1208	1257	8168	668
2046	908	468	685	4853	332	88	88	3180	0	1208	1257	8939	668
2047	908	468	685	4853	332	88	88	3180	0	1208	1257	9737	668
2048	908	468	685	4853	332	88	88	3180	0	1208	1257	10564	668
2049	908	468	685	4853	332	88	88	3180	0	1208	1257	11419	668
2050	908	468	685	4853	332	88	88	3180	0	1208	1257	12304	668

Tabela 27 – Cenário forte 1(c): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2434	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2758	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	3094	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	3442	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	3442	192	88	88	3349	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	3375	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	3442	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	3842	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	4256	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	4684	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	5127	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2031	908	468	685	5586	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2032	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	150	0	0
2033	908	468	685	5615	332	88	88	3180	633	1208	1257	0	0
2034	908	468	685	6061	332	88	88	3243	633	1208	1257	0	0
2035	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	421	0
2036	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	966	0
2037	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	1531	0
2038	908	468	685	6061	332	88	88	3266	633	1208	1257	1531	668
2039	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	2053	668
2040	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	2679	668
2041	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	3328	668
2042	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	3999	668
2043	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	4694	668
2044	908	468	685	6061	332	88	88	3349	633	1208	1257	5414	668
2045	908	468	685	6061	332	88	88	3349	0	1208	1257	6791	668
2046	908	468	685	6061	332	88	88	3349	0	1208	1257	7562	668
2047	908	468	685	6061	332	88	88	3349	0	1208	1257	8360	668
2048	908	468	685	6061	332	88	88	3349	0	1208	1257	9187	668
2049	908	468	685	6061	332	88	88	3349	0	1208	1257	10042	668
2050	908	468	685	6061	332	88	88	3349	0	1208	1257	10927	668

Tabela 28 – Cenário forte 1(d): geração de energia elétrica

years	Geração de Energia Elétrica (MWano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2120	0	88	88	3494	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2120	0	88	88	3818	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2120	0	88	88	4154	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2120	0	88	88	4502	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2120	0	88	88	4863	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2120	332	88	88	4435	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2120	332	88	88	4671	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	2120	332	88	88	5071	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	2120	332	88	88	5485	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	2120	332	88	88	5913	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	2120	332	88	88	6254	633	1208	150	103	0
2031	908	468	685	2120	332	88	88	6713	633	1208	150	103	0
2032	908	468	685	2120	332	88	88	7188	633	1208	150	103	0
2033	908	468	685	2120	332	88	88	6572	633	1208	1257	103	0
2034	908	468	685	2120	332	88	88	7081	633	1208	1257	103	0
2035	908	468	685	2120	332	88	88	7608	633	1208	1257	103	0
2036	908	468	685	2120	332	88	88	8153	633	1208	1257	103	0
2037	908	468	685	2120	332	88	88	8718	633	1208	1257	103	0
2038	908	468	685	2120	332	88	88	8635	633	1208	1257	103	668
2039	908	468	685	2120	332	88	88	9240	633	1208	1257	103	668
2040	908	468	685	2120	332	88	88	9866	633	1208	1257	103	668
2041	908	468	685	2120	332	88	88	10515	633	1208	1257	103	668
2042	908	468	685	2120	332	88	88	11186	633	1208	1257	103	668
2043	908	468	685	2120	332	88	88	11881	633	1208	1257	103	668
2044	908	468	685	2120	332	88	88	12601	633	1208	1257	103	668
2045	908	468	685	2120	332	88	88	13978	0	1208	1257	103	668
2046	908	468	685	2120	332	88	88	14749	0	1208	1257	103	668
2047	908	468	685	2120	332	88	88	15547	0	1208	1257	103	668
2048	908	468	685	2120	332	88	88	16374	0	1208	1257	103	668
2049	908	468	685	2120	332	88	88	17229	0	1208	1257	103	668
2050	908	468	685	2120	332	88	88	18114	0	1208	1257	103	668

APÊNDICE B – RESULTADOS DO CENÁRIO 2

Tabela 29 – Cenário 2: Viabilizando o ACR 700 - taxa de carbono de US\$5,0/tCO₂ eq

years	Geração de Energia Elétrica (Mwano)												
	P. de Pecém I	Carvão_USC90	Candiota III	B. Fluminense	Gás_CC90	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra1	Angra2	Angra3	Open100	ACR700
2019	908	0	685	2120	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2020	908	0	685	2345	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2021	908	0	685	2575	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2022	908	0	685	2811	0	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2023	908	0	685	2969	84	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2024	908	0	685	2969	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2025	908	468	685	2755	332	88	88	3180	633	1208	0	0	0
2026	908	468	685	2866	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2027	908	468	685	3133	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2028	908	468	685	3407	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2029	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	150	0	0
2030	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	150	103	185
2031	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	150	103	480
2032	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	150	103	783
2033	908	468	685	2891	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	783
2034	908	468	685	3209	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	783
2035	908	468	685	3535	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	783
2036	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	965
2037	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	1307
2038	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	1659
2039	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	2019
2040	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	2389
2041	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	2767
2042	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	3155
2043	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	3553
2044	908	468	685	3688	332	88	88	3180	633	1208	1257	103	3961
2045	908	468	685	3688	332	88	88	3180	0	1208	1257	103	5013
2046	908	468	685	3688	332	88	88	3180	0	1208	1257	103	5442
2047	908	468	685	3688	332	88	88	3180	0	1208	1257	103	5881
2048	908	468	685	3688	332	88	88	3180	0	1208	1257	103	6332
2049	908	468	685	3688	332	88	88	3180	0	1208	1257	103	6794
2050	908	468	685	3688	332	88	88	3180	0	1208	1257	103	7268

APÊNDICE C – RESULTADOS DO CENÁRIO 3

Tabela 30 – Cenário 3 (estagnação)

anos	Geração de Energia Elétrica (MWano)									
	P. de Pecém I	Candiota III	B. Fluminense	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra 1	Angra 2	Angra 3	Open100
2019	796	796	2650	88	88	2650	633	1208	0	0
2020	734	734	2511	80	80	2511	633	1208	0	0
2021	673	673	2373	72	72	2373	633	1208	0	0
2022	611	611	2234	64	64	2234	633	1208	0	0
2023	549	549	2095	56	56	2095	633	1208	0	0
2024	488	488	1956	48	48	1956	633	1208	0	0
2025	426	426	1818	40	40	1818	633	1208	0	0
2026	365	365	1679	32	32	1679	633	1208	656	0
2027	303	303	1540	24	24	1540	633	1208	751	0
2028	241	241	1401	16	16	1401	633	1208	846	0
2029	180	180	1263	8	8	1263	633	1208	937	0
2030	118	118	1124	0	0	1124	633	1208	1032	0
2031	117	117	1102	0	0	1102	633	1208	1035	0
2032	115	115	1079	0	0	1079	633	1208	1041	0
2033	114	114	1057	0	0	1057	633	1208	1044	0
2034	112	112	1034	0	0	1034	633	1208	1051	0
2035	111	111	1012	0	0	1012	633	1208	1054	0
2036	110	110	989	0	0	989	633	1208	1058	0
2037	108	108	967	0	0	967	633	1208	1063	0
2038	107	107	944	0	0	944	633	1208	1068	0
2039	105	105	922	0	0	922	633	1208	1072	0
2040	104	104	899	0	0	899	633	1208	1077	0
2041	94	94	862	0	0	862	633	1208	1077	0
2042	83	83	826	0	0	826	633	1208	1077	0
2043	73	73	789	0	0	789	633	1208	1077	0
2044	62	62	752	0	0	752	633	1208	1079	0
2045	52	52	716	0	0	716	0	1208	1257	453
2046	42	42	679	0	0	679	0	1208	1257	452
2047	31	31	642	0	0	642	0	1208	1257	454
2048	21	21	606	0	0	606	0	1208	1257	452
2049	10	10	569	0	0	569	0	1208	1257	454
2050	0	0	533	0	0	533	0	1208	1257	452

Tabela 31 – Cenário 3 (expansão da nuclear com reatores OPEN 100)

anos	Geração de Energia Elétrica (MWano)									
	P. de Pecém I	Candiota III	B. Fluminense	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra 1	Angra 2	Angra 3	Open100
2019	796,00	796,00	2650,00	88,00	88,00	2650,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2020	752,00	752,00	2633,00	80,00	80,00	2633,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2021	708,00	708,00	2616,00	72,00	72,00	2616,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2022	664,00	664,00	2599,00	64,00	64,00	2599,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2023	620,00	620,00	2582,00	56,00	56,00	2582,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2024	576,00	576,00	2565,00	48,00	48,00	2565,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2025	532,00	532,00	2548,00	40,00	40,00	2548,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2026	488,00	488,00	2531,00	32,00	32,00	2531,00	633,00	1208,00	714,00	0,00
2027	444,00	444,00	2514,00	24,00	24,00	2514,00	633,00	1208,00	816,00	0,00
2028	400,00	400,00	2497,00	16,00	16,00	2497,00	633,00	1208,00	918,00	0,00
2029	356,00	356,00	2480,00	8,00	8,00	2480,00	633,00	1208,00	1020,00	0,00
2030	312,00	312,00	2464,00	0,00	0,00	2464,00	633,00	1208,00	1120,00	0,00
2031	295,00	295,00	2555,00	0,00	0,00	2555,00	633,00	1208,00	1257,47	361,53
2032	278,00	278,00	2647,00	0,00	0,00	2647,00	633,00	1208,00	1257,47	857,53
2033	261,00	261,00	2739,00	0,00	0,00	2739,00	633,00	1208,00	1257,47	1354,53
2034	244,00	244,00	2831,00	0,00	0,00	2831,00	633,00	1208,00	1257,47	1850,53
2035	227,00	227,00	2923,00	0,00	0,00	2923,00	633,00	1208,00	1257,47	2347,53
2036	210,00	210,00	3015,00	0,00	0,00	3015,00	633,00	1208,00	1257,47	2844,53
2037	193,00	193,00	3107,00	0,00	0,00	3107,00	633,00	1208,00	1257,47	3340,53
2038	176,00	176,00	3199,00	0,00	0,00	3199,00	633,00	1208,00	1257,47	3837,53
2039	159,00	159,00	3291,00	0,00	0,00	3291,00	633,00	1208,00	1257,47	4333,53
2040	143,00	143,00	3383,00	0,00	0,00	3383,00	633,00	1208,00	1257,47	4828,53
2041	128,00	128,00	3527,00	0,00	0,00	3527,00	633,00	1208,00	1257,47	5225,53
2042	114,00	114,00	3670,00	0,00	0,00	3670,00	633,00	1208,00	1257,47	5622,53
2043	100,00	100,00	3814,00	0,00	0,00	3813,99	633,00	1208,00	1257,47	6018,53
2044	86,00	86,00	3958,00	0,00	0,00	3957,99	0,00	1208,00	1257,47	7046,53
2045	71,00	71,00	4102,00	0,00	0,00	4102,02	0,00	1208,00	1257,47	7443,53
2046	57,00	57,00	4245,00	0,00	0,00	4244,99	0,00	1208,00	1257,47	7840,53
2047	43,00	43,00	4389,00	0,00	0,00	4389,02	0,00	1208,00	1257,47	8235,53
2048	29,00	29,00	4533,00	0,00	0,00	4533,01	0,00	1208,00	1257,47	8631,53
2049	14,00	14,00	4676,00	0,00	0,00	4676,02	0,00	1208,00	1257,47	9030,53
2050	0,00	0,00	4820,00	0,00	0,00	4820,01	0,00	1208,00	1257,47	9425,53

Tabela 32 – Cenário 3 (expansão da nuclear com reatores ACR 700)

anos	Geração de Energia Elétrica (MWano)									
	P. de Pecém I	Candiota III	B. Fluminense	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra 1	Angra 2	Angra 3	ACR 700
2019	796,00	796,00	2650,00	88,00	88,00	2650,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2020	752,00	752,00	2633,00	80,00	80,00	2633,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2021	708,00	708,00	2616,00	72,00	72,00	2616,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2022	664,00	664,00	2599,00	64,00	64,00	2599,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2023	620,00	620,00	2582,00	56,00	56,00	2582,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2024	576,00	576,00	2565,00	48,00	48,00	2565,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2025	532,00	532,00	2548,00	40,00	40,00	2548,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2026	488,00	488,00	2531,00	32,00	32,00	2531,00	633,00	1208,00	714,00	0,00
2027	444,00	444,00	2514,00	24,00	24,00	2514,00	633,00	1208,00	816,00	0,00
2028	400,00	400,00	2497,00	16,00	16,00	2497,00	633,00	1208,00	918,00	0,00
2029	356,00	356,00	2480,00	8,00	8,00	2480,00	633,00	1208,00	1020,00	0,00
2030	312,00	312,00	2464,00	0,00	0,00	2464,00	633,00	1208,00	1120,00	0,00
2031	295,00	295,00	2555,00	0,00	0,00	2555,00	633,00	1208,00	1257,47	361,53
2032	278,00	278,00	2647,00	0,00	0,00	2647,00	633,00	1208,00	1257,47	857,53
2033	261,00	261,00	2739,00	0,00	0,00	2739,00	633,00	1208,00	1257,47	1354,53
2034	244,00	244,00	2831,00	0,00	0,00	2831,00	633,00	1208,00	1257,47	1850,53
2035	227,00	227,00	2923,00	0,00	0,00	2923,00	633,00	1208,00	1257,47	2347,53
2036	210,00	210,00	3015,00	0,00	0,00	3015,00	633,00	1208,00	1257,47	2844,53
2037	193,00	193,00	3107,00	0,00	0,00	3107,00	633,00	1208,00	1257,47	3340,53
2038	176,00	176,00	3199,00	0,00	0,00	3199,00	633,00	1208,00	1257,47	3837,53
2039	159,00	159,00	3291,00	0,00	0,00	3291,00	633,00	1208,00	1257,47	4333,53
2040	143,00	143,00	3383,00	0,00	0,00	3383,00	633,00	1208,00	1257,47	4828,53
2041	128,00	128,00	3527,00	0,00	0,00	3527,00	633,00	1208,00	1257,47	5225,53
2042	114,00	114,00	3670,00	0,00	0,00	3670,00	633,00	1208,00	1257,47	5622,53
2043	100,00	100,00	3814,00	0,00	0,00	3813,99	633,00	1208,00	1257,47	6018,53
2044	86,00	86,00	3958,00	0,00	0,00	3957,99	0,00	1208,00	1257,47	7046,53
2045	71,00	71,00	4102,00	0,00	0,00	4102,02	0,00	1208,00	1257,47	7443,53
2046	57,00	57,00	4245,00	0,00	0,00	4244,99	0,00	1208,00	1257,47	7840,53
2047	43,00	43,00	4389,00	0,00	0,00	4389,02	0,00	1208,00	1257,47	8235,53
2048	29,00	29,00	4533,00	0,00	0,00	4533,01	0,00	1208,00	1257,47	8631,53
2049	14,00	14,00	4676,00	0,00	0,00	4676,02	0,00	1208,00	1257,47	9030,53
2050	0,00	0,00	4820,00	0,00	0,00	4820,01	0,00	1208,00	1257,47	9425,53

Tabela 33 – Cenário 3 (expansão do gás natural do tipo B. Fluminense)

anos	Geração de Energia Elétrica (MWano)								
	P. de Pecém I	Candiota III	B. Fluminense	Suape II	Termoparaíba	Angra 1	Angra 2	Angra 3	Open100
2019	796,00	796,00	5300,00	88,00	88,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2020	760,55	760,54	5298,46	80,00	80,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2021	725,09	725,09	5296,90	72,00	72,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2022	689,63	689,63	5295,36	64,00	64,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2023	654,18	654,18	5293,82	56,00	56,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2024	618,73	618,73	5292,28	48,00	48,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2025	583,27	583,27	5290,72	40,00	40,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2026	547,82	547,82	5289,18	32,00	32,00	633,00	1208,00	742,64	0,00
2027	512,36	512,37	5287,64	24,00	24,00	633,00	1208,00	848,73	0,00
2028	476,91	476,91	5286,10	16,00	16,00	633,00	1208,00	954,82	0,00
2029	441,45	441,45	5284,54	8,00	8,00	633,00	1208,00	1060,91	0,00
2030	406,00	406,00	5283,00	0,00	0,00	633,00	1208,00	1167,00	0,00
2031	381,60	381,60	8202,70	0,00	0,00	633,00	1208,00	1171,50	0,00
2032	357,20	357,20	11122,38	0,00	0,00	633,00	1208,00	1176,00	0,00
2033	332,80	332,80	14042,14	0,00	0,00	633,00	1208,00	1180,50	0,00
2034	308,40	308,40	16961,78	0,00	0,00	633,00	1208,00	1185,00	0,00
2035	284,00	284,00	19881,54	0,00	0,00	633,00	1208,00	1189,50	0,00
2036	259,60	259,60	22801,18	0,00	0,00	633,00	1208,00	1194,00	0,00
2037	235,20	235,20	25721,04	0,00	0,00	633,00	1208,00	1198,50	0,00
2038	210,80	210,80	28640,58	0,00	0,00	633,00	1208,00	1203,00	0,00
2039	186,40	186,40	31560,44	0,00	0,00	633,00	1208,00	1207,50	0,00
2040	162,00	162,00	34479,98	0,00	0,00	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2041	145,80	145,80	36646,16	0,00	0,00	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2042	129,60	129,60	38812,22	0,00	0,00	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2043	113,40	113,40	40978,40	0,00	0,00	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2044	97,20	97,20	43144,36	0,00	0,00	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2045	81,00	81,00	45310,44	0,00	0,00	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2046	64,80	64,80	47476,62	0,00	0,00	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2047	48,60	48,60	49642,58	0,00	0,00	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2048	32,40	32,40	51808,76	0,00	0,00	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2049	16,20	16,20	53974,84	0,00	0,00	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2050	0,00	0,00	56141,00	0,00	0,00	0,00	1208,00	1257,47	588,00

Tabela 34 – Cenário 3 (expansão do gás natural do tipo Linhares)

anos	Geração de Energia Elétrica (MWano)								
	P. de Pecém I	Candiota III	Suape II	Termoparaíba	Linhares	Angra 1	Angra 2	Angra 3	Open100
2019	796,00	796,00	88,00	88,00	5300,00	633,00	1208,00	0,00	0,00
2020	760,55	760,54	80,00	80,00	5298,46	633,00	1208,00	0,00	0,00
2021	725,09	725,09	72,00	72,00	5296,90	633,00	1208,00	0,00	0,00
2022	689,63	689,63	64,00	64,00	5295,36	633,00	1208,00	0,00	0,00
2023	654,18	654,18	56,00	56,00	5293,82	633,00	1208,00	0,00	0,00
2024	618,73	618,73	48,00	48,00	5292,28	633,00	1208,00	0,00	0,00
2025	583,27	583,27	40,00	40,00	5290,72	633,00	1208,00	0,00	0,00
2026	547,82	547,82	32,00	32,00	5289,18	633,00	1208,00	742,64	0,00
2027	512,36	512,37	24,00	24,00	5287,64	633,00	1208,00	848,73	0,00
2028	476,91	476,91	16,00	16,00	5286,10	633,00	1208,00	954,82	0,00
2029	441,45	441,45	8,00	8,00	5284,54	633,00	1208,00	1060,91	0,00
2030	406,00	406,00	0,00	0,00	5283,00	633,00	1208,00	1167,00	0,00
2031	381,60	381,60	0,00	0,00	8202,72	633,00	1208,00	1171,50	0,00
2032	357,20	357,20	0,00	0,00	11122,42	633,00	1208,00	1176,00	0,00
2033	332,80	332,80	0,00	0,00	14042,14	633,00	1208,00	1180,50	0,00
2034	308,40	308,40	0,00	0,00	16961,76	633,00	1208,00	1185,00	0,00
2035	284,00	284,00	0,00	0,00	19881,48	633,00	1208,00	1189,50	0,00
2036	259,60	259,60	0,00	0,00	22801,18	633,00	1208,00	1194,00	0,00
2037	235,20	235,20	0,00	0,00	25720,96	633,00	1208,00	1198,50	0,00
2038	210,80	210,80	0,00	0,00	28640,60	633,00	1208,00	1203,00	0,00
2039	186,40	186,40	0,00	0,00	31560,38	633,00	1208,00	1207,50	0,00
2040	162,00	162,00	0,00	0,00	34480,02	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2041	145,80	145,80	0,00	0,00	36646,22	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2042	129,60	129,60	0,00	0,00	38812,20	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2043	113,40	113,40	0,00	0,00	40978,40	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2044	97,20	97,20	0,00	0,00	43144,38	633,00	1208,00	1212,00	0,00
2045	81,00	81,00	0,00	0,00	45310,36	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2046	64,80	64,80	0,00	0,00	47476,58	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2047	48,60	48,60	0,00	0,00	49642,62	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2048	32,40	32,40	0,00	0,00	51808,84	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2049	16,20	16,20	0,00	0,00	53974,82	0,00	1208,00	1257,47	588,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,00	56141,02	0,00	1208,00	1257,47	588,00