

NATÁLIA RODRIGUES COSTA FLECHER

Custos ambientais das emissões atmosféricas na geração de energia elétrica: uma
proposta para o setor energético nacional

Natália Rodrigues Costa Flecher

**Custos ambientais das emissões atmosféricas na geração de energia elétrica: uma
proposta para o setor energético nacional**

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia do Campus de Guaratinguetá,
Universidade Estadual Paulista, para
obtenção do título de Mestre em Energia, na
área de Gestão Ambiental e Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella
Balestieri

Co-orientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias

Guaratinguetá-SP
2022

F593c	Flecher, Natália Rodrigues Costa Custos ambientais das emissões atmosféricas na geração de energia elétrica: uma proposta para o setor energético nacional / Natália Rodrigues Costa Flecher – Guaratinguetá, 2022. 87 f : il. Bibliografia: f. 79-87 Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2022. Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri Coorientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias 1. Energia - Fontes Alternativas. 2. Energia elétrica - Consumo. 3. Eletricidade atmosférica. I. Título. CDU 620.91
-------	---

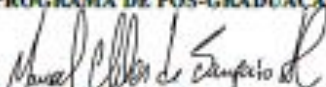


NATÁLIA RODRIGUES COSTA FLECHER

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
"MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA"

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO: MESTRADO

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Manoel Cleber de Sampaio Alves
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. JOSE ANTONIO PERRELLA BALESTIERI

Orientador - UNESP
participou por videoconferência


p/ Prof. Dr. MATEUS RICARDO NOGUEIRA VILANOVA

UNESP São José dos Campos
participou por videoconferência


p/ Prof. Dr. CARLOS BARREIRA MARTINEZ

UNIFEI

participou por videoconferência

Março de 2022

DADOS CURRICULARES

NATÁLIA RODRIGUES COSTA FLECHER

NASCIMENTO	28/02/1989 – Piquete/SP
FILIAÇÃO	Luiz Antonio Costa Cassia Maria Rodrigues Ribeiro Costa
2007/2011	Engenharia Ambiental - Graduação Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI
2012/2013	Engenharia de Segurança do Trabalho – Pós-graduação Centro Universitário de Volta Redonda - UniFOA
2015/2017	Economia do Meio Ambiente - Especialização Universidade Federal do Paraná - UFPR

Dedico este trabalho a todos aqueles que acreditam na força transformadora da educação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Cassia e Luiz Antonio, que sempre acreditaram que um dia a filha voltaria para a área acadêmica. Ao meu marido, Tiago, pelo incentivo e companheirismo, e por entender que a dedicação depende, e muito, do amparo da família. Ao meu enteado, Gabriel, que me acompanhou na jornada.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri, que aceitou conversar comigo lá em 2016, quando eu ainda estava tentando me encontrar no mundo acadêmico. Agradeço, principalmente, pelo último “ano e meio”, e por toda a compreensão dedicada a esta aluna, profissional da indústria, da área de saúde, segurança e meio ambiente, que não pôde praticar o “fique em casa” durante a pandemia e, em muitas vezes, teve vontade de desistir de tudo, dado esgotamento mental e físico.

Agradeço ao Prof. Dr. Rubens Alves Dias, meu coorientador, por todas sugestões e orientações, e pelas descontrações nas reuniões de orientação *online*, com diversos fundos de tela...

Agradeço à Prof. Dra. Paloma Maria Silva Rocha Rizol e ao Prof. Dr. Mateus Ricardo Nogueira Vilanova pela atenção e pela dedicação à avaliação deste trabalho na etapa de qualificação. Suas sugestões foram valiosas!

Agradeço às equipes da Seção Técnica da Pós-Graduação e da Biblioteca, por toda a atenção dedicada e pela disponibilidade em atendimento de dúvidas.

Também agradeço à Unesp por oferecer, no Vale do Paraíba, a oportunidade de estudo àqueles que não conseguem dedicação exclusiva, por meio da alternativa de ingresso como alunos especiais. À FAPESP e ao CNPq, pelo fomento da pesquisa na UNESP.

Agradeço, por fim, a Deus, na Santíssima Trindade: minha inspiração diária de fazer do mundo um lugar melhor.

“Quando você está estudando um assunto, ou considerando alguma filosofia, pergunte a si mesmo, somente: quais são os fatos? E qual é a verdade que os fatos revelam?

Nunca se deixe divergir pelo que você gostaria de acreditar ou pelo que você acha que traria benefícios às crenças sociais se acreditado. Olhe apenas e somente para quais são os fatos”.

Bertrand Russell

RESUMO

O atual modelo de mercado preconiza a produção de bens e serviços a partir de recursos naturais, com perdas atreladas ao processo. Contudo, além das perdas tácitas e contabilizadas, existem aquelas não consideradas que incorrem em consequências externas, conhecidas como externalidades. Tais externalidades, majoritariamente ambientais e sociais, têm potencial de alteração do custo final do produto, se financeiramente valoradas e reconhecidas pelo processo. Assumindo que a geração de energia elétrica é um processo produtivo, a internalização das externalidades ambientais da geração pode influenciar seus custos, alterando os rumos do planejamento energético e da escolha das fontes de energia prioritárias dentre as ofertadas na matriz energética. O presente trabalho tem por objetivo identificar as externalidades ambientais das emissões atmosféricas das alternativas de geração de energia elétrica, contexto nacional, na etapa de geração de energia, e desenvolver estratégias de precificação das mesmas, levando em consideração o arcabouço teórico de valoração ambiental e dos custos energéticos no país. Para tal, foram realizadas as etapas de levantamento bibliográfico extenso sobre os custos e externalidades ambientais de emissões atmosféricas da geração de energia elétrica; de definição das variáveis ambientais a serem consideradas externalidades, com subsequente definição de método. Alguns resultados obtidos, tais como os menores custos ambientais das gerações a partir de recursos naturais renováveis, e a relevância de custos ambientais de emissão de gases de efeito estufa para a geração hidrelétrica e termelétrica a gás natural, têm consistência com as premissas do planejamento energético nacional. Outros, como os custos à saúde humana atrelados às gerações termelétricas a biomassa, carvão mineral e óleos diesel e combustível, ainda não fazem parte dos aspectos considerados para os direcionamentos do futuro da eletricidade no país. Foi também definida e calculada a Tarifa Ambiental, indicativa da internalização dos custos ambientais ao consumidor residencial, no valor de 0,0646 R\$/kWh, equivalente a aumento potencial de cerca de 10% na “conta de energia”. Ainda que com dados nacionais restritos, foi possível construir um modelo conceitual para a internalização dos custos ambientais da geração de energia elétrica no país, que pode alicerçar políticas públicas e orientar tomadores de decisão, viabilizando o desenvolvimento sustentável.

PALAVRAS-CHAVE: Custos ambientais. Geração de energia elétrica. Emissões atmosféricas. Externalidades ambientais. Setor energético nacional.

ABSTRACT

The current market model advocates the production of goods and services from natural resources, with losses linked to the process. However, in addition to tacit and accounted losses, there are those not considered, which incur external consequences, known as externalities. Such externalities, mainly environmental and social, have the potential to change the final cost of the product, as long as they are financially valued and recognized by the process. Assuming that electricity generation is a productive process, the internalization of the generation's environmental externalities can influence its costs, changing the direction of energy planning and the choice of priority energy sources among those offered in the energy matrix. This work aims to identify environmental externalities and develop pricing strategies for them, taking into account the theoretical framework of environmental valuation and energy costs in the country. Therefore, the steps of an extensive bibliographic survey on the costs and environmental externalities of electricity generation were carried out; definition of environmental variables to be considered externalities, with subsequent definition of methodology. Some results obtained, such as the lower environmental costs of generations from renewable natural resources, and the relevance of environmental costs of emission of greenhouse gases for hydroelectric and thermoelectric generation using natural gas, are consistent with the assumptions of national energy planning. Others, such as the costs to human health linked to thermoelectric generations using biomass, coal, diesel and fuel oils, are still not part of the aspects considered for the directions of the future of electricity in the country. The Environmental Tariff was also defined and calculated, indicating the internalization of environmental costs to residential consumers, of 0.0646 R\$/kWh, equivalent to a potential increase of around 10% in the “energy bill”. Although with restricted national data, it was possible to determine a conceptual framework for the internalization of the environmental costs of electricity generation in the country, which can support public policies and guide decision makers, enabling sustainable development.

KEYWORDS: Environmental costs. Electricity generation. Environmental valuation. Environmental externalities. National energy sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Energética da Geração de Energia Elétrica em escala global, ano base 2018.....	17
Figura 2 – Matriz Energética da Geração de Energia Elétrica Nacional, ano base 2020.....	19
Figura 3 – Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030 por tecnologia – em GW.....	20
Figura 4 – Fluxograma de uma turbina a gás de ciclo simples.....	23
Figura 5 – Fluxograma de termelétrica de ciclo combinado.....	23
Figura 6 – Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa.....	27
Figura 7 – Fluxograma do funcionamento de um reator nuclear.....	28
Figura 8 – Esquema de funcionamento da uma usina de geração eólica.....	29
Figura 9 – Evolução de geração eólica no Brasil, entre 2007 e 2020.....	29
Figura 10 – Desenho esquemático de uma célula fotovoltaica.....	30
Figura 11 – Fluxo de processo para escolha do método da pesquisa.....	53
Figura 12 – Adaptação metodológica.....	58
Figura 13 – Custos ambientais médios das emissões atmosféricas de poluentes (R\$/MWh) das tecnologias de geração de energia elétrica.....	70
Figura 14 – Representatividade percentual dos custos ambientais das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração de energia elétrica.....	71
Figura 15 – Representatividade absoluta dos custos ambientais médios (R\$/kWh) das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração de energia elétrica.....	73

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Poluentes atmosféricos típicos da etapa de geração de energia elétrica, por fonte.....	35
Quadro 2 – Características dos poluentes atmosféricos típicos da etapa de geração de energia elétrica, por fonte.....	36
Quadro 3 – Definição do método.....	54
Quadro 4 – Categorias de impacto e variáveis consideradas.....	55
Quadro 5 – Empreendimentos de geração de energia elétrica em operação no Brasil, segundo potência outorgada.....	64
Quadro 6 – Categorias de impacto e variáveis consideradas para as tecnologias de geração de energia elétrica, matriz energética elétrica nacional.....	66
Quadro 7 – Categorias de impacto e variáveis consideradas para o cálculo do custo ambiental das tecnologias de geração de energia elétrica, matriz energética elétrica nacional.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Fatores de emissão para geração a biocombustíveis, biomassa, resíduos e biogás (g/kWh).....	59
Tabela 2 – Fatores de emissão para Geração a Óleo Combustível (g/kWh).....	59
Tabela 3 – Fatores de emissão para Geração a Carvão Mineral (g/kWh).....	59
Tabela 4 – Fatores de emissão para Geração a Gás Natural (g/kWh).....	60
Tabela 5 – Fatores de emissão para Geração a Óleo Diesel (g/kWh).....	60
Tabela 6 – Fatores de emissão para Geração Hidrelétrica (g/kWh).....	60
Tabela 7 – Custos ambientais das emissões atmosféricas, União Europeia.....	61
Tabela 8 – Custos ambientais das emissões atmosféricas de poluentes das tecnologias de geração de energia elétrica.....	69
Tabela 9 – Detalhamento das parcelas do cálculo da Tarifa Ambiental.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACV	Análise de Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DAA	Disposição a Aceitar
DAP	Disposição a Pagar
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
H ₂ S	Ácido Sulfídrico
IPA	<i>Impact Pathway Approach</i> (Ferramenta da Abordagem de Impacto)
LCOE	<i>Leveled Costs of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
MAC	Método do Abatimento de Custos
MCD	Método do Custo dos Danos
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicações
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MELP	Modelo de Expansão a Longo Prazo
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MP	Material Particulado
MVC	Método da Valoração de Contingente
N ₂ O	Óxido Nitroso
NMHC	Hidrocarbonetos não metano
NO _x	Óxidos de Nitrogênio
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PM ₁₀	Material Particulado com partículas inferiores a 10 micrômetros
PM _{2,5}	Material Particulado com partículas inferiores a 2,5 micrômetros
PDE	Plano Decenal de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL

SIRENE	Sistema de Registro Nacional de Emissões
SO ₂	Óxidos de Enxofre
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VE	Valor de Existência
VERA	Valor Econômico de um Recurso Ambiental
VO	Valor de Opção
VUD	Valor de Uso Direto
VUI	Valor de Uso Indireto

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	OBJETIVOS.....	17
1.1.1	Objetivos Específicos.....	18
1.2	ESTRUTURA.....	18
2	A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	19
2.1	MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.....	19
2.1.1	Geração Hidrelétrica.....	21
2.1.2	Geração Termelétrica.....	22
2.1.2.1	Geração Termelétrica a partir do Gás Natural.....	22
2.1.2.2	Geração Termelétrica a partir do Carvão Mineral.....	24
2.1.2.3	Geração Termelétrica a partir de Óleo e Derivados de Petróleo.....	25
2.1.2.4	Geração Termelétrica a partir da Biomassa, Biocombustíveis e Resíduos.....	26
2.1.3	Geração Termonuclear.....	27
2.1.4	Geração Eólica.....	29
2.1.5	Geração Solar.....	30
2.2	IMPACTOS AMBIENTAIS DA GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL.....	31
2.2.1	Contexto Geral e o Planejamento Energético.....	31
2.2.2	Impactos Ambientais da Geração de Energia – Emissões Atmosféricas.....	33
3	VALORAÇÃO AMBIENTAL.....	37
3.1	FUNDAMENTOS DE ECONOMIA AMBIENTAL.....	37
3.2	CONCEITOS E MÉTODOS DE VALORAÇÃO.....	38
3.2.1	Métodos da Função da Produção.....	40
3.2.1.1	Método da Produtividade Marginal.....	40
3.2.1.2	Método do Mercado de Bens Substitutos.....	40

3.2.2	Métodos da Função da Demanda.....	41
3.2.2.1	Método dos Preços Hedônicos.....	41
3.2.2.2	Método da Valoração de Contingente.....	42
3.3	CUSTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	43
3.3.1	Conceitos Gerais.....	43
3.3.2	Estado da Arte: Métodos Utilizados e Resultados Obtidos.....	44
4	MATERIAL E MÉTODO.....	53
4.1	DEFINIÇÃO DO MÉTODO.....	53
4.2	DESCRIÇÃO DO MÉTODO ESCOLHIDO.....	55
4.3	ADAPTAÇÃO DO MÉTODO AO CONTEXTO NACIONAL.....	57
4.3.1	Contextualização.....	57
4.3.2	Avaliação das Categorias de Impacto e Variáveis.....	58
4.3.3	Definição dos Fatores de Emissão.....	58
4.3.4	Definição do Custo Externo de Emissão dos Poluentes.....	60
4.3.5	Cálculo do Custo Ambiental de Cada Categoria de Impacto.....	62
4.3.6	Avaliação do Impacto ao Custo Final ao Consumidor.....	62
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	64
5.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	64
5.2	AVALIAÇÃO DAS CATEGORIAS DE IMPACTO E VARIÁVEIS.....	65
5.3	CÁLCULO DO CUSTO AMBIENTAL.....	67
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	75
	REFERÊNCIAS.....	78

1 INTRODUÇÃO

A existência humana, e seu progressivo desenvolvimento desde a pré-história, tem relação de direta dependência de exploração de recursos naturais – principalmente energéticos. A descoberta do fogo, as aplicações energéticas para produção agrícola e, posteriormente, o uso de combustíveis fósseis, foram marcos de ruptura com o período anterior, e de criação de uma nova forma de interação com o ambiente (JEFFERSON, 2015). Entretanto, em se tratando de um planeta com recursos finitos, os recursos e seu consumo têm, por definição, um limite (CAVALCANTI, 2015; NOGUEIRA, 2019).

Considerando a Teoria Econômica convencional, os recursos são utilizados o maior retorno de valor agregado para a sociedade, num circuito fechado. Todavia, se o sistema econômico extrai recursos do ambiente e descarta resíduos, e tais resíduos não são totalmente reintegrados ao processo produtivo, ele não pode ser, verdadeiramente, considerado um circuito fechado (CECHIN; VEIGA, 2010).

O uso dos recursos gera, portanto, custos externos, sejam locais e imediatos, ou extrapolados temporal e globalmente, que não são considerados na precificação de mercado, isto é, na atribuição do real valor econômico dos recursos explorados (MOTTA, 2013), sendo que “os custos de fazer negócio que não são suportados pela organização” (GIES, 2017) são conhecidos como externalidades.

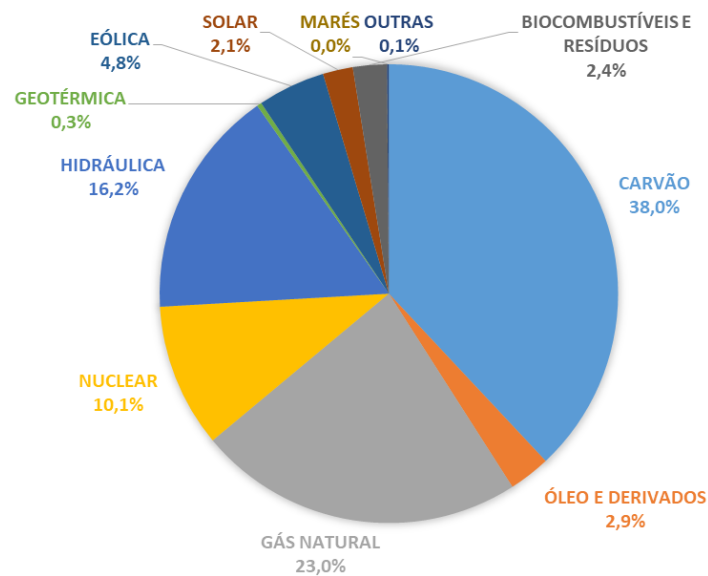
Dentro deste contexto, as necessidades energéticas advindas do desenvolvimento da sociedade também geram consequências que, positivas ou negativas, são externalidades que também costumam não ser consideradas no preço de mercado da energia (MOSLEHI; REDDY, 2019).

Energias baseadas em combustíveis fósseis são conhecidas por serem mais seguras (em termos de geração de energia firme) e rentáveis, contudo, são também mais poluentes que aquelas advindas de fontes renováveis. Entretanto, é esperado um aumento de custo das mesmas, dadas as já citadas limitações de recursos. Em contrapartida, as energias renováveis têm se desenvolvido cada vez mais rapidamente, e deixado a vantagem econômica dos combustíveis fósseis cada vez menos relevante. Ainda, considerando os custos ambientais e sociais, cenários baseados em fontes não fósseis apresentam-se cada vez mais em evidência (CORONA *et al.*, 2016).

Adicionalmente, levando-se em consideração os seguintes fatores: uma população em constante crescimento (estima-se alcançar a marca de 10,9 bilhões de pessoas em 2100 (NAÇÕES UNIDAS, 2019), que consome, anualmente, mais de 24.000 TWh de energia

elétrica (IEA, 2021); uma matriz energética elétrica ainda fundamentalmente fóssil (Figura 1), em um planeta de recursos finitos; e uma sociedade que deve garantir acessibilidade de energia a todos, com desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética (NAÇÕES UNIDAS, 2015), o enfoque da internalização dos custos ambientais da geração de energia elétrica (que sobrepujam o mercado de carbono) assume posição de quebra de paradigmas, pelo potencial de subsidiar políticas públicas e tomadas de decisão no setor energético mundial.

Figura 1 – Matriz Energética da Geração de Energia Elétrica em escala global, ano base 2018.



Fonte: adaptado de IEA (2021).

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo investigar as externalidades ambientais relativas às emissões atmosféricas decorrentes das tecnologias de geração de energia elétrica considerados na matriz energética nacional, a fim de estabelecer um rol de variáveis precificáveis no sistema econômico, e utilizando um método embasado para a internalização de custos ambientais de emissões atmosféricas na geração de energia elétrica no país, de modo a subsidiar o desenvolvimento de políticas públicas do setor energético e orientar tomadores de decisão.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Conhecer e compreender os diferentes recursos que congregam a oferta de energia elétrica nacional, bem como as emissões atmosféricas e os principais impactos ambientais resultantes das tecnologias de geração de energia elétrica;
- Analisar e discutir os diferentes instrumentos econômicos aplicáveis às externalidades ambientais;
- Definir estratégias para a precificação de eletricidade, considerando a valoração de recursos que ainda não fazem parte do mercado (*non-market values*);

Embora tenha ocorrido uma ampla busca ao longo do trabalho para torná-lo o mais aderente possível à realidade brasileira, e o mais abrangente possível à matriz energética nacional, a atual disponibilidade de dados, mediante as restrições de acesso ou sua falta em nível nacional, requereu assumir determinados valores em favor da aplicação do método.

Mesmo com extenso levantamento bibliográfico em repositórios de instituições de ensino, e em publicações oficiais de organismos governamentais, os dados utilizados na aplicação do método são, em sua grande maioria, advindos de pesquisas e programas internacionais, limitando a contextualização objetivada.

1.2 ESTRUTURA

A presente dissertação está organizada em capítulos. O capítulo 2 apresenta a matriz energética elétrica nacional, abordando características de cada uma das fontes de geração existentes, bem como aborda os principais impactos ambientais das tecnologias descritas, no tocante às emissões atmosféricas.

O capítulo 3 descreve os conceitos e métodos de valoração ambiental que dão suporte à pesquisa, aborda a conceituação de custos ambientais e apresenta estudos de caso em que custos ambientais de produção de energia elétrica foram avaliados.

O capítulo 4 descreve as etapas desenvolvidas para a definição do método, e subsequente adaptação à realidade da pesquisa.

No capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados obtidos, e o capítulo 6 contempla as conclusões e recomendações para aplicação da pesquisa, e proposição de trabalhos futuros.

2 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

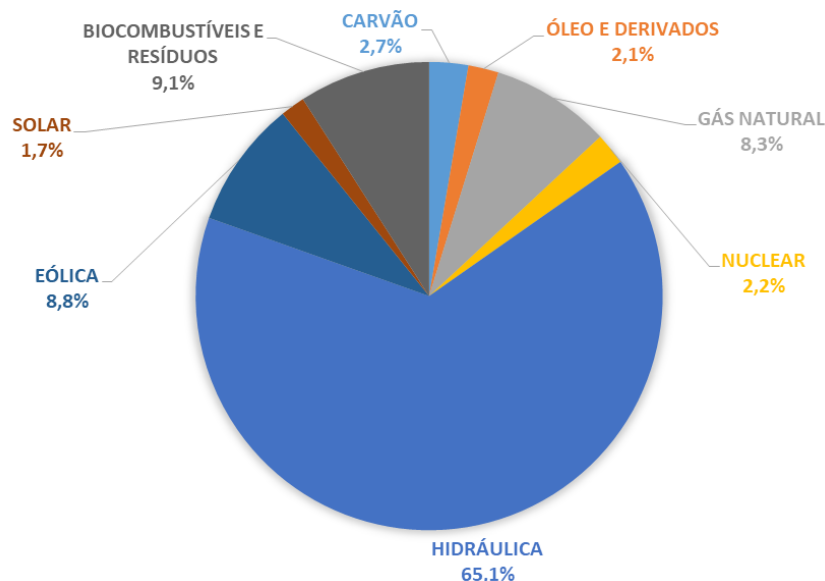
Para a melhor compreensão acerca da relação entre custos ambientais de emissões atmosféricas e a geração de energia elétrica, é feita a descrição das características básicas das fontes de energia elétrica presentes na matriz energética nacional, bem como discussões dos seus aspectos e impactos ambientais mais relevantes, notadamente na etapa de operação.

2.1 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

O Brasil, por suas características naturais, geológicas e geográficas, tem especificidades no tocante ao setor energético: enquanto, mundialmente, a participação de energias renováveis na matriz energética é de cerca de 14% (ano base 2018), nacionalmente, cerca de 48% (ano base 2020) de toda a oferta de energia advém de fontes renováveis, tais como biomassa, carvão vegetal, biodiesel, biogás, eólica e hidráulica (EPE, 2021a).

Em se tratando de matriz elétrica (Figura 2), a participação de recursos renováveis supera a de recursos não renováveis – apenas a energia hidráulica ofertou, em 2018, mais de 421 TWh de energia, ou mais de 65% de toda a oferta nacional. Soma-se a isso um aumento de cerca de 90% da capacidade instalada de energia solar entre 2017 e 2018, e a intensa expansão da geração eólica na última década: de 1,183 TWh em 2008 para 57,051 TWh em 2018 (EPE, 2021a).

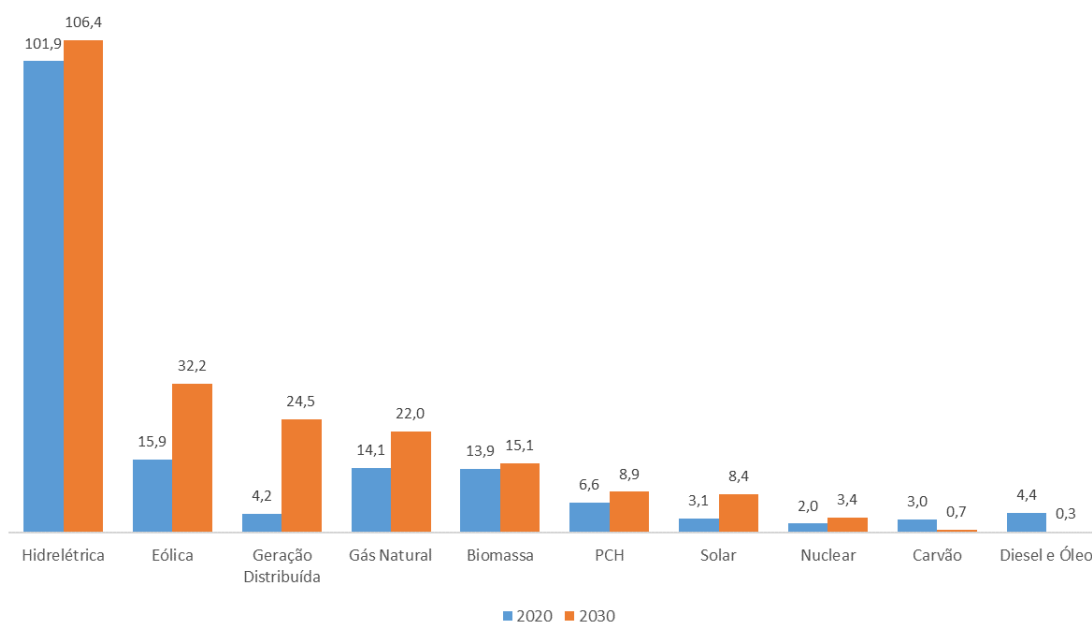
Figura 2 – Matriz Energética da Geração de Energia Elétrica Nacional, ano base 2020.



Fonte: adaptado de EPE (2021a).

Para atendimento ao crescimento de carga, segundo o Plano Decenal de Energia (PDE) 2030 (EPE, 2021b), a matriz elétrica nacional se mantém com grande potencial para energias renováveis, com destaque para as fontes eólica e fotovoltaica. Todavia, dadas as características de limitação para atendimento a requisitos de potência e viabilidade de produção, a ampliação da participação dessas tecnologias impõe expansão concomitante de potência complementar afirmando também a expansão da geração de energia a partir de fontes não renováveis, com destaque para a geração termelétrica a gás natural, e ainda a plena operação da Usina Termonuclear de Angra 3, representando a expansão nuclear decenal (EPE, 2021b). A Figura 3 apresenta o cenário de referência do PDE 2030 para a expansão.

Figura 3 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030 por tecnologia – em GW.



Fonte: adaptado de EPE (2021b).

Serão, portanto, descritas nos subitens que se seguem, características básicas de cada tecnologia presente na matriz energética elétrica nacional.

2.1.1 Geração Hidrelétrica

O aproveitamento do potencial hidrelétrico remonta mais de um século – registros históricos indicam como 1883 o ano da instalação da primeira usina do tipo no país. Atualmente, o Brasil ocupa o 2º lugar em potencial de geração hidrelétrica no mundo (IEA, 2020).

A energia hidrelétrica é aquela produzida a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso de água, considerando a combinação entre os fatores: vazão e quantidade de água disponível em um certo período de tempo, com seus desníveis, sejam eles naturais ou formados artificialmente por barramentos (EPE, 2007a).

Uma usina hidráulica é composta, basicamente, pelos seguintes elementos (EPE, 2007a):

- i. Barragem: é a estrutura que interrompe o curso natural do rio, formando, na maioria das vezes, um lago artificial. Suas funções são formar a queda d'água e/ou permitir a captação da água em um nível adequado. As usinas com grandes represas de acumulação têm ainda a capacidade de acumular água para períodos de maiores estiagens.
- ii. Casa de força: a água captada no reservatório, por meios dos sistemas de captação e adução, é enviada até a casa de força, que abriga as turbinas e os geradores. Em conjunto, tais equipamentos são responsáveis por transformar a energia cinética em energia mecânica, e, posteriormente, a energia mecânica em energia elétrica. Após passar pelo conjunto, a água é restituída ao rio.
- iii. Vertedouro: o excesso de água do barramento, ou seja, o afluente que não interessa ou não pode ser utilizado nem para geração de energia, nem para o armazenamento, é devolvido ao leito original do corpo d'água por meio dos vertedouros.

Duas classificações são relevantes para a descrição das unidades de geração hidrelétrica: quanto à potência instalada e tamanho do reservatório; e quanto à capacidade de regularização do reservatório.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2020), os aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW são classificadas como Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida (CGH). As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são as usinas de geração hidrelétrica que têm potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e reservatório com área de até 13 km². Por sua vez, as Usinas Hidrelétricas (UHE) são aquelas unidades geradoras com potência

instalada superior a 50.000kW (sujeitos a outorga), ou potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, desde que não sejam enquadrados como PCH e estejam sujeitos à outorga de autorização, e também aquelas que, independente da potência instalada, tenham sido objeto de outorga de concessão ou de autorização.

Segundo dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)¹ (ANEEL, 2021a), em dados mais atualizados (dezembro de 2021) existem 1374 empreendimentos hidrelétricos instalados e em fase de operação no Brasil: 730 CGHs, que representam cerca de 1% do potencial instalado; 425 PCHs, correspondendo a 5% do potencial instalado e 219 UHEs, que juntas representam 95% da potência instalada, ou quase 103 GW.

Quanto à capacidade de regularização do reservatório, as usinas geração são classificadas em usina fio d'água, que não operam reservatório e usam a vazão natural do aproveitamento hídrico, e usinas de acumulação, as quais permitem regularizar as vazões.

2.1.2 Geração Termelétrica

Na geração termelétrica, a energia térmica dos combustíveis é transformada em outras formas de energia (energia cinética, energia de pressão, energia interna), para conseguinte produção de energia elétrica. No Brasil, são consideradas dentro da matriz de geração elétrica as gerações térmicas a partir de gás natural, carvão mineral, óleo e derivados, e as gerações a partir de biomassa, biocombustíveis e resíduos.

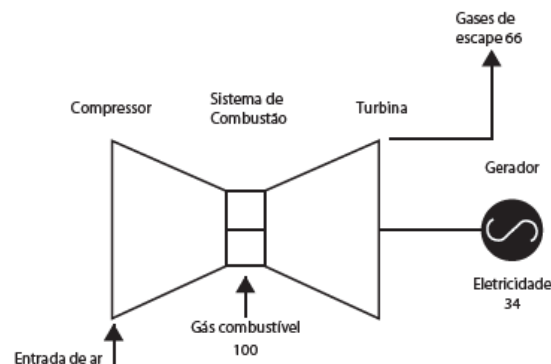
2.1.2.1 Geração Termelétrica a partir do Gás Natural

O gás natural, combustível de origem fóssil (tal como petróleo e carvão mineral), tem seu uso difundido em todas as regiões do país, quer seja pela exploração das reservas nacionais em campos terrestres (*onshore*) e no mar (*offshore*), ou pela importação, por meio dos sistemas de gasodutos que ligam o Brasil às áreas produtoras, como Bolívia e Argentina. As tecnologias de geração de eletricidade a partir de gás natural podem ser divididas em três grupos: usinas de ciclos simples, usinas de ciclo combinado e usinas de cogeração (EPE, 2007b).

¹ O sistema SIGA disponibiliza dados atualizados diariamente sobre a geração de energia elétrica nacional, além de relatórios diversos.

As usinas de ciclo simples² são máquinas motrizes de combustão interna, e a geração de energia elétrica consiste na compressão do ar atmosférico para entrada no sistema de combustão, onde se mistura com o combustível. A mistura no sistema de combustão resulta em gases de alta temperatura, que acionam o compressor e a turbina para gerar energia elétrica. Tais usinas, também conhecidas como ciclo aberto, estão em estágio mais maduro de desenvolvimento, entretanto, têm rendimento inferior às de ciclo combinado (EPE, 2007b). A Figura 4 exemplifica o fluxograma do processo de geração.

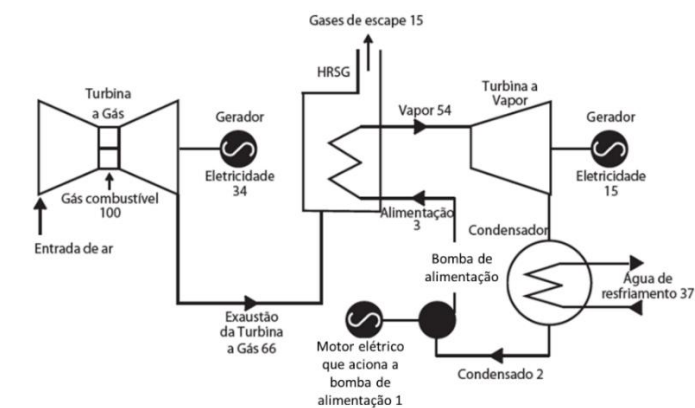
Figura 4 – Fluxograma de uma turbina a gás de ciclo simples.



Fonte: adaptado de EPE (2007b).

As usinas de ciclo combinado consistem na combinação de dois tipos de turbina, a gás e a vapor. Nesta tecnologia, os gases em alta temperatura expelidos pela descarga da turbina a gás são utilizados para a geração de vapor na turbina a vapor, aumentando o rendimento: em ciclo simples, com turbina a gás, seu valor é da ordem de 38%, enquanto as unidades de ciclo combinado podem atingir valores superiores a 50% (Figura 5).

Figura 5 – Fluxograma de termelétrica de ciclo combinado.



Fonte: adaptado de EPE (2007b).

² EPE (2007b) caracteriza como termelétricas de ciclo simples aquelas com turbinas a gás, ciclo Brayton.

Finalmente, o processo de cogeração é resultante da produção combinada de calor útil e energia mecânica, convertida em energia elétrica, a partir da energia química advinda de um ou de mais combustíveis (EPE, 2007b). O processo de cogeração é diretamente relacionado a processos industriais, em que gases de exaustão provenientes das transformações dos materiais são aproveitados em caldeiras recuperadoras para gerar vapor, além de ser bastante difundido no setor de serviços, como em hospitais e hotéis.

Dentro do sistema elétrico brasileiro, as usinas termelétricas a gás natural têm característica de confiabilidade e flexibilidade operacional, e de atuação complementar à geração hidrelétrica: as 166 UTEs (Usinas Termelétricas) a gás natural instaladas e em fase de operação no Brasil têm potência instalada de aproximadamente 17 GW (ANEEL, 2021a).

2.1.2.2 Geração Termelétrica a partir do Carvão Mineral

O carvão mineral é um combustível fóssil constituído por uma mistura de hidrocarbonetos, formado a partir de decomposição de vegetais que, ao longo dos tempos, sofreram soterramento e compactação. Em função de sua composição química, o carvão é classificado em turfa (menos carbonificado, na ordem de 45%), linhito, hulha e antracito (mais carbonificado, com conteúdo superior a 90%) (EPE, 2007e).

Em decorrência de sua disponibilidade e distribuição geográfica - com enormes reservas espalhadas em diversas partes do mundo - é a principal fonte de energia elétrica em escala mundial. Além disso, o carvão está disponível em grande variedade de formas, pode ser estocado nas proximidades de centros consumidores, não depende de dutos de alta pressão para transporte, nem de rotas dedicadas, e tem menores custos atrelados à extração. Todas essas vantagens, segundo EPE (2007e) colocam o combustível em destaque no panorama energético mundial, apesar de sua característica potencialmente poluente.

No Brasil, as reservas de carvão mineral predominam na região sul do país, sendo a maior delas localizada no Rio Grande do Sul: a usina de Candiota representa quase 40% da produção nacional (EPE, 2007e). A participação do combustível na matriz energética elétrica ainda é baixa (inferior a 3%) (EPE 2021a) e, dentre as mais de 2500 UTEs a combustível fóssil instaladas e em operação no país, apenas 13 operam usando carvão (ANEEL, 2021a).

O carvão mineral nacional é considerado, conforme Tolmasquim (2016) como de baixa qualidade, por apresentar elevados teores de cinzas, de enxofre e de voláteis. Em função disso, as usinas de geração termelétrica costumam estar localizadas nas imediações das minas. Em contrapartida, algumas usinas têm sido instaladas fora de áreas minerárias, para uso de carvão

importado, prioritariamente dos Estados Unidos, da Austrália e da Colômbia (TOLMASQUIM, 2016).

As UTEs em operação são constituídas, de forma geral, por caldeiras, grupos turbina-gerador e condensadores, operando em ciclo. O vapor produzido na caldeira, a partir da energia térmica da queima do carvão mineral na fornalha, é fornecido ao conjunto turbina-gerador, que produz a energia elétrica. Na sequência, o vapor é condensado no trocador de calor e retorna para a caldeira. Segundo EPE (2007e), assim como na geração termelétrica a gás natural, estão em operação na atualidade usinas de ciclos simples e usinas de ciclo combinado.

As tecnologias de geração termelétrica envolvem a forma de aplicação do combustível. Segundo EPE (2007e), as tecnologias se dividem entre aquelas que já estão desenvolvidas para escala comercial, a saber combustão pulverizada e em leito fluidizado (em pressão atmosférica); outras que já tiveram sua aplicação demonstrada, como a gaseificação integrada com ciclo combinado e a combustão em leito fluidizado em vapores sub e supercríticos; e ainda aquelas que ainda estão em etapa de pesquisa e desenvolvimento, como a gaseificação integrada com célula combustível, e a combustão direta. No Brasil, as UTEs a carvão mineral instaladas e em operação correspondem às tecnologias mais plenamente desenvolvidas e, assim como as UTEs a gás natural, operam em regime complementar à geração hídrica.

2.1.2.3 Geração Termelétrica a partir de Óleo e Derivados de Petróleo

Os derivados de petróleo mais amplamente utilizados na geração de energia em escala mundial são o óleo diesel e o óleo combustível (EPE, 2007g), ainda que pouco representem proporcionalmente a outras fontes de geração de eletricidade. O óleo diesel é um derivado de petróleo com faixa de destilação entre 150° e 380°C, enquanto que o óleo combustível é uma mistura de óleos residuais, classificados segundo sua viscosidade.

Nas gerações nacionais a óleo diesel, destaca-se a predominância de pequenas unidades que atendem a sistemas isolados ou a pequenos usos do setor de serviços: 2202 unidades têm potências inferiores a 20MW (ANEEL, 2021a). O uso final de óleo combustível atende predominantemente a demanda de ponta dos centros consumidores da região Sudeste. Segundo dados da ANEEL, existem 2325 UTEs a base de petróleo e seus derivados em fase de operação no Brasil, sendo 68 UTEs a óleo combustível (3,5 GW outorgados) e 2230 UTEs a óleo diesel, com montante superior a 4,6 GW outorgados (ANEEL, 2021a).

Os grupos geradores a diesel que operam no país são formados por motores a combustão interna, nos quais o ar é aspirado no cilindro e comprimido a uma temperatura suficientemente alta, de tal maneira que o combustível injetado se queime sem a necessidade de centelha de ignição (ciclo diesel). Por sua vez, nas unidades geradoras a partir de óleo combustível predominam processos de ciclo vapor, constituídos por caldeiras, grupos turbina-gerador e condensadores (EPE, 2007g), assim como descrito na seção 2.1.2.2.

2.1.2.4 Geração Termelétrica a partir da Biomassa, Biocombustíveis e Resíduos

O Brasil, por suas características territoriais, com alta disponibilidade de terras agricultáveis, e devido a evolução tecnológica na produção agrícola, apresenta vantagens na produção de insumos para produção de energia elétrica a partir de biomassa. Segundo EPE (2007f), o recurso é classificado, no viés energético, nas categorias de biomassa florestal, seus produtos, subprodutos e resíduos; biomassa energética agrícola, como culturas agroenergéticas, resíduos e subprodutos agrícolas, agroindustriais e da produção animal; e resíduos e rejeitos urbanos.

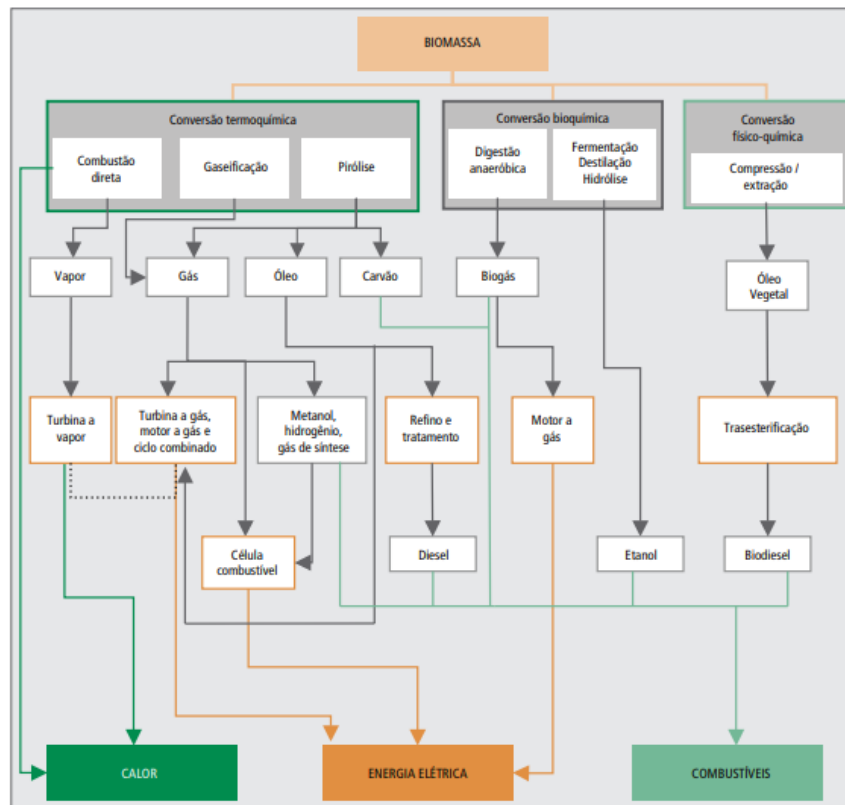
Segundo ANEEL (2021), das 589 UTEs à base de biomassa em operação no Brasil, 76% (12 GW) correspondem a biomassa de bagaço de cana (principal biomassa residual do processamento industrial da cana-de-açúcar para a produção de açúcar e etanol) e 16% (2,5GW) correspondem a licor negro (subproduto da indústria de papel e celulose). Dessa forma, é evidente a importância da cogeração integrada aos processos produtivos dos setores agroindustriais.

A conversão de biomassa em energia pode seguir, segundo EPE (2007f), diferentes rotas tecnológicas, agrupadas em três processos principais (Figura 6). O primeiro, conversão termoquímica, inclui a combustão direta, a gaseificação e a pirólise. O segundo, conversão bioquímica, congrega a digestão anaeróbica, a fermentação/destilação e a hidrólise. O terceiro, conversão físico-química, contempla a compressão, a extração e a esterificação. Em escala comercial, dá-se destaque para a combustão direta.

Em todas as rotas, a biomassa é convertida em um produto intermediário que, na sequência, é utilizado em uma máquina motriz para produção de energia mecânica, posteriormente convertida em energia elétrica em um gerador. Dentre as alternativas tecnológicas aplicadas em escala no Brasil, a geração em ciclos a vapor tem destaque na aplicação operacional. Por sua vez, a alternativa tecnológica dos ciclos combinados

integrados a gaseificação da biomassa por ora permanece em estágio de desenvolvimento (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 6 – Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa.



Fonte: adaptado de EPE (2007f).

2.1.3 Geração Termonuclear

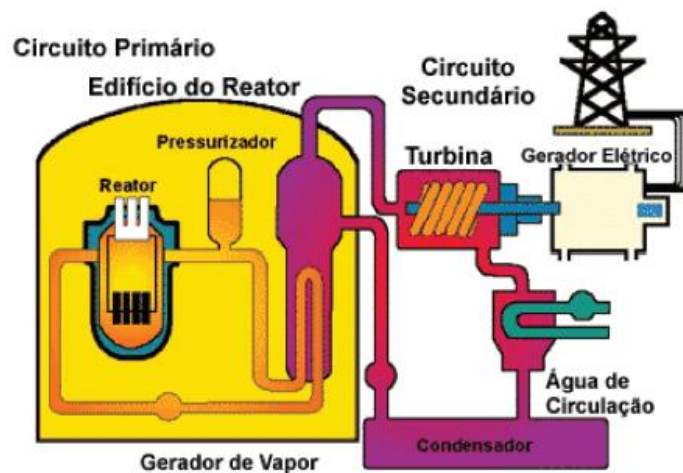
Conceitualmente, as usinas nucleares são semelhantes às usinas termelétricas de ciclo simples: o processo envolve aquecimento de vapor a alta pressão que, ao expandir-se, aciona a turbina a vapor e, em seguida, o gerador. O vapor que sai da turbina, em baixa pressão, é condensado e volta ao início do processo (EPE, 2007c). As diferenças consistem no combustível utilizado, e na forma de aquecimento e vaporização da água.

O reator é parte do sistema que caracteriza a geração termonuclear, pois é em seu interior que se dá a reação em cadeia de fissão nuclear (Figura 7). Reatores nucleares são compostos de elementos combustíveis, que são as varetas de óxido de urânio, e que produzem a reação. Também fazem parte do conjunto do reator as barras de controle de calor, o elemento moderador e o elemento refrigerante, que absorve o calor e o leva para o exterior

do reator para aproveitamento. Em grande parte da tecnologia nuclear aplicada no mundo, a água é utilizada tanto como moderador, quanto como refrigerante (EPE, 2007c).

Quanto ao uso da água, considera-se aqui, para descrição, a tecnologia PWR, ou *Pressurised Water Reactor* (Reator de Água Pressurizada), com operação predominante no mundo (EPE, 2007c) e única atualmente empregada no Brasil (ELETRONUCLEAR, 2022), em que a água é utilizada como refrigerante e como moderador: a água do circuito primário passa dentro do reator, se aquece e, no trocador de calor, resfria-se, transferindo a energia para o circuito secundário. A água do circuito secundário é a que efetivamente aciona as turbinas.

Figura 7 – Fluxograma do funcionamento de um reator nuclear.



Fonte: adaptado de EPE (2007c).

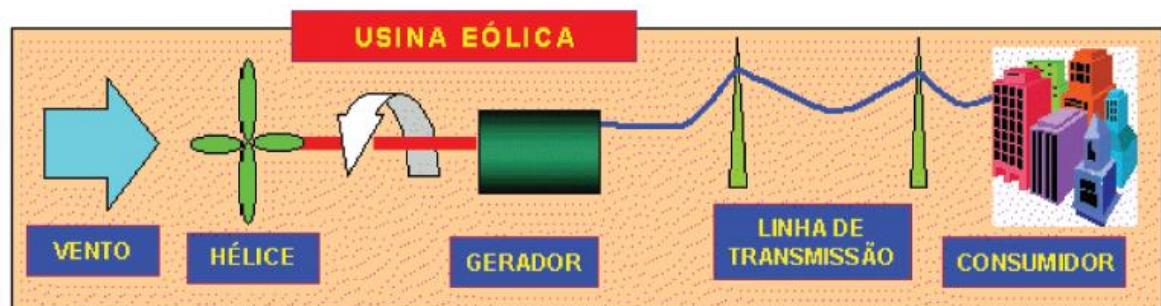
A participação da geração nuclear como fonte de energia elétrica na matriz energética nacional caiu quase 13% entre 2019 e 2020. O fato é justificado por paradas programadas de manutenção nas Usinas Termonucleares, localizadas no município de Angra dos Reis, no Rio de Janeiro (EPE, 2021a).

O Brasil apresenta vantagens competitivas em relação à energia nuclear, dada a existência de reservas do mineral – jazidas já mapeadas de mais de 240 mil toneladas de urânio contido, além de recursos potenciais ainda não totalmente mapeados no Norte do país (INB, 2022), domínio tecnológico do processo de enriquecimento e experiência no setor (EPE, 2007c). Todavia, em termos de capacidade instalada, o país tem 1,99 GW de potência outorgada (ANEEL, 2021a), cerca de 1% de toda a potência instalada outorgada no país.

2.1.4 Geração Eólica

A energia eólica é a energia cinética das massas de ar em movimento, aproveitada por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas ou aerogeradores (EPE, 2007d). Na Figura 8 é exemplificado, de forma genérica, o funcionamento de uma usina eólica.

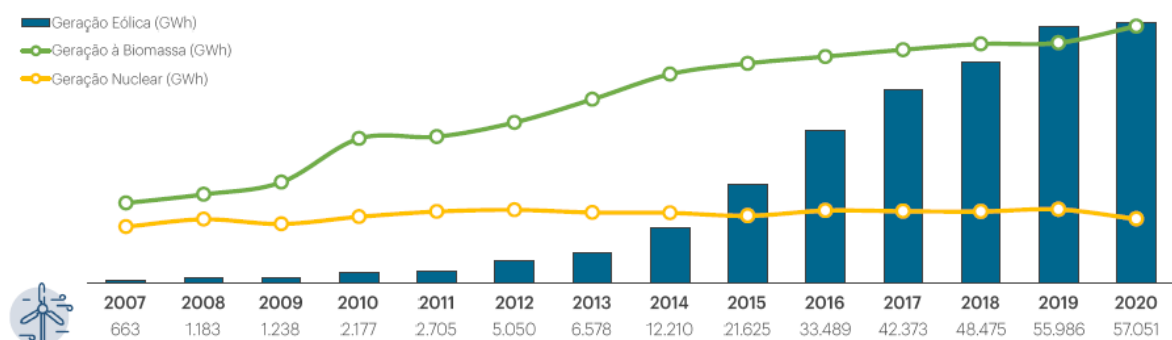
Figura 8 – Esquema de funcionamento da uma usina de geração eólica.



Fonte: adaptado de EPE (2007d).

A energia eólica tem despontado, desde 2015, como a fonte de energia renovável não hidráulica mais relevante para a matriz energética nacional – crescimento de 1,9% entre 2019 e 2020 (EPE, 2021a) (Figura 9). As regiões nordeste e sul do país concentram maioria dos projetos já instalados – 766 centrais de geração, 20 GW de potência outorgada, e configuram os melhores potenciais para aplicações (ANEEL, 2021a).

Figura 9 – Evolução de geração eólica no Brasil, entre 2007 e 2020.



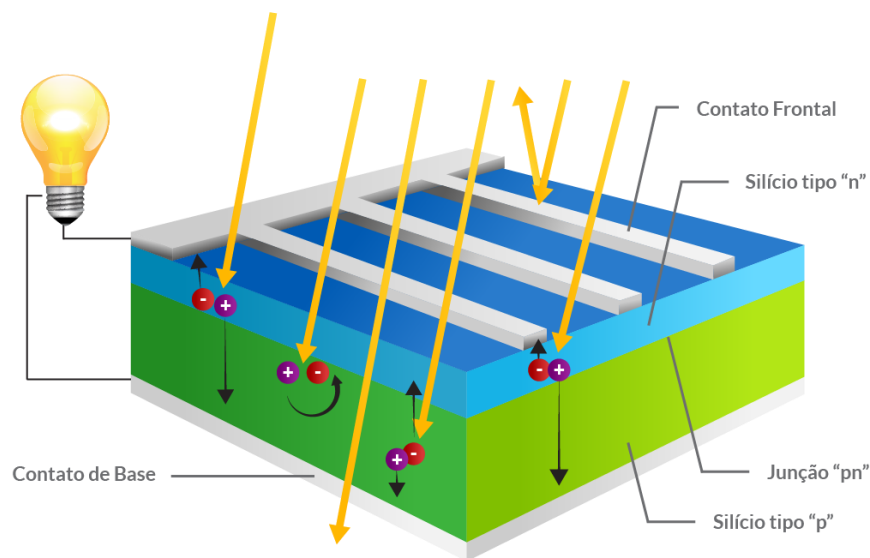
Fonte: adaptado de EPE (2021a).

2.1.5 Geração Solar

A energia gerada pelo Sol pode ser aproveitada, de forma prática, por meio de três formas principais de utilização: energia solar fototérmica, energia solar heliotérmica e energia solar fotovoltaica. Uma vez que no Brasil a energia fototérmica tem maior relação com a redução de consumo de energia proporcionado (deslocamento da carga), e não como efetiva fonte de energia elétrica, e que a alternativa heliotérmica ainda não foi aplicada em escala, esta seção tratará apenas do aproveitamento fotovoltaico (EPE, 2007d).

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida pela conversão da luz diretamente em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico, em uma célula fotovoltaica (Figura 10). Nesse fenômeno, há a geração elétrica dada diferença de potencial entre os extremos de um material semicondutor, produzido pela absorção de luz (EPE, 2007d). O semicondutor mais utilizado é o silício.

Figura 10 – Desenho esquemático de uma célula fotovoltaica.



Fonte: adaptado de EPE (2007d).

Dados do Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2021, Ano Base 2020 (EPE, 2021a) atribuem aumento de quase 140% em micro e mini geração entre 2019 e 2020, impulsionados pela geração fotovoltaica – apenas essa tecnologia sofreu aumento de 187% no período.

2.2 IMPACTOS AMBIENTAIS DA GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A presente seção busca contextualizar os impactos ambientais característicos da geração de energia elétrica no Brasil, e sua consideração nos planos de médio e longo prazo, dentro dos processos e projetos de planejamento energético. Ainda, apresenta de forma objetiva, os impactos ambientais relativos às emissões atmosféricas das principais tecnologias de geração do parque de geração nacional.

2.2.1 Contexto Geral e o Planejamento Energético

Os efeitos ambientais da geração de energia podem ser locais ou globais, e podem afetar a qualidade da água, do solo, do ar – com destaque para a poluição do ar causada por emissões atmosféricas, e a emissão de gases de efeito estufa (ALVES; UTURBEY, 2010). Consequentemente, a saúde humana é afetada.

Ainda que predominantemente renovável, a geração de energia no país tem relevante impacto quanto às emissões de gases de efeito estufa. Segundo dados estimados publicados pelo Sirene (Sistema de Registro Nacional de Emissões) do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), no ano de 2017, o setor energético contribuiu com 32,8% do total de emissões (MCTIC, 2019). A matriz energética renovável conta, como sistema de segurança para atendimento das necessidades de consumo, com usinas térmicas, que quando utilizadas incrementam a emissão de gases de efeito estufa na geração. Cabe ainda destacar aqui que a capacidade de produção hidrelétrica dos grandes centros industriais está perto do máximo, levando grandes projetos hidrelétricos para áreas distantes (JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015), especialmente em biomas ricos como o Cerrado e a Amazônia (ALVES; UTURBEY, 2010).

Contudo, mesmo as discussões acerca de mudanças climáticas, processo de precificação de externalidades ambientais mais conceitualmente desenvolvido, ainda não foi completamente internalizado no planejamento energético nacional. Muito embora o termo de referência do PNE 2050 (Plano Nacional de Energia 2050) apresente algumas questões ambientais como “fatores invariantes”, isto é, presentes em todos os cenários projetados, e tenha desenvolvido relatório de considerações iniciais sobre a temática (EPE, 2018a), o documento dos Cenários Econômicos para o PNE (EPE, 2018b) sinaliza a não consideração do impacto econômico da mudança do clima global pela falta de certezas e metodologias aplicáveis.

Visão mais aprofundada de tal lacuna no planejamento energético pode ser evidenciada no documento Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 (EPE, 2018c), publicação da Empresa de Pesquisa Energética que, utilizando critérios técnicos, econômicos e socioambientais, apresenta os limites de planejamento das fontes energéticas, em análises do período 2015-2050. Tal publicação considera as questões ambientais no planejamento, excluindo do potencial energético calculado, por exemplo, áreas ambientalmente sensíveis, urbanas ou de ocupação por população quilombola ou indígena, mas não as inclui na análise de viabilidade econômica e conclui que os recursos não-renováveis têm maior “facilidade” de exploração que os renováveis (EPE, 2018c). Parece ser possível afirmar que, com a inclusão de externalidades ambientais ao processo econômico, tal conclusão poderia ser diferente. Segundo Alves; Urtubey (2010), as avaliações de expansão da matriz energética brasileira são baseadas em análises de custo-benefício, mas as questões ambientais são envolvidas apenas em projetos específicos – como exemplo, o processo de licenciamento ambiental de uma nova planta hidrelétrica é, segundo os autores, muito mais rigoroso que um processo para a instalação de uma nova usina termelétrica.

Outra publicação da mesma instituição (EPE, 2018d) expõe as premissas adotadas no estudo de planejamento da expansão da geração de energia no Brasil. Também neste texto, é possível verificar que questões ambientais são consideradas para o planejamento, como a sinalização das oportunidades de redução de custos para energia eólica a partir do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Entretanto, as externalidades advindas, por exemplo, das emissões da queima de combustíveis fósseis – tais como emissões de gases de efeito estufa (GEEs) e de poluentes atmosféricos nocivos à saúde humana - não são consideradas nos aspectos de custos de geração termelétrica a gás, enquanto aquelas relacionadas à limitação de usos múltiplos da água de certos reservatórios de centrais hidrelétricas não são internalizadas no custo de geração hidráulica. A problemática das mudanças climáticas tem ainda papel fundamental na real disponibilidade de energia hídrica do país, dada a grande influência na disponibilidade de água (DRANKA; FERREIRA, 2018).

O relatório final do Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020) trouxe, de forma clara, a necessidade de adequação de arranjos institucionais, regulatórios e de estruturação de mercado para potencializar o processo de transição energética, e internalizar nos preços de energia as externalidades ambientais. Expôs ainda, no capítulo sobre mudanças do clima, o desafio ao tomador de decisão frente à falta de base de informação, ferramentas computacionais e técnicas suficientes para avaliação dos serviços ecossistêmicos associados à geração de energia.

Do apresentado, evidencia-se a relevância do tema da pesquisa para reavaliação dos custos de geração de energia no país, especificamente quanto à eletricidade, de forma que as escolhas e prioridades em horizontes de planejamento de médio e longo prazos possam ser menos enviesadas e mais pragmáticas, sobretudo quanto aos critérios ambientais considerados. A seguir, serão descritos os principais impactos ambientais atrelados à geração de energia elétrica no Brasil, na fase de operação.

2.2.2 Impactos Ambientais da Geração de Energia – Emissões Atmosféricas

A Resolução Conama nº 01, de 23 de janeiro de 1986 (BRASIL, 1986), conceitua impacto ambiental como:

[...] qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam: i) a saúde, a segurança e o bem-estar da população; ii) as atividades sociais e econômicas; iii) a biota; iv) as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; v) a qualidade dos recursos ambientais.

Dessa forma, ao avaliar os impactos ambientais das alternativas de geração de energia elétrica do Brasil, inúmeras considerações podem ser feitas, e, a depender da especificação, a lista de impactos obtida é diferente. Por exemplo, em sua dissertação, Reis (2001) definiu como fatores críticos para a definição dos impactos ambientais atrelados a um determinado projeto de geração a localização da planta, suas atividades de suporte, as tecnologias utilizadas, o tipo de combustível e a fonte e a composição do combustível.

De acordo com o compartimento do sistema terrestre impactado – a saber, litosfera, atmosfera, hidrosfera e biosfera - diferentes aspectos podem ser identificados, e diferentes efeitos avaliados. No tocante ao presente trabalho, dar-se-á enfoque para as emissões atmosféricas mais relevantes, e seus impactos ambientais.

Conforme estabelece a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo – CETESB, poluente atmosférico é toda forma de energia ou matéria com intensidade, concentração, tempo ou características em desacordo com o estabelecido pela legislação, e que podem tornar o ar impróprio ou nocivo à saúde humana, inconveniente para o bem-estar público, danoso à biodiversidade, aos materiais, ou ainda prejudicial ao uso da propriedade e desenvolvimento pleno das atividades de uma comunidade (CETESB, 2022).

Dentro desse contexto, alguns poluentes se destacam, em função da ciência já desenvolvida, e pelo conhecimento de seus principais impactos. São eles os óxidos de

nitrogênio (NO_x) e de enxofre (representados por SO_2), o material particulado em diferentes tamanhos de partícula – com destaque para PM_{10} , que são partículas inferiores a 10 micrometros (μm), e $\text{PM}_{2,5}$, com partículas inferiores a 2,5 micrometros (μm) – além de monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos não metano – (NMHC), dioxinas, furanos, e uma série de outros poluentes menos presentes na atmosfera.

Os óxidos de nitrogênio (NO_x) têm como principal fonte a combustão. Considerando-se que a maior parte dos processos de combustão ocorre na presença de oxigênio, é bastante comum utilizar o oxigênio presente no ar para a realização de tais processos. Também levando em consideração que o ar atmosférico tem como composto mais abundante o nitrogênio, a formação de óxidos de nitrogênio em processos térmicos é esperada (BRAGA *et al.*, 2005). Cabe aqui ressaltar que a presença de nitrogênio no combustível também agrega emissões de NO_x ao processo de combustão (EPE, 2007b).

Os óxidos de enxofre, predominantemente representados pelo SO_2 , são gerados por processos biogênicos naturais, todavia, os processos industriais intensificaram a emissão desses poluentes, em função da queima de combustíveis que contenham enxofre (BRAGA *et al.*, 2005). As emissões de NO_x e de SO_2 geram alteração na qualidade do ar, efeitos à saúde e acidificação da água das chuvas (TOLMASQUIM, 2016), que por sua vez tem potencial de danos ao patrimônio e de apresentar toxicidade e efeitos adversos à fauna e à flora (SANTOS, 2008), provocando inclusive perdas de produção agrícola e de biodiversidade florestal.

O material particulado (MP) pode ter origem em consequência de fenômenos naturais, como suspensão de poeiras pela ação do vento. Contudo, é possível atrelar a emissão de particulados a processos de combustão, em função da característica do combustível utilizado, notadamente combustíveis sólidos, e aqueles geram fuligem no processo de queima. As emissões de material particulado, segundo Tolmasquim (2016), alteram a qualidade do ar e têm potencial de provocar efeitos na saúde da população diretamente afetada. A combinação entre MP e SO_2 tem potencial de intensificar lesões respiratórias.

Os formaldeídos, popularmente conhecidos como formóis, são compostos orgânicos voláteis resultantes da oxidação parcial de álcoois, ou de reações fotoquímicas na atmosfera (MMA, 2022). Portanto, são naturalmente presentes no ambiente, seja por decomposição inicial de resíduos vegetais, ou incêndios e outras fontes naturais de combustão. A ação antropogênica de processos de combustão é, atualmente, fonte predominante de tais compostos na atmosfera (CETESB, 2017). Os vapores de formaldeído são irritantes para vias

aéreas respiratórias e mucosas, podendo causar crises asmáticas. São ainda compostos potencialmente carcinogênicos (CETESB, 2017; MMA, 2022).

As dioxinas são compostos aromáticos tricíclicos, em que átomos de cloro se ligam aos anéis benzênicos. Pesquisas mostram que tais compostos não são naturalmente encontrados, tendo, portanto, relação direta com processos industriais, geralmente como um subproduto não intencional de processos que envolvem cloro ou substâncias e materiais que o contenham (ASSUNÇÃO; PESQUERO, 1999) como ocorre na fabricação de pesticidas, incineração de resíduos, alguns processos de combustão, e até na indústria de ferro e aço. Tais compostos são precursores de neoplasias, deficiências imunológicas, alterações hormonais, além de terem potencial de causar danos neurológicos, cognitivos e comportamentais em recém-nascidos de mães expostas, e figurarem na lista de compostos carcinogênicos para humanos (MMA, 2013).

Ainda dentro do conceito de poluentes atmosféricos, contudo, com abrangência global de impactos, enquadram-se os gases estufa – gás carbônico (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), além de clorofluorcarbonos. Tais gases têm propriedade de aumentar a quantidade de energia mantida na atmosfera, em decorrência de absorção do calor refletido ou emitido pela superfície do planeta, provocando (ou podendo provocar) fenômenos climáticos atípicos, conhecidos como mudanças climáticas.

O Quadro 1 consolida os poluentes atmosféricos típicos das fases de geração (operação), enquanto o Quadro 2 descreve as características de tais poluentes, atrelados às fontes de energia elétrica da Matriz Energética Elétrica Nacional.

Quadro 1 – Poluentes atmosféricos típicos da etapa de geração de energia elétrica, por fonte

Fonte de Geração	Principais Poluentes Atmosféricos							
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	SO ₂	PM ₁₀	PM _{2,5}	Outros
Geração Hidrelétrica	x	x	x		x			x
Geração Termelétrica a Gás Natural	x	x	x	x	x	x	x	x
Geração Termelétrica a Carvão Mineral	x	x	x	x	x	x	x	x
Geração Termelétrica a Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível)	x	x	x	x	x	x	x	x
Geração Termelétrica a Biomassa	x	x	x	x	x	x	x	x
Geração Termonuclear								x
Geração Eólica								
Geração Solar (Fotovoltaica)								

Fonte: adaptado de ANP (2008); Braga *et al.* (2005); Corrêa; Arbilla (2005); EPE (2007a, 2007b, 2007c, 2007d, 2007e, 2007f, 2007g); Guarieiro; Vasconcellos; Solci (2011); Kemenes (2006); MCTIC (2010); MMA (2013, 2022); Nobrega (2007); Rigotto (2009); Tolmasquim (2016); Ushima; Franca (2018).

Nota: em outros, enquadram-se as emissões de formaldeídos, dioxinas, compostos orgânicos não metano, entre outros poluentes atmosféricos.

Quadro 2 – Características dos poluentes atmosféricos típicos da etapa de geração de energia elétrica, por fonte

Fonte de Geração	Observações
Geração Hidrelétrica	Os reservatórios de usinas hidrelétricas emitem gases de origem biogênica, como CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O e H ₂ S, tanto por borbulhamento na superfície alagada, quando na saída das turbinas e dos vertedouros. A emissão de gases varia com o tempo, em função de temperatura, intensidade dos ventos, insolação, parâmetros físico-químicos da água, composição da biomassa alagada.
Geração Termelétrica a Gás Natural	Os principais poluentes emitidos pelas UTEs a gás natural são CO ₂ , NO _x e, em menor escala, CH ₄ (geralmente fugitivo) e outros hidrocarbonetos, como os NMHCs. Podem ainda ser emitidos materiais particulados e óxidos de enxofre, mas com menor intensidade. Há também emissão de N ₂ O, da mesma forma que os formaldeídos e dioxinas, porém todas são pouco relevantes.
Geração Termelétrica a Carvão Mineral	O processo de geração de energia a base de carvão mineral é caracterizado por emissões significativas de SO ₂ , de NO _x , CO ₂ , CH ₄ e particulados. Também são identificados nas emissões alguns hidrocarbonetos, como os NMHCs e o monóxido de carbono. A emissão de N ₂ O também existe, mas é ainda menos relevante que a atrelada à queima de gás natural. As dioxinas têm sido recentemente consideradas substâncias de interesse nas emissões atmosféricas das UTEs a carvão mineral.
Geração Termelétrica a Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível)	O CO ₂ e os NO _x são os poluentes atmosféricos característicos da queima de óleo diesel e óleo combustível. A emissão de SO ₂ está diretamente ligada à quantidade de enxofre presente no combustível, enquanto que as emissões de particulados são frequentemente atreladas à queima incompleta e à formação de fuligem. A emissão de N ₂ O tem maior relação com a queima de óleo diesel que com óleo combustível, mas a participação é menor que aquela atrelada à queima de biomassa. É possível identificar a emissão de formaldeídos e outros compostos carbonilados na queima no ciclo diesel. Em contrapartida, a emissão de dioxinas é virtualmente inexistente.
Geração Termelétrica a Biomassa	Para a biomassa de origem vegetal, apesar da queima da biomassa gerar emissões de CO ₂ , entende-se que o carbono emitido é o mesmo que foi absorvido pela planta no processo de fotossíntese e, assim, o balanço é praticamente nulo. Emissões de CO ₂ , CH ₄ , SO ₂ e N ₂ O podem ser identificadas em processos biológicos de digestão. Material particulado e NO _x podem ser considerando na conversão térmica de biomassa sólida, principalmente na combustão direta. Outros poluentes podem ser identificados, em função do tipo de biomassa utilizado: formaldeídos são compostos tipicamente atrelados à combustão de etanol, enquanto que dioxinas estão atreladas à combustão de biomassa com presença natural ou típica de cloro, como acontece com as gramíneas e os resíduos sólidos urbanos. Os NMHCs, por sua vez, predominam na queima de lenha, com alguma relevância também na queima de bagaço.
Geração Termonuclear	Não existe emissão atmosférica de poluentes na etapa de geração de energia no processo termonuclear. Em situações de acidentes severos, gases radioativos e aerossóis podem ser emitidos para atmosfera.

Fonte: adaptado de ANP (2008); Braga *et al.* (2005); Corrêa; Arbilla (2005); EPE (2007a, 2007b, 2007c, 2007d, 2007e, 2007f, 2007g); Guarieiro; Vasconcellos; Solci (2011); Kemenes (2006); MCTIC (2010); MMA (2013, 2022); Nobrega (2007); Rigotto (2009); Tolmasquim (2016); Ushima; Franca (2018).

Cabe destacar que emissões advindas de atividades auxiliares, como manutenção ou transportes, ainda que na etapa de operação, não são considerados em tal levantamento.

3 VALORAÇÃO AMBIENTAL

A apresentação de temas fundamentais para a compreensão dos conceitos de custos ambientais permite uma melhor apreciação do tema de inserção das externalidades no segmento energético.

3.1 FUNDAMENTOS DE ECONOMIA AMBIENTAL

A economia é uma disciplina baseada em diferentes escolas de pensamento, dentre as quais a escola neoclássica, que centra sua análise na alocação ótima de recursos, em um sistema no qual o mercado determina um equilíbrio estável e único, com concorrência perfeita. O sistema de preços garante o comportamento dos agentes econômicos, desde que esses procurem racionalmente seu interesse pessoal (TOLMASQUIM, 1998).

Na teoria econômica, o consumidor (um agente econômico), considerando suas preferências e suas restrições orçamentárias, escolhe a melhor cesta de bens que pode adquirir. Na relação entre a oferta de mercado e a demanda individual, o mercado tende naturalmente ao equilíbrio de preço, isto é, para o ponto ótimo entre as curvas de oferta e demanda (MOTTA, 2013). Então, na economia do meio ambiente, a questão ambiental é vista em função da alocação de bens entre os agentes, em decorrência da cesta de consumo escolhida.

São considerados como bens, neste ponto, os recursos naturais, ou seja, aqueles não produzíveis pelo homem. Tais recursos estão tradicionalmente divididos em renováveis, ou seja, aqueles notadamente regeneráveis dentro de um horizonte temporal e econômico (como florestas, terras cultivadas, organismos vivos, dentre outros); e não-renováveis, isto é, aqueles não regeneráveis pela natureza em prazo (ou ritmo) equivalente ao seu uso, tais como combustíveis fósseis em geral (petróleo, gás, carvão).

Segundo Motta (2013), se as condições de eficiência de mercado fossem obedecidas, o uso eficiente dos recursos naturais (ou ambientais) não deveria ser problemático. Para tal, o uso dos recursos deveria ser orientado por preços que representassem suas reais taxas de substituição no consumo, ou transformação, frente a outros bens da economia. Porém, observa-se que o uso dos recursos gera custos e benefícios não captados pelo sistema de mercado – o custo (ou benefício) privado não reflete seu custo (ou benefício) econômico ou social.

Bens e serviços privados são aqueles completamente definidos pelos direitos de propriedade, e a permuta dos agentes de mercado por outros bens se realiza de forma livre,

por meio do próprio mercado. Ao contrário, bens públicos não têm sua definição de propriedade definida, e o sistema de preços do livre mercado não é capaz de garantir sua correta valoração. Segundo Tolmasquim (1998), os bens públicos são tipicamente não-rivais, isto é, o consumo do bem não é ação mutuamente excludente entre diferentes consumidores. Contudo, por essa mesma característica, tais consumidores não costumam revelar suas preferências de consumo e, no mercado tradicional, se os preços não servem para controlar o uso, ou gerar receitas para sua conservação, os bens públicos tendem a ser exauridos ou degradados (MOTTA, 2013).

Dessa forma, os recursos naturais agem como bens públicos, e as manifestações ineficientes de preços resultam em externalidades. Uma vez que a eficiência econômica exige a definição de um preço adequado aos recursos ambientais, a internalização dos custos (ou benefícios) ambientais por meio de precificação das externalidades é um caminho para a obtenção do bem-estar (MOTTA, 2013).

O objetivo final da avaliação de externalidades ambientais é a alocação eficiente de recursos, por meio da integração das externalidades ao preço final do produto ou serviço (FOUQUET *et al.*, 2001) – em se tratando do objeto fim do presente trabalho, no custo da energia elétrica. Muito embora a valoração econômica dos recursos naturais não seja a solução completa para tal imperfeição de mercado (MOTTA, 2013), sendo ainda considerada, segundo Stirling (1997) um dos maiores paradigmas na avaliação comparativa entre tecnologias de geração de energia, é um instrumento importante, notadamente para as decisões e definições de políticas públicas, pois é capaz de fornecer, ao longo dos estudos, indicações de dados e benefícios associados ao recurso natural.

3.2 CONCEITOS E MÉTODOS DE VALORAÇÃO

Um recurso natural, para ser monetariamente valorado, depende de sua associação à uma mudança de bem-estar de uma população. É necessária, portanto, a criação de um elo entre o recurso e o benefício social de seu uso, ainda que tal utilidade não esteja diretamente ligada ao consumo direto, ou à dependência para a sobrevivência (SANTOS, 2017).

O valor econômico (ou um custo de oportunidade) de um recurso ambiental (VERA) é o resultado da soma de seus valores de uso direto (VUD), de uso indireto (VUI), de opção

(VO), e de existência (VE). Conceitualmente, segundo Motta (1997); Motta (2013); Freeman³ (2013 apud SANTOS, 2017):

- i. O VUD é aquele atribuído de forma direta pelos indivíduos àqueles bens que de fato são diretamente usados no tempo presente, como por exemplo, o uso de recursos madeireiros de uma floresta, a provisão de alimentos, o uso de recursos genéticos para medicamentos, ou a exploração do ecoturismo. Importante aqui ressaltar que o uso de um serviço ambiental não está necessariamente associado ao seu consumo físico;
- ii. O VUI é atribuído pelos indivíduos quando do recurso ambiental deriva uma função ecossistêmica, tais como a contenção da erosão, a proteção de corpos d'água, a criação de microclimas, a captura de carbono por florestas, ou a estocagem e degradação de resíduos, com valores indiretamente apropriados também no tempo presente;
- iii. O VO é a valoração atual de um possível futuro uso direto ou indireto do recurso, isto é, está associado ao benefício de se manter a possibilidade de uso futuro do recurso. O valor de opção está presente por exemplo, na preservação de espécies com o objetivo de desenvolvimento futuro de fármacos;
- iv. O VE é um valor desvinculado do uso, derivando de um posicionamento moral, ético e altruísta do consumidor, em relação ao direito de existência dos recursos naturais ou outros seres vivos, como acontece nos movimentos mundiais de preservação de espécies ameaçadas, como pandas ou baleias. Por ser desvinculado do uso, o VE também não é temporalmente vinculado.

As técnicas e métodos de valoração têm como análise inicial o viés comportamental dos agentes econômicos envolvidos, quanto aos bens e serviços ambientais ofertados, de forma que seja possível inferir ou estabelecer mercados hipotéticos relativos a outros bens já transacionados no mercado, dos quais os valores são conhecidos (SANTOS, 2017). Alguns dos principais métodos de valoração utilizados são apresentados na seção a seguir.

³ FREEMAN III, A. M. **The measurement of environmental and resource values: theory and methods.** Resources for the Future, Washington DC, 2003 apud SANTOS, H. L. **Metodologia para planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda.** 2017. 150 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - Curso de Ciências em Planejamento Energético, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

3.2.1 Métodos da Função da Produção

Os métodos de valoração ambiental fundamentados na função da produção são aqueles em que se considera que o recurso ambiental é um insumo ou um substituto de um bem ou serviço privado. Dessa maneira, os benefícios e custos ambientais das variações de disponibilidade desses recursos ambientais podem ser estimados.

Motta (2013) classifica os métodos da função da produção em métodos da produtividade marginal e de mercados de bens substitutos.

3.2.1.1 Método da Produtividade Marginal

O método da produtividade marginal (também conhecido como produção sacrificada) considera uma função de produção $P = f(Y, R)$, em que Y corresponde a insumos privados e R a recursos ambientais. O valor de R corresponde ao valor de uso dos bens e serviços ambientais. Dessa forma, ao relacionar a quantidade ou qualidade de um bem ambiental com a produção de um produto com preço definido pelo mercado, trata a qualidade do meio ambiente como um fator da produção.

Para tanto, o processo é estimado por meio de equações dose-resposta, que relacionam danos físicos ambientais provocados com a produção de P , para identificar o decréscimo da disponibilidade de R para a produção de P , isto é, relaciona o nível de provisão do recurso ambiental ao nível de produção do produto no mercado. Tal método, portanto, capta apenas os valores de uso, diretos e indiretos (MOTTA, 1997). Exemplificando, Barbier (2007) estudou a valoração da conversão das áreas de mangue, e seu impacto na atividade de pesca: ao considerar a área do mangue como variável principal para o crescimento do estoque de peixes, o efeito econômico da variação da área de mangue sobre o lucro da pesca pôde ser calculado.

Como ponto de destaque, Motta (2013) ressalta que as funções de dano não são de fácil utilização – a dinâmica dos ecossistemas ainda não é plenamente conhecida, dificultando relações práticas de causa e efeito.

3.2.1.2 Método do Mercado de Bens Substitutos

Ainda considerando a função de produção $P = f(Y, R)$, a receita líquida pode ser afetada pela redução da produção, e também pelo aumento dos custos.

Considerando as variações de quantidade P pelas variações de R , em eventual impossibilidade de calcular as perdas de P ou R de forma direta, pode-se utilizar o cálculo de perdas em bens substitutos perfeitos S . Dessa forma, a função de produção passa a ser descrita como $P = f(Y, R+S)$, em que a perda de uma unidade de P pode ser compensada por S . Nesse contexto, portanto, preços de mercado podem ser usados para a avaliação direta de danos ou benefícios para bens substitutos que são efetivamente comercializados (FOUQUET *et al.*, 2001).

O método do mercado de bens substitutos é costumeiramente utilizado quando o nível de produção P também é um recurso ambiental consumido gratuitamente, ou traz consigo pesquisa exaustiva.

3.2.2 Métodos da Função da Demanda⁴

Os métodos de valoração em função da demanda são aqueles em que é assumido que a variação da disponibilidade de um recurso ambiental altera a disposição a pagar dos agentes econômicos em relação ao recurso, ou ainda ao seu bem privado complementar. Tais métodos têm como fundamentação o processo de tomada de decisão de agentes econômicos em um dado mercado, seja ele real ou hipotético (SANTOS, 2017). Nesse contexto, conceituam-se os preços sombra, isto é, os valores econômicos estimados a partir de mercados de bens e serviços privados complementares, ou de mercados hipotéticos construídos especificamente para a análise.

Neste trabalho, são apresentados dois desses métodos, a saber: método dos preços hedônicos e método da valoração de contingente.

3.2.2.1 Método dos Preços Hedônicos⁵

O método dos preços hedônicos parte do pressuposto de que existem bens privados A , cujos valores variam em função de outros bens privados B , seus complementares. Dessa forma, a partir da identificação da variação de valor do bem privado A em função de atributos do bem ou serviço B , o valor do bem ou serviço B pode ser identificado.

⁴ Neste ponto, demanda tem significado econômico de procura, ou seja, a quantidade de um bem ou serviço que os consumidores desejam adquirir.

⁵ Também chamados de preços implícitos, pois se relacionam a atributos ou serviços ambientais intrínsecos do bem privado, que, se percebidos pelos consumidores, refletem benefícios (prazeres) e tais indivíduos econômicos.

Para exemplificar, Fouquet *et al.* (2001) e Motta (2013) contextualizam o método na avaliação de preços de propriedades: distintas propriedades, com características similares, têm diferentes preços em função de seus atributos ambientais – que podem ser, por exemplo, a proximidade com uma fonte de água, ou a qualidade do ar. Por meio da função hedônica do preço, o valor desses atributos ambientais, implícito no valor do bem privado, pode ser estimado.

O método dos preços hedônicos depende fortemente da definição dos atributos ambientais que influenciam o preço final do bem privado e, de forma geral, as estimativas realizadas em um estudo, em determinados espaço e tempo, não devem ser transferidas para outro (REIS, 2001).

3.2.2.2 Método da Valoração de Contingente

O método de valoração de contingente (MVC) objetiva valorar monetariamente o impacto ao bem-estar do consumidor decorrente de variações quantitativas ou qualitativas aos recursos ambientais. Para isso, são utilizados dois indicadores: disposição a pagar (DAP), ou o quanto os indivíduos estão dispostos a pagar para obter melhorias ao seu bem-estar; e disposição a aceitar (DAA), valor correspondente ao quanto os indivíduos estão dispostos a aceitar como compensação pela perda ou redução de um recurso natural. Como exemplo, Ortiz; Markandya; Hunt (2009) avaliaram a DAP pela redução de risco de mortalidade associada à poluição do ar em São Paulo, estimando em até 6 milhões de dólares o valor da vida estatística.

Dentro do MVC, tanto DAP quanto DAA são calculados em mercados hipotéticos, majoritariamente embasados em pesquisas de campo e entrevistas acerca de situações hipotéticas próximas à realidade, para que as preferências reveladas pelos agentes econômicos reflitam as decisões que tomariam se, de fato, o mercado para o bem ambiental realmente existisse. Em resumo, ambos processos criam um mercado fictício para os bens e serviços considerados (FOUQUET *et al.*, 2001).

O MVC é, como pode ser visto na seção 4.2 deste trabalho, extensamente utilizado em projetos e pesquisas sobre valoração ambiental, sendo de grande valia para a análise econômica de meio ambiente. Além disso, de todos os métodos apresentados, é o único que tem, potencialmente, a capacidade de congrega a variável do valor de existência do bem ambiental.

Quando os métodos supracitados são incapazes de definir o custo do dano, seja pela dificuldade de aplicação técnica, ou pela grande incerteza de valores, os custos de controle têm sido utilizados como *proxys* (substitutos). Tais custos não dão indicação do valor da externalidade, mas do quanto a sociedade teria que pagar para evitá-la (FOUQUET *et al.*, 2001).

3.3 CUSTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Após embasamento acerca do panorama nacional de geração de energia elétrica, bem como seus principais impactos atrelados à poluição atmosférica, como forma de fundamentar e destacar a relevância do tema, foi realizada uma revisão bibliográfica acerca da contextualização da internalização dos custos ambientais no planejamento energético.

Para tal, foi utilizada a plataforma *Science Direct*⁶, da Elsevier, com a seguinte delimitação: produções científicas publicadas entre 2014 e 2019, em revistas indexadas e revisadas por pares. Foram utilizadas como palavras-chaves: custos ambientais, externalidades ambientais, economia ambiental, energia e geração de energia, sendo rastreadas nas palavras chave, resumo e título, foram encontradas 64 produções, notadamente artigos de periódicos.

A partir da leitura criteriosa, 41 produções foram descartadas, dada a baixa aderência ao tema da pesquisa. Ainda, em função de citações em algumas publicações, foram agregados ao conjunto de artigos considerados uma publicação nacional de 2010, duas dissertações nacionais de 2000 e 2006, três teses nacionais de 2000, 2006 e 2017, livros nacionais e internacionais relativos ao tema, além de produções científicas de órgãos setoriais e públicos.

3.3.1 Conceitos Gerais

O setor energético é, segundo Fouquet *et al.* (2001), importante fonte de externalidades, sejam elas ambientais ou não. Os custos envolvidos na geração de energia elétrica podem ser classificados em custos de investimento e custos de operação, isto é, os custos da construção do empreendimento (estudos de viabilidade, licenciamento, obras civis, equipamentos, montagem, comissionamento, entre outros) e os custos da operação e produção da eletricidade (TOLMASQUIM, 2016).

⁶ Disponível em: <https://www.elsevier.com/pt-br/solutions/sciencedirect>.

De uma forma geral, a valoração dos custos ambientais das gerações de eletricidade não é internalizada nos custos totais de geração. Para tal, Furtado⁷ (1996 apud EPE 2007a) apresenta duas formas: estimativa de valores de custo de controle e estimativa de valores de custo de degradação.

Os custos de controle são aqueles que representam o valor monetário da proteção ambiental, isto é, os custos para evitar ou mitigar os efeitos ambientais (COMASE⁸, 1993 apud EPE 2007a). Por sua vez, os custos de degradação se baseiam na avaliação econômica da degradação efetivamente causada, representando assim o benefício monetário da proteção ambiental. Tais conceitos também já foram contemplados no presente trabalho, na seção 2.

Salvo quando se atinge o nível ótimo para avaliação do controle ambiental, a via de estimativa de custos de controle tende a ser falha, com sub ou superestimação – as avaliações teóricas indicam que os custos de degradação, ainda que carregados de incertezas, geram melhores estimativas de externalidades ambientais (EPE, 2007a).

Outra classificação, considerando as externalidades, é a do custo social da geração de eletricidade, isto é, os custos privados, já considerados pelo mercado, e os custos externos, que não são considerados pelo mercado e geram as externalidades. Segundo Samadi (2017), os custos privados da geração são divididos em custos do nível da planta e custos do sistema: os primeiros contemplam em custos de capital, de combustível, de operação e manutenção; enquanto que os custos de sistema congregam os custos de transmissão, de distribuição e uma série de outros custos auxiliares importantes para a manutenção da estabilidade do sistema.

3.3.2 Estado da Arte: Métodos Utilizados e Resultados Obtidos

Dada a baixa assertividade de avaliar economicamente os impactos ambientais e sociais, estimar custos externos é uma tarefa complexa. A forma mais comum de suplantar a falha mercadológica e considerar todos os custos, como as externalidades, é a intervenção estatal

⁷ FURTADO, R. C. **The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil**. 1996. 465 f. Tese (Doutorado) - Curso de Planejamento Energético, Imperial College, Universidade de Londres, Londres, 1996 apud EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2030**: volume 3 - geração hidrelétrica. Brasília: EPE, 2007a. 210 p.

⁸ COMASE, Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro, **Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais**, Vol. 1 – Usinas Hidrelétricas, 1994 apud EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2030**: volume 3 - geração hidrelétrica. Brasília: EPE, 2007a. 210 p.

(COHON⁹ *et al.* 2010 apud MOSLEHI; REDDY, 2019). Ainda segundo Sheldon; Hadian; Zik (2015), as decisões ambientais em uma organização são tomadas por imposições regulatórias e financeiras. Contudo, os riscos financeiros costumam abranger apenas as variáveis internalizadas, e as questões regulatórias podem não refletir a totalidade do conhecimento científico.

A monetização de externalidades pode ser feita, segundo Moslehi; Reddy (2019), de duas formas: uma para aquelas variáveis precificadas no mercado, outra para as variáveis cujo valor de mercado é desconhecido. Utilizando o método de valoração de contingente, por meio de pesquisa com cerca de 1000 cidadãos poloneses, Ligus (2017) avaliou a DAP a mais, na conta mensal de eletricidade, pelo aumento da qualidade do ar. Em tal estudo, cada pessoa respondeu sobre seu impacto individual sobre mortalidade, morbidade, perda de visibilidade, danos materiais, danos a monumentos históricos e danos a ecossistema.

A avaliação de disposição a pagar também foi o recurso metodológico aplicado por Jones *et al.* (2017), em estudo considerando posicionamento da população norte-americana acerca da valoração do custo evitado de emissão de gases de efeito estufa em um empreendimento hidroelétrico. Como resultado, mais de 67% da amostra entrevistada apresentou-se a favor da manutenção das operações da hidrelétrica - contrariando propostas governamentais locais – com disposição a pagar mais de US\$87,00 por ano para evitar um aumento de 1% nas emissões de gases de efeito estufa.

O método da valoração do dano foi outro bastante utilizado pelos pesquisadores dos artigos considerados. Por exemplo, Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014) utilizaram a valoração do dano para valorar as externalidades de geração de energia elétrica advindas de emissões de gases de efeito estufa, poluentes atmosféricos, radionuclídeos e metais pesados para estimar custos ambientais das mudanças climáticas, custos ambientais externos diversos, custos externos à saúde e custos à produção agrícola, materiais e meio ambiente. Os mesmos itens são considerados também no estudo de Corona *et al.* (2016) e de Samadi (2017).

Segundo Alex; Pouris (2015), dois métodos são principalmente usados para a avaliação dos custos de externalidades na geração de energia elétrica: método do abatimento de custos (MAC) e método de custo dos danos (MCD). O MAC assume que os tomadores de decisão dispõem dados de acurados dos custos dos danos, ou dos custos evitados, antes dos custos

⁹ COHON J. L *et al.* **Hidden costs of energy**: unpriced consequences of energy production and use. Washington: The National Academies Press, 2010 apud MOSLEHI, S.; REDDY, T. A. An LCA methodology to assess location-specific environmental externalities of integrated energy systems. **Sustainable Cities and Society**, v. 46, p. 101425, 2019.

efetivamente acontecerem. O MCD emprega os custos e benefícios atuais, e a avaliação de externalidades não mercantis quando necessário, sendo melhor associada a um cenário real.

O *ExternE*, projeto desenvolvido pela Comissão Europeia em 1995, teve como objetivo monetizar danos ambientais e sociais advindos de diferentes fontes de energia (THI *et al.*, 2016). Tal estudo, com sua última atualização em 2005, aplicou o método *Impact Pathway Approach (IPA)*, ou ferramenta de abordagem de impacto, para a obtenção dos valores monetários dos danos. O método avalia, em via *bottom-up* (de baixo para cima, ou do mais específico para o global) benefícios e custos, seguindo o caminho das emissões a partir das fontes, e suas consequências ao solo, ao ar e à água, considerando também impactos físicos (EXTERNE,1995).

A ferramenta IPA foi utilizada por Alex; Pouris (2015), na avaliação da internalização dos custos ambientais na geração elétrica da África do Sul, considerando a disponibilidade de recursos e o desenvolvimento de uma economia de baixo carbono. Tal técnica foi construída para avaliar os impactos, sejam eles positivos ou negativos, associados a projetos específicos, seguindo quatro estágios (EXTERNE,1995; ALVES; UTURBEY, 2010): i) determinação das emissões associadas à fonte em estudo; ii) cálculo das concentrações de poluentes para todas as regiões afetadas utilizando modelos de dispersão atmosférica; iii) determinação dos impactos causados, utilizando funções de dose-resposta; iv) valoração econômica dos impactos como custos de degradação.

Utilizando dados prévios de estudos europeus, Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene, (2014) avaliaram as diversas fontes de geração de energia da Lituânia, frente a quatro etapas de seu ciclo de vida, a saber: construção da unidade geradora, suprimento de combustível, operação e fim de vida da planta. Considerando os possíveis danos à saúde humana e às propriedades advindos de poluentes comuns, além de efeitos adversos e benéficos à biodiversidade e produção agrícola de poluentes como metais pesados e radionuclídeos, e também as externalidades das emissões de gases de efeito estufa, concluíram que as unidades geradoras a biomassa apresentavam os maiores custos ambientais e que, ainda que com custos inferiores a todas as unidades geradoras a combustíveis fósseis, a geração nuclear tem custos superiores às tecnologias que utilizam como fonte de energia os recursos renováveis.

Análise similar de custos externos foi proposta por Samadi (2017). Após subcategorização, definiu como custos externos aqueles relacionados a custos relativos à emissão de gases efeito estufa, impactos de emissões de poluentes não-estufa, impactos de ruído e uso da terra, impactos ao ecossistema e à biodiversidade (exceto os já considerados acerca dos gases de efeito estufa) e, por fim, custos externos associados à emissão de

radionuclídeos. Cabe ressaltar, contudo, que os custos relativos à mudança de uso da terra, impacto relevante para a geração de energia hidrelétrica e eólica, não foram enfaticamente tratados no estudo.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE), método consolidado na gestão de eletricidade¹⁰, foi ferramenta utilizada por Jong; Kiperstok; Torres (2015) na avaliação econômica e ambiental de tecnologias de geração elétrica no Brasil, a partir da inclusão de externalidades ambientais e de simulação de custos de geração de energia em diferentes plantas. Em seu trabalho, concluíram que, considerando taxas de juros nacionais, tecnologias com maiores *lead times* (prazos) ou com maior proporção de investimento de capital – como é o caso das energias renováveis – têm maior variação de custos. Todavia, essas mesmas alternativas energéticas são menos susceptíveis a variações futuras de custos dos combustíveis fósseis e taxações do mercado de carbono. Considerando externalidades ambientais definidas pelo estudo europeu *ExternE*, e o trabalho de Alves e Uturbey (2010), os autores ainda concluíram que, com uma taxa desconto de 10%, e com a internalização das externalidades estudadas (ambientais, sociais e de transmissão de energia), as fazendas de geração elétrica eólica são mais competitivas que as usinas hidrelétricas escolhidas para o estudo.

O mesmo LCOE foi utilizado como base para a internalização de externalidades no trabalho de Rhodes et. al. (2017). A partir da métrica, questões ambientais foram integradas: poluentes atmosféricos (SO₂, NO_x, PM₁₀ e PM_{2,5}); emissões de CO₂; emissões fugitivas de CH₄; emissões de ciclo de vida para itens estruturais e para processamento de combustíveis. Importante considerar que, diferentemente de trabalhos anteriormente citados, os autores avaliaram fontes de geração de eletricidade distintas, em uma matriz elétrica complexa, considerando as questões geográficas e regionais aplicáveis. Como resultado, identificaram que as externalidades e as questões regionais têm potencial de alterar a aptidão para diversos processos de geração de energia, frente ao planejamento energético nacional dos Estados Unidos da América.

Em oposição, Benes; Augustin (2016), após mapeamento sistemático e consulta a especialistas, concluíram acerca de falhas na internalização de custos ambientais no LCOE,

¹⁰ O custo nivelado de energia representa o custo total para produzir um kWh de eletricidade, levando em consideração os custos de investimento e de geração, ou seja, custos de capital, custos fixos e variáveis de operação e manutenção, a relação *heat rate* (quanto de calor é utilizado para a geração de uma unidade de eletricidade), custos de combustível e fator de capacidade, além da vida útil do empreendimento e uma taxa de desconto que reflita os interesses de remuneração do capital dos investidores (RHODES et al., 2017; TOLMASQUIM, 2016).

o que pode confundir tomadores de decisão do mercado energético. Contudo, justificam o uso em larga escala do método, ainda que sem a internalização das externalidades.

A metanálise foi utilizada por Mattmann; Logar; Brouwer (2016a) para a avaliação de externalidades da geração hidrelétrica, levando em consideração o impacto em atividades recreacionais (positivos e negativos), a alteração no regime dos rios e a redução da conectividade entre corpos hídricos – causando mudanças em processos migratórios, áreas de sedimentação e oxigenação da água – os impactos culturais, históricos e geológicos, as emissões de gases de efeito estufa, além dos impactos estéticos e visuais. A variação da força das externalidades, em função das diferentes formas de geração hidrelétrica, também foi avaliada. Como resultado, foi verificado que a DAP por externalidades negativas desse tipo de tecnologia é pequena, e é tão maior quanto mais afetada pelas externalidades é a população. Ainda, que a visão positiva sobre a redução de emissão de gases de efeito estufa pela via hidrelétrica está diretamente relacionada a populações cuja matriz elétrica tem dependência hídrica – em outras localidades, a importância dada aos danos causados à vegetação, à vida selvagem e à paisagem não é relevante para a não priorização dessa tecnologia.

O mesmo processo metodológico foi utilizado novamente pelos autores para avaliação da geração eólica (MATTMANN; LOGAR; BROUWER, 2016b). Naquele trabalho, 32 produções científicas foram avaliadas, com a identificação de grupos de externalidades, a saber: impactos visuais, poluição sonora, efeitos negativos à vida de pássaros, bem como efeitos positivos ligados à independência de combustíveis fósseis, e, conseqüentemente, à não emissão de poluentes atmosféricos e gases de efeito estufa na etapa de geração elétrica. A conclusão apontou que os efeitos visuais são as externalidades de maior relevância para a geração eólica.

Resultado semelhante é apresentado por Zerrahn (2017) para avaliação das externalidades da energia eólica. Categorizando as externalidades em três grandes grupos, a saber: i) aquelas advindas da geração de eletricidade; ii) aquelas advindas das turbinas eólicas e iii) aquelas relativas aos efeitos econômicos e de segurança de suprimento; tal estudo concluiu ainda que, embora os efeitos visuais e de interferência em vida selvagem e comunidade sejam relevantes, são localmente gerenciados, enquanto que as externalidades evitadas pela geração eólica – em substituição a outras alternativas de geração – têm aspectos mais globais, e de possível abrangência temporal.

A metanálise também foi utilizada por Sundt; Rehdanz (2015) para análise de publicações acerca da disposição a pagar por energias renováveis, cuja conclusão apontou que a DAP é menor em países e regiões onde a energia hidrelétrica é a alternativa renovável

em avaliação. Uma das possíveis explicações para a questão, apontam os autores, são os conhecidos impactos ambientais das grandes obras e grandes inundações causadas pela geração hidrelétrica. Dessa forma, a DAP parece estar, dentre outros fatores, ligada ao nível de conhecimento dos entrevistados sobre as alternativas de geração de energia e seus impactos.

Utilizando a energia como exemplo para a internalização de custos sócio ambientais, THI *et al.*, (2016) realizaram comparações de resultados para fontes renováveis (biomassa) e não-renováveis (carvão, óleo e gás), utilizando três métodos antes desenvolvidas por pesquisadores europeus. Dada variabilidade de resultados obtidos em cada metodologia, os autores indicaram a necessidade de aprofundamento de pesquisas, atualização do método e ampliação de testes, para posterior implementação.

Alves; Uturbey (2010) realizaram estimativa dos custos ambientais relacionados às externalidades da geração elétrica do Brasil, considerando os planos de expansão elétrica 2007-2016, a fim de suportar políticas públicas para o setor. Consideraram, como plano de fundo para cálculo das externalidades as emissões de material particulado e as emissões de gases de efeito estufa (CO₂, CH₄ e N₂O) da etapa de geração de energia. De acordo com os resultados, os autores sinalizaram que não apenas o custo unitário das emissões deve ser considerado, mas sim a proporção da participação de cada fonte de energia na matriz energética do país, uma vez que, no caso do Brasil, processos com menores capacidades instaladas, como as plantas de geração térmica, emitem mais gases de efeito estufa que as predominantes hidrelétricas. Outro achado da pesquisa foi a disparidade entre externalidades locais e globais – em alguns casos, processos com impacto na poluição local não têm impacto em processos globais, como foi o evidenciado nas plantas de geração a partir de biomassa.

Por outro lado, a internalização dos custos ambientais da substituição de usinas nucleares por geração eólica e fotovoltaica na Suécia apresentou resultados de inviabilização da substituição das fontes não renováveis por renováveis, inclusive com projeção de cenário de aumento de emissão de gases de efeito estufa advindo da substituição – contrariando políticas públicas em desenvolvimento no país (HONG; QVIST; BROOK, 2018). Tal estudo apresenta consonância com o desenvolvido em 2014, que, com simulação de cenários baseados em energia nuclear, energias renováveis e não-renováveis fósseis, demonstrou menores custos atrelados à fonte nuclear por unidade de energia final consumida¹¹, considerando, como custos ambientais internalizados, aqueles relativos a emissões de gases

¹¹ Muito embora um dos estudos utilizados como embasamento bibliográfico seja favorável ao uso de energias nucleares, tal conclusão não é ratificada pela autora do trabalho.

de efeito estufa, poluentes atmosféricos, mudança de uso do solo, consumo e descarte de água (HONG; BRADSHAW; BROOK, 2014).

Sheldon, Hadian e Zik (2015), analisaram as energias não fósseis mais utilizadas nas matrizes energéticas mundiais: energia hidrelétrica e energia nuclear, apresentando que a consideração de emissão de gases de efeito estufa como única externalidade ambiental agrega falhas à comparação entre energias fósseis e outras não combustíveis. A não consideração de outras externalidades – uso do solo, uso da água, serviços ambientais de florestas, por exemplo – gera interpretações e comparações simplistas, que podem incorrer em erros de decisões estratégicas.

O uso da análise do ciclo de vida (ACV) para mapeamento e internalização das externalidades ambientais foi abordagem utilizada por Sheldon, Hadian e Zik (2015) e por Moslehi e Reddy (2019), também citada por Jong, Kiperstok e Torres (2015).

Corona *et al.* (2016) também propuseram o uso do método LCC – *Life Cycle Costing* (Custo do Ciclo de Vida), que é uma tecnologia que busca quantificar custos financeiros de cada etapa de um processo ou produto, em conjunto com a ACV, sendo este último considerado para a internalização das questões ambientais, construindo assim a ferramenta *Full Environmental Life Cycle Costs* – FeLCC (Custo do Ciclo de Vida Completo – Ambiental). Para a precificação das externalidades, foram considerados os estudos *ExternE* e CASES¹². Ao avaliarem uma usina de geração de energia solar concentrada, os autores concluíram que, para tal tecnologia, os maiores custos externos são aqueles que impactam a saúde humana e as mudanças climáticas, e estão concentrados na fase de extração e manufatura dos componentes da usina solar – a etapa de operação concentra menos de 18% do total de custos externos.

Benes; Augustin (2016) utilizaram o mapeamento sistemático como método para identificar estudos que contemplassem alguns ou a totalidade dos componentes a serem integrados no custo total de energia, incluindo também as externalidades. Tal mapeamento considerou, como externalidades, variáveis de uso da água, uso do solo, poluição do ar, gases de efeito estufa, e os custos de integração das energias de fontes renováveis ao sistema energético. Os dados resultantes foram ainda avaliados por especialistas, em *surveys*.

A transformação dos custos em unidades de energia necessários para realizar a atividade original foi a estratégia utilizada por (SHELDON; HADIAN; ZIK, 2015). A avaliação da energia necessária para substituir a geração de energia a partir de fontes não

¹² Mais informações podem ser obtidas em: <http://www.feem-project.net/cases/>.

renováveis, e sua posterior precificação em emissões evitadas de gases de efeito estufa foi o embasamento metodológico de Redondo; Collado (2014).

No arcabouço de pesquisas nacionais, alguns trabalhos foram desenvolvidos com o intuito de avaliar custos ambientais da geração de energia elétrica, predominantemente no que se refere à sua influência no planejamento energético de longo prazo, com comparações e aplicações em estudos de caso centralizados em usinas hidrelétricas e termelétricas. Apresentam-se aqui os trabalhos mais relevantes identificados dentre referências pesquisadas.

Reis (2001) propôs técnica para a valoração dos principais impactos ambientais identificados em gerações termelétricas e hidrelétricas, a partir da aplicação de métodos econômicos de valoração ambiental – notadamente valoração do dano - e de dados de estudos nacionais e internacionais anteriores. Na aplicação do método em unidades geradoras reais, identificou valores consideravelmente diferentes para fontes de geração similares, como por exemplo R\$5,41/MWh como custo do dano sobre a agricultura e florestas para o empreendimento da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, e R\$0,09/MWh para outra hidrelétrica (Simplício).

Por sua vez, Santos (2008) propôs a adaptação do Modelo de Expansão a Longo Prazo (MELP), comumente utilizado por entidades setoriais para o planejamento energético, com a inserção de quesitos de valoração ambiental. O modelo proposto, MELP Ambiental, traz consigo a inserção de custos associados à existência de usinas hidrelétricas e troncos de transmissão; e a externalidade relativa à geração térmica. Considerando custos ambientais já desenvolvidos em estudos anteriores, além de dados do estudo europeu *ExternE*, e um conjunto de “projetos candidatos” a desenvolvimento e implantação para atendimento do consumo de energia a longo prazo, a aplicação do modelo apresentou como resultados a alteração em prazos, como atrasos ou adiantamentos da decisão de implantação dos empreendimentos, fortemente influenciados pelos custos ambientais atrelados a cada fonte de geração.

O mesmo autor ainda estudou e desenvolveu o método em sua tese de doutoramento, para incorporar custos ambientais atrelados à construção e à operação de unidades de geração de energia elétrica, e avaliar influência no planejamento energético nacional de longo prazo, numa modelagem de interação entre oferta e demanda (SANTOS, 2017). Para tal, considerou como serviços ambientais a provisão de alimentos, fibras, genéticos e bioquímicos; a regulação do clima e da qualidade do ar; e os serviços culturais, dada relação direta com as alternativas de geração de energia da matriz energética elétrica nacional, e em função da existência de estudos prévios de dose-resposta. Os resultados sugeriram influência direta dos

custos ambientais nos prazos do cronograma de investimentos do planejamento energético, com possibilidade de redução dos custos totais de expansão e operação em um dos cenários modelado.

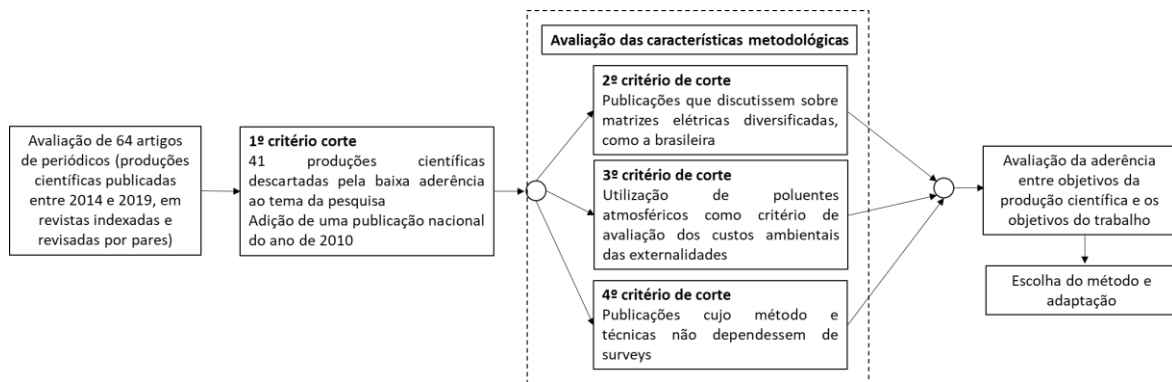
Todos os três trabalhos (REIS, 2001; SANTOS, 2008; SANTOS, 2017) destacam o número de considerações e adaptações necessárias para a aplicação de métodos à realidade nacional, dada ausência de dados nacionais, ou a variabilidades intrínseca daqueles utilizados como referência.

4 MATERIAL E MÉTODO

4.1 DEFINIÇÃO DO MÉTODO

De acordo com o apresentado na seção 4.2, foi possível observar que predominam os estudos e publicações acerca da aplicação de um método específico, na comparação de duas ou mais fontes de energia. A partir do levantamento bibliográfico realizado, algumas etapas foram delineadas para a decisão sobre o método da pesquisa. A Figura 11 detalha as etapas da definição do método.

Figura 11 – Fluxo de processo para escolha do método da pesquisa.



Fonte: própria autora.

O primeiro passo da definição do método deu-se pela avaliação das características metodológicas das produções acadêmicas, frente aos objetivos do presente trabalho. Assim, foram definidos os seguintes critérios para definição do método a ser utilizado:

- i) Avaliação de matrizes diversificadas, tal como a brasileira;
- ii) Avaliação de variáveis diversas, adequados à realidade brasileira, e aos impactos ambientais reconhecidos pela série de estudos do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a, 2007b, 2007c, 2007d, 2007e, 2007f) e outros materiais referenciais, segundo a seção 3.2.2;
- iii) Uso de técnicas que não dependam de *surveys*.

Considerando o primeiro critério, avaliação de uma matriz elétrica diversificada, seis das 24 produções foram selecionadas (Quadro 3).

Levando em consideração o segundo critério, de avaliação de variáveis diversas e adaptadas à realidade nacional, no tocante às emissões atmosféricas, tem-se então a exclusão dos trabalhos acadêmicos de Dranka; Ferreira (2018) e Redondo; Collado (2014), cujo

enfoque deu-se apenas na avaliação da variável emissão de gases de efeito estufa, e dos trabalhos de Moslehi; Reddy (2019) e Alves; Uturbey (2010).

Dos trabalhos restantes, de Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014) e Samadi (2017), a despeito de suas similaridades metodológicas, o primeiro foi escolhido como modelo a ser empregado nesta pesquisa dada a aderência dos objetivos dos autores com o presente trabalho. Dessa forma, a próxima subseção apresentará o detalhamento do método proposto por Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014).

Quadro 3 – Definição do método.

Autor(es)		Moslehi; Reddy (2019)	Streimikiene; Alisauskaite- Seskiene (2014)	Dranka; Ferreira (2018)	Samadi (2017)	Redondo; Collado (2014)	Alves; Uturbey (2010)
Critérios	Saúde Pública		X				
	Emissões de GEE		X	X	X	X	X
	Emissões Atmosféricas (MP, SO ₂ , NO _x)	X	X		X		X
	Emissões Atmosféricas de Metais Pesados		X				
	Emissões Atmosféricas de Radionuclídeos		X		X		
	Armazenamento de Resíduos				X		
	Poluição Sonora				X		
	Danos Materiais e Produção Agrícola		X				
	Impactos à Biodiversidade		X		X		
	Ambientais Gerais	X					
	Sociais Gerais	X					
Métodos e Referências		Avaliação de Ciclo de Vida e Disposição a Pagar	Avaliação de Ciclo de Vida e Estudos <i>ExternE</i>	LCOE	Avaliação de Ciclo de Vida e Estudos <i>ExternE</i>	Método desenvolvido pelos autores	Estudos <i>ExternE</i>

Fonte: própria autora.

4.2 DESCRIÇÃO DO MÉTODO ESCOLHIDO

O trabalho de Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene, (2014) objetivou a comparação de custos externos para as principais fontes de energia da Lituânia (trinta e três tecnologias selecionadas), para definir as tecnologias com menores custos externos. Para isso, os autores utilizaram, como principal fonte, a série de estudos *ExternE*, anteriormente contextualizada no capítulo 3 do presente trabalho.

Assim como descrito no Quadro 3, as categorias de impacto definidas para a análise dos custos ambientais externos são:

- Impactos à saúde humana;
- Impactos à biodiversidade;
- Impactos à produção agrícola;
- Impactos a materiais e;
- Impactos relativos ao aquecimento global (emissões de gases de efeito estufa).

Para todas as categorias de impacto, foram considerados como variáveis os poluentes atmosféricos relativos às tecnologias de geração de energia, segundo o modelo original aqui empregado. O Quadro 4 apresenta as variáveis consideradas para cada categoria de impacto.

Quadro 4 – Categorias de impacto e variáveis consideradas

Impactos Emissões de GEE	Impactos à Saúde Humana: Poluentes Clássicos	Impactos à Saúde Humana: Metais Pesados e Outros Poluentes	Impactos à Saúde Humana: Radionuclídeos	Impactos à Biodiversidade e à Produção Agrícola	Perdas Materiais
CO ₂ N ₂ O CH ₄	Amônia NMHC Material Particulado PM ₁₀ Material Particulado PM _{2,5} SO ₂ NO _x	Cadmio Arsênio Níquel Chumbo Mercúrio Cromo IV Formaldeído Dioxinas	Aerossóis radioativos dispersos no ar Carbono-14 no ar e na água Hidrogênio-3 (Trítio) no ar e na água Iodo-129 no ar Iodo-131 no ar Célio-85 no ar Gases nobres radioativos, não especificados, no ar Radônio-222 no ar Tório-23 no ar e na água Urânio-234 no ar e na água	Amônia NMHC NO _x SO ₂	NO _x SO ₂

Fonte: adaptado de Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014).

Para calcular o custo externo de cada unidade de energia produzida (kWh), o valor marginal da unidade de emissão foi multiplicado pela quantidade de poluentes emitida por cada fonte de geração de energia elétrica, por unidade de eletricidade, ao longo do ciclo de vida. No método original, Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014) utilizaram, para isso, dados do inventário de avaliação de ciclo de vida realizados pelo estudo NEEDS¹³ (*LCA-database Ecoinvent*, versão 1.2), que divide a geração de energia em quatro processos: construção da planta geradora, suprimento de combustível, operação da planta geradora e descomissionamento da planta geradora. O custo de emissão de cada unidade de energia produzida congrega, portanto, dados de todas as quatro fases definidas para o ciclo de vida.

Dessa forma, o custo ambiental total de cada fonte de emissão ($E_{\text{tecnologia de geração}}$) consiste na soma dos custos ambientais de cada uma das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração, em cada etapa do ciclo de vida. A equação (1) expressa tal totalização de custos.

$$E_{\text{Tecnologia de geração}} = E_{GEE} + E_{\text{Saúde Humana, Poluentes Clássicos}} + E_{\text{Saúde Humana, Metais Pesados}} + E_{\text{Saúde Humana, Radionuclídeos}} + E_{\text{Biodiversidade}} + E_{\text{Produção Agrícola}} + E_{\text{Danos Materiais}} \quad (1)$$

em que:

- E_{GEE} : custo externo de emissão de gases de efeito estufa de cada um dos três poluentes mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh);
- $E_{\text{Saúde Humana, Poluentes Clássicos}}$: custo externo de emissão de unidades de cada um dos seis poluentes clássicos mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh);
- $E_{\text{Saúde Humana, Metais Pesados}}$: custo externo de emissão de unidades de cada um dos nove metais pesados e outros poluentes mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh);
- $E_{\text{Saúde Humana, Radionuclídeos}}$: custo externo de emissão de unidades de cada radionuclídeo mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh);
- $E_{\text{Biodiversidade}}$: custo externo de emissão de unidades de cada um dos quatro poluentes clássicos mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh);
- $E_{\text{Produção Agrícola}}$: custo externo de emissão de unidades de cada um dos quatro poluentes clássicos mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh);
- $E_{\text{Danos Materiais}}$: custo externo de emissão de unidades de cada um dos dois poluentes clássicos mapeados no Quadro 4 (EUR/kWh).

¹³ NEEDS: *New energy externalities developments for sustainability*, é um projeto integrado que visa dar continuidade ao trabalho sobre os custos externos do uso de energia iniciado por partes anteriores do projeto ExternE.

Cabe destacar que cada parcela de custo externo é advinda da multiplicação do custo de emissão de cada gás (EUR/t) pelo fator de emissão de cada poluente, por unidade de energia produzida (t/kWh), ao longo das etapas do ciclo de vida.

4.3 ADAPTAÇÃO DO MÉTODO AO CONTEXTO NACIONAL

Partindo dos pressupostos e definições do método escolhido, iniciou-se então pesquisa para obtenção de dados em contexto nacional, capazes de subsidiar a aplicação do método com maior assertividade. Contudo, após abrangente pesquisa, algumas conclusões preliminares quanto ao método foram obtidas:

- Não existe, no Brasil, estudo similar ou equivalente ao *ExternE* e projetos subsequentes;
- Os dados referenciais acerca de fatores de emissão e custos de externalidades listados em publicações nacionais, principalmente aquelas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), referenciam dados internacionais, e não a estudos nacionais – exceção se dá aos dados de emissões atmosféricas de geração hidrelétrica, e alguns dados relativos a carvão mineral;
- Não foram encontrados dados nacionais acerca de custos de emissão de cada poluente (R\$/t) mapeado na tecnologia escolhida, para nenhuma das fontes de emissão existentes na matriz de geração elétrica nacional;
- Também não foram encontrados dados nacionais referentes a fatores de emissão de cada poluente, por unidade de energia produzida (t/kWh), quer seja ao longo das etapas do ciclo de vida, quer sejam pontuais.

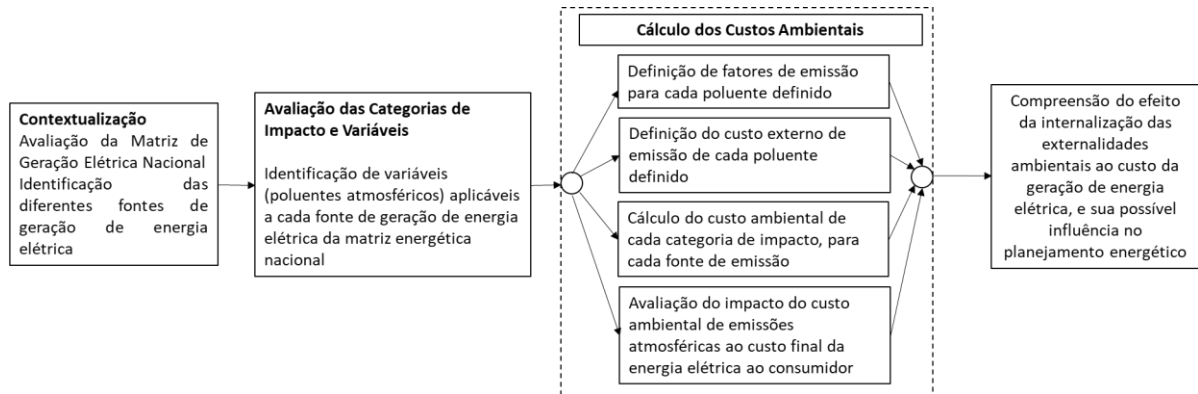
Portanto, fez-se necessária a adaptação do método proposto, bem como o uso de dados referenciais internacionais disponíveis na bibliografia até o momento pesquisada. A Figura 12 apresenta tal adaptação metodológica.

4.3.1 Contextualização

A contextualização congrega a avaliação da Matriz de Geração Elétrica Nacional, para identificação das fontes de geração de energia. Para isso, além dos dados já apresentados na seção 2, são considerados os dados disponíveis no sistema SIGA (ANEEL, 2021a), dada a necessidade de identificação mais específica sobre, por exemplo, combustíveis e tecnologias

utilizados. Para a presente etapa do trabalho, foram considerados dados do SIGA de 01 dez. 2021.

Figura 12 – Adaptação metodológica.



Fonte: própria autora.

4.3.2 Avaliação das Categorias de Impacto e Variáveis

A segunda etapa do método consiste na análise dos dados da Matriz Energética Elétrica Nacional, a fim de definir quais categorias de impacto e variáveis têm relação direta com respectivas fontes de geração de energia elétrica. Para tal, foram considerados, como embasamento, os impactos ambientais e externalidades listados pela série de estudos do Plano Nacional de Energia 2030, publicados pela EPE (EPE, 2007a, 2007b, 2007c, 2007d, 2007e, 2007f), além de publicações de ANP (2008); Braga *et al.* (2005); Corrêa; Arbilla (2005); Guarieiro; Vasconcellos; Solci (2011); Kemenes (2006); MCTIC (2010); MMA (2013, 2022); Nobrega (2007); Rigotto (2009); Tolmasquim (2016); Ushima; Franca (2018). A lista dos poluentes atmosféricos típicos atrelados à etapa de geração de energia, por tipo de geração, foi já apresentada nos Quadros 1 e 2.

4.3.3 Definição dos Fatores de Emissão

A terceira etapa do método consiste na definição de fatores de emissão, em unidades de emissão por unidade de energia, para cada uma das variáveis definidas nas categorias de impacto. Tais dados se fazem necessários uma vez que, diferentemente da tecnologia original, não foram obtidos, referenciais nacionais para cálculo das emissões de ciclo de vida por unidade de energia, para cada fonte de geração de energia elétrica.

Dessa forma, os fatores de emissão disponíveis na literatura pesquisada até o momento são apresentados nas Tabelas de 1 a 6.

Tabela 1 – Fatores de emissão para Geração a Biocombustíveis, Biomassa, Resíduos e Biogás (g/kWh).

Biocombustíveis, Biomassa, Resíduos e Biogás		Fatores de Emissão				
Fonte de Geração de Energia Elétrica	Ref.	CO ₂ (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)	PM ₁₀ (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Bagaço Condensado	Santos (2017)		0,03	0,49	0,34	0,04
Bagaço Gaseificado	Santos (2017)		0,03	0,19	0,34	0,04
Geral Biomassa	EPE (2007f)	1,355		0,015	0,234	0,00601

Fonte: adaptado de EPE (2007f) e Santos (2017).

Tabela 2 – Fatores de emissão para Geração a Óleo Combustível (g/kWh).

Óleo Combustível		Fatores de Emissão				
Fonte de Geração de Energia Elétrica	Ref.	CO ₂ (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)	PM ₁₀ (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Turbina a Gás	EPE (2007e)	900,0		0,0		2,20
Convencional	Santos (2017)	667,80	0,03	0,09	2,09	1,11
	EPE (2007e)	675,0		0,09		16,90

Fonte: adaptado de EPE (2007e) e Santos (2017).

Tabela 3 – Fatores de emissão para Geração a Carvão Mineral (g/kWh).

Carvão Mineral		Fatores de Emissão					
Fonte de Geração de Energia Elétrica	Ref.	CO ₂ (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)	PM ₁₀ (g/kWh)	PM _{2,5} (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Carvão Nacional Pulverizado	Santos (2017)	1135,20	0,01	1,53		3,57	1,81
Carvão Nacional Fluidizado	Santos (2017)	851,40	0,01	1,15		2,68	1,36
	EPE (2007e)						31,32
Carvão Nacional Gaseificado	Santos (2017)	756,80	0,01	1,02		2,38	1,21
Carvão Nacional Ciclo a Vapor	EPE (2007e)	590 a 1248		119 a 390			5,7 a 68
Carvão Internacional Ciclo a Vapor	EPE (2007e)	865,0		28,15			5,95
Carvão Internacional Fluidizado	EPE (2007e)						0,91
Carvão Internacional Pulverizado	Santos (2017)	1276,80	0,01	1,53		3,57	1,81

Fonte: adaptado de EPE (2007e; 2007f), Rhodes (2017) e Santos (2017).

Tabela 4 – Fatores de emissão para Geração a Gás Natural (g/kWh).

Gás Natural		Fatores de Emissão					
Fonte de Geração de Energia Elétrica	Ref.	CO ₂ (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)	PM ₁₀ (g/kWh)	PM _{2,5} (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Turbina a Combustão	Rhodes (2017)	517,90		0,054	0,05	0,133	0,005
Ciclo Simples	EPE (2007e)	493,0		0,650		NA	0,13
	Santos (2017)	408,96	0,01			0,53	0,15
	EPE (2007e)	438,0		0,0		NA	0,0
Ciclo Combinado	Rhodes (2017)	341,5,0		0,054		0,022	0,003
	Santos (2017)	681,60	0,01		0,05	0,89	0,25

Fonte: adaptado de EPE (2007e; 2007f), Rhodes (2017) e Santos (2017).

Tabela 5 – Fatores de emissão para Geração a Óleo Diesel (g/kWh).

Óleo Diesel		Fatores de Emissão				
Fonte de Geração de Energia Elétrica	Ref.	CO ₂ (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)	PM ₁₀ (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Óleo Diesel	Santos (2017)	667,8	0,03	0,09		
	EPE (2007b)	800			1,6	1,4

Fonte: adaptado de EPE (2007b) e Santos (2017).

Tabela 6 – Fatores de emissão para Geração Hidrelétrica (g/kWh).

Hidrelétrica	Fatores de Emissão		Área Alagada Média	Fatores de Emissão	
Fonte de Geração de Energia Elétrica	CO ₂ (mg/m ² .dia)	CH ₄ (mg/m ² .dia)	m ² /W	CO ₂ (g/kWh)	CH ₄ (g/kWh)
Energia Hídrica	356,88	18,29	0,7225	10,744	0,551

Fonte: adaptado de Santos (2000) e Santos (2017).

Nota: o cálculo do fator de emissão (g/kWh) foi realizado pela multiplicação entre o fator de emissão (mg/m².dia) e a área alagada média das hidrelétricas interligadas ao Sistema Interligado Nacional (Santos, 2017), considerando geração ao longo de 24h.

Cabe ressaltar que não foram obtidos fatores de emissão de poluentes para a etapa de geração de energia para as fontes de geração eólica, nuclear e solar em nenhuma das literaturas pesquisadas.

4.3.4 Definição do Custo Externo de Emissão dos Poluentes

A quarta etapa do método consiste na definição dos custos externos da emissão dos poluentes atmosféricos. No método originalmente proposto, Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014) puderam calcular os custos marginais de cada poluente, ao longo do ciclo de vida, dada existência de base dados no projeto *ExternE* e subsequentes. Todavia, conforme

explanado anteriormente, não foi possível, a obtenção de dados nacionais. Dessa forma, definiu-se por utilizar os dados de Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014).

Uma vez que os dados originais são apresentados em Euro por tonelada, ano de 2010, a atualização dos dados monetários faz-se necessária. Assim, os dados foram convertidos a Euro 2021 por meio da ferramenta online *InflationTool*¹⁴. Ainda, para a apresentação dos dados em R\$/t, foi utilizada a taxa de câmbio média de compra e venda de Euro, de dez. 2021, segundo cotação oficial do Banco Central do Brasil¹⁵ (Tabela 7).

Tabela 7 – Custos ambientais das emissões atmosféricas, União Europeia.

Categoria	Poluentes	EUR(2021)/t	R\$(2021/t)
Saúde Humana	NH₃	8513,31	54.356,96
	NMHC	347,28	2.217,37
	NO_x	9654,90	61.645,97
	PM₁₀	2014,72	12.863,88
	PM_{2,5}	35281,02	225.267,26
	SO₂	9732,48	62.141,34
GEE	CO₂	30,79	196,58
	CH₄	642,84	4.104,49
	N₂O	9494,81	60.623,78
Biodiversidade	NH₃	4805,28	30.681,45
	NMHC	-70,20	-448,19
	NO_x	1265,97	8.083,17
	SO₂	279,55	1.784,90
Produção Agrícola	NH₃	-267,23	-1.706,27
	NMHC	150,24	959,29
	NO_x	634,22	4.049,45
	SO₂	-60,34	-385,29
Danos Materiais	NO_x	103,45	660,49
	SO₂	378,07	2.413,94

Fonte: adaptado de Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014).

Nota: custos negativos correspondem a efeitos ambientais potencialmente positivos do aporte de cada um dos poluentes na categoria de impacto avaliada.

¹⁴ Disponível em: <https://www.inflationtool.com/euro/2010-to-present-value>. A ferramenta calcula valor presente da moeda da União Europeia. Para o período avaliado, 2010-2021, foi considerada taxa de interesse (inflação) acumulada de 13,91%, ou 1,191% a.a.

¹⁵ Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>.

4.3.5 Cálculo do Custo Ambiental de Cada Categoria de Impacto

Na quinta etapa do método, são obtidos os custos ambientais. Tais dados são apresentados:

- Para cada categoria de impacto, a saber: impactos à saúde humana; impactos à biodiversidade; impactos à produção agrícola; impactos a materiais e impactos relativos ao aquecimento global;
- Para cada fonte de geração de energia;
- Para as fontes de geração de energia que apresentaram fatores de emissão advindos de diferentes autores, os dados são apresentados em máximo e mínimo valor, enquanto para aqueles em que apenas um fator de emissão foi obtido, os resultados são apresentados de forma unificada.

4.3.6 Avaliação do Impacto ao Custo Final ao Consumidor

Na sexta etapa do método, a fim de apresentar o potencial de impacto do custo das externalidades ambientais de emissões de poluentes ao preço bruto pago pelo consumidor final, os custos ambientais de cada fonte de geração de energia são ponderados segundo potência instalada outorgada representada no SIGA, de 01 dez. 2021 (ANEEL, 2021a) e adicionados à tarifa ao consumidor.

O custo ambiental médio ponderado – doravante denominado Tarifa Ambiental (equação 2), é calculado a partir de uma média ponderada convencional, conforme a equação (2).

$$Tarifa\ Ambiental = \frac{\sum_{i=1}^n E_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2)$$

em que:

- E_i : custo ambiental da tecnologia de geração i ;
- P_i : potência outorgada da tecnologia de geração i .

Optou-se por considerar, como referência, o custo para consumidores residenciais B1¹⁶,

¹⁶ Unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, residencial (ANEEL, 2021b).

chamada de tarifa convencional residencial¹⁷, que se baseia em duas parcelas de tarifas: a tarifa de energia (TE), que é o valor da energia consumida, e congrega o custo efetivo da energia, de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu, perdas e encargos; e a tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD), que congrega o uso dos sistemas de transmissão da rede básica e dos sistemas de distribuição, as perdas, os encargos e, finalmente, os custos relativos à remuneração da distribuidora pelo serviço prestado (CLARKE ENERGIA, 2022).

Em síntese, a nova tarifa final ao consumidor proposta congrega a soma da tarifa convencional e da tarifa ambiental, conforme equação (3):

$$\textit{Tarifa Final ao Consumidor} = \textit{Tarifa Convencional} + \textit{Tarifa Ambiental} \quad (3)$$

¹⁷ A tarifa convencional não contempla os tributos e outros elementos que fazem parte da conta de energia elétrica, tais como ICMS, PIS/PASEP e Cofins, Taxa de Iluminação Pública e o adicional de Bandeira Tarifária.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Segundo dados do SIGA, atualizados em dez. 2021, existem atualmente 9.868 empreendimentos de geração de energia elétrica em operação no Brasil, com potência outorgada de aproximadamente 182 GW (ANEEL, 2021a). O Quadro 5 apresenta tais dados em detalhes.

Quadro 5 – Empreendimentos de geração de energia elétrica em operação no Brasil, segundo potência outorgada.

Tecnologia de Geração	Combustível/Fonte	Potência Outorgada (MW)	Potência Outorgada (% do total)	nº Unidades
UTE Biomassa, Biocombustíveis e Resíduos	Bagaço de Cana de Açúcar	12.023,3	6,60%	411
	Licor Negro	2.538,6	1,39%	18
	Resíduos Florestais	603,0	0,33%	63
	Biogás - RSU	193,5	0,11%	23
	Lenha	137,1	0,08%	9
	Gás de Alto Forno	127,7	0,07%	12
	Casca de Arroz	53,3	0,03%	13
	Carvão Vegetal	38,2	0,02%	7
	Biogás Agroindustrial	31,9	0,02%	4
	Capim Elefante	31,7	0,02%	2
	RSU	19,6	0,01%	5
	Carvão - RSU	8,3	0,00%	3
	Biogás Florestal	5,0	0,00%	1
	Biogás Resíduos animais	4,7	0,00%	15
	Óleos vegetais	4,4	0,00%	2
	Etanol	0,3	0,00%	1
UTE Carvão Mineral	Carvão Mineral	3.202,7	1,76%	13
	Gás de Alto Forno	351,7	0,19%	7
	Calor de Processo	28,4	0,02%	2
UTE Gás Natural	Gás Natural	16.972,3	9,32%	166
	Calor de Processo	40,0	0,02%	1
UTE Óleo Combustível	Óleo Combustível	3.458,3	1,90%	68
UTE Óleo Diesel	Óleo Diesel	4.660,4	2,56%	2.230
UTE Outros Fósseis	Outros Energéticos de Petróleo	991,1	0,54%	16
	Gás de Refinaria	319,5	0,18%	6
	Calor de Processo	166,0	0,09%	4
	Gás de Alto Forno	1,2	0,00%	1
Geração Hidrelétrica	CGH	833,9	0,46%	730
	PCH	5.542,4	3,04%	425
	UHE	102.992,0	56,54%	219
Geração Solar (Fotovoltaica)	Radiação solar	4.574,1	2,51%	4.620
Geração Eólica	Cinética do vento	20.207,6	11,09%	769
Geração Termonuclear	Urânio	1.990,0	1,09%	2
Total		182.152,2	100,00%	9.868

Fonte: adaptado ANEEL (2021).

Os dados disponíveis no SIGA não explicitam todas as características das tecnologias, portanto, outras buscas foram realizadas para melhor contextualização:

- Das 13 UTEs a carvão mineral, cinco operam com carvão de origem internacional pulverizado (1.624 MW); sete com carvão nacional pulverizado (1.233 MW) e apenas uma opera com tecnologia de carvão fluidizado, combustível de origem nacional (345 MW) (COMPANHIA VALE DO RIO DOCE, 2007; CORREA, 2017; SECEX, 2021; VIERA; ALEGRE, 2006; TRACTEBEL ENERGIA, 2008; ENGIE, 2021; SANTANA, 2018);
- Segundo Tolmasquim (2016), a tecnologia de geração de energia termelétrica a partir de biomassa gaseificada ainda está em fase de pesquisa;
- EPE (2007g) explicita que, em escala mundial, há predominância da geração termelétrica a óleo combustível pela tecnologia de ciclo a vapor convencional;
- EPE (2007b) apresenta uma lista de usinas termelétricas a gás natural em operação, com respectivo regime de operação. Dessa lista foi possível trazer à realidade operacional de 2021 um total de setenta UTEs, com 15.991 MW de potência instalada, dos quais: 316 MW em cogeração, 5.222 MW em ciclo simples e 10.453 MW em ciclo combinado. Dessa forma, evidencia-se a premissa de maior participação das UTEs a gás natural em ciclo combinado no potencial de geração de energia, confirmando o já afirmado por EPE (2007b), de que a expansão seria realizada em ciclo combinado.

5.2 AVALIAÇÃO DAS CATEGORIAS DE IMPACTO E VARIÁVEIS

Para a avaliação das categorias de impacto aplicáveis à geração de energia elétrica, em cada tecnologia de geração existente na matriz energética elétrica nacional, considerou-se o levantamento acerca dos poluentes atmosféricos característicos da etapa de produção de energia apresentado na seção 3.2.2. Dessa forma, a partir do Quadro 4, consolida-se o Quadro 6, com as variáveis consideradas para cada categoria de impacto.

Não foram encontradas referências nacionais acerca de emissão ou potencial emissão de amônia e metais pesados em nenhuma das fontes, por isso, tais poluentes foram retirados da análise realizada no Quadro 6.

Quadro 6 – Categorias de impacto e critérios considerados para as tecnologias de geração de energia elétrica, matriz energética elétrica nacional.

Tecnologia de Geração	Impactos Emissões de GEE	Impactos à Saúde Humana: Poluentes Clássicos	Impactos à Saúde Humana: Metais Pesados e Outros Poluentes	Impactos à Saúde Humana: Radionuclídeos	Impactos à Biodiversidade e à Produção Agrícola	Perdas Materiais
Geração Hidrelétrica	CO ₂ N ₂ O CH ₄	SO ₂ NO _x			NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Gás Natural	CO ₂ N ₂ O CH ₄	NMHC PM ₁₀ PM _{2,5} SO ₂ NO _x	Formaldeído Dioxinas	*	NMHC NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Carvão Mineral	CO ₂ N ₂ O CH ₄	NMHC PM ₁₀ PM _{2,5} SO ₂ NO _x	Dioxinas	*	NMHC NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível)	CO ₂ N ₂ O CH ₄	NMHC PM ₁₀ PM _{2,5} SO ₂ NO _x	Formaldeído	*	NMHC NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Biomassa	CO ₂ N ₂ O CH ₄	NMHC PM ₁₀ PM _{2,5} SO ₂ NO _x	Formaldeído Dioxinas	*	NMHC NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termonuclear				*		
Geração Eólica						
Geração Solar (Fotovoltaica)						

Fonte: própria autora.

Quanto a radionuclídeos, faz-se destaque quanto à emissão de na geração termelétrica, notadamente naquelas UTEs movidas a combustíveis fósseis: a radioatividade natural dos solos e minerais – e até dos combustíveis - tende a ser emitida quando da queima dos mesmos (GALHARDI, 2016). Na geração termonuclear, as emissões de radionuclídeos durante a operação normal têm doses consideradas insignificantes – sua relevância se recai em situações acidentais (EPE, 2007c). Finalmente, assim como já apresentado na seção 2.2.2, não há emissões atmosféricas atreladas à etapa de operação das tecnologias de geração eólica e solar.

5.3 CÁLCULO DO CUSTO AMBIENTAL

O cálculo do custo ambiental, já definido no capítulo 4, depende de duas parcelas: do custo de emissão de cada poluente (\$/t) e do fator de emissão de cada poluente, por unidade de energia produzida (t/kWh). Dessa forma, considerando que: i) os poluentes característicos de cada categoria de impacto, em cada tecnologia de geração, já foram definidos na seção anterior; ii) os custos ambientais das emissões atmosféricas já foram definidos na Tabela 7; o fator limitante para os cálculos passa a ser a disponibilidade de dados de fatores de emissão para todas as tecnologias, apresentados nas Tabelas 1 a 6.

Com isso, a partir do Quadro 6, e da contextualização realizada na seção 5, faz-se necessária nova delimitação de categorias de impacto e critérios (Quadro 7), com o objetivo de direcionar a adaptação da equação (1) a cada uma das tecnologias, em função dos dados de fatores de emissão disponíveis.

Para o cálculo do custo ambiental da geração hidrelétrica, tem-se a equação (4):

$$E_{Hidrelétrica} = E_{GEE} \quad (4)$$

Para o cálculo do custo ambiental de todas as demais fontes de geração de energia elétrica, tem-se a equação (5):

$$E_{UTES} = E_{GEE} + E_{Saúde\ Humana\ ,Poluentes\ Clássicos} + E_{Biodiversidade} + E_{Produção\ Agrícola} + E_{Danos\ Materiais} \quad (5)$$

Logo, da aplicação das equações (4) e (5), aos fatores de emissão (Tabelas 1 a 6) e aos custos da Tabela 7, considerando todas as ressalvas e considerações que se fizeram necessárias, é possível calcular os custos ambientais das emissões de poluentes, em R\$/kWh para cada tecnologia de geração da matriz elétrica nacional. A Tabela 8 explicita o valor total, e os valores de cada uma das parcelas.

Quadro 7 – Categorias de impacto e variáveis consideradas para o cálculo do custo ambiental das tecnologias de geração de energia elétrica, matriz energética elétrica nacional

Tecnologia de Geração		Impactos Emissões de GEE	Impactos à Saúde Humana: Poluentes Clássicos	Impactos à Biodiversidade e à Produção Agrícola	Perdas Materiais
Geração Hidrelétrica	CGH, PCH e UHE	CO ₂ CH ₄			
Geração Termelétrica a Gás Natural	Ciclo Simples	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
	Ciclo Combinado	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ PM _{2,5} SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Carvão Mineral	Carvão Nacional Pulverizado	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
	Carvão Nacional Fluidizado	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
	Carvão Internacional Pulverizado	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível)	Óleo Diesel	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
	Óleo Combustível (ciclo a vapor)	CO ₂ CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termelétrica a Biomassa	Bagaço Condensado	CH ₄	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
	Geral Biomassa*	CO ₂	PM ₁₀ SO ₂ NO _x	NO _x SO ₂	NO _x SO ₂
Geração Termonuclear					
Geração Eólica					
Geração Solar (Fotovoltaica)					

Fonte: própria autora.

Nota: por geral biomassa lê-se a consolidação de todas as fontes de biomassa, biocombustíveis e resíduos, exceto o bagaço de cana-de-açúcar.

Da Tabela 8, é possível afirmar que, restritamente quanto a emissões atmosféricas da etapa de geração de energia, a tecnologia que agrega os menores custos ambientais é a geração hidrelétrica. Tal resultado ratifica o fato, que já alcança o senso comum, de que a matriz de energia elétrica brasileira, predominantemente hidráulica, é “mais limpa” que a média mundial. Todavia, é importante destacar que o cálculo se restringiu unicamente aos gases de efeito estufa CO₂ e CH₄, advindos de um único estudo nacional (REIS, 2001). Em comparação, o mesmo autor obteve valores de 0,07R\$/MWh para custos de emissões de gases de efeito estufa na Usina Hidrelétrica de Simplício, e de 2,85R\$/MWh na Usina

Hidrelétrica Serra da Mesa¹⁸. A grande variabilidade de áreas alagadas, as características primitivas das áreas alagadas, e ainda os regimes de operação das centrais hidrelétricas nacionais são fatores relevantes para a estimativa de emissões de GEEs, e o resultado de 4,37R\$/MWh deve, portanto, ser utilizado com restrições.

Tabela 8 – Custos ambientais das emissões atmosféricas de poluentes das tecnologias de geração de energia elétrica, em R\$/kWh.

Tecnologia de Geração		Var. Custo	GEE	Custo Ambiental da Externalidade (R\$/kWh)				Custo Total
				Saúde Pública	Biod.	Produção Agrícola	Danos Materiais	
Geração Hidrelétrica	CGH, PCH e UHE	U	0,0044					0,0044
Geração Termelétrica a Gás Natural	Ciclo Simples	Mín	0,0804	0,0093	0,0003	-0,0001	0,0004	0,0903
		Máx	0,0970	0,0084		0,0000		0,1059
	Ciclo Combinado	Mín	0,0671	0,0015	0,0002	-0,0001	0,0000	0,0688
		Máx	0,1340	0,0824	0,0076	0,0036	0,0012	0,2288
Geração Termelétrica a Carvão Mineral	Carvão Nacional Pulverizado	U	0,2232	0,3522	0,0321	0,0138	0,0067	0,6280
		Mín		0,0845	0,0024	-0,0121	0,0033	0,2456
	Carvão Nacional Leito Fluidizado	Máx	0,1674	2,1263	0,0776	0,0103	0,0774	2,4589
		Mín	0,1700	0,1322	0,0032	-0,0023	0,0044	0,3075
Geração Termelétrica a Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível)	Carvão Internacional Pulverizado	Máx	0,2510	0,9519	0,0395	0,0138	0,0167	1,2729
		Mín	0,1314	0,1868	0,0154	0,0059	0,0044	0,3440
	Óleo Diesel	Máx	0,1574					0,3700
		Mín	0,1314	0,0701	0,0020	-0,0065	0,0027	0,1997
Geração Termelétrica a Biomassa	Óleo Combustível (ciclo a vapor)	Máx	0,1328	1,1802	0,0471	0,0080	0,0422	1,4103
		Mín						
Geração Termelétrica a Biomassa	Bagaço Condensado	U	0,0001	0,0297	0,0028	0,0014	0,0003	0,0344
		U	0,0003	0,0150	0,0019	0,0009	0,0002	0,0183

Fonte: própria autora.

Notas:

Var. Custo: variação no custo;

U: valor único;

Mín/Máx: variação do valor final da parcela, em função da existência de dois ou mais fatores de emissão para o poluente;

Biod.: Biodiversidade.

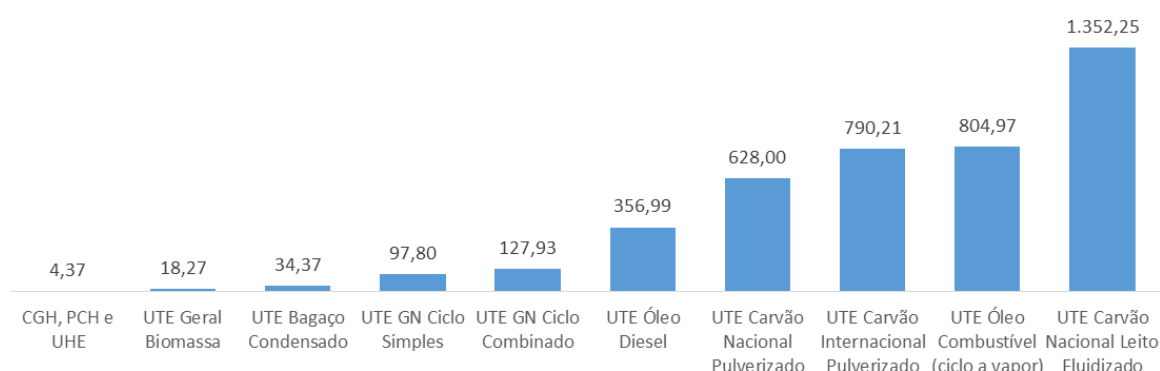
Da variação entre custos mínimos e custos máximos, possível evidenciar o impacto dos valores de fatores de emissão dos resultados finais dos custos: diferentes fatores de emissão

¹⁸ Valores originais de 0,02 R\$/MWh e 0,78 R\$/MWh, em R\$ do ano 2000, atualizados a valores de dez. 2021, utilizando o IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) do período, 265,68%, como parâmetro inflacionário.

podem, no caso extremo da tecnologia de carvão nacional a leito fluidizado, agregar custos ambientais de 0,25 a 2,46 R\$/kWh, o que representa uma variação de mais de 900%. Disso, conclui-se o potencial de impacto da escolha de diferentes premissas para o cálculo final da externalidade ambiental aqui discutida.

A sequência de custos ambientais obtida a partir dos dados médios de custo total da Tabela 8 (Figura 13) tem consistência com o resultado encontrado por Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014), no caso da Lituânia: custos ambientais de emissões atmosféricas restritos à fase de operação são menores para energias renováveis que para as não renováveis. Confirmam ainda a viabilidade da já frequente substituição do óleo combustível por gás natural em centrais termelétricas, conforme afirma EPE (2007g), e a importância da proporcional redução da capacidade instalada das UTEs a óleo combustível, diesel e carvão, segundo apontam cenários do PDE 2030 (EPE, 2021b).

Figura 13 – Custos ambientais médios das emissões atmosféricas de poluentes (R\$/MWh) das tecnologias de geração de energia elétrica.



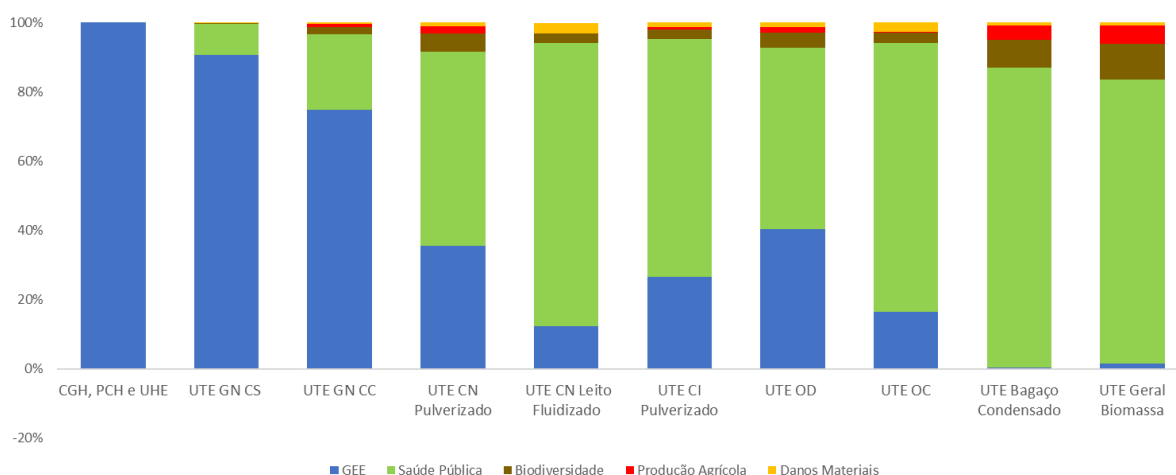
Fonte: própria autora.

Dos resultados obtidos, faz-se necessário o destaque para a potencial inconsistência do resultado do custo total máximo das emissões da geração termelétrica a carvão mineral nacional em leito fluidizado, uma vez que tal tecnologia é reconhecida como moderna e eficiente tecnologia de combustão, caracterizada pela redução das emissões atmosféricas características do combustível (EPE, 2007e). Neste ponto, mais uma vez é relevante enfatizar o efeito dos fatores de emissão utilizados.

Ao analisar, de forma particular, a representatividade percentual das categorias de impacto para cada tecnologia de geração, verifica-se que, em qualquer das duas tecnologias de UTE a gás natural implantadas em larga escala no Brasil (Figura 14), a parcela de maior relevância no custo total da externalidade é atribuída às emissões de gases de efeito estufa:

de 0,08 a 0,09 R\$/kWh para a tecnologia de geração a ciclo simples, e de 0,07 a 0,13 R\$/kWh na geração por ciclo combinado. A relevância dos custos ambientais à saúde pública das UTE a gás natural, ciclo combinado, se deve ao fator de emissão de $PM_{2,5}$, encontrado em apenas uma referência (SANTOS, 2017) e que, embora pequeno, traz ao cálculo o maior valor de custo ambiental de emissões da Tabela 7, R\$ 225.267,26 por tonelada.

Figura 14 – Representatividade percentual dos custos ambientais das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração de energia elétrica.



Fonte: própria autora.

Notas: CGH (Central Geradora Hidrelétrica); PCH (Pequena Central Hidrelétrica); UHE (Usina Hidrelétrica); UTE (Usina Termelétrica); GN (Gás Natural); CS (Ciclo Simples); CC (Ciclo Combinado); CN (Carvão Nacional); CI (Carvão Internacional); OD (Óleo Diesel); OC (Óleo Combustível).

No que diz respeito à geração termelétrica a carvão mineral, a categoria de impacto de maior relevância, em todas as categorias e origens de combustível analisadas, corresponde aos impactos diretos à saúde pública, advindos da emissão de óxidos de nitrogênio e enxofre e, em menor parcela, ao PM_{10} . Assim como destacam Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014), os danos à saúde pública são mais locais e regionais que globais, o que indica que, no Brasil, as populações mais afetadas por tal externalidade seriam as das comunidades ao redor das UTEs, predominantemente localizadas no Sul e no Nordeste do país.

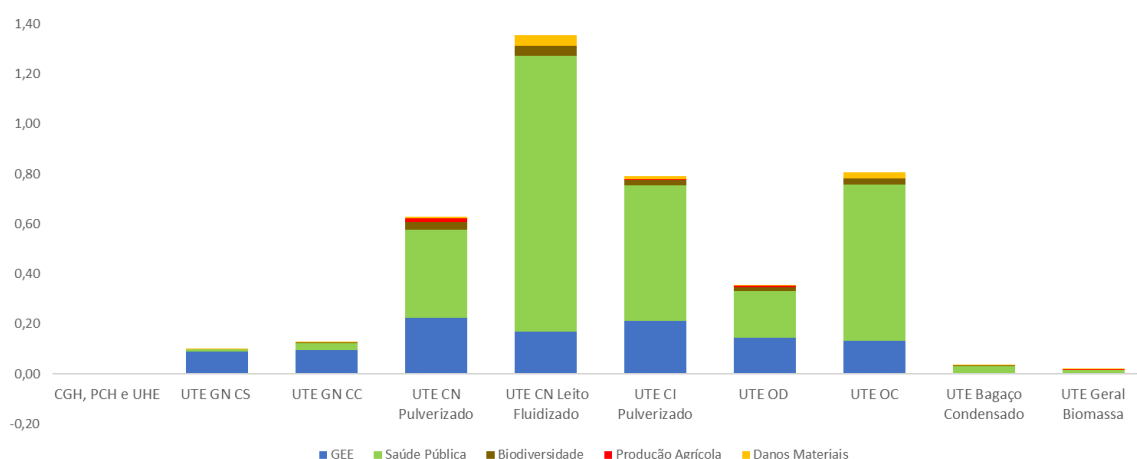
Análise similar pode ser feita para as UTEs a derivados de petróleo: tanto na queima de óleo diesel, quanto na de óleo combustível, maiores valores de externalidades ambientais estão atrelados aos danos à saúde pública. Incorre que ambos combustíveis são utilizados predominantemente na geração descentralizada de energia, com proximidade aos consumidores, por sua vez diretamente afetados pelas externalidades.

Dentre as tecnologias de geração a partir de recursos renováveis, a geração hidrelétrica

tem 100% de seus custos de externalidades ambientais de emissões atmosféricas advindos da emissão de gases de efeito estufa (únicos fatores de emissão disponíveis na literatura consultada), ao passo que as gerações termelétricas a partir de bagaço e biomassa em geral têm maiores custos de externalidades atrelados aos impactos à saúde pública – mais de 80% dos custos, em ambos os casos. Adicionalmente, cabe destaque para a relevância dos custos externos à biodiversidade e à produção agrícola, proporcionalmente mais representativos nas UTEs a combustíveis renováveis, muito embora em valores absolutos sejam bastante similares aos custos externos dessas categorias de impacto na geração termelétrica a gás natural.

A Figura 15 apresenta, em termos absolutos, os mesmos dados representados na Figura 14 pelo viés relativo e, também nessa configuração, os danos à saúde pública se destacam como categoria de impacto com maiores custos atrelados à etapa de geração de energia elétrica, exceto para as UTEs a gás natural e geração hidrelétrica. Todavia, levando em consideração que justamente essas alternativas de geração correspondem à maior capacidade instalada e outorgada (Quadro 5), o efetivo impacto ao custo final da energia elétrica é alvo das próximas discussões.

Figura 15 – Representatividade absoluta dos custos ambientais médios (R\$/kWh) das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração de energia elétrica.



Fonte: própria autora.

Levando-se em conta que os custos ambientais até aqui discutidos refletem a etapa de geração de energia, desconsiderando, portanto, as demais etapas do processo, sejam elas anteriores ou posteriores à geração, o presente trabalho propõe uma alternativa para internalização de tais custos: adição de uma terceira parcela à composição final da tarifa da energia ao consumidor final residencial, tal como descrito no capítulo 4. Ainda que incipiente,

tal proposta intenta viabilizar o entendimento de um potencial efeito tácito da internalização das externalidades.

Partindo do custo ambiental médio de cada tecnologia de geração da matriz energética brasileira (Figura 15) e utilizando como ponderação a capacidade instalada com potência outorgada apresentada no Quadro 5 e em suas considerações, é possível utilizar equação 2 para a obtenção da Tarifa Ambiental. A Tabela 9 explicita as parcelas do cálculo proposto.

Tabela 9 – Detalhamento das parcelas do cálculo da Tarifa Ambiental.

Tecnologia de Geração		Custo Ambiental (R\$/kWh) - Parcela E	Potência Outorgada (MW) - Parcela P	Multiplicação E × P (R\$/h)
Geração Hidrelétrica	CGH, PCH e UHE	0,0044	109.368	478,14
Geração Termelétrica a Gás Natural	Ciclo Simples	0,0978	5.541	541,95
	Ciclo Combinado	0,1279	11.095	1419,36
	Carvão Nacional Pulverizado	0,6280	1.233	774,32
Geração Termelétrica a Carvão Mineral	Carvão Nacional Leito Fluidizado	1,3523	345	466,53
	Carvão Internacional Pulverizado	0,7902	1.624	1283,30
Geração Termelétrica a Derivados de Petróleo (óleo diesel e óleo combustível)	Óleo Diesel	0,3570	4.660	1663,71
	Óleo Combustível (ciclo a vapor)	0,8050	3.458	2783,83
Geração Termelétrica a Biomassa	Bagaço Condensado	0,0344	12.023	413,29
	Geral Biomassa	0,0183	3.797	69,39

Fonte: própria autora.

Portanto, da Tabela 9 tem-se:

$$Tarifa\ Ambiental = \frac{\sum_{i=1}^n E_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{9893}{153146} = 0,0646 R\$/kWh$$

Finalmente, para a composição do custo da energia ao consumidor residencial final (equação 3), utiliza-se como base a tarifa convencional média disponibilizada pela ANEEL, no Ranking de Tarifa Residencial – R\$/kWh, que em fev. 2022 era de 0,623 R\$/kWh (ANEEL, 2022). Dessa forma, com a internalização da Tarifa Ambiental, o custo da energia

ao consumidor residencial chega a 0,688 R\$/kWh, ou seja, tem aumento superior a 10% - para fins de contextualização, uma família que consome 200 kWh pagaria, em compensação aos custos ambientais da geração da energia que consome, pelo menos R\$13,00 a mais em sua conta de energia elétrica.

Para além de apresentar as parcelas do cálculo da Tarifa Ambiental, a Tabela 9 possibilita a avaliação do impacto dos custos das externalidades de cada tecnologia da matriz energética elétrica nacional: a tecnologia com maiores custos ambientais, a saber, UTE a Carvão Nacional Leito Fluidizado, tem seus custos diluídos em função da pequena participação absoluta na matriz. Em contrapartida, em função do baixo custo ambiental, a tecnologia de geração mais representativa em termos absolutos de potência outorgada, isto é, a geração hidrelétrica, tem uma das menores parcelas de contribuição. Com efeito, tal análise permite avaliações preliminares dos potenciais efeitos de custos ambientais em decorrência da transformação da matriz energética elétrica nacional, previstas em cenários modelados pela EPE.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O processo econômico não pode dar respostas quantitativas a todas às perguntas advindas dos tomadores de decisão, e, no tocante às questões ambientais, que envolvem processos naturais muitas vezes ainda desconhecidos, alguns dilemas continuarão sem resposta. Contudo, a visão econômica começa no limiar científico, e, considerando as melhores alternativas científicas aplicáveis, métodos e dados disponíveis, as políticas públicas devem ser desenvolvidas.

O presente trabalho, que teve por objetivo principal o desenvolvimento de um método embasado para a internalização de custos ambientais de emissões atmosféricas na geração de energia elétrica no país, resultou em valores aderentes ao esperado, ou seja, maiores custos ambientais para as tecnologias com emissões atmosféricas mais relevantes. Ainda, trouxe à tona a importância dos custos à saúde pública, que predominam nas tecnologias que representam cerca de 30% do potencial outorgado, e que não são transacionados no mercado – ao contrário das externalidades ligadas às emissões de GEE, cujo mercado está em franco desenvolvimento.

Ao internalizar os custos das emissões atmosféricas da geração de energia por meio do método desenvolvido, os impactos ambientais sofridos local ou globalmente foram, ao menos em parte, assumidos pelo mercado, e o custo da geração da energia elétrica aumentou, tendo reflexo de cerca de 10% no preço da energia para o consumidor final no segmento residencial.

Nessa nova realidade, as preferências de consumo, dantes implícitas, podem passar a ser explicitamente reveladas, ou seja, os consumidores podem “escolher” as tecnologias de geração de energia que reflitam sua melhor “cesta de bens”, influenciando o planejamento energético, as políticas públicas e os instrumentos econômicos para o uso eficiente dos recursos disponíveis. Essa influência, ainda que indireta, tem potencial de estabelecimento de novas premissas para o mercado de energia, em direção que pode ser diferente daquela orientada pelo mercado que ignorava as externalidades.

Ao longo do desenvolvimento da pesquisa, ficou clara a importância da implementação de grandes e profundos estudos dos impactos e custos ambientais da matriz energética nacional – tal como o *ExternE* foi para a Europa - para o subsídio da criação de políticas públicas para o setor. A reduzida produção intelectual incorre, invariavelmente, em políticas ambientais que se baseiam unicamente em métodos de comando e controle estatais, e com menor participação da regulação de mercado.

O processo de determinação de externalidades desenvolvido teve como alternativa de cálculo a abordagem “*top-down*”. Tal abordagem pode ser adequada para fornecer uma primeira indicação das externalidades ambientais da geração de energia elétrica, dada inexistência de dados suficientes disponíveis, permitindo estimar os impactos específicos resultantes das emissões de poluentes para o meio ambiente. No entanto, não permite a avaliação dos efeitos marginais do fornecimento adicional de energia, que geralmente são de interesse para a tomada de decisão e para fins de planejamento.

Sem demérito aos resultados obtidos, faz-se necessária a delimitação das limitações da pesquisa, e alguns fatores devem ser considerados na interpretação dos resultados alcançados:

- i. Os resultados refletem informações advindas do uso de fatores de emissão atrelados às fontes de emissão, tão somente na etapa de operação. Contudo, emissões atmosféricas de poluentes são impactos ambientais possíveis em todas as fases do ciclo de vida, de todas as tecnologias de geração presentes na matriz energética nacional, inclusive das fontes tratadas aqui como de emissão nula: geração termonuclear, geração solar fotovoltaica e geração eólica;
- ii. Foi necessário “descartar” parcelas do cálculo do custo ambiental total, dada a inexistência de dados na literatura disponível – é possível inferir que, na hipótese da existência de dados para todos os poluentes considerados relevantes para cada categoria de impacto, o resultado final dos custos ambientais poderia ser diferente, tanto positiva quanto negativamente, influenciando ainda no valor da Tarifa Ambiental estimada;
- iii. A maioria dos fatores de emissão utilizados são genéricos, advindos de estudos internacionais, o que enviesa o resultado, principalmente quanto aos combustíveis fósseis: existe relevante variação entre composições químicas e propriedades físicas, em função da localização de origem do material combustível, e tais variações não são refletidas nos fatores de emissão;
- iv. Também em decorrência da carência de dados acerca de custos fixos da emissão de poluentes em nível nacional, foi necessário o uso de custos relativos a realidades europeia, e não dos custos calculados a partir de *proxys* das exposições aos poluentes atmosféricos em processos dose-resposta, como por exemplo, custos relativos a morbidade e mortalidade para a valoração dos custos dos poluentes clássicos;
- v. Em função de dificuldades encontradas no detalhamento dos dados do sistema SIGA, tais como sobre a origem do carvão utilizado em cada uma das UTEs, ou

da tecnologia aplicada, algumas aglutinações e considerações de dados foram realizadas.

Ainda que com todos os vieses destacados, os resultados obtidos indicam que a geração de eletricidade tem custos ambientais externos significativos, e que, de forma geral, o preço final ao consumidor é menor que o preço que realmente refletiria o custo efetivo da geração de energia elétrica.

Finalmente, considerando que as pressões ambientais estão se transformando em prioridades nas agendas geopolíticas internacionais, o amadurecimento do método aqui proposto parece promissor. Para isso, para trabalhos futuros sugerem-se:

- i. Estudos aprofundados acerca de fatores de emissão dos poluentes típicos de cada tecnologia de geração, considerando ainda a realidade nacional, quer seja na caracterização de emissões fidedignas à qualidade do combustível utilizado, quer seja na avaliação detalhada da tecnologia de geração aplicada;
- ii. Desenvolvimento de estudos nacionais amplos acerca dos custos ambientais de cada poluente, avaliando a real influência em taxas de mortalidade e morbidade, e a resposta das populações expostas, para melhor caracterização dos custos.
- iii. Avaliações de ferramentas econômicas que possam ser utilizadas para a efetiva internalização das externalidades calculadas, tais como taxações na geração, ou subsídios para a geração de energias alternativas com menores custos ambientais;
- iv. Inclusão da valoração das externalidades dentre as questões transversais discutidas no Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020), para algo além do impacto das Mudanças Climáticas.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). **Key world energy statistics 2020**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>. Acesso em: 4 jan. 2022.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). **Electricity statistics**. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>. Acesso em: 2 ago. 2021.
- ALEX, G.; POURIS, A. Aggregation and internalisation of electricity externalities in South Africa. **Energy**, Oxford, v. 82, p. 501–511, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy/vol/82/suppl/C>. Acesso em: 23 jul. 2021.
- ALVES, L. A.; UTURBEY, W. Environmental degradation costs in electricity generation: the case of the Brazilian electrical matrix. **Energy Policy**, Guildford, v. 38, n. 10, p. 6204–6214, 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/38/issue/10>. Acesso em: 04 ago. 2021.
- ASSUNÇÃO, J. V.; PESQUERO, C. R. Dioxinas e furanos: origens e riscos. **Revista de Saúde Pública**, São Paulo, v. 33, n. 5, p. 523-530, out. 1999. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rsp/a/FXYCDpBbW7PPfZ7DGz9V77K/?lang=pt>. Acesso em: 20 dez. 2021.
- BARBIER, E. B. Valuing ecosystem services as productive inputs. **Economic Policy**, Oxford, v. 22, n. 49, p. 178-229, 2007. Disponível em: <https://academic.oup.com/economicpolicy/issue/22/49>. Acesso em: 26 jun. 2021.
- BENES, K. J.; AUGUSTIN, C. Beyond LCOE : a simplified framework for assessing the full cost of electricity. **The Electricity Journal**, New York, v. 29, n. 8, p. 48–54, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/the-electricity-journal/vol/29/issue/8>. Acesso em: 16 abr. 2021.
- BRAGA, B. (org.). **Introdução à engenharia ambiental**: o desafio do desenvolvimento sustentável. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005. 318 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Ranking das tarifas**. 2022. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 01 fev. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 875, de 10.3.2020**. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas, à obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamentos hidrelétricos, à comunicação de implantação de central geradora hidrelétrica com capacidade instalada reduzida e à aprovação de estudos de viabilidade técnica e econômica de usina hidrelétrica sujeita à concessão. Brasília, DF, 16 mar. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-875-de-10-de-marco-de-2020-248070610>. Acesso em: 10 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 1000, de 07 dez. 2021.** estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica; revoga as resoluções normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília, DF, 20 dez. 2021b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 28 dez. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **SIGA:** sistema de informações de geração. 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 10 ago. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Resolução ANP nº 16, de 17.6.2008.** Estabelece no regulamento técnico ANP parte integrante desta resolução, a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. Brasília, DF, 18 jun. 2008. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-16-2008?origin=instituicao&q=16/2008>. Acesso em: 16 ago. 2021.

BRASIL. **Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986.** Define as situações e estabelece os requisitos e condições para desenvolvimento de estudo de impacto ambiental – EIA e respectivo relatório de impacto ambiental – RIMA. Brasília, DF, 23 jan.1986. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/MMA/RE0001-230186.PDF>. Acesso em: 16 dez. 2021.

CAVALCANTI, C. Pensamento socioambiental e a economia ecológica: nova perspectiva para pensar a sociedade. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, Curitiba, v. 35, p.169-178, dez. 2015. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/made/article/view/43545>. Acesso em: 12 ago. 2020.

CECHIN, A. D.; VEIGA, J. E. A economia ecológica e evolucionária de Georgescu-Roegen. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 30, n. 3, p. 438-454, set. 2010. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rep/a/9kg74rTdhZSLbBrdgRtX53Q/?lang=pt>. Acesso em: 24 ago. 2020.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). **Ficha de informação toxicológica do formaldeído.** São Paulo: Divisão de Toxicologia Humana e Saúde Ambiental - Cetesb, 2017. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/ar/>. Acesso em: 04 jan. 2022.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). **Qualidade do ar.** Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/ar/>. Acesso em: 04 jan. 2022.

CLARKE ENERGIA. **O que é TE e TUSD na conta de luz.** Disponível em: <https://clarke.com.br/o-que-e-te-e-tusd-na-conta-de-luz/>. Acesso em: 08 fev. 2022.

COMPANHIA VALE DO RIO DOCE. **Relatório de impacto ao meio ambiente: UTE Barcarena.** 2007. Disponível em: https://www.semas.pa.gov.br/download/Usina%20Termel%C3%A9trica%20de%20Barcarena_RIMA.pdf/. Acesso em: 20 jan. 2022.

CORONA, B. *et al.* Full environmental life cycle cost analysis of concentrating solar power technology: Contribution of externalities to overall energy costs. **Solar Energy**, Kidlington, v. 135, p. 758–768, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/solar-energy/vol/135/suppl/C>. Acesso em: 22 out. 2020.

CORRÊA, M. C. C. **O processo de implantação da Termelétrica do Itaqui, São Luís/MA e sua influência na dinâmica territorial da Comunidade Vila Nova Canaã, Paço do Lumiar/MA**. 2017. 133 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Diversidade) – Programa de Pós Graduação em Desenvolvimento Socioespacial e Regional, Universidade Estadual do Maranhão, São Luís, 2017. Disponível em: <https://repositorio.uema.br/handle/123456789/683>. Acesso em: 20 nov. 2021.

CORRÊA, S. M.; ARBILLA, G. Formaldehyde and acetaldehyde associated with the use of natural gas as a fuel for light vehicles. **Atmospheric Environment**, Oxford, v. 39, n. 25, p. 4513-4518, ago. 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1352231005003572>. Acesso em: 10 jan. 2022.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. **Energy**, Oxford, v. 164, p. 496–511, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy/vol/164/suppl/C>. Acesso em: 16 jul. 2020.

ELETRONUCLEAR. **Nossas atividades**. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Angra-1.aspx/>. Acesso em: 04 jan. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2021: relatório síntese - ano base 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 10 nov. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Cenários econômicos para o PNE 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2018b. (relatório parcial 1). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-201/Cen%C3%A1rios%20Econ%C3%B4micos.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Mudanças climáticas e desdobramentos sobre os estudos de planejamento energético: considerações iniciais**. Documento de apoio ao PNE 2050. Rio de Janeiro: EPE, 2018a. (Estudos de longo prazo). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Mudancas%20Climaticas%20e%20Planejamento%20Energetico.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota técnica PR 04/18 potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2018c. (Recursos energéticos). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico->

416/03.%20Potencial%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20(NT%20PR%2004-18).pdf. Acesso em 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota técnica PR 07/18 premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2018d. (Estudos de Longo Prazo). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>. Acesso em 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano decenal de expansão de energia 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2021b. 453 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 20 abr. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 3 - geração hidrelétrica**. Rio de Janeiro: EPE, 2007a. 210 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 5 - geração termelétrica a gás natural**. Rio de Janeiro: EPE, 2007b. 166 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 7 - geração termonuclear**. Rio de Janeiro: EPE, 2007c. 147 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 9 – outras fontes**. Rio de Janeiro: EPE, 2007d. 226 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 6 – geração termelétrica carvão mineral**. Rio de Janeiro: EPE, 2007e. 146 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 8 – geração termelétrica biomassa**. Rio de Janeiro: EPE, 2007f. 250 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2030: volume 4 – geração termelétrica petróleo e derivados**. Rio de Janeiro: EPE, 2007g. 206 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>. Acesso em: 20 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano nacional de energia 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 243 p. disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2021.

ENGIE. **Usina termelétrica Pampa Sul**. Disponível em: <https://www.engie.com.br/usinas/usina-termeletrica-pampa-sul/>. Acesso em: 04 jan. 2022.

EUROPEAN COMMISSION. **ExternE**: external costs of energy. 1995. Disponível em: http://www.externe.info/externe_d7/. Acesso em: 10 jun. 2021.

FOUQUET, R. *et al.* **External cost and environmental policy in the United Kingdom and the European Union**. Londres: Imperial College of Science, Technology and Medicine, 2001. Disponível em: <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/research-centres-and-groups/icept/7294722.PDF>. Acesso em: 14 out. 2021.

GALHARDI, J. A. **Geoquímica de radionuclídeos naturais e biomonitoramento em área de mineração de carvão no sul do Brasil**. 2016. 192 f. Tese (Doutorado em Geociências e Meio Ambiente) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Campus de Rio Claro, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Rio Claro, 2016. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/138616>. Acesso em: 15 dez. 2021.

GIES, E. **The real cost of energy**. 2017. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/d41586-017-07510-3>. Acesso em: 12 ago. 2021.

GUARIEIRO, L. L. N.; VASCONCELLOS, P. C.; SOLCI, M. C. Poluentes atmosféricos provenientes da queima de combustíveis fósseis e biocombustíveis: uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**, Niterói, v. 3, n. 5, p. 434-445, 2011. Disponível em: <https://rvq-sub.sbq.org.br/index.php/rvq/article/view/188>. Acesso em: 10 dez. 2021.

HONG, S.; BRADSHAW, C. J. A.; BROOK, B. W. South Korean energy scenarios show how nuclear power can reduce future energy and environmental costs. **Energy Policy**, Guildford, v. 74, p. 569–578, nov. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/74/suppl/C>. Acesso em: 25 out. 2020.

HONG, S.; QVIST, S.; BROOK, B. Economic and environmental costs of replacing nuclear fission with solar and wind energy in Sweden. **Energy Policy**, Guildford, v. 112, p. 56-66, jan. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/112/suppl/C>. Acesso em: 25 out. 2020.

INDÚSTRIAS NUCLEARES DO BRASIL (INB). **Recursos**. Disponível em: <https://www.inb.gov.br/Nossas-Atividades/Ur%C3%A2nio/Recursos>. Acesso em: 03 fev. 2022.

JEFFERSON, M. There's nothing much new under the Sun : the challenges of exploiting and using energy and other resources through history. **Energy Policy**, Guildford, v. 86, p. 804–811, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/86/suppl/C>. Acesso em: 13 ago. 2020.

JONES, B. A. *et al.* Estimating willingness to pay for greenhouse gas emission reductions provided by hydropower using the contingent valuation method. **Energy Policy**, Guildford, v. 111, p. 362–370, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/111/suppl/C>. Acesso em: 13 ago. 2020

JONG, P; KIPERSTOK, A; TORRES, E. A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 52, p. 725-739, dez. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-and-sustainable-energy-reviews/vol/52/suppl/C>. Acesso em: 28 set. 2020.

KEMENES, A. **Estimativa das emissões de gases de efeito estufa (CO₂ e CH₄) pela hidrelétrica de Balbina, Amazônia Central, Brasil**. 2006. 96 f. Tese (Doutorado em Ciências Biológicas) – Programe Integrado de Pós-graduação em Biologia Tropical e Recursos Naturais, Convênio INPA-UFAM, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2006. Disponível em: <https://bdtd.inpa.gov.br/handle/tede/1506>. Acesso em: 12 nov. 2021.

LIGUS, M. The assessment of environmental benefits of low-emission electricity generation, the case of Poland. **Energy Procedia**, Barcelona, v. 107, p. 363–368, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-procedia/vol/107/suppl/C>. Acesso em: 23 set. 2020.

MATTMANN, M.; LOGAR, I.; BROUWER, R. Hydropower externalities: a meta-analysis. **Energy Economics**, Guildford, v. 57, p. 66–77, 2016a. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-economics/vol/57/suppl/C>. Acesso em: 28 set. 2020.

MATTMANN, M.; LOGAR, I.; BROUWER, R. Wind power externalities: a meta-analysis. **Ecological Economics**, Amsterdam, v. 127, p. 23–36, 2016b. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/ecological-economics/vol/127/suppl/C>. Acesso em: 28. Set. 2020.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES (MCTIC). **Emissões em dióxido de carbono equivalente por setor**. Brasília: MCTIC, 2017. Disponível em: https://sirene.mctic.gov.br/portal/opencms/paineis/2018/08/24/Emissoes_em_dioxido_de_carbono_equivalente_por_setor.html. Acesso em: 20 set. 2019.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES (MCTIC). **Segundo Inventário Brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa**: relatórios de referência. Brasília: MCTIC, 2010. 131 p. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/04/brasil_mcti_bottomup.pdf. Acesso em: 06 fev. 2022

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Inventário nacional de fontes e estimativa de emissões de dioxinas e furanos**: Brasil POPs: Plano Nacional de Implementação Convenção de Estocolmo. Brasília: MMA, 2013. 188 p. Disponível em: https://queimadas.dgi.inpe.br/~rqueimadas/material3os/2013_MMA_InventarioEmissoesDioxinas_IBAMA_DE3os.pdf. Acesso em: 29 jan. 2022.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Poluentes atmosféricos**. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar/poluentes-atmosf%C3%A9ricos.html>. Acesso em: 06 jan. 2022.

MOSLEHI, S.; REDDY, T. A. An LCA methodology to assess location-specific environmental externalities of integrated energy systems. **Sustainable Cities and Society**, Amsterdã, v. 46, p. 101425, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/sustainable-cities-and-society/vol/46/suppl/C>. Acesso em: 28 set. 2020.

MOTTA, R. S. **Economia ambiental**. Rio de Janeiro: FGV Editora, 2013.

MOTTA, R. S. **Manual para valoração econômica de recursos ambientais**. Rio de Janeiro: IPEA/MMA/PNUD/CNPq, 1997. Disponível em: <https://www.terrabrasilis.org.br/ecotecadigital/pdf/manual-para-valoracao-economica-de-recursos-ambientais.pdf>. Acesso em: 20 out. 2021.

NAÇÕES UNIDAS. **Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development**. Genebra: ONU, 2015. Disponível em: <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>. Acesso em: 23 set. 2019.

NAÇÕES UNIDAS. **World population prospects 2019**. 2019. Disponível em: <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>. Acesso em: 22 set. 2019.

NOBREGA, R. P. **Investigação de dioxinas, furanos, e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos no material particulado e gases emitidos pelo motor diesel**. 2007. 117 f. Tese (Doutorado em Saúde Pública) – Faculdade de Saúde Pública, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/6/6134/tde-20032008-112512/pt-br.php>. Acesso em: 10 jan. 2022.

NOGUEIRA, C. Contradictions in the concept of sustainable development: an analysis in social, economic, and political contexts. **Environmental Development**, Amsterdã, v. 30, p. 129–135, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/environmental-development/vol/30/suppl/C>. Acesso em: 29 set. 2020.

ORTIZ, R. A.; MARKANDYA, A.; HUNT, A. Willingness to pay for mortality risk reduction associated with air pollution in São Paulo. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, v. 63, n. 1, p. 3-22, 2009. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbe/a/sCPVWLv4TkzDd8FYbmjnQjF/?lang=en>. Acesso em: 10 jan. 2022.

REDONDO, A. J. G.; COLLADO, R. R. An economic valuation of renewable electricity promoted by feed-in system in Spain. **Renewable Energy**, Oxford, v. 68, p. 51–57, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-energy/vol/68/suppl/C>. Acesso em: 20 ago. 2020.

REIS, M. M. **Custos ambientais associados à energia elétrica: hidrelétricas x termelétricas a gás natural**. 2001. 214 f. Dissertação (Mestrado em Ciências do

Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/mmiranda.pdf>. Acesso em: 4 out. 2021.

RHODES, J. D. *et al* A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. **Energy Policy**, Guildford, v. 102, p. 491-499, mar. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/102/suppl/C>. Acesso em: 20 ago. 2020.

RIGOTTO, R. M. Inserção da saúde nos estudos de impacto ambiental: o caso de uma termelétrica a carvão mineral no Ceará. **Ciência & Saúde Coletiva**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 14, p. 2049-2059, ago. 2009. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/csc/a/bFXZm8PqpCgtQKpc48CcPjm/abstract/?lang=pt>. Acesso em: 10 jan. 2022.

RIO GRANDE DO SUL (Estado). SECEX – Secretaria de Controle Externo no Rio Grande do Sul. **Relatório sintético do levantamento de auditoria 2004**. Disponível em: https://www.camara.leg.br/internet/comissao/index/mista/orca/orcamento/or2005/tcu/SI/25752029511270043_0475.pdf. Acesso em: 10 jan. 2022.

SAMADI, S. The social costs of electricity generation-categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. **Energies**, Paris, v. 10, n. 3, 2017. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/3/356>. Acesso em: 10 ago. 2020.

SANTANA, R. A. A. **Avaliação do uso dos subprodutos da dessulfurização semi-seca dos gases da combustão da Termelétrica do Pecém como insumo para a construção civil**. 2018. 122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) –Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/38217>. Acesso em: 05 jan. 2022.

SANTOS, H. L. **Inserção dos custos ambientais em um modelo de expansão da geração a longo prazo**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências do Planejamento Energético) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Henrique_Luz_Santos.pdf. Acesso em: 20 out. 2021.

SANTOS, H. L. **Metodologia para planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda**. 2017. 150 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/teses-e-dissertacoes/2017/193-metodologia-para-planejamento-da-expansao-do-setor-eletrico-brasileiro-considerando-criterios-ambientais-e-a-interacao-oferta-demanda>. Acesso em: 20 out. 2021.

SHELDON, S.; HADIAN, S.; ZIK, O. Beyond carbon : Quantifying environmental externalities as energy for hydroelectric and nuclear power. **Energy**, Oxford, v. 84, p. 36–44, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544215002534?via%3Dihub>. Acesso em: 15 jul. 2020.

STIRLING, A. Limits to the value of external costs. **Energy Policy**, Guildford, v. 25, n. 5, p. 517–540, 1997. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/25/issue/5>. Acesso em: 20 ago. 2020.

STREIMIKIENE, D.; ALISAUSKAITE-SESKIENE, I. External costs of electricity generation options in Lithuania. **Renewable Energy**, Oxford, v. 64, p. 215–224, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-energy/vol/64/suppl/C>. Acesso em: 10 ago. 2020.

SUNDT, S.; REHDANZ, K. Consumers' willingness to pay for green electricity: a meta-analysis of the literature. **Energy Economics**, Guildford, v. 51, p. 1–8, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-economics/vol/51/suppl/C>. Acesso em: 20 ago. 2020.

THI, T. L. N. *et al.* Quantifying environmental externalities with a view to internalizing them in the price of products, using different monetization models. **Resources, Conservation and Recycling**, Amsterdã, v. 109, p. 13–23, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/resources-conservation-and-recycling/vol/109/suppl/C>. Acesso em: 20 ago. 2020.

TOLMASQUIM, M. T. (org.). **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016. 417 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2021.

TOLMASQUIM, M.T. Economia do meio ambiente: forças e fraquezas. *In*: CAVALCANTI, C. **Desenvolvimento e natureza**: estudos para uma sociedade sustentável. Rio de Janeiro: Editora Cortez/Fundação Joaquim Nabuco, 1998. p. 323-341. Disponível em: http://www.ufbaecologica.ufba.br/arquivos/livro_desenvolvimento_natureza.pdf. Acesso em: 15 set. 2020.

TRACTEBEL ENERGIA. **Visão institucional TBLE e Complexo Jorge Lacerda**. 2008. Disponível em: http://www.satc.edu.br/abcm/palestras/curso_carvao_mineral/modulo5/painel4.pdf. Acesso em: 20 jan. 2022.

USHIMA, A. H.; FRANCA, G. P. Emissão de compostos clorados na combustão, gaseificação e pirólise de palha de cana-de-açúcar. **Revista IPT**, v. 2, n. 8, p. 37-47, 2018. Disponível em: <http://revista.ipt.br/index.php/revistaIPT/article/view/60>. Acesso em: 20 dez. 2021.

VIEIRA, P. A., ALEGRE, J. A.V. Análise exergética aplicada à usina termelétrica de Figueira. **Espaço Energia**, Curitiba, n. 4, 2006. Disponível em: <http://www.espacoenergia.com.br/edicoes/4/004-03.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2022.

ZERRAHN, A. Wind power and externalities. **Ecological economics**, Amsterdã, v. 141, p. 245–260, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/ecological-economics/vol/141/suppl/C>. Acesso em: 20 ago. 2022.