



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS, ENERGIA E
AMBIENTE
CENTRO INTERDISCIPLINAR DE ENERGIA E AMBIENTE (CIEEnAm)
DOUTORADO EM CIÊNCIAS, ENERGIA E AMBIENTE

LUÍS OSCAR SILVA MARTINS

**O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: MAPEAMENTO,
ANÁLISE ECONOMETRICA E GERAÇÃO POR BIOMASSA DE
CANA-DE-AÇÚCAR**

Salvador
2022

LUÍS OSCAR SILVA MARTINS

**O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: MAPEAMENTO,
ANÁLISE ECONOMETRICA E GERAÇÃO POR BIOMASSA DE
CANA-DE-AÇÚCAR**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências, Energia e Ambiente (PGENAm), Centro Interdisciplinar de Energia e Ambiente (CIENAM), Universidade Federal da Bahia, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Ciências, Energia e Ambiente.

Orientadores: Prof. Dr. Ednildo Andrade Torres
Prof. Dr. Marcelo Santana Silva

Salvador
2022

FICHA CATALOGRÁFICA

TERMO DE APROVAÇÃO

LUIS OSCAR SILVA MARTINS

**“O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: MAPEAMENTO, ANÁLISE
ECONOMÉTRICA E GERAÇÃO POR BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR”.**

Tese aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Energia e Ambiente,
Universidade Federal da Bahia, pela seguinte banca examinadora:

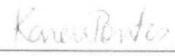
Prof. Dr. Ednildo Andrade Torres


Doutor em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas, Brasil (1999).

Prof. Dr. Marcelo Santana Silva


Doutor em Energia e Ambiente pela Universidade Federal da Bahia, UFBA, Brasil (2015)

Profª. Dra. Karen Valverde Pontes


Doutora em Engenharia Química pela Universidade Estadual de Campinas e pela Universidade
RWTH-Aachen na Alemanha (2008).

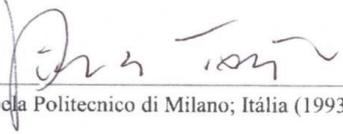
Prof. Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior


Doutor em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Brasil.
(2005).

Prof. Dr. Antônio Santos Sánchez


Doutor em Engenharia Industrial pela Universidade Federal da Bahia, UFBA, Brasil (2017).

Prof. Dr. Vincenzo Torretta


Doutor em Engenharia Sanitária pela Politecnico di Milano; Itália (1993)

Salvador, 31 de maio de 2022.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela força e pela motivação depositada em mim até este momento.

Agradeço aos meus orientadores, os Professores Doutores Ednildo Andrade Torres e Marcelo Santana Silva, pela paciência, pelo apoio e especialmente pelo direcionamento.

Ao Professor Doutor Francisco Gaudêncio pelas orientações informais e tão importantes no processo de construção desta pesquisa.

Agradeço ao Professor Doutor Eduardo Teles pelo direcionamento acadêmico e suporte financeiro através do PROFNIT para realização de alguns projetos.

Aos demais professores do Doutorado em Energia e Ambiente, por todos os ensinamentos.

Minha sincera gratidão ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente, nas pessoas dos Professores Caio Castilho, Jardel Pereira, Sílvio de Melo e Ednildo Torres que coordenaram o programa neste período, e a Universidade Federal da Bahia que me abriu as portas a novos conhecimentos me oferecendo grandes oportunidades.

Meu eterno agradecimento ao Professor Doutor do Departamento de Economia, Vinícius Mendes, pelo apoio, direcionamento e suporte na construção e análise dos modelos econométricos. Sem sua ajuda, esse processo seria muito mais árduo.

Aos ilustres membros da banca de avaliação por aceitarem fazer parte da mesma e por me auxiliarem nesse processo.

Agradeço à Vera Araújo por todo o competente suporte ao longo desta caminhada. Sem seu auxílio, os processos burocráticos seriam muito mais difíceis.

Meu agradecimento especial a Ana Simões, por todo o suporte ao longo deste período. Sua paciência, educação e interlocução entre os alunos e o programa foram fundamentais para que as coisas acontecessem e dessem certo no dia-a-dia da UFBA/PGENAm.

À amiga Inara Amorim, que muito contribuiu com seu conhecimento em Economia, para interpretação dos parâmetros e variáveis, além das agradáveis conversas e *insights*, durante as disciplinas Econometria I e Econometria II.

Aos meus colegas e amigos do Laboratório de Energia e Gás (LEN), pelas boas conversas e trocas acadêmicas que me fizeram amadurecer. Em especial agradeço nas pessoas de Fábio Fernandes, Rogério Marques, Airton Carneiro, Bira, Felipe Barroco, Yamilet Gonzalez, Marcela Marcelino e Daniel Kouloukoui.

Ao meu amigo e parceiro acadêmico e de consultorias, Roberto Fortuna. Espero que possamos continuar a trilhar esse caminho.

À minha esposa Giselle Leite e aos meus filhos, Maria Clara e João Pedro, que apesar de sentirem minha constante ausência, parecem entendê-la e não se importam que eu os sufoque de alegria e abraços quando dos momentos em que me faço presente.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro, por meio da bolsa de estudos de Doutorado junto ao Programa de Pós-graduação em Ciência, Energia e Ambiente (PGENAm) da Universidade Federal da Bahia.

“As grandes dores são mudas”

Khalil Gibran

MARTINS, Luís Oscar Silva. O Mercado de Energia Elétrica no Brasil: Mapeamento, Análise Econométrica e Geração por Biomassa de cana-de-açúcar. 184 p. il. 2022. Tese (Doutorado) - Centro Interdisciplinar de Energia e Ambiente, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2022.

RESUMO

A crescente demanda por eletricidade no Brasil pode ter implicações econômicas significativas para o mercado. Por isso é importante investigar fontes alternativas que possam vir a atender esta demanda, além de compreender os principais fatores que influenciam esse processo. Sendo assim, esta pesquisa se desenvolveu sob dois eixos problematizadores: o primeiro está relacionado à análise da demanda residencial e industrial de eletricidade e o segundo, ao potencial de geração de energia elétrica a partir de biomassa vegetal e a análise do consumo de eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar. Trata-se de uma pesquisa exploratória de caráter predominantemente quantitativo. No mapeamento das biomassas, foram utilizadas técnicas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), cujos resultados foram expostos em mapas temáticos. Para avaliação do consumo residencial e industrial foram utilizados painéis balanceados. Os modelos foram estimados pelo Método de Momentos Generalizados (GMM), em uma versão conhecida como *System – GMM (SY – GMM)*. Na demanda industrial, além das estimativas dos parâmetros de preço e renda, foram estimadas as diferenças entre o consumo de Estados mais e menos industrializados, bem como, parte dos efeitos da pandemia do COVID 19 no consumo de eletricidade. Em relação ao consumo de eletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar, a estratégia econométrica também foi baseada em um painel balanceado composto pelos principais Estados produtores de bioeletricidade sucroenergética. O modelo foi estimado por GMM e analisou a demanda por eletricidade sucroalcooleira para o Brasil e para os Estados considerados mais ricos e mais pobres. O mapeamento das biomassas revelou que o Brasil ainda possui potencial de geração de eletricidade expressivo, capaz de tornar a matriz elétrica ainda mais renovável. Para a estimativa dos parâmetros de preço e renda da demanda residencial, os valores encontrados para o cenário nacional foram condizentes com a teoria econômica e com a literatura, no entanto, para os cenários regionais, a atual política de controle do consumo prejudica as regiões mais vulneráveis. No setor industrial, o principal resultado está relacionado a um possível efeito sistemático dos níveis de desenvolvimento de cada Estado na elasticidade-preço. Estados mais desenvolvidos tendem a ser mais sensíveis ao preço que regiões menos desenvolvidas. Além disso, devido as particularidades de cada mercado, Estados menos desenvolvidos tiveram menores reduções no consumo elétrico industrial que Estados mais desenvolvidos, inclusive no período de incidência da COVID-19. A modelagem utilizada na demanda da bioeletricidade sucroalcooleira evidenciou o efeito de complementariedade desta fonte com a hidreletricidade e um possível efeito sistemático entre os níveis de renda na elasticidade-preço da demanda por eletricidade proveniente da cana. Os resultados desta pesquisa podem ser úteis para gestores públicos que atuam no ambiente do planejamento energético, onde oferta e demanda variam conjuntamente, buscando evitar desencaixes entre consumo e geração. Além disso, empresas geradoras de eletricidade e investidores privados do setor elétrico, poderiam utilizar os resultados alcançados, como uma fonte de análise para programação da produção e compra de eletricidade, bem como para estudos de viabilidade econômica e financeira para futuros projetos na área de geração elétrica.

Palavras-chave: Energia Elétrica. Modelos Econométricos. Elasticidades. Mapeamento de biomassa vegetal. Bagaço de cana-de-açúcar. Bioeletricidade sucroenergética.

MARTINS, Luís Oscar Silva. O mercado de Energia Elétrica no Brasil: Mapeamento, Análise Econométrica e Geração por Biomassa de cana-de-açúcar. 164 p. il. 2022. Tese (Doutorado) - Centro Interdisciplinar de Energia e Ambiente, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2022.

ABSTRACT

The growing demand for electricity in Brazil could have significant economic implications for the market. Therefore, it is important to investigate alternative sources that attend to this demand, in addition to understanding the main factors that influence this process. Therefore, this research was developed under two problematizing parts: the first one is related to the analysis of residential and industrial electricity demand, and the second one, is to the potential for generating electricity from vegetable biomass and the analysis of electricity consumption from sugarcane bagasse. It is exploratory research of a predominantly quantitative nature. In the biomass mapping, Geographic Information System (GIS) techniques were used, whose results were displayed in thematic maps. To evaluate residential and industrial consumption, balanced panels were used. The models were estimated by the Generalized Moments Method (GMM), in a version known as System – GMM (SY – GMM). In the industrial case, in addition to the estimated price and income parameters, the differences between the consumption of more and less industrialized States were estimated, as well as part of the effects of the COVID 19 pandemic on electricity consumption. Regarding the electricity consumption from sugarcane bagasse, the econometric strategy was also based on a balanced panel composed of the main sugar bagasse electricity-producing States. The model was also estimated by GMM and analyzed the demand for sugar-alcohol electricity for Brazil and for States considered richer and poorer. The biomass mapping revealed that Brazil still has a significant electricity generation potential, capable of making the electric matrix even more renewable. The price and income parameters of residential demand, to the national scenario, were consistent with economic theory and with the literature, however, for regional scenarios, the current consumption policy control harms the more vulnerable regions. With regard to the industrial sector, the main result is related to a possible systematic effect of the levels of development of each state on price elasticity. More developed States tend to be more price-sensitive than less developed regions. In addition, due to the particularities of each market, less developed States had smaller reductions in industrial electrical consumption than more developed States, including during the period of incidence of COVID-19. The modeling of sugarcane bioelectricity demand evidenced the complementarity effect of this source with hydroelectricity and a possible systematic effect between income levels on the price elasticity of demand for electricity from sugarcane. The results of this research can be useful for public managers who work in the energy planning environment, where supply and demand must be analyzed together, seeking to avoid mismatches between consumption and generation. In addition, electricity generating companies, and also eventual private investors in the electricity sector could use the results achieved here as a source of analysis for programming the production and purchase of electricity and also for economic and financial feasibility studies for future projects in electricity generation.

Keywords: Electricity. Econometric Models. Elasticities. Mapping of plant biomass. Sugarcane bagasse. Sugar-energy bioelectricity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração de energia elétrica mundial por fonte (1973 a 2018).....	18
Figura 2 - Composição da Matriz Elétrica Brasileira (Capacidade Instalada)	30
Figura 3 - Participação Mundial Estimada das Energias Renováveis na Capacidade Instalada de Geração de Eletricidade	33
Figura 4 - Geração de Bioeletricidade Global, por regiões, 2010 a 2020	34
Figura 5 - Projeção da disponibilidade potencial de biomassa da cana-de-açúcar para geração de energia elétrica no Brasil.....	38
Figura 6 - Clusters de Autores com maior impacto na área de estimativas de elasticidades-preço e renda da demanda residencial de energia elétrica	47
Figura 7 - Intensidade de publicações por país – Clusters sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”.....	56
Figura 8 - Clusters de autores sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”	58
Figura 9 - Análise de cocitação sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”	60
Figura 10 - Estrutura metodológica para construção da Tese	64
Figura 11 - Decomposição entre ciclo e tendência do consumo de bioeletricidade sucroenergética no Brasil (janeiro de 2013 a junho de 2021)	87
Figura 12 - Potencial total de produção de eletricidade a partir de biomassa vegetal e distribuição dos empreendimentos produtores no Brasil.....	94
Figura 13 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica a partir de bagaço de cana-de-açúcar	96
Figura 14 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica a partir de resíduos florestais	98
Figura 15 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de casca de arroz	100
Figura 16 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de capim elefante	102
Figura 17 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de casca de castanha de caju	103
Figura 18 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de casca de coco-da-baía.....	104
Figura 19 - Comportamento do consumo residencial da região Sul face as alterações na renda real e na tarifa de eletricidade.....	114
Figura 20 - Consumo (ln c) versus preço do gás natural (ln gp) [a] e Consumo versus nível de importação (ln imp) [b] (2003 a 2020).....	127
Figura 21 - Variação do consumo de eletricidade, período a período (2004 a 2020) em relação ao ano de 2003.....	131
Figura 22 - Consumo de bioeletricidade sucroenergética à nível nacional, taxa de variação de consumo e tendência (2013 a 2021)	138
Figura 23 - Relação de complementariedade entre bioeletricidade de cana e hidroeletricidade em 2020 (valores em GWh).....	140
Figura 24 - Níveis médios e autonomia dos reservatórios do Sistema Integrado Nacional (SIN)	142
Figura 25 - Consumo (linha azul) e tendência de crescimento do consumo para os Estados mais pobres [25 (a)] e mais ricos [25 (b)]	145
Figura 26 - Diferença da produção de etanol entre Estados mais ricos e Estados mais pobres (2013 a 2020)	147
Figura 27 - Deficiência hídrica média para a cana-de-açúcar em dois períodos diferentes	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimentos em operação, construção e em fase de projeto de geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil	34
Tabela 2 - Usinas Termelétricas a Biomassa em Operação no Brasil.....	36
Tabela 3 - Estudos empíricos na literatura brasileira sobre elasticidade-preço e renda da demanda, período, nível de agregação e métodos utilizados	50
Tabela 4 - Número de publicações e citações dos principais autores pesquisados sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”	57
Tabela 5 - Estatísticas descritivas – Dados nacionais (2004 a 2019).....	71
Tabela 6 - Estatísticas descritivas – Dados regionais (2004 a 2019)	71
Tabela 7 - Teste de dependência transversal de Pesaran – Consumo residencial	73
Tabela 8 - Segunda geração do teste transversal de Pesaran – Consumo residencial	74
Tabela 9 - Agrupamento de Estados por nível de industrialização	77
Tabela 10 - Obtendo a decomposição da variância para o consumo de eletricidade industrial	81
Tabela 11 - Teste de Pesaran para dependência transversal – Consumo industrial	82
Tabela 12 - Segunda geração do teste de Pesaran para verificação de presença de raiz unitária – Consumo industrial	83
Tabela 13 - Estatísticas descritivas – Cenário nacional (2003 – 2020).....	84
Tabela 14 - Estatísticas descritivas – Estados mais e menos industrializados (2003 a 2020).....	85
Tabela 15 - Identificação das variáveis e fontes de dados para modelagem do consumo de eletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar	88
Tabela 16 - Estatísticas descritivas – Cenário nacional (primeiro trimestre de 2013 à segundo trimestre de 2021).....	88
Tabela 17 - Estatísticas descritivas – Estados mais ricos e mais pobres (primeiro trimestre de 2013 à segundo trimestre de 2021)	89
Tabela 18 - Teste de Pesaran de primeira Geração - Bioeletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar	91
Tabela 19 - Teste de Pesaran de segunda geração sem tendência com tendência determinística	91
Tabela 20 - Bioeletricidade gerada para a rede, por tipo de insumo no Brasil (2020).....	95
Tabela 21 - Potencial de produção de energia elétrica por regiões brasileiras.....	106
Tabela 22 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade do Brasil (2004 a 2019)	107
Tabela 23 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Norte (2004 a 2019)	110
Tabela 24 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Nordeste (2004 a 2019).....	112
Tabela 25 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Centro-Oeste (2004 a 2019).....	113
Tabela 26 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Sul (2004 a 2019).....	115
Tabela 27 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Sudeste (2004 a 2019).....	116

Tabela 28 - Elasticidades-preço e renda de curto e longo prazo do consumo residencial de eletricidade no Brasil (2004 a 2019).....	117
Tabela 29 - Impactos regionais no consumo de energia elétrica do Brasil considerando à política pública de bandeiras tarifárias associadas aos parâmetros de elasticidade-preço encontrados	120
Tabela 30 - Estimativas das elasticidade-preço, elasticidade-renda e demais parâmetros da demanda industrial de energia elétrica no Brasil (2003 – 2020)	122
Tabela 31 - Estimativas das elasticidade-preço, Elasticidade-renda e demais parâmetros da demanda industrial de energia elétrica para Estados mais e menos industrializados (2003 – 2020).....	125
Tabela 32 - Regressões da demanda industrial de eletricidade no Brasil (2003 – 2020)	128
Tabela 33 - Regressões da demanda industrial de eletricidade no Brasil – Estados mais industrializados e Estados menos industrializados (2003 – 2020)	133
Tabela 34 - Regressões da demanda de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar no Brasil (2013 a 2021)	137
Tabela 35 - Subdivisão entre Estados mais ricos e Estados mais pobres	143
Tabela 36 - Regressões da demanda de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar para os Estados mais ricos e mais pobres (2013 a 2021).....	144

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ABRACAVE	Associação Brasileira de Florestas Renováveis
AEEME-SP	Anuário Estatístico de Energéticos por Município no Estado de São Paulo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN	Balanço Energético Nacional
CAGED	Cadastro Geral de Empregados e Desempregado
CCEE	Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
CDD	<i>Cooling Degree Day</i>
CIENAM	Centro Interdisciplinar em Energia e Ambiente
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems
CND	Contribuições Nacionalmente Determinadas
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CO ₂	Dióxido de Carbono
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COP 21	Vigésima Primeira Conferência das Partes
DOLS	Mínimos Quadrados Ordinários Dinâmicos
ELETRORAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGLS	<i>Feasible generalized least Squares</i>
FVG	Fundação Getúlio Vargas
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
GMM	<i>Generalized Method of Moments</i>
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt – hora
HDD	<i>Heating Degree Day</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>

INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPA	Índice de Preço ao Produtor Amplo
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas
Kg	Quilograma
LAPIG	Laboratório de Processamento de Imagens e Geoprocessamento
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MCE	Mecanismo de Correção de Erros
MCEV	Modelo de Correção de Erro Vetorial
MJ	Mega Joule
MME	Ministério de Minas e Energia
MMG	Métodos de Momentos Generalizados
MQ2E	Mínimos Quadrados em Dois Estágios
MQO	Mínimos Quadrados Ordinários
Mtep	Milhões de Toneladas Equivalente de Petróleo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt – hora
N ₂ O	Óxido Nitroso
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OG	Oferta Global
OLADE	Organização Latino-Americana de Energia
OLS	<i>Ordinary least Squares</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
OTEP	Oferta Total de Energia Primária
PAM	Pesquisa Agrícola Municipal
PC	Poder Calorífico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEVS	Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura
PIB	Produto Interno Bruto
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

POF	Pesquisa de Orçamento Familiar
RAIS	Relação Anual de Informações Sociais
RNA	Redes Neurais Artificiais
RNB	Renda Nacional Bruta
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUR	Seemingly Unrelated Regressions
Tc	Toneladas de Cana
TW	Terawatt
TWh	Terawatt – hora
UF	Unidade Federativa
UN	United Nations
ÚNICA	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo
VAR	Modelo de Vetores Autorregressivos
VEC	Vetor de Correção de Erros
VI	Variáveis Instrumentais

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO.....	21
1.2 OBJETIVOS DO ESTUDO.....	23
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2 REVISÃO DE LITERATURA.....	26
2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	26
2.2 PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	30
2.3 BIOMASSA NO MUNDO E NO BRASIL.....	31
2.3.1 Geração de eletricidade a partir de biomassa no Brasil: Situação atual, perspectivas e barreiras.....	36
2.3.2 Sistemas de produção de eletricidade a partir de biomassa	43
2.4 CONTRIBUIÇÕES TEÓRICAS DA ESTIMAÇÃO DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL POR ENERGIA ELÉTRICA	45
2.5 CONTRIBUIÇÕES TEÓRICAS DA ESTIMAÇÃO DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL POR ENERGIA ELÉTRICA	51
2.6 USO DE MODELOS ECONOMÉTRICOS EM ESTUDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA.....	55
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	63
3.1 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA, BASES CONCEITUAIS E DESCRIÇÃO DAS ETAPAS DO ESTUDO	63
3.2.1 Bagaço de cana-de-açúcar.....	65
3.2.2 Casca de arroz	65
3.2.3 Casca de coco da baía	66
3.2.4 Casca de castanha de caju	66
3.2.5 Capim elefante	67
3.2.6 Eucalipto	67
3.3 ESTIMATIVA DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA.....	68
3.3.1 Organização dos dados e especificação do modelo – Elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade	69
3.3.1.1 <i>Teste de raiz unitária do painel – Consumo Residencial</i>	72
3.3.1.2 <i>Especificações do modelo econométrico</i>	74
3.4 ESTIMATIVA DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA.....	75
3.4.1 Especificações dos modelos econométricos – Elasticidade-preço e Elasticidade-renda da demanda industrial de eletricidade.....	76
3.4.1.1 <i>Especificação dos dados – Consumo industrial de eletricidade</i>	84

3.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS PARA MODELAGEM ECONOMÉTRICA DA DEMANDA POR BIOELETRICIDADE A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	85
3.5.1 Organização dos dados e especificação do modelo econométrico – Bioeletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar.....	86
4 MAPEAMENTO E ANÁLISE DO POTENCIAL TEÓRICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA VEGETAL EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL	93
4.1 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	95
4.2 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE RESÍDUOS FLORESTAIS.....	97
4.3 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA CASCA DE ARROZ.....	98
4.4 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO CAPIM ELEFANTE	100
4.5 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA CASCA DA CASTANHA DE CAJU	102
4.6 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO MESOCARPO DO COCO-DA-BAÍA	103
5 ANÁLISE DAS ELASTICIDADE-PREÇO E RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL POR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	107
5.1 ANÁLISE DAS ELASTICIDADE-PREÇO E RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE NO NÍVEL NACIONAL	107
5.2 RESULTADOS DA DEMANDA REGIONAL DE ELETRICIDADE.....	109
5.3 RESUMO DAS ELASTICIDADE-PREÇO E RENDA DE CURTO E LONGO PRAZOS E IMPLICAÇÕES POLÍTICAS.....	116
6 ESTIMATIVA DAS ELASTICIDADES-PREÇO E RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	122
6.1 ANÁLISE DOS MODELOS DE DADOS EMPILHADOS	122
6.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS ESTIMATIVAS EM PAINEL DINÂMICO	128
7 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL	136
7.1 MODELAGEM DA DEMANDA DE ELETRICIDADE SUCROENERGÉTICA AO NÍVEL NACIONAL.....	136
7.2 MODELAGEM REGIONAL DA DEMANDA DE BIOELETRICIDADE SUCROENERGÉTICA	143
8. CONCLUSÕES	150
8.1 LIMITAÇÕES DA PESQUISA	156
8.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	158
APÊNDICE A – RESULTADOS DA ESTIMATIVA DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL DE ELETRICIDADE COM ESTIMADOR SY – GMM UTILIZANDO A MÉDIA	182

APÊNDICE B – DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL POR ESTADO	184
APÊNDICE C – ACESSO AOS BANCOS DE DADOS DA PESQUISA	185
APÊNDICE D – RELAÇÃO DE TRABALHOS ACADÊMICOS PRODUZIDOS DURANTE PERCURSO DO DOUTORAMENTO.....	186

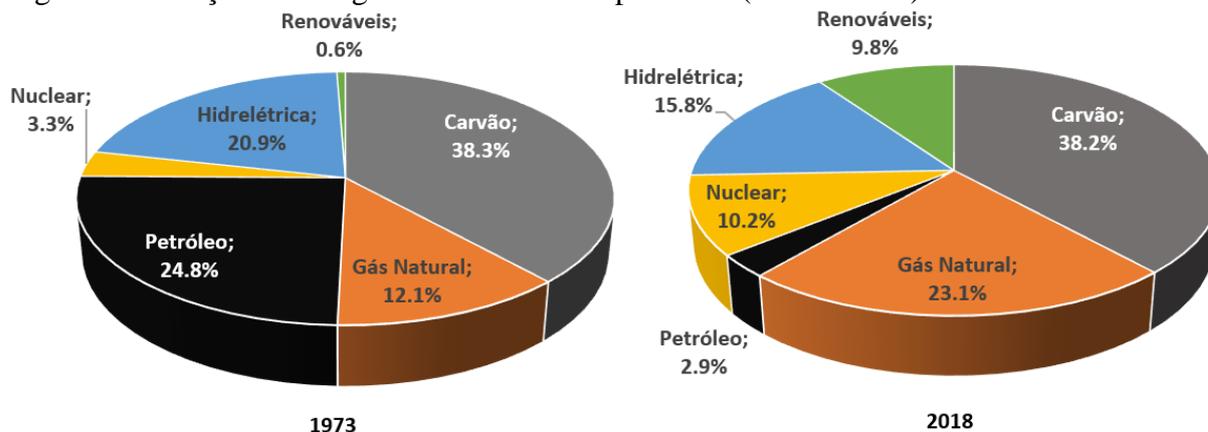
1 INTRODUÇÃO

A evolução dos processos industriais e o desenvolvimento da sociedade acarretaram um aumento sistemático da demanda por energia e, devido a este fato, o mundo começou a perceber os impactos do consumo desenfreado dos insumos utilizados no setor energético. Foi constatado que a maioria dos recursos utilizados na produção de energia em grande escala, a exemplo de petróleo e carvão, possuem reservas finitas. Essas alterações positivas na demanda, agregadas às limitações das reservas fizeram com que as perspectivas de duração das fontes energéticas predominantes se tornassem escassas.

A partir da década de 1980, com a introdução de novos *players* no mercado global, como China e Índia, intensificou esse processo. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020), a necessidade global por energia crescerá 30% entre os anos de 2016 e 2040. Na prática, segundo a agência, isto implica que será adicionada à demanda energética mundial, até 2040, o volume das necessidades atuais por energia desses países (China e Índia), ou seja, 3.084 milhões de toneladas de petróleo equivalente (Mtep) e 819 Mtep, respectivamente.

Desse modo, a indústria da energia se caracteriza como uma das mais importantes, complexas e estratégicas de toda a economia. Ao longo dos últimos dois séculos, o crescimento e desenvolvimento econômico mundial esteve associado à revolução tecnológica a partir da utilização da eletricidade, principalmente através de fontes fósseis. A Figura 1 sumariza a matriz elétrica mundial, com a oferta de eletricidade e a participação de diferentes fontes, para os anos de 1973 e 2018. A oferta de energia elétrica evoluiu de 6.131 TWh para 26.619 TWh, ou seja, um crescimento de aproximadamente 334% neste período. As fontes mais utilizadas foram carvão, que praticamente manteve o mesmo percentual de utilização nos últimos 45 anos e o gás natural, que dobrou sua participação na matriz. As energias renováveis (com exceção da energia hidrelétrica), também obtiveram um crescimento significativo da ordem de 1.500%, elevando sua participação de 0,6% em 1973 para 9,8% em 2018.

Figura 1 - Geração de energia elétrica mundial por fonte (1973 a 2018)



Fonte: IEA, 2020.

No Brasil de acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2021a), a geração de energia elétrica em centrais de serviços públicos e autoprodutores atingiu a magnitude de 621,2 TWh, em 2020, sendo que as centrais públicas foram responsáveis por 82,9% desse total. A principal fonte de geração foi a hidráulica que representou 65,2% do total de eletricidade produzida, demonstrando que a matriz elétrica nacional é composta, prioritariamente, por fontes renováveis (EPE, 2021a).

As fontes renováveis respondem por 84,2% da oferta interna de eletricidade no Brasil, sendo que a Biomassa, foi responsável por 9,1% da energia elétrica produzida, representando 51 TWh, valor quase que suficiente para abastecer a Região Metropolitana de São Paulo, que em 2016 consumiu 53,4 TWh, segundo o Anuário Estatístico de Energéticos por Município no Estado de São Paulo (AEEME-SP, 2018). Quando a análise é realizada sobre a participação das fontes sobre a capacidade instalada, a biomassa passa a responder por 8,8%, ou seja, correspondente à aproximadamente 15.376 MW (EPE, 2021a).

Dado este cenário, os investimentos e incentivos dos setores público e privado de diversos países na produção de eletricidade utilizando a biomassa têm aumentado consideravelmente nos últimos anos. Segundo relatório de 2016 do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), as fontes renováveis são opções mais competitivas, sustentáveis, seguras e eficientes para atender a demanda crescente por eletricidade no mundo. Segundo o estudo, o investimento em fontes limpas (Biomassa, eólica e solar), alcançou valor de 286 bilhões de dólares em 2015. A magnitude soma mais que o dobro dos valores recebidos por usinas de carvão e gás (US\$ 130 bilhões), mesmo num momento em que ocorreu queda nos preços do petróleo e do gás natural, com a economia europeia ainda

enfraquecida e com o fortalecimento do dólar, que reduziu o nível de investimentos em outras moedas. Tal fato evidencia uma mudança no curso na produção de energia do planeta (PNUMA, 2016).

Diante dessas constatações, o presente estudo se desenvolveu sob dois eixos problematizadores. O primeiro diz respeito à análise da sensibilidade da demanda em relação ao preço e à renda dos dois setores mais relevantes do ponto de vista do consumo de eletricidade no Brasil: o setor industrial e o setor residencial.

A escolha destes setores se deu por sua representatividade no consumo de energia elétrica. Ambos os setores consomem em conjunto 64,2% da eletricidade produzida no país, sendo o industrial responsável por 36,6% e o residencial por 27,6% (EPA, 2021a). O cálculo das elasticidades permitiu o entendimento mais aprofundado dessas demandas, possibilitando sugestões de soluções adequadas aos setores.

Apesar de já terem sido temas debatidos em pesquisas anteriores, a modelagem presente neste estudo se diferencia de duas maneiras. A primeira, é que devido ao uso de dados com menores níveis de agregação¹, foi possível utilizar variáveis climáticas, como por exemplo, a temperatura média e o índice pluviométrico. Este último, muito importante na análise da demanda de eletricidade brasileira, uma vez que, a principal fonte utilizada na geração elétrica é a hídrica.

O índice pluviométrico pode influenciar o consumo de eletricidade através do preço. Uma maior quantidade de chuvas tende a melhorar o nível dos reservatórios, oferecendo melhores condições de geração de eletricidade e por consequência reduzindo o nível de preços. Em outras palavras, o índice pluviométrico pode influenciar indiretamente o consumo por meio do preço da eletricidade.

A segunda diferença está relacionada à modelagem econométrica utilizada, que considerou a possível endogeneidade da variável dependente e do preço (em alguns casos, também da renda), o que não é considerado pela maior parte dos estudos brasileiros (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; MODIANO, 1984). A endogeneidade (presença de variáveis endógenas no modelo), em econometria, se refere a contextos onde os regressores (variáveis independentes), que influenciam a variável dependente são determinados dentro do modelo. Em outras palavras, a endogeneidade está relacionada a situações onde uma variável explicativa está correlacionada com o termo de erro, gerando parâmetros viesados e

¹ Foram utilizados dados mensais, que posteriormente sofreram transformações, devido ao comportamento dos mesmos. (Nota do Autor).

inconsistentes (WOOLDRIDGE, 2012). Por outro lado, as variáveis exógenas são aquelas predefinidas fora do modelo, mas que apesar disso, são capazes de influenciá-lo.

Desse modo, a identificação de variáveis, que possivelmente, sejam endógenas, se torna relevante ao estudo, pois propicia a redução de vieses e principalmente da inconsistência dos estimadores, que impedem que o valor das estimativas não convirja ao parâmetro populacional.

O segundo eixo problematizador foi uma investigação acerca da disponibilidade, potencial de geração de energia elétrica através de biomassa vegetal e análise econométrica do consumo de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar, a biomassa mais utilizada para geração de energia elétrica no Brasil, responsável por 16,2% da geração de energia primária do país em 2019 (EPE, 2020a). Dessa forma, pretende responder aos seguintes questionamentos: Diante da crescente demanda nacional por eletricidade, o país entende o comportamento do consumo de eletricidade dos dois principais ramos consumidores (residencial e industrial), possuindo políticas públicas específicas para os mesmos? Além disso, possui condições de ampliar sua oferta elétrica por meio de utilização de biomassa vegetal e seus resíduos, particularmente o bagaço de cana?

As fontes de biomassa mapeadas, além do bagaço de cana, foram: resíduos florestais (eucalipto), casca de arroz, casca de castanha de caju, casca de coco da baía e capim elefante. As culturas foram escolhidas em função de sua maior disponibilidade, capacidade de inovação, existência de dados confiáveis a respeito de suas safras, características técnicas e estágio de maturação das tecnologias de conversão energética.

A disponibilidade das culturas foi coletada junto à Produção Agrícola Municipal (PAM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2021a) com exceção do capim elefante, que o Instituto não realiza o levantamento separadamente das outras culturas forrageiras. Assim, foram utilizados os dados coletados junto ao Laboratório de Processamento de Imagens e Geoprocessamento (LAPIG, 2018), da Universidade Federal de Goiás, que realizou mapeamento sistemático e periódico sobre o tema pastagens.

O cálculo do potencial de geração de eletricidade foi embasado no estudo de Coelho, Monteiro e Karniol (2012), responsáveis pela construção do Atlas de Bioenergia do Brasil (2012).

A análise econométrica da demanda do consumo residencial, industrial e a modelagem da demanda de eletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar foram dispostas separadamente.

1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

A justificativa em estimar as elasticidades dos setores residencial e industrial, mapear diferentes fontes de biomassa de origem vegetal e analisar econometricamente a demanda por energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar está atrelada, especialmente, a atual situação do setor elétrico do país. Conforme comentado anteriormente, a principal fonte elétrica brasileira é a hidráulica, que representa 65,2% da matriz elétrica nacional (EPE, 2021a). O restante do sistema é abastecido por biomassa (9,1%), energia eólica (8,8%), gás natural (8,3%), carvão e derivados (3,1%), energia nuclear (2,2%), solar (1,6%) e Derivados de Petróleo (1,6%).

Restringindo a análise para os setores consumidores de eletricidade, observa-se que os setores industrial e residencial são os principais responsáveis pelo consumo. Somados, eles representam 64,2%, sendo a indústria responsável por 36,6% e as residências por 27,6% (EPE, 2021a). A representatividade dos números, portanto, requer uma análise mais aprofundada e soluções que atendam o setor elétrico brasileiro, face ao crescimento da demanda.

Além dos fatores relacionados à participação das fontes e a representatividade dos setores industrial e residencial na matriz elétrica, a pesquisa foi motivada por quatro pilares: econômico, acadêmico, social e ambiental. Do ponto de vista econômico, a eletricidade é um dos principais impulsionadores do crescimento e desenvolvimento econômico da maioria dos países. Por ser um bem, praticamente, sem substitutos, o estudo de sua demanda é fundamental para decisões sobre o que produzir, para quem produzir e em que quantidades (questões econômicas básicas). Ainda sob a ótica econômica, o estudo da demanda elétrica é importante para a definição de políticas públicas adequadas aos diferentes setores (residencial e industrial, por exemplo) e às particularidades regionais do Brasil.

Para a Academia, a pesquisa se justifica por apresentar aspectos inovadores e relevantes ao setor elétrico. Apesar da existência de estudos anteriores sobre estimativas de elasticidade-preço e renda da demanda residencial e industrial de energia elétrica, estes desconsideram diversos fatores importantes na modelagem, como por exemplo, a possível endogeneidade do consumo e do preço nos modelos. Além disso, este trabalho utilizou regressores diferenciados na análise do consumo elétrico brasileiro, como a temperatura média e a pluviosidade, negligenciados em trabalhos anteriores.

Outra fonte de inovação foi a estimativa dos parâmetros que explicam o consumo de eletricidade através do bagaço de cana-de-açúcar. Este recorte do estudo propiciou uma análise aprofundada do setor sucroenergético brasileiro, que enviou para a rede, em 2020, 22.604 GWh de eletricidade (UNICA, 2021), sendo a principal fonte geradora de energia elétrica a partir da biomassa. Na literatura, até o momento, não foram encontradas pesquisas que se concentram na modelagem da demanda do setor de geração de eletricidade de origem sucroenergética.

Do ponto de vista social, a pesquisa preenche lacunas importantes, especialmente na literatura nacional. O Brasil é um país de dimensões continentais, subdividido em regiões que se diferenciam sob o ponto de vista econômico, cultural e social. Apesar disso, as políticas públicas voltadas à gestão da demanda elétrica são singulares. Um exemplo marcante é a política das bandeiras tarifárias. Estas são faturadas por meio da conta de eletricidade, sendo cobrado de todos os consumidores cativos, o mesmo valor, proporcional ao seu consumo, independente da classe. A pesquisa mostrou que a cobrança de valores proporcionais afeta de forma diferenciada, regiões mais e menos desenvolvidas, penalizando, o consumo das últimas. Dessa forma, este estudo contribui com proposições de políticas públicas que atendem e respeitam as diferenças econômicas e sociais presente entre as regiões.

Ambientalmente, apesar de não ser objetivo específico deste trabalho discorrer sobre questões relacionadas às eventuais vantagens de utilização de fontes renováveis para geração de eletricidade, a exemplo de redução de emissões de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄), ou sobre compromissos firmados pelo Brasil junto à Agenda 2030 e ao Acordo de Paris, esta pesquisa pode abrir novas perspectivas de estudo nestas áreas. A modelagem econométrica do consumo de eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar, evidenciou que o consumo desta fonte vem diminuindo nos últimos anos, apesar do potencial brasileiro do setor. Este resultado associado à necessidade de reforma do setor elétrico do país, pode representar oportunidade de avanços nas esferas social e econômica, sobretudo, se for orientada por aspectos da agenda ambiental.

Dessa forma, os resultados encontrados podem ser úteis para os *policy makers* que atuam diretamente no ambiente do planejamento energético, especialmente no setor elétrico, onde oferta e demanda devem ser analisadas de forma conjunta, para evitar desencaixes entre consumo e geração. Ademais, empresas geradoras de eletricidade e também investidores do setor privado, podem utilizar os resultados alcançados e propostas sugeridas, como mais uma fonte de análise para programação da produção e compra de eletricidade, bem como, para

estudos de análise de viabilidade econômica e financeira para eventuais projetos de investimento na área de geração de eletricidade.

1.2 OBJETIVOS DO ESTUDO

O objetivo principal deste estudo é analisar o mercado de energia elétrica brasileiro sob uma perspectiva econômica, avaliando os principais setores responsáveis pelos maiores níveis de consumo, bem como mapear as principais fontes de biomassa vegetal nos diferentes Estados brasileiros analisando a demanda por eletricidade da principal delas: o bagaço de cana-de-açúcar. Especificamente, pretende-se:

- Avaliar o potencial teórico de geração de bioeletricidade das culturas e resíduos vegetais, de acordo com a produção do ano de 2020 das culturas supracitadas;
- Mapear por meio de Sistema de Informações Geográficas (SIG) o potencial teórico de geração de energia elétrica, bem como, eventual potencial de geração excedente, das culturas em estudo, expondo os resultados por meio de mapas temáticos;
- Estimar a elasticidade-preço e a elasticidade-renda da demanda residencial de energia elétrica no período de 2004 a 2019;
- Estimar a elasticidade-preço e a elasticidade-renda da demanda industrial de energia elétrica no período de 2003 a 2020;
- Analisar o consumo de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar, modelando o comportamento de sua demanda.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta pesquisa foi organizada em oito capítulos. O capítulo introdutório evidenciou fatos que motivaram a realização da pesquisa, demonstrando de forma geral a importância da biomassa de origem vegetal para o setor elétrico, os setores que mais consomem eletricidade no país, além dos objetivos da pesquisa.

O capítulo dois faz uma breve discussão sobre o setor elétrico brasileiro, apresentando suas principais características. Posteriormente foi apresentada a utilização da biomassa para geração de eletricidade no mundo e no Brasil, demonstrando as principais fontes de geração de eletricidade a partir de biomassa vegetal, destacando as culturas e resíduos de interesse do

presente estudo. Por fim, foram apresentados e discutidos os principais estudos sobre modelagem econométrica no âmbito da Economia da Energia.

A seção três trata dos aspectos metodológicos da pesquisa. Inicia caracterizando-a e estabelecendo as bases conceituais que orientaram a construção do estudo. Após essa fase, foram descritas, detalhadamente, as etapas do estudo, desde os procedimentos para construção da revisão de literatura, as técnicas de SIG empregadas e os modelos econométricos utilizados.

O capítulo quatro aborda os dois primeiros objetivos específicos desta Tese. Foram mapeadas as culturas vegetais pesquisadas: cana-de-açúcar, eucalipto, coco da baía, castanha de caju, arroz e capim elefante, e, a partir de informações técnicas (PCI, rendimento, percentual de resíduos gerados) constantes na literatura, foram calculados os potenciais teóricos de geração de energia elétrica, a partir da produção do ano de 2020², sendo os resultados expostos em mapas temáticos.

O capítulo cinco apresenta a estimativa econométrica da elasticidade-preço e elasticidade-renda da demanda residencial de eletricidade, conforme terceiro objetivo específico estabelecido na pesquisa. Os resultados lançam luz a novas discussões da política de planejamento energético do Brasil.

O capítulo seis retrata a modelagem da demanda industrial de energia elétrica (quarto objetivo específico do presente estudo), evidenciando as diferenças de consumo entre regiões mais e menos desenvolvidas e destacando, ainda, parte dos impactos da COVID-19 sobre o consumo industrial de eletricidade.

No capítulo sete foi analisado o comportamento da demanda por eletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar (quinto objetivo específico da Tese). Foram identificados os fatores e variáveis que estão estatisticamente associadas ao consumo de bioeletricidade de cana. A partir dos parâmetros encontrados, são examinadas possíveis implicações políticas associadas.

Por fim, o capítulo 8, que apresentou as conclusões, limitações da pesquisa e sugestão de agenda para estudos futuros. O capítulo explorou as principais contribuições da pesquisa, mostrando caminhos de como o presente estudo pode evoluir e ser aplicado à diferentes temáticas relacionadas a análises regionalizadas, estudos de caso e aplicações práticas.

² Com exceção do capim elefante, onde foram utilizadas informações de 2018, devido a indisponibilidade de dados mais recentes (Nota do autor).

Além dos oito capítulos apresentados, o trabalho conta com a apresentação das referências utilizadas e lista de apêndices.

2 REVISÃO DE LITERATURA

A descoberta de fatores que influenciam as decisões no ambiente de geração de eletricidade no Brasil é um desafio para os pesquisadores, gestores públicos e profissionais que atuam diretamente no setor elétrico. A complexidade das variáveis envolvidas, a amplitude geográfica do país, e principalmente as particularidades regionais, impõem a elaboração de uma série de estratégias para o atendimento da demanda. Por se tratar de energia elétrica, um bem praticamente sem substitutos, os desafios são ainda maiores, levando os *stakeholders* do setor a planejarem antecipadamente o consumo, bem como, as fontes que serão utilizadas.

Dessa forma, o capítulo dois trata das principais bases conceituais que envolvem este estudo. Primeiramente foi dado ênfase às principais características do setor elétrico brasileiro, com destaque para geração de eletricidade e motivos que levaram a modificações no mercado. Num segundo momento, foi apresentado um breve panorama da utilização da biomassa para geração de eletricidade no Brasil e no mundo. Nesse contexto, também foram demonstradas as principais fontes de geração de eletricidade no país e discutida a participação da biomassa vegetal na produção de energia elétrica, destacando os insumos de interesse do estudo e enfatizando, em particular, o uso do bagaço de cana-de-açúcar.

Posteriormente, foram revisados e debatidos os principais estudos da literatura nacional e internacional, que enfatizam as estimativas de elasticidade-preço e renda da demanda residencial e industrial de energia elétrica, assim como, trabalhos que realizaram a modelagem do consumo elétrico, a partir de biomassa de origem vegetal.

2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A principal característica do produto eletricidade é que ela é um fluxo não estocável, devido a existência simultânea de dois processos distintos: geração e utilização. Na essência, a energia elétrica é um sistema composto, em igual sentido, dos processos de geração e utilização, concomitante ao fluxo que os integra no tempo e no espaço (PINTO JUNIOR *et al.*, 2016). Quando esses processos não são espacialmente contínuos, o sistema passa a contar com mais dois processos: a transmissão e a distribuição (AFFUL-DADZIE *et al.*, 2017; AHMAD; BIN MAT TAHAR, 2014).

Sendo assim, de acordo com Mayo (2012), a principal característica do produto eletricidade é sua não estocabilidade, sendo o principal atributo dos seus processos a interdependência sistêmica entre eles. Dessa maneira, o binômio estocabilidade e interdependência sistêmica são os parâmetros que definem e influenciam a forma como o produto (eletricidade) será produzido, e o serviço (transmissão) será prestado, influenciando na estrutura do mercado e nas formas de organização industrial do setor.

Em função desses atributos, a indústria elétrica apresenta algumas especificidades de caráter técnico e econômico que podem ser destacadas: a) necessidade de antecipação da demanda e b) a sobrecapacidade planejada, tanto na produção quanto na transmissão. Dependendo do período de análise e das condições climáticas apresentadas, a curva de demanda elétrica brasileira pode apresentar situações de utilização em maior ou menor escala do insumo (MAYO, 2012; PINTO JÚNIOR *et al.*, 2016; TOLMASQUIM, 2015).

O sistema elétrico nacional é constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que detém quase a totalidade da capacidade de produção de energia elétrica do país, à exceção de pequenos sistemas independentes localizados na Região Amazônica, que atendem demanda residual. O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte, com 206.054 MW de potência instalada, a partir de 9.813 empreendimentos em operação (ANEEL, 2020a). Devido à magnitude do sistema, bem como à existência de restrições físicas e geográficas associadas à transmissão de energia elétrica em todas as regiões, o SIN foi subdividido em quatro subsistemas, cada um com seu respectivo mercado de energia: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Essa divisão em subsistemas, além de seguir critérios de restrição da capacidade de transmissão de eletricidade, obedece também a um critério hidrográfico. Sendo o Brasil um país de dimensões continentais, algumas bacias hidrográficas – e também seus respectivos submercados – estão sob regimes pluviométricos diferentes. Isso faz com que alguns subsistemas possuam uma maior disponibilidade de energia do que outros, o que acaba se refletindo em diferentes preços da energia no curto prazo (divulgados semanalmente pela CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica).

Como o sistema é perfeitamente interligado, o Operador do Sistema Nacional (ONS), realiza a operação do sistema de forma cooperativa, onde as regiões que experimentam escassez de armazenamento hidrelétrico são amparadas pelas regiões que têm excedentes de água durante o ano. Esta é uma estratégia que evita vertimentos desnecessários, em que a maior interligação das usinas permite que o sistema possa ser operado de maneira otimizada

(TOLMASQUIM, 2015). Contudo, para um melhor aproveitamento desse processo interligado, seria necessário que o sistema de transmissão acompanhasse o crescimento da capacidade instalada e dos investimentos, reduzindo as restrições de transmissão de eletricidade entre os subsistemas.

A escassez de investimentos em capacidade de geração e de transmissão de energia elétrica já provocou momentos de crise de abastecimento de eletricidade no Brasil. Destacam-se os episódios do blecaute de 1999 (conhecido como “Apagão de 1999”) e a crise de energia elétrica de 2001 (ROSA, 2002). O blecaute atingiu 11 Estados do Brasil e interrompeu o fornecimento de energia elétrica ao Paraguai por pelo menos 15 minutos. O “apagão” atingiu 70% do território nacional e 76 milhões de consumidores brasileiros.

A crise de 2001 foi um colapso de fornecimento e distribuição de energia elétrica, que incluiu medidas governamentais de racionamento compulsório de eletricidade entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. O Governo Federal atribuiu a crise à escassez de chuvas. Naquele ano, a geração hidrelétrica era responsável por mais de 90% do atendimento ao consumo de eletricidade. Em 2001, o sistema elétrico tinha uma capacidade instalada de 67 GW e um consumo anual de aproximadamente 300.000 GWh. Segundo Rosa (2002), as verdadeiras causas da crise foram a falta de planejamento para reconhecer a tendência declinante dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, falta de investimentos suficientes em geração para ampliar a capacidade instalada e diversificar a matriz elétrica e falta de investimentos em transmissão, o que aumentaria a capacidade de intercâmbio de eletricidade entre os subsistemas.

Em suma, a crise de 2001 ocorreu por falta de investimentos suficientes na expansão da geração elétrica. O consumo de energia elétrica crescia mais rapidamente do que a capacidade instalada. De 1980 a 2000, o consumo cresceu 170%, uma média de 5,0% ao ano. No mesmo período, a capacidade instalada cresceu 120%, uma média de 4,1% ao ano. A divergência entre a evolução do consumo e da capacidade instalada se acentuou entre 1995 e 2000, tornando a situação crítica (IPEA, 2021).

Apesar das externalidades negativas trazidas pela crise, esta evidenciou a necessidade de modificar a estrutura do setor elétrico brasileiro. Dessa forma, de acordo com Tolmasquim (2015), em 2003 se iniciaram as discussões sobre a reformulação da política energética, em especial, o mercado de eletricidade brasileiro. O principal foco de discussão do trabalho foi a definição dos modelos de geração e comercialização de eletricidade. Duas hipóteses foram estabelecidas. A primeira estabelecia o modelo de comprador único, onde a Eletrobras seria

responsável pelos acordos de longo prazo com os geradores e revenderia para as distribuidoras. A segunda hipótese seria um modelo de contratação multilateral, onde não haveria uma empresa centralizadora, mas um conjunto de distribuidoras, que de acordo com suas respectivas demandas por energia elétrica, fechariam contratos com cada empreendimento de geração³, responsável pela venda da eletricidade.

Após uma análise de concentração dos riscos que poderiam decair na Eletrobras, decorrente da proposta um, esta foi abandonada, sendo adotada a proposta dois. A partir de então, após todos os trâmites burocráticos do Governo Federal (Conversão da Medida Provisória nº 144, em Lei Ordinária nº 10.848 de 15/03/2004) (BRASIL, 2004), houve a consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro⁴. Dentre os principais aperfeiçoamentos trazidos pelo novo Marco Legal, destacam-se:

- Modificações no processo de comercialização, especialmente com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que gerencia e fiscaliza o ACL;
- Ações de reestabelecimento do planejamento setorial, com a contratação de eletricidade a partir dos leilões de energia;
- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Estabelecimento de maior segurança jurídica e institucional para o setor.

Apesar do novo modelo ter trazido modernização ao setor, podem ser elencados pelo menos dois pontos críticos, que merecem atenção. O primeiro deles está relacionado à dificuldade em projetar de forma confiável, a demanda de eletricidade cinco anos à frente. Os geradores de eletricidade se preocupam com a possível inadimplência de algumas concessionárias distribuidoras, com as quais, de acordo com o novo modelo, teriam de assinar contratos bilaterais. Por outro lado, os geradores poderiam não vender toda a sua produção através de contrato de longo prazo, gerando eventual manipulação e beneficiamento (através

³ Os empreendimentos geradores de eletricidade, ou agentes geradores, foi outro ente incluso no processo de modernização do marco do setor elétrico brasileiro. Este novo ente poderia comercializar eletricidade com as distribuidoras desde que fossem vencedores dos leilões de energia estabelecidos pela ANEEL (TOLMASQUIM, 2015).

⁴ O novo Marco do Setor Elétrico Brasileiro foi disciplinado por um conjunto de atos nominativos, tais quais: Decreto 5.081 de 14/05/2004, Decreto 5.163 de 30/07/2001, Decreto 5.177 de 12/08/2004 e Decreto 5.184 de 16/08/2004.

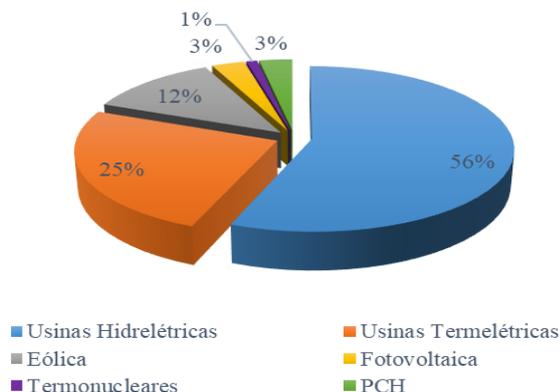
da especulação de preços), pelas concessionárias, com as expectativas de preço favorável, tanto nos leilões de “energia nova”, como nos leilões de ajuste de preço.

Outro ponto de crítica, ainda relacionado aos leilões, é que estes têm atraído vendedores interessados em comercializar projetos de novas usinas termelétricas que queimam combustíveis fósseis, como carvão e óleo combustível. Estas usinas vendem sua geração por meio de contratos de disponibilidade de capacidade de geração, ou seja, são acionadas apenas quando as condições de geração são precárias, encarecendo o preço da eletricidade. Estes pontos, terão de ser tratados em algum momento pelo atual modelo, reconhecendo e acomodando os problemas ou criando medidas de contenção para evitá-los ou dirimi-los.

2.2 PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente hidrelétrica, com pouco mais de 182 GW (potência fiscalizada), tendo essa fonte 56% de participação na capacidade instalada total (ANEEL, 2022). As usinas termelétricas somam 45 GW e representam 25% da capacidade instalada. Nessa categoria, encontram-se tanto as usinas termelétricas convencionais (carvão, gás natural e óleo) que somam 25 GW (16% da capacidade instalada), como as termelétricas a biomassa, que montam 14 GW (9% da capacidade instalada brasileira). Existem também as duas usinas termonucleares (Angra I e Angra II) com 2,0 GW (1% da capacidade instalada). O país conta ainda com geração de eletricidade por fonte eólica (21 GW representando 12% da capacidade instalada) e fonte fotovoltaica (5,0 GW e 3% da capacidade instalada) (ANEEL, 2022). (Figura 2).

Figura 2 - Composição da Matriz Elétrica Brasileira (Capacidade Instalada)



Fonte: ANEEL, 2022.

Ainda segundo a ANEEL (2022), a matriz elétrica brasileira conta com 349 empreendimentos em construção, que deverão adicionar novos 13 GW ao parque gerador nacional nos próximos anos. Desses empreendimentos em construção, cerca de um quarto da capacidade de geração (3 GW) é proveniente de usinas termelétricas, das quais grande parte (2,7 GW) é formada por usinas termelétricas a combustíveis fósseis (carvão, óleo ou gás natural). As demais térmicas em construção são movidas a biomassa: 188 MW a partir do bagaço de cana-de-açúcar, biogás (37 MW), capim e elefante (12 MW), e 63 MW oriundos de resíduos florestais.

2.3 BIOMASSA NO MUNDO E NO BRASIL

A biomassa é toda matéria biológica derivada de organismos vivos ou recentemente vivos. Do ponto de vista energético, a biomassa é toda a matéria orgânica de origem animal ou vegetal (principalmente) que pode ser utilizada na produção de energia (FONTOURA; BRANDÃO; GOMES, 2015; MAPELLI; MUNGWE, 2013; SILVA *et al.*, 2015). Esta matéria é produzida por animais ou vegetais que caracterizam a fonte da biomassa, tais como as florestas (madeira), cana-de-açúcar (palha e bagaço), dentre outras.

A biomassa é considerada uma fonte de energia renovável quando a sua taxa de utilização é igual ou menor do que a capacidade de produção, que é a sua capacidade biológica de renovação (SILVA, 2014). Por exemplo, a extração de madeira de uma floresta nativa sem o respectivo replantio é um tipo de exploração não renovável. Quando explorada de maneira renovável, a exploração energética da biomassa é um processo neutro em CO₂ ou quase-neutro, pois podem existir emissões de CO₂ associadas ao transporte da biomassa e uso de fertilizantes (FARRELL; GOPAL, 2008; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015; SANCHEZ *et al.*, 2015; WEI *et al.*, 2013).

No entanto, nos dias atuais, em maior ou menor intensidade, parte significativa dos países estão investindo e promovendo ações para que as energias renováveis tenham participação cada vez maior em suas matrizes energéticas e elétricas (ASUMADU-SARKODIE; OWUSU, 2017b; LISKA *et al.*, 2014; LIU *et al.*, 2011).

A motivação para essa mudança de paradigma está centrada na necessidade de redução das emissões de gases promotores do efeito estufa (CORTEZ; LORA; GÓMEZ, 2008), que além de trazer externalidades positivas como, por exemplo, o aumento da segurança energética e a redução da dependência em relação aos países produtores e exportadores de

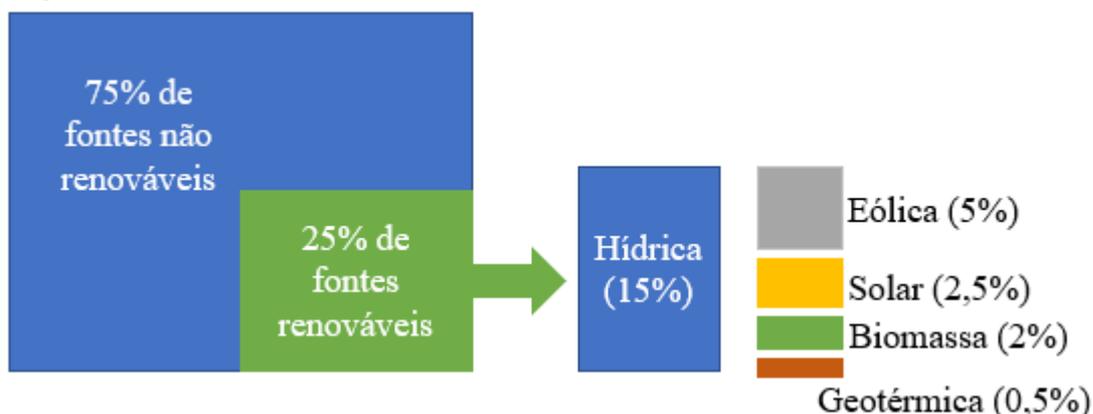
combustíveis fósseis, principalmente os derivados de petróleo e carvão (COLOMBO; MASERA; BOLOGNA, 2013; PLEVIN *et al.*, 2015).

A biomassa pode ser produzida a partir de uma variedade de fontes, incluindo culturas energéticas dedicadas, ou seja, especialmente cultivadas para fins energéticos, ou em sistemas de cogeração. Pode ser utilizada para produzir bioenergia de várias maneiras, desde a geração de bioeletricidade nas plantas industriais, ou produzindo biocombustíveis, como etanol e biodiesel. Além disso, também pode gerar eletricidade como coproduto durante processo de conversão para biocombustíveis celulósicos (CALVIN *et al.*, 2016; CHOWDHURY *et al.*, 2019; OLIVER; KHANNA, 2017). Apresenta diferentes tecnologias para o processamento e transformação da energia, no entanto, todas as tecnologias, atualmente utilizadas, possuem dois problemas cruciais: o custo da biomassa e a eficiência energética de sua cadeia produtiva (ANCA-COUCÉ *et al.*, 2019; SANCHEZ MOORE *et al.*, 2019a). De acordo com a IEA (2017), as fontes de matéria-prima para a produção de energia elétrica a partir da biomassa incluem:

- Culturas energéticas, como as provenientes de rotação de cultura, florestas energéticas (eucalipto e pinus), gramíneas (capim elefante), culturas de açúcar (cana-de-açúcar), culturas de amido (milho e trigo) e oleaginosas (soja, girassol, colza, sementes oleaginosas, pinhão-manso e óleo de palma). Neste caso específico, o cultivo é direcionado à produção de biocombustíveis;
- Resíduos orgânicos, como os resíduos agrícolas, dejetos de animais, resíduos das indústrias florestais, de papel e celulose e alimentícia, resíduos urbanos (lixo) e matéria orgânica de esgotos sanitários.

Do ponto de vista econômico, para avaliar a importância da biomassa na economia mundial, é possível analisar o tamanho deste setor. Considerando-se a potência instalada, nota-se que em 2020, a biomassa respondeu por 2% da capacidade de geração de eletricidade instalada mundialmente, conforme é mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Participação Mundial Estimada das Energias Renováveis na Capacidade Instalada de Geração de Eletricidade



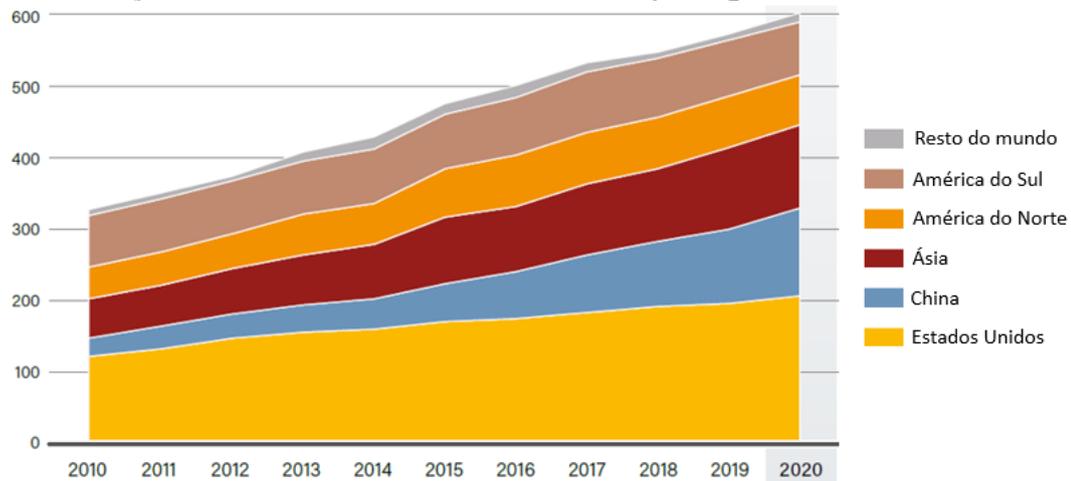
Fonte: Adaptado de REN21, 2021.

Além disso, estima-se que o setor de bioeletricidade empregou diretamente cerca de três milhões de pessoas em todo o mundo em 2020 (REN21, 2021), sendo a segunda fonte renovável mais geradora de empregos no planeta, atrás apenas da fonte solar (que soma as tecnologias fotovoltaica, Energia Solar Concentrada e solar térmica). Nota-se ainda que estes empregos gerados não contabilizam aqueles relativos ao uso de biomassa para produção de biocombustíveis, sendo exclusivamente relacionados à geração de eletricidade. Portanto, o tamanho do setor de bioenergia é ainda maior.

A geração de bioeletricidade alcançou mundialmente o patamar de 602 TWh em 2020, um aumento de cerca de 128% nos últimos dez anos. Tal evolução é equivalente a uma taxa média de crescimento de 6% ao ano. Os Estados Unidos é o país que mais produz bioeletricidade (130 TWh), seguido pela China (60 TWh). Os outros principais produtores, em 2020, foram Brasil, Alemanha e Índia (REN21, 2021).

Os Estados Unidos lideram regionalmente a produção de bioeletricidade, com produção de aproximadamente, 130 TWh o que culminou um crescimento de 5%, entre 2019 e 2020. Produções significativas de bioeletricidade, bem como, taxas significativas de crescimento, podem ser visualizadas na Figura 4, que ilustra o aumento da produção global de eletricidade a partir de biomassa, por regiões, no período de 2010 a 2020.

Figura 4 - Geração de Bioeletricidade Global em TWh, por regiões, 2010 a 2020



Fonte: Adaptado de REN21, 2021.

No Brasil, conforme dados da ANEEL (2022), existem 593 empreendimentos, que geram eletricidade a partir de biomassa, em operação no país com potência outorgada de 16 GW, o que representa 9% da potência elétrica. Além disso, existem 26 empreendimentos em fase de construção, com potência de 5,4 GW e mais 32 projetos com potência instalada de 1,5 GW. A Tabela 1 sintetiza as iniciativas em operação, em fase de construção e os empreendimentos que ainda se encontram na etapa de projeto.

Tabela 1 - Empreendimentos em operação, construção e em fase de projeto de geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil

Fontes utilizadas no Brasil - Fase: Operação			
Fonte	Quantidade	Potência Outorgada (GW)	%
Floresta	112	4	15
Resíduos sólidos urbanos	32	0,25	1,5
Resíduos animais	15	0,05	0,3
Biocombustíveis líquidos	3	0,05	0,3
Agroindustriais	431	12	83
Total	593	16,4	100
Fontes utilizadas no Brasil - Fase: Construção			
Fonte	Quantidade	Potência Outorgada (GW)	%
Floresta	9	0,35	6,5
Resíduos sólidos urbanos	1	0,008	0,15
Biocombustíveis líquidos	3	0,013	0,25
Agroindustriais	13	5	93
Total	26	5,4	100
Fontes utilizadas no Brasil - Fase: Empreendimentos com Construção não iniciada			
Fonte	Quantidade	Potência Outorgada (GW)	%
Floresta	7	0,9	60
Resíduos sólidos urbanos	2	0,05	3
Biocombustíveis líquidos	10	0,09	6
Agroindustriais	13	0,5	31
Total	32	1,5	100

Fonte: ANEEL, 2022.

Outra vantagem da biomassa como fonte de energia elétrica é a possibilidade de ampliar, descentralizar e distribuir a oferta, atendendo a regiões que possuem déficit na geração, o que possibilitaria aos locais longínquos tornarem-se menos dependentes de combustíveis fósseis para movimentação de frotas ou como fonte primária de energia. Nestes casos, os produtores rurais ganhariam ainda mais importância, pois além de produzir alimentos, podem tornar-se importantes fornecedores de eletricidade, para além do meio rural (CASTELLANELLI *et al.*, 2008; GUERRA *et al.*, 2015; REHMAN *et al.*, 2018; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015).

O Brasil detém grande potencial para produção de biomassa. É um dos países que possui maior abundância e potencial de energia renovável do mundo, e diferente de outras nações, detém algumas vantagens para liderar a agricultura de energia. Destacam-se capacidade de incorporar novas áreas à agricultura para geração de energia elétrica sem competir com a produção de alimentos e com impactos ambientais limitados ao socialmente aceito, a possibilidade de múltiplos cultivos ao longo do ano, a intensa radiação solar recebida, além da diversidade do clima e exuberância de biodiversidade (BORGES *et al.*, 2016; FONTOURA; BRANDÃO; GOMES, 2015; GUERRA *et al.*, 2015).

Destarte as vantagens supracitadas para o país como um todo, é importante destacar as particularidades regionais. Devido à vasta dimensão territorial do país, bem como, as diferenças climáticas entre essas regiões, a incidência de diferentes culturas bioenergéticas é uma realidade. Na Região Nordeste, por exemplo, destacam-se a silvicultura, resíduos agrícolas e óleos vegetais. Já na Região Norte, as principais fontes de biomassa são a lenha, carvão, resíduos agrícolas e também os óleos vegetais. Na Região Centro-Oeste, os principais insumos são a lenha, resíduos agrícolas e industriais e óleos vegetais. Na Região Sul se destaca o bagaço de cana e etanol, resíduos agropecuários e industriais e a Região Sudeste, importante centro de produção de biomassa a partir de bagaço de cana e etanol, lenha, carvão e resíduos agrícolas e industriais (ROMERO *et al.*, 2019; TEJADA *et al.*, 2019).

Apesar da importância da biomassa como fonte de energia elétrica e da disponibilidade e variedade das matérias-primas nas regiões brasileiras, na literatura, o último trabalho encontrado que se propôs a realizar esse mapeamento foi o Atlas de Bioenergia do Brasil, em 2012. O atlas utilizou dados provenientes do IBGE, da Associação Brasileira de Florestas Renováveis (ABRACAVE), União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA) e da EMBRAPA, além de Prefeituras Municipais (COELHO; MONTEIRO; KARNIOL, 2012). Este estudo preencheu essa lacuna, revisitando e atualizando o potencial

de geração teórico de eletricidade, ao menos, das principais biomassas vegetais utilizadas, ou com potencial para, no país para este fim.

2.3.1 Geração de eletricidade a partir de biomassa no Brasil: Situação atual, perspectivas e barreiras

As geradoras de eletricidade a partir da biomassa, em sua grande maioria, são usinas termelétricas agroindustriais, utilizando bagaço de cana-de-açúcar como combustível (431 usinas, totalizando 12 GW instalados). Destaque também pode ser dado para a utilização de florestas energéticas e especialmente o aproveitamento de resíduos florestais (112 usinas, 4 GW instalados, já contabilizando as indústrias que utilizam o licor negro, subproduto da indústria de celulose) (ANELL, 2022).

Ainda com algum destaque, pode-se citar o aproveitamento energético para geração de eletricidade a partir do biogás de aterros sanitários (32 usinas com 0,25 GW instalados), o uso de casca de arroz (13 usinas com 53 MW instalados) e a queima de capim elefante (2 usinas em operação somando 32 MW instalados). O uso de outros resíduos agroindustriais, tais como casca de coco da baía ou casca de castanha de caju, não possuem registro na ANEEL, mas podem ser interessantes localmente, especialmente para a autoprodução de eletricidade.

A Tabela 2 demonstra, em detalhes, as usinas de geração de eletricidade de biomassa no país, detalhando a capacidade instalada, tipo de insumo utilizado no processo, o percentual de participação de cada fonte de combustível no tipo de indústria e o percentual de participação de cada tipo de indústria sobre o total de eletricidade gerada através da utilização de biomassa vegetal no Brasil.

Tabela 2 - Usinas Termelétricas a Biomassa em Operação no Brasil

Tipo	Fonte	Capacidade Instalada			Total		
		Usinas	(kW)	%	Usinas	(kW)	%
Agroindustriais	Bagaço de cana-de-açúcar	412	11.884.914	99	431	12.001.634	74
	Biogás - Agroindustriais	4	31.687	0,3			
	Capim Elefante	2	31.700	0,3			
	Casca de Arroz	13	53.333	0,4			
Biocombustíveis Líquidos	Etanol	1	320,00	7	3	4.670,00	0,03
	Óleos Vegetais	2	4.350,00	93			
Floresta	Carvão Vegetal	7	38.197	1	112	3.993.728	25
	Gás de Alto Forno - Biomassa	12	127.705	3			
	Lenha	9	137.075	3			

	Licor Negro	20	3.082.741	77			
	Biogás - Floresta	1	5.000,00	0,1			
	Resíduos Florestais	63	603.010	15			
Resíduos Animais	Biogás - RA	15	4.741	100	15	4.741	0,03
	Biogás - RSU	24	196.325	88			
RSU	Carvão - RSU	3	8.250	4	32	224.183	1
	RSU	5	19.608	9			

Fonte: ANEEL, 2022.

A seguir foram fornecidas algumas informações específicas sobre as fontes de biomassas de interesse: bagaço de cana-de-açúcar, resíduos florestais (especialmente os do manejo de eucalipto), casca de arroz, capim elefante, casca de coco e casca de castanha de caju. Detalhes adicionais são apresentados nos capítulos 3 e 4.

a) Bagaço de cana-de-açúcar

A cogeração de energia elétrica por meio dos resíduos de cana-de-açúcar já foi amplamente estudada sob diversos aspectos. Pedroso *et al.* (2017), realizaram estudo comparativo utilizando tecnologias diferentes para geração de eletricidade e calor, utilizando, inclusive, o bagaço úmido, como matéria-prima, comprovando a melhor eficiência do processo quando da combinação do pré-tratamento com torrefação e gaseificador de fluxo arrastado. De forma mais ampla, Sanchez Moore *et al.* (2019), avaliaram o desempenho energético e ambiental de um sistema de cogeração que opera simultaneamente com bagaço e palha de cana. No estudo, os autores analisaram diferentes condições de processo, definidas em termos de pressão operacional de caldeira, teor de umidade e taxa de adição de palha. Os resultados indicaram que os melhores desempenhos (energético e ambiental) foram obtidos com maior taxa de pressão (acima de 100 bar), taxa de adição de palha de 50% e menor teor de umidade (10%).

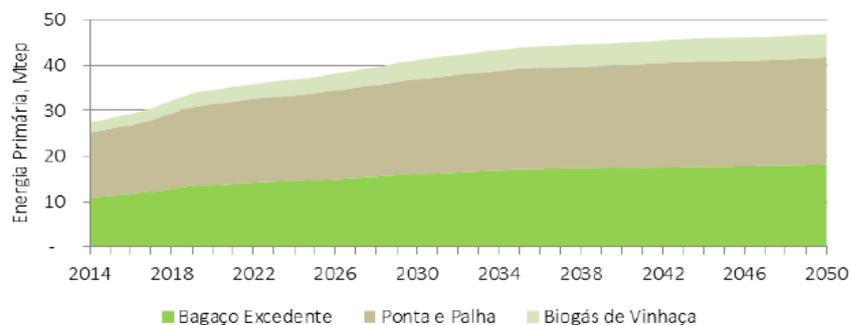
De forma similar, mas atentando-se aos impactos ambientais e as mudanças climáticas, Guerra *et al.* (2018) discutiram os efeitos termodinâmicos e ambientais da expansão de sistemas de geração de eletricidade que operam de acordo com o ciclo Rankine. A partir dos dados, projetaram dez cenários considerando níveis diferentes de pressão de vapor e taxas de adição de palha seca. Concluíram que o uso do bagaço e da palha melhora o desempenho ambiental da cogeração no que tange às mudanças climáticas, mas fornece impactos adicionais em termos de esgotamento de recursos hídricos.

No Brasil, de acordo com os dados da EPE (2021a), a oferta interna de energia renovável atingiu 42,9%, sendo que os resíduos da cana são responsáveis por 17%. A produção de eletricidade através da cogeração com bagaço é um empreendimento eficaz, estabelecido em diversos países, além do Brasil, como Índia e Ilhas Maurício (SHAHBAZ *et al.*, 2016).

Como já destacado, o bagaço da cana-de-açúcar é responsável pela maior parcela de geração de bioeletricidade no país. Além de existirem várias usinas sucroalcooleiras, sua distribuição geográfica é uma vantagem para o sistema elétrico pois contribuem para uma geração elétrica distribuída, o que traz ganhos nos custos de transmissão (BORDONAL *et al.*, 2018; LEMOS *et al.*, 2019; SCHEITERLE *et al.*, 2018). Além disso, a safra da cana-de-açúcar tem uma sazonalidade complementar aos principais ciclos pluviométricos das bacias hidrográficas brasileiras (SILVA, 2014). Desse modo, a pico da safra de cana-de-açúcar, e também da geração de bioeletricidade a partir do bagaço, ocorre durante o período seco, quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas está mais baixo.

Assim, a bioeletricidade do bagaço da cana-de-açúcar contribui para o aumento da segurança energética, entre outras externalidades positivas. Eggleston e Lima (2015) estudaram oportunidades e desafios para a exploração sustentável dos bioprodutos da indústria de açúcar. Tolmasquim (2016) investigou o potencial de geração a partir dessa biomassa, que disponibilizou 27 Mtep para a bioeletricidade em 2014, projetando uma oferta de 47 Mtep disponíveis para bioeletricidade em 2050, como pode ser visualizado na Figura 5. O PCI do bagaço de cana-de-açúcar é de aproximadamente 15,8 MJ/kg, em base seca (PHYLLIS, 2019).

Figura 5 - Projeção da disponibilidade potencial de biomassa da cana-de-açúcar para geração de energia elétrica no Brasil



Fonte: Tolmasquim, 2016.

b) Resíduos florestais

Quando se trata de florestas plantadas, a madeira é a matéria-prima mais procurada, sendo outras partes da árvore (casca, galhos, folhas e raízes) frequentemente tratadas como resíduos. Todo material deixado para trás durante a colheita é considerado resíduo florestal, tanto em florestas naturais quanto em reflorestamento, e consiste em folhas, galhos, parte da casca e parte da madeira que não é utilizada, como as pontas (madeira com diâmetro menor do que o comercial). O restante do material desperdiçado é gerado após a colheita das árvores, devido ao processo de corte (CASTRO *et al.*, 2017; EGNELL, 2017; FERREIRA *et al.*, 2019).

O Brasil é reconhecido mundialmente por ter a maior base florestal do mundo, devido à alta produtividade de áreas plantadas em seu território. A alta produtividade, medida em volume de madeira produzida por unidade de área ao ano, também se traduz na menor rotação de plantio do mundo, que é equivalente ao tempo decorrido entre o plantio e a colheita das árvores (DESSBESELL *et al.*, 2019; FIGUEIRÓ *et al.*, 2019).

Esses altos índices são resultado tanto das condições naturais de clima e solo, quanto de investimentos e aprimoramentos no manejo florestal do setor no Brasil. Em 2016, o Brasil se apresentou como líder mundial no ranking global de produtividade florestal, com uma média de 35,7 m³/ha ao ano para os plantios de eucalipto e 30,5 m³/ha ao ano nos plantios de pinus (IBÁ, 2017).

Atualmente, existem 63 unidades geradoras a partir de resíduos florestais em operação, somando 603MW instalados (ANEEL, 2022). O PCI dos resíduos de eucalipto é em torno de 19,5 MJ/kg seca (PHYLLIS, 2019).

c) Casca de Arroz

A eficiência energética e a produção de eletricidade a partir da casca de arroz são bastante difundidos. Já foram realizados estudos relacionados sobre produção de etanol de segunda geração a partir do resíduo e sua contribuição para a mitigação de problemas climáticos (SOAM *et al.*, 2016), bem como, análises econômicas e de comportamento do ponto de vista da cadeia de suprimento (KWOFIE; NGADI, 2017; SHAFIE, 2016; SHAFIE *et al.*, 2012). A principal tecnologia de conversão utilizada é a gaseificação (SURAMAYTHANGKOOR; GHEEWALA, 2008; YOON *et al.*, 2012). Estudo de Darmawan *et al.* (2018), demonstrou que o processamento de 200 ton do grão pode gerar

excedente de eletricidade de cerca de 3,4 MW com uma eficiência de produção de cerca de 32%.

São 13 unidades de geração de energia elétrica a partir de casca de arroz, que perfazem uma capacidade instalada de 53,3 MW. A potência média é de 4,1 MW por usina, todas com capacidade superior a 1 MW. Nove usinas estão situadas no Rio Grande do Sul, com os Estados de Santa Catarina, São Paulo, Mato Grosso e Roraima recebendo, cada um, uma geradora. Segundo a base de dados da Phyllis (2019), a casca de arroz possui um PCI aproximado de 14,5 MJ/kg (em base seca).

d) Capim Elefante

O capim elefante, também conhecido como capim napiê é uma espécie de planta nativa da África, com taxas de crescimento de até 40 toneladas de biomassa seca por hectare anual (FONTOURA; BRANDÃO; GOMES, 2015). Há mais de um século, a planta também foi introduzida na América do Sul e na Austrália como forragem para o gado. Requer poucos nutrientes suplementares para o crescimento e pode ser colhido até quatro vezes por ano, o que torna esta planta prospectiva para o uso energético (OLIVEIRA *et al.*, 2015).

A gramínea apresenta variedades distintas, sendo as mais cultivadas no Brasil o tipo *BRS Capiacu* com matéria seca de 49,75 t/ha/ano; o *Mineiro* com 36,79 t/ha/ano e o *Cameroon* com 29,87 t/ha/ano (EMBRAPA, 2016).

Duas usinas em operação produzem eletricidade a partir do capim elefante. A primeira, situada no Estado da Bahia, possui capacidade de 30 MW e a outra, no Amapá, possui 1,7 MW, totalizando a capacidade de capacidade de 31,7 MW. Além disso, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2022), existe outro empreendimento em construção que adicionará 9,8 MW de capacidade de geração.

No entanto, alguns projetos tiveram sua implantação interrompida. Novos empreendimentos utilizando essa biomassa de cultivo exclusivamente dedicado a produção de eletricidade, têm perdido competitividade em relação a outros aproveitamentos energéticos, dada a baixa eficiência de conversão e a queda acentuada no custo da energia fotovoltaica (SILVA, 2014). Apesar disso, segundo Fontoura, Brandão e Gomes (2015), projetos de geração de energia com uso de capim elefante são viáveis economicamente em sistemas de cogeração. O PCI médio da gramínea foi calculado em 17,3 MJ/kg (MARAFON *et al.*, 2016; SARAIVA; KONIG, 2013).

e) Casca de castanha de caju

A cultura do caju é praticada em diversas regiões do Brasil, com destaque para a Região Nordeste, onde de acordo com o IBGE (2020a) são cultivados 504 hectares. A castanha do caju é formada por três elementos: casca, película e amêndoa, dos quais a casca não é aproveitada para comercialização, mas pode ser utilizada para diversos fins, dentre eles a produção de biocombustível líquido (extração do líquido da castanha do caju), combustível sólido, através da briquetagem das cascas, ou geração de eletricidade realizando pirólise, convertendo a casca em gás energético, por meio da oxidação parcial a temperaturas elevadas (AGYEMANG; ZHU; TIAN, 2016).

Poucas informações estão disponíveis na literatura sobre o potencial de aproveitamento energético da casca de castanha de caju. Alcocer *et al.* (2015) analisaram o balanço de massa e energia de uma unidade piloto de gaseificação desta biomassa. Neste estudo, foi identificado que a casca de castanha de caju possui PCI de 18,99 MJ/kg. Para um processamento de 150 kg/h da biomassa, foi gerada uma produção de gás de 208,3 kg/h com PCI aproximado de 5,5 MJ/m³, o que representa um rendimento de 66%.

f) Casca de coco da baía

O coqueiro é uma planta de grande importância socioeconômica para o Brasil. Além de produzir alimentos, a cadeia produtiva dessa cultura gera ampla quantidade de resíduos, entre eles a casca, que se descartada de modo incorreto contribui para disseminação de doenças, procriação de animais peçonhentos e poluição do meio ambiente (MARCELINO; DE MELO; TORRES, 2017).

Assim como no caso da casca de castanha de caju, são escassos os artigos e trabalhos científicos disponíveis sobre o uso energético da casca de coco. Análises disponíveis no banco de dados Phyllis (2019) mostram que esta biomassa possui PCI em torno de 19,3 MJ/kg (em base seca), portanto o seu aproveitamento energético pode ser interessante. Granados-Fitch *et al.* (2019) estudaram a utilização de casca de coco para a produção de hidrogênio através da pirólise, identificando-a como a biomassa de maior potencial (teor de H₂ disponível superior a 50%) para produção deste gás.

Em estudo de avaliação de eficiência energética de fontes alternativas para produção de eletricidade, Carmo (2013) demonstrou que a casca de coco é um resíduo que deve ser considerado quando o assunto é produção de eletricidade, devido à sua versatilidade de cultivo, uma vez que pode ser encontrado em todo o litoral do Brasil, com uma área plantada de 199.624 hectares, e alta produtividade e com quantidade colhida de 1.564.500 toneladas em 2018 (IBGE, 2018).

Como visto, existe grande disponibilidade de biomassas para geração de bioeletricidade no Brasil e a tecnologia para realizar sua conversão é conhecida e disponível comercialmente. Desse modo, as principais barreiras ao desenvolvimento e expansão da bioeletricidade são de natureza política/regulatória e econômica.

Para garantir uma maior competitividade da bioeletricidade em relação a outras fontes de energia elétrica, é preciso um esforço coordenado, político e econômico, através de leis e regulações que garantam tarifas atrativas por longos períodos, criando condições de mercado que absorvam as externalidades positivas criadas por essa fonte de energia renovável, geradora de empregos e que contribui para o crescimento econômico sustentável.

De acordo com diversos autores, que estudam a questão energética sob diferentes perspectivas (ABAS *et al.*, 2019; ABAS; KALAIR; KHAN, 2015; KHATIWADA *et al.*, 2012; ROYO *et al.*, 2012; VERBRUGGEN; LAUBER, 2012), possíveis medidas que podem contribuir para a eliminação das barreiras para a expansão da bioeletricidade são:

- Eliminação de todo e qualquer subsídio para a energia fóssil e nuclear, e internalização dos custos externos (como impactos ambientais e sociais) no preço da eletricidade gerada por essas fontes, introduzindo o princípio do poluidor-pagador⁵;
- Estabelecimento de um planejamento de longo prazo e metas de geração a partir da bioeletricidade – no curto, médio e longo prazo – com leilões de energia específicos para essa fonte;
- Garantir prioridade de conexão à rede elétrica para os geradores de bioeletricidade, reconhecendo os benefícios econômicos da geração distribuída, e removendo tarifas de transmissão e distribuição;

⁵ Princípio normativo de caráter econômico, tendo em vista que imputa ao poluidor os custos relacionados a uma atividade poluente. Em tese, consiste na obrigação do poluidor de arcar com os custos da reparação do dano por ele causado ao meio ambiente. Nota do autor.

- Custos de desenvolvimento e reforço da rede elétrica devem ser suportados pela autoridade administrativa do setor elétrico, compartilhados por todos os consumidores, ao invés de serem assumidos por projetos individuais de bioeletricidade;
- Garantir prioridade no licenciamento ambiental de unidades geradoras de bioeletricidade.

A produção de eletricidade a partir da biomassa, em função da capacidade dos sistemas que tende a ser de média a pequena, é na grande maioria dos casos uma tecnologia de geração distribuída. As tecnologias de geração distribuída podem propiciar, do ponto de vista do sistema elétrico, impactos locais bastante significativos (estabilidade de rede, controle de tensão, de reativos, de harmônicos, etc.). Portanto, a viabilização de empreendimentos de geração elétrica a partir da biomassa requer uma acurada análise de sua viabilidade do ponto de vista dos custos marginais locais, das possibilidades de escoamento da eletricidade gerada, e da postergação de investimentos nos sistemas de transporte de eletricidade (DE SOUZA *et al.*, 2019; GONGORA; VILAFRANCO, 2018; HARRIS *et al.*, 2018).

2.3.2 Sistemas de produção de eletricidade a partir de biomassa

As alternativas tecnológicas para produção de energia elétrica a partir de biomassa florestal e resíduos agrícolas, consistem em sua conversão em insumos intermediários, que posteriormente são transformados em energia mecânica em máquinas motrizes, acionando um gerador de energia elétrica. Dessa forma, considerando que esta pesquisa busca também o mapeamento e análise do potencial de produção de energia elétrica a partir de biomassa de origem florestal e resíduos agroindustriais, quatro rotas tecnológicas foram descritas, conforme estudo contemplado no Plano Nacional de Energia 2030 e resumidas pela ANEEL no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008), sendo assim definidas (ANEEL, 2008):

- a) Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão: Utilizado de forma integrada em processos produtivos por meio de cogeração. Neste processo, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras, resultando em energia térmica utilizada na produção de vapor. Este vapor pode ser aproveitado para acionar turbinas usadas no trabalho mecânico requerido em unidades de produção industrial e as turbinas para geração de energia elétrica.

- b) Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração: Neste ciclo, o vapor ao final da realização do trabalho na turbina é totalmente ou parcialmente condensado para atendimento das atividades mecânicas ou térmicas da produção. Esta energia condensada, quando integrada no processo de cogeração, é extraída em um ponto intermediário da expansão do vapor que movimentará as turbinas. As diferenças fundamentais desse ciclo para o ciclo a vapor com turbinas de contrapressão são a existência de um condensador na exaustão da turbina e a ocorrência de níveis determinados para aquecimento da água que suprirá a caldeira. A primeira diferença proporciona maior flexibilidade da geração termelétrica, já a segunda, gera aumento na eficiência global de produção de energia. De acordo com Zhao, Minett e Harris (2013), um inconveniente desse sistema é seu alto custo de instalação, especialmente quando comparado aos investimentos necessários à implantação do sistema simples de condensação.
- c) Ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa: Os ciclos combinados integram recuperadores de calor e turbinas a vapor, aproveitando-se a energia térmica dos gases de exaustão da turbina a gás para gerar vapor e reutilizá-lo na produção de eletricidade em uma turbina a vapor, elevando a eficiência global do ciclo. Estudos de Pedroso *et al.* (2017), Shah *et al.* (2012) e Yin *et al.* (2016) indicam que a tecnologia que integra um sistema de gaseificação de biomassa a um ciclo combinado apresenta eficiência de geração termelétrica entre 14% a 22% maior, quando comparado com o ciclo convencional de turbina a vapor de extração por condensação.
- d) Rota de biodigestão anaeróbia: Para a produção de biogás a partir de resíduos agroindustriais é preciso utilizar a matéria-prima *in natura* ou ensilada. A ensilagem deve ser realizada com o objetivo de aperfeiçoar a produção do biogás, já que permite o armazenamento da biomassa. Esse processo mantém o conteúdo energético das culturas e garante valor mínimo ideal de nutrientes para a digestão anaeróbia, e posterior processo de transformação do gás em eletricidade.

A transformação via ciclos termodinâmicos é a mais usada na conversão da energia química contida em toda biomassa para energia térmica e elétrica. A biomassa bruta não pode ser convertida diretamente, necessitando de processos intermediários, seja para armazenamento, seja para a conversão em energia térmica e posteriormente em bioeletricidade. Sua conversão gera vários tipos de produtos, alguns combustíveis líquidos (a

vinhaça, a lixívia entre outros) (SILVA *et al.*, 2015), assim como combustíveis mais nobres como o hidrogênio, utilizado nas células de combustíveis para a geração de energia elétrica (GHAEBI *et al.*, 2018; TIAN *et al.*, 2017).

A geração de bioeletricidade pode, então, ocorrer por distintas rotas. Uma das mais conhecidas é o ciclo a vapor utilizando o ciclo de Rankine. Esse processo é relativamente simples. Inicia-se pela injeção ou bombeamento de combustível numa câmara de combustão, então é aquecido à pressão constante até virar vapor saturado que, logo após, sofre expansão numa turbina até atingir valores de pressão e temperatura menores. Por último, entra num condensador a vácuo ou algum outro processo que retire seu calor, se condensando à pressão constante para ser novamente injetado ou bombeado (GUERRA *et al.*, 2018; SANCHEZ MOORE *et al.*, 2019a).

Apesar de toda a tecnologia disponível para a geração de energia elétrica a partir de biomassa agrícola, a geração termelétrica desta fonte se concentra no bagaço da cana-de-açúcar. Logo, é importante desenvolver estudos que apontem os ganhos potenciais de geração de eletricidade a partir de outras fontes de biomassa, bem como, sua localização. Além disso, a maior parte dos empreendimentos que gera eletricidade a partir de biomassa vegetal não são dedicados, ou seja, operam em sistema de cogeração. Ao mesmo tempo, faz-se necessário também o desenvolvimento e aprofundamento de estudos sobre a geração de eletricidade a partir de bagaço de cana, dados a disponibilidade da cultura, seu potencial de geração ainda inexplorado e principalmente, sua importância estratégica para a matriz elétrica nacional.

2.4 CONTRIBUIÇÕES TEÓRICAS DA ESTIMAÇÃO DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL POR ENERGIA ELÉTRICA

Em termos gerais, a teoria econômica afirma que quando o preço de um bem aumenta, sua procura diminui⁶. No que tange a renda, o raciocínio é contrário, ou seja, à medida em que os rendimentos aumentam, a demanda pelo bem se move no mesmo sentido. A elasticidade-preço e a elasticidade-renda da demanda de um bem, são termos que estão relacionados à sensibilidade da demanda em relação a alterações no preço e na renda. Ou seja, objetivam quantificar às variações na demanda, quando preço e renda variam.

⁶ Com exceção de bens inferiores e bens de Giffen. Para maiores informações, consultar Samuelson e Nordhaus (2012).

Dessa maneira, suas estimativas são importantes pois permitem a identificação dos movimentos de oferta e demanda no mercado, quando ocorrem mudanças em variáveis que o influenciam. Assim, para o mercado de energia elétrica, seu cálculo é de suma importância, pois permite que os participantes do setor (gestores públicos, fornecedores e consumidores) possam tomar as melhores decisões estratégicas.

Com o intuito de oferecer uma visão geral dos estudos publicados sobre a estimativa das elasticidades da demanda residencial de eletricidade, foi realizada uma pesquisa por palavras chave na base de dados da SCOPUS⁷, da editora Elsevier. A escolha dessa base se deu pelo seu caráter multidisciplinar e interdisciplinar, além de sua abrangência teórica (MARTÍN-MARTÍN *et al.*, 2018; THELWALL, 2018). O banco de dados da Scopus indexa títulos acadêmicos indexados por pares, publicações de acesso livre, livros, anais de conferências, entre outros. Ao todo possui aproximadamente 50 mil livros acadêmicos e 25 mil periódicos científicos (MARTINS *et al.*, 2019b, 2020).

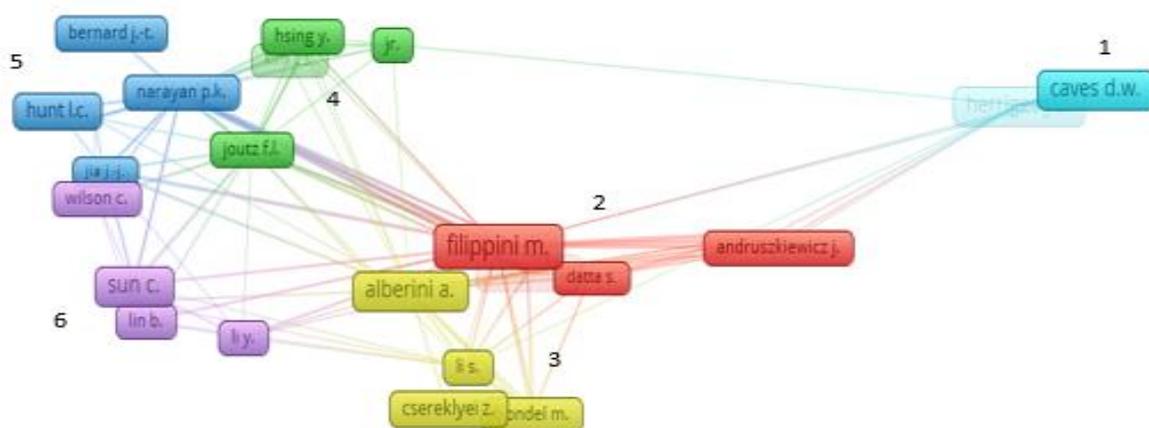
As palavras-chave utilizadas foram: “Elasticity”, “Residential” e “Electricity”. Elas foram pesquisadas nos campos título, resumo e nas próprias palavras-chave, utilizando o operador booleano “and” para separá-las. Foram considerados apenas artigos em língua inglesa. Incorporados os filtros, a pesquisa retornou 282 publicações, que foram analisadas qualitativamente, uma a uma, para eliminar possíveis artigos que não continham, especificamente, os três termos de interesse.

Dessa forma, sobraram 197 artigos, organizados do ano de 1980 a janeiro de 2022. O software VOSviewer, um programa de tecnologia da informação de acesso livre desenvolvido por Waltman e Van Eck (2012), foi utilizado para o desenvolvimento de mapas temáticos, que auxiliaram no entendimento da evolução dessa área de pesquisa. Foi realizada também uma análise dos principais trabalhos produzidos no Brasil. Para isso foi utilizada a base de dados do *Google Scholar*, visto que apenas três trabalhos relacionados a realidade brasileira foram encontrados na SCOPUS. A seguir, uma revisão dos estudos existentes, destacando os principais autores e trabalhos da área.

A partir de uma análise de citação, direcionada aos autores, considerando que os autores mais citados são mais influentes no campo de estudo, foi possível traçar um mapa que identificou seis *clusters* principais. A composição dos *clusters* pode ser visualizada através da Figura 6.

⁷ A Web of Science também foi utilizada. No entanto, a maior parte da literatura consultada nesta base, também constava na SCOPUS.

Figura 6 - Clusters de Autores com maior impacto na área de estimativas de elasticidades-preço e renda da demanda residencial de energia elétrica



Fonte: Autores, com dados da SCOPUS, 2022

O primeiro *cluster* publicou cinco trabalhos, sendo três nos anos 80 e dois na década de 90. Basicamente, os estudos se concentram em adaptar o modelo neoclássico de demanda do consumidor em experimentos controlados, usando bases de dados menores e inferir os resultados para determinada população com características semelhantes. As pesquisas permitiram avaliar a resposta do tempo de uso voluntário da eletricidade pela classe residencial em períodos normais e em períodos de pico, auxiliando na estratégia de produção e fornecimento de eletricidade (CAVES; CHRISTENSEN, 1980; CAVES; CHRISTENSEN; HERRIGES, 1984).

O segundo *cluster* possui dez artigos publicados, do final da década de 90 até o ano de 2019. Neste cluster, 90% dos trabalhos utilizam dados agregados para estimar a sensibilidade da demanda residencial de eletricidade face a alterações no preço e na renda. Apenas um utiliza informações desagregadas com este objetivo (FILIPPINI; PACHAURI, 2004).

Já Blázquez Gomez, Filippini e Heimsch (2013) analisaram a demanda residencial de eletricidade na Espanha utilizando dados agregados em painel para as 47 províncias espanholas entre 2000 e 2008. Este trabalho é particularmente interessante pois o foi o primeiro a explorar o consumo residencial espanhol com dados agregados em nível de províncias. Outra curiosidade é que uma das variáveis utilizadas foi a temperatura, medida em termos de graus dia de aquecimento e resfriamento, que revelou, inclusive, uma sensibilidade mais alta da demanda de eletricidade em dias frios comparado com os dias quentes. Os resultados empíricos revelaram elasticidades-preço e renda de curto e longo prazos,

relativamente baixas (-0,07/-0,19 e 0,23/0,61). Eles concluíram que aumento nos preços da eletricidade teria um impacto modesto na demanda residencial por energia elétrica.

A demanda residencial de eletricidade suíça foi também amplamente estudada por três trabalhos deste *cluster* (FILIPPINI, 1995, 1999, 2011). Na pesquisa mais completa, Filippini (2011) analisou empiricamente, o consumo de eletricidade para 22 cidades suíças no período de 2000 a 2006, utilizando dados agregados. A peculiaridade do estudo está no fato de que os parâmetros de elasticidades-preço e renda foram estimados por hora do dia, modelando o comportamento do consumidor em horários de pico e fora do pico. A pesquisa concluiu que as elasticidades-preço da demanda nos períodos de pico, e fora deste são inelásticas (-0,835; -0,778; -0,758 e -0,652), enquanto que no longo prazo elas se tornam elásticas (-1,608; -2,266; -1,273 e -1,652), sugerindo que políticas de preço, pelo menos no longo prazo, poderiam ser um instrumento eficaz para conservação e uso mais eficiente da eletricidade.

No *cluster* três, o principal trabalho é de Fullerton, Macias e Walke (2016), que estudaram, utilizando dados anuais de 1977 a 2014, a influência da renda no consumo residencial de eletricidade dos consumidores de El Paso, nos Estados Unidos. Utilizando análise de painel com efeitos fixos, descobriram que a eletricidade é tratada como um bem inferior para esses consumidores, pois constataram que seu uso diminui 0.68% para cada aumento de 1% na renda real. O resultado difere do relatado pela teoria econômica, mas vai ao encontro de estudos realizados em outras regiões dos Estados Unidos, como Seattle, Washington e Arkansas (CEBULA, 2012; DERGIADIS; TSOULFIDIS, 2008; FULLERTON; RESENDEZ; WALKE, 2015).

Ainda no terceiro *cluster*, os autores Alberini, Gans e Velez-Lopez (2011) realizaram um profundo estudo sobre elasticidades-preço e renda de curto e longo prazos do uso da eletricidade e do gás nas 50 maiores áreas metropolitanas dos Estados Unidos, usando dados agregados anuais de 1997 a 2007. Controlando a heterogeneidade não observada através de efeitos fixos que exploraram variações nos preços, a principal descoberta foi que existe uma forte resposta das famílias aos preços da energia em ambos os prazos. Os valores encontrados foram -0.860 (curto prazo) e -0,667 (longo prazo), contrastando com grande parte da literatura sobre consumo residencial de eletricidade nos Estados Unidos.

No *cluster* quatro, Zhu *et al.* (2018) realizaram uma metanálise para identificar os principais estudos empíricos sobre elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade, nos curto e longo prazos. As principais conclusões demonstraram que a demanda residencial de eletricidade é praticamente inelástica no longo prazo, mas no curto prazo é

elástica ao preço e a renda. Uma descoberta significativa do estudo está relacionada ao uso de dados em nível estadual. Segundo os pesquisadores, o uso de dados em nível estadual/provincial, produzem estimadores mais robustos para a elasticidade-renda, especialmente no longo prazo.

Woo *et al.* (2018), no quinto *cluster*, por meio de um rico painel de dados mensais, de 2001 a 2006, para 48 Estados nos Estados Unidos e estimação com GMM, estimaram as elasticidades-preço e preço-cruzada do consumo residencial, comercial e industrial de energia. Os autores separaram, além das classes, a fonte energética (eletricidade, gás natural e óleo combustível). Para a eletricidade, os valores encontrados para a elasticidade-preço e preço-cruzada foram -0,0591 e 0,0267. Os parâmetros de curto prazo foram -0,0351 e 0,0119 e os de longo prazo, -0,0997 e 0,0334. Os resultados indicam que a demanda foi altamente inelástica no decorrer do período de estudo, tendo os valores das tarifas apenas um pequeno efeito no consumo, tanto no longo como no curto prazo. Além disso, o preço das outras fontes de energia também não influencia significativamente o consumo de eletricidade.

Os trabalhos listados no sexto *cluster* analisaram o consumo de eletricidade na China. Sun e Ouyang (2016), estimaram a elasticidade preço e gasto da energia (entre elas a eletricidade). Usaram microdados de pesquisas familiares com o modelo de Sistema de Demanda Quase Ideal proposto por (LIN; OUYANG, 2013; ZHOU *et al.*, 2012). As principais conclusões do artigo são que o nível de urbanização foi uma variável estatisticamente significativa para explicar a demanda residencial por energia elétrica, porém, segundo os autores, devido os preços da energia, distorcidos pelos impostos e taxas governamentais, resultou em demanda inelástica (-0,3874).

Em relação a literatura brasileira, existem muitas publicações sobre o setor elétrico⁸, mas ainda não existem muitos estudos sobre estimativas da elasticidade-preço e renda do consumo residencial de energia elétrica. A Tabela 3 demonstra os principais estudos publicados sobre o Brasil, a respeito da temática de interesse, destacando os períodos, o nível de agregação, o método primordialmente utilizado e o resumo dos resultados encontrados. Importante destacar que praticamente todos os trabalhos, com exceção de Uhr, Chagas e Uhr (2019), Uhr, Chagas e Uhr (2017), Soares, Lopes e da Cunha (2017) e Martins *et al.* (2021), trabalharam com dados agregados. O primeiro estimou a elasticidade-preço e a elasticidade-renda a nível familiar, utilizando dados da Pesquisa de Orçamento Familiar (POF), publicadas

⁸ Veja Pinto Júnior *et al.* (2016) e Tolmasquim (2015), que fazem uma ampla discussão do mercado elétrico brasileiro, desde suas bases iniciais até o momento atual, destacando a crise do setor em 2001.

sistematicamente no Brasil, enquanto que os três últimos utilizaram dados em níveis estaduais.

Tabela 3 - Estudos empíricos na literatura brasileira sobre elasticidade-preço e renda da demanda, período, nível de agregação e métodos utilizados

Autores	Período	Agregação	Método	Curto Prazo		Longo Prazo	
				Preço	Renda	Preço	Renda
Modiano (1984)	1963-1981	País (Anual)	OLS	-0,12	0,33	-0,40	1,13
Andrade and Lobão, (1997)	1963-1995	País (Anual)	VAR/VEC	-0,06	0,21	-0,05	0,21
Schmidt and Lima, (2004)	1969-1999	País (Anual)	VAR/VEC	-	-	-0,09	0,54
Irffi <i>et al.</i> (2009)	1970-2003	Região Nordeste (Anual)	DOLS	-0,21	0,01	-0,69	0,68
Villareal and Moreira (2016)	1985-2013	País (Anual)	OLS	-	-	-0,23	0,19
Dantas <i>et al.</i> (2016)	2000-2015	Regiões (Anual)	GMM	-	-	-0,20	0,80
Soares <i>et al.</i> (2017)	1991-2014	Estados (Anual)	GMM	-	-	-0,175	1,46
Uhr <i>et al.</i> (2017)	2004-2014	Estados (Anual)	GMM	-0,13 a -0,18	0,08 a 0,12	-0,62 a -1,47	0,32 a 1,09
Uhr <i>et al.</i> (2019)	1998-1999/2008-2013	Mensal	OLS/GMM	-	-	-0,56 a -0,50	0,32 a 0,21
Martins <i>et al.</i> (2021)	2004/2019	Mensal	GMM	-0,306	0,326	-0,62	0,66

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. Nota: Dantas *et al.* (2016) utilizaram um painel por regiões, assim, os dados referentes as elasticidades na tabela se referem aos valores médios obtidos nos resultados. Uhr *et al.* (2017) utilizaram um painel com dados estaduais com periodicidade anual.

Na Tabela 3, os autores justificam o uso de séries temporais, o nível de agregação e a periodicidade anual dos dados nos estudos brasileiros, à disponibilidade de dados. Normalmente os dados só estão disponíveis em termos anuais, e são divulgados pelos órgãos oficiais com relativo atraso. Por exemplo, as informações referentes ao Produto Interno Bruto (PIB) em nível estadual, estão disponíveis até o ano de 2019. Outro exemplo são as tarifas de eletricidade por classe, que até estão disponíveis em tempo hábil, mas apenas por concessionária, que muitas vezes possuem área de concessão que não são delimitadas por Estado, tendo, portanto, o pesquisador ter de se aprofundar em cada uma das concessionárias e analisar detalhadamente suas áreas de atuação, dividindo-as em nível estadual para correta confecção do banco de dados, como foi o caso específico da presente pesquisa.

Dessa forma, apesar de amplamente estudadas, as elasticidade-preço e renda da demanda residencial de energia elétrica, especialmente no Brasil, ainda possuem lacunas. Assim, a análise realizada nesta Tese buscou ocupar estes espaços, apresentado modelos de

análise mais sofisticados (através da estimativa por meio de GMM), reconhecendo a endogeneidade do consumo, do preço e da renda; utilização de dados com menor nível de agregação e por Estados, o que permitiu uma análise que capturasse as diferenças regionais, além da inclusão de variáveis climáticas, dentre elas, o nível de pluviosidade.

Além disso, este trabalho investigou os impactos regionais da principal política pública de gestão do consumo de eletricidade no país (política das bandeiras tarifárias), mostrando que reajustes únicos sobre o preço causam diferentes impactos entre as regiões, atuando de forma mais restritiva sobre as regiões menos desenvolvidas. O alcance desses resultados só foi possível devido à inserção de técnicas modernas de estimação, bem como o reconhecimento da importância das variáveis climáticas e a consideração de vieses inerentes a estes regressores, o que foi negligenciado por grande parte dos trabalhos anteriores.

2.5 CONTRIBUIÇÕES TEÓRICAS DA ESTIMAÇÃO DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL POR ENERGIA ELÉTRICA

Como visto na seção anterior, existem inúmeros trabalhos, especialmente na literatura internacional, que analisam a sensibilidade da demanda residencial, face a alterações no preço e na renda. No entanto, estudos que analisam individualmente as elasticidade-preço e renda da demanda industrial por eletricidade são mais escassos, e em grande parte utilizam séries temporais (AZADEH *et al.*, 2017; BARRIENTOS *et al.*, 2018; CAMPBELL, 2018; ISHAQUE, 2018).

Estes estudos ignoram as vantagens da modelagem através de dados em painel, como a possibilidade de se medir separadamente os efeitos gerados por conta das diferenças existentes entre os indivíduos em cada *cross-section* (controle da heterocedasticidade individual), além de avaliar a evolução das variáveis em estudo ao longo do tempo (CAMERON; TRIVEDI, 2009).

A literatura internacional traz alguns estudos sobre as estimativas das elasticidades preço e produto da demanda industrial por eletricidade utilizando técnicas de painel e estrutura de dados com menor nível de agregação. Bjørner, Togeby e Jensen (2001), realizaram uma pesquisa microeconômica com 2.949 indústrias dinamarquesas utilizando estimadores de efeitos fixos e variáveis instrumentais. Os autores descobriram que as elasticidades médias estimadas em relação ao valor agregado das empresas e especialmente em relação ao preço da energia foram consideravelmente mais baixas em relação à estudos

que utilizaram os mesmos estimadores em séries temporais e cortes transversais. No entanto, eles também descobriram que a resposta ao preço das empresas intensivas em energia foi 0,368 maior que empresas não intensivas. Resultado este superior ao de estudos baseados em séries de tempo.

Cialani e Mortazavi (2018) estimaram a demanda doméstica e industrial de eletricidade de 29 países da Europa entre os anos de 1995 e 2015, utilizando um modelo de ajuste parcial dinâmico estimado por GMM e Máxima Verossimilhança (MV). Os autores utilizaram um painel com dados anuais e assumiram que a demanda por eletricidade, além de depender do preço e da receita atual, também estaria correlacionada com os valores do período anterior destas variáveis. Eles constataram valores inelásticos para a elasticidade-preço industrial, entre - 0,03 e - 0,05, sugerindo que políticas de aumento de preços não seriam suficientes para desestimular o consumo. Em contraste, encontraram valores de elasticidade-renda um pouco maiores, entre 0,167 e 0,180. Como a *proxy* utilizada para medir a renda foi o PIB, os valores estimados sugerem que as indústrias respondem melhor às mudanças macroeconômicas do que a alterações isoladas nos preços.

Também na Europa, Csereklyei (2020) estimou os parâmetros de elasticidade-preço e renda da demanda residencial e industrial de eletricidade na União Europeia. Utilizando modelos com Variáveis Instrumentais (VI) e estimador *between*, bem como modelos de painel dinâmico para captar as diferenças no consumo entre novos e antigos membros do bloco. Ao contrário de Cialani and Mortazavi (2018), os valores dos parâmetros foram sensivelmente maiores: para elasticidade preço variaram de - 0,97 a - 1,14 e para elasticidade renda de 0,98 a 1,08. A autora (CSEREKLYEI, 2020) credita esta descoberta à tendência industrial em reagir com maior sensibilidade às mudanças de preço e renda no longo prazo. Assim, altos preços da eletricidade podem influenciar a realocação da atividade industrial para países com tarifas menores.

Fora do continente europeu, Saunoris e Sheridan (2013), a partir de um painel dinâmico com informações de 48 Estados dos Estados Unidos, examinaram a dinâmica da demanda agregada e setorializada de eletricidade deste país, abordando quatro hipóteses estabelecidas na literatura: conhecimento, conservação, neutralidade e *feedback*. Foi utilizado o estimador de Mínimos Quadrados Ordinários Dinâmicos (*DOLS*) com um avanço e um atraso dos regressores diferenciados. Os autores encontraram evidências robustas de que o consumo de eletricidade induz ao crescimento da renda, tanto na amostra agregada, como no setor industrial, especialmente nos Estados com baixa intensidade energética.

Ainda nos Estados Unidos, especificamente na região nordeste, Gautam e Paudel (2018) estimaram a demanda setorial de eletricidade usando dados em painel. Para o setor industrial, os autores estimaram um parâmetro de $-0,63$ para elasticidade preço. Segundo os pesquisadores, este valor seria insignificante, indicando que variações no preço teriam influência limitada sobre o consumo de eletricidade e que mecanismos de controle de preços não seriam uma ferramenta eficaz para conservação de energia. No entanto, eles concluíram também que a conservação ambiental é uma das preocupações do setor, abrindo espaço para incidência de impostos sobre fontes fósseis, o que poderia reduzir a demanda do setor industrial, dada a substitubilidade entre eletricidade e petróleo, por exemplo. Isso indicaria que as indústrias poderiam demonstrar alguma resposta a variações no preço no curto prazo, semelhante ao impacto de longo prazo.

Em relação ao Brasil, a literatura sobre análise da demanda de eletricidade do ramo industrial é ainda muito restrita, especialmente utilizando técnicas de painel. Os únicos trabalhos publicados utilizando esta técnica foram Dantas, Costa e da Silva (2016) e Dantas *et al.* (2017). No primeiro, analisando as demandas setoriais, utilizando painel dinâmico com dados anuais das cinco regiões brasileiras, compreendendo o período de 2000 a 2015, investigaram o comportamento da demanda por eletricidade dos setores residencial, industrial e comercial. Especificamente para o setor industrial, os autores regrediram o consumo elétrico em função da tarifa média, do PIB industrial, do preço de máquinas e equipamentos industriais e do bem substituto. Partindo do pressuposto de presença de endogeneidade, os autores estimaram o modelo utilizando GMM, na versão *System GMM* (SY GMM), desenvolvido por Blundell e Bond (1998).

Os parâmetros apresentaram valores condizentes com a teoria econômica e no geral, as regiões menos desenvolvidas, Norte e Nordeste, apresentaram valores de parâmetros para máquinas e equipamentos industriais maiores que as regiões mais desenvolvidas (Sudeste, Sul e Centro-Oeste), evidenciando dois pontos de vista diferentes. O primeiro é que os consumidores industriais das regiões mais pobres estão mais propensos a alterações de preços nos fatores de produção necessários ao desenvolvimento da indústria e por outro lado, demonstram também a expansão econômica alcançada por essas regiões no período analisado (CARDOZO, 2018; HISSA-TEIXEIRA; HISSA-TEIXEIRA, 2018; PEREIRA, 2015).

Outra pesquisa da literatura nacional é o trabalho de Schmidt e Lima (2004). Utilizando um modelo de Vetor de Correção de Erros (VEC - *Vector Error Correction*) e dados anuais, os autores estimaram os parâmetros das elasticidade-preço e renda dos setores

industrial, residencial e comercial do Brasil, além de realizarem previsões de consumo para o período de 2001 a 2005. Para o caso industrial, foram estimados dois modelos. A diferença entre eles foi a presença ou não, entre os regressores, do bem substituto (a *proxy* utilizada foi o índice de preços de combustíveis lubrificantes).

No modelo sem a presença do bem substituto os resultados não foram estatisticamente significativos. Algumas variáveis, inclusive, se comportaram de maneira inesperada, como por exemplo a *proxy* para máquinas e equipamentos industriais, que apresentou valor positivo de 0,67, indicando que uma elevação nos preços dos bens intensivos em energia em 1%, causaria um aumento no consumo de 0,67%, o que contraria evidências econômicas e estudos internacionais como Alarenan, Gasim e Hunt (2020) e Campbell (2018). Os autores atribuíram esses resultados a erros de especificação no modelo, provavelmente erro de variável omitida. Já no modelo com a presença do bem substituto, os resultados foram consistentes. A elasticidade-preço de longo prazo foi de -0,545, mostrando que mesmo ainda inelástica, a eletricidade no setor industrial ainda pode ser substituída por alguma outra fonte energética.

Analisando exclusivamente o ramo industrial, Mattos (2005), utilizando dados anuais de 1974 a 2002 e método de Cointegração e Mecanismo de Correção de Erros (MCE), estimou a elasticidade-preço e renda do setor industrial no curto e no longo prazo. Os valores encontrados para elasticidade renda, tanto no curto como no longo prazo foram significativos, especialmente o parâmetro de longo prazo, que foi elástico (1,588), indicando a capacidade da indústria em alterar sua estrutura produtiva de forma a aumentar seu consumo elétrico mais que proporcionalmente à variação de sua renda com o passar dos períodos. No entanto, o parâmetro para o preço, no curto prazo, apesar de apresentar sinal negativo esperado, não foi estatisticamente significativo, resultado semelhante ao encontrado por Schmidt e Lima (2004). Esse fato pode demonstrar uma característica de inflexibilidade da indústria em reagir a variações na tarifa no curto prazo.

Do ponto de vista regional, Dantas *et al.* (2017) e Irfi *et al.* (2009) analisaram a demanda por eletricidade para as classes de consumo (Residencial, Comercial e Industrial) para a região Nordeste do Brasil. O primeiro, basicamente, utiliza a mesma estratégia econométrica que Dantas, Costa e da Silva (2016), chegando às mesmas conclusões, só que de forma regionalizada. Já o segundo, utilizou DOLS e mudança de regime, semelhante a Saunoris e Sheridan (2013). O trabalho adota os mesmos regressores de Dantas, Costa e da

Silva (2016) mas diferente deste, que utilizou dados em painel, enquanto que eles usaram séries de tempo.

Apesar dos parâmetros apresentarem sinais esperados e serem estatisticamente significativos, os valores encontrados nesta pesquisa são sensivelmente diferentes quando comparados com outros métodos de estimação e com pesquisas anteriores, especialmente no longo prazo. Tais diferenças podem residir no fato de que o estimador utilizado desconsidera a possível endogeneidade de variáveis como o preço e também subestima possíveis diferenças de comportamento de consumo elétrico entre os Estados da região Nordeste, comportamento este que só poderia ser controlado através da utilização de modelagem em painel.

2.6 USO DE MODELOS ECONOMÉTRICOS EM ESTUDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA

Na última década, o interesse em entender as relações entre as variáveis econômicas e sociais associadas a produção e uso de energia elétrica por meio de recursos renováveis, especialmente a biomassa, tem crescido significativamente (ARISOY; OZTURK, 2014; BHAT, 2018; REHMAN *et al.*, 2018). Para pesquisas relacionadas à questão energética, os modelos econométricos são versáteis e podem ser utilizados para análise de uma infinidade de problemas, desde questões relacionadas a eficiência e segurança energética (ALEXANDER *et al.*, 2006; ZHANG *et al.*, 2018), elasticidades de produtos e insumos energéticos (ATALLA; BIGERNA; BOLLINO, 2018; KO *et al.*, 2010), mudanças climáticas (DONG; SUN; DONG, 2018), além de auxiliar na elaboração de políticas energéticas de longo prazo para os países (SINHA; SHAHBAZ; SENGUPTA, 2018).

Apesar de serem utilizados desde meados da década de 1950, os modelos econométricos, antes da última década, ao estudar o mercado de eletricidade, basicamente, se concentravam nas relações entre crescimento econômico e consumo energético (DARMSTADTER *et al.*, 1971; MAINGUY, 1967; MASON, 1955).

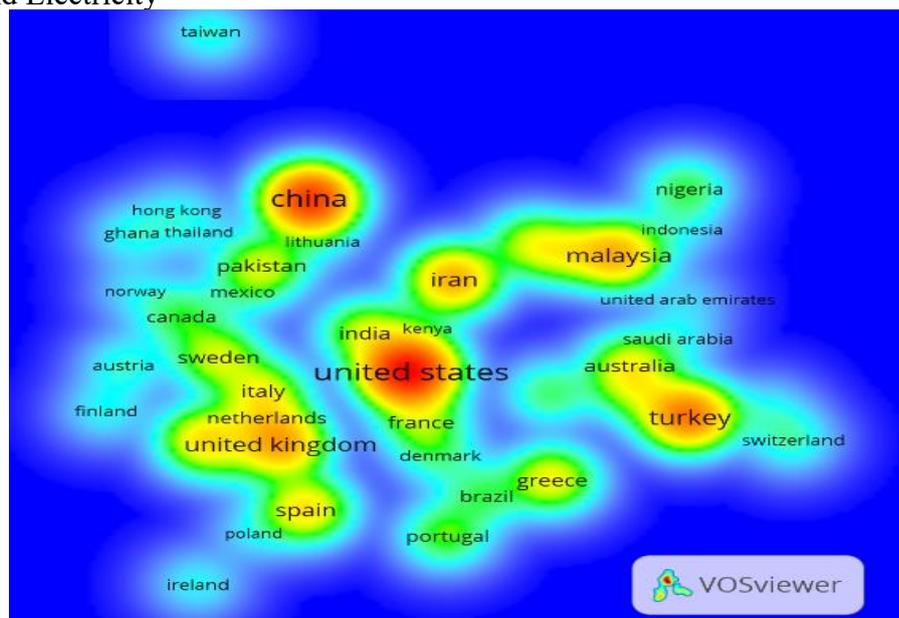
Somente a partir de 1983 começaram a surgir trabalhos com uso de modelos econométricos mais robustos, a exemplo de Bajracharya (1983) e Hosier e Dowd (1987), que analisaram as relações de exploração da madeira para fins energéticos e desmatamento para plantio de alimentos com as mudanças nos hábitos do consumo por fontes de energias mais modernas e sofisticadas à medida em que o status econômico da população melhora.

A partir de 2009 é possível observar a proliferação de estudos que envolviam, simultaneamente, modelos econométricos, energia elétrica e biomassa, com diferentes interesses: desenvolvimento econômico (HANNESSON, 2009; KEBEDE; KAGOCHI; JOLLY, 2010; MUNIM; HAKIM; ABDULLAH-AL-MAMUN, 2010; SOLARIN; OZTURK, 2015); mudanças climáticas (ANG, 2007; BILDIRICI, 2014, 2017b) e eficiência energética (GASPARATOS *et al.*, 2017; LONG *et al.*, 2018), por exemplo.

Para construção desta etapa da pesquisa, foram analisadas 914 publicações de 1987 a janeiro de 2022. As palavras-chave incluídas na pesquisa foram: “Econometrics”, “Biomass” e “Electricity”, para serem pesquisadas apenas nos campos título, resumo e nas próprias palavras-chave usando o operador booleano “And”. Foram solicitados apenas artigos publicados em língua inglesa. Para a construção dos mapas temáticos foi utilizado o *software Vosviewer*.

A análise de intensidade de publicações revelou que o país que mais pesquisa sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity” são os Estados Unidos (169), seguido pela China (142), Turquia (89) e Reino Unido (68). O maior número de citações também é proveniente dos Estados Unidos, com 5.284, que é o país que também possui o maior número de ligações com outras nações. O mapa da Figura 7 mostra os países que realizam pesquisas sobre o tema de interesse. Foram identificados 46 países, que formaram, ao todo, nove *clusters*.

Figura 7 - Intensidade de publicações por país – *Clusters* sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”



Fonte: *Vosviewer* – Elaboração própria a partir de dados da SCOPUS, 2022.

No que concerne ao número de publicações por autor, Lin, B. é que possui maior número de artigos com o tópico “Econometrics and Biomass and Electricity”, com 17 trabalhos. No entanto, Apergis, N. é o que possui maior número de citações. A Tabela 4 mostra os 11 autores que possuem ao menos 10 trabalhos publicados sobre o tema de interesse de um total de 2.121 autores. Para auferir a qualidade das publicações, foi incluída na análise o Índice de Hirsch, ou *h-index*, que é calculado em função do número de vezes em que as pesquisas são citadas. (SCHREIBER, 2015). Como complemento, foi inserida também a média de citação por autor.

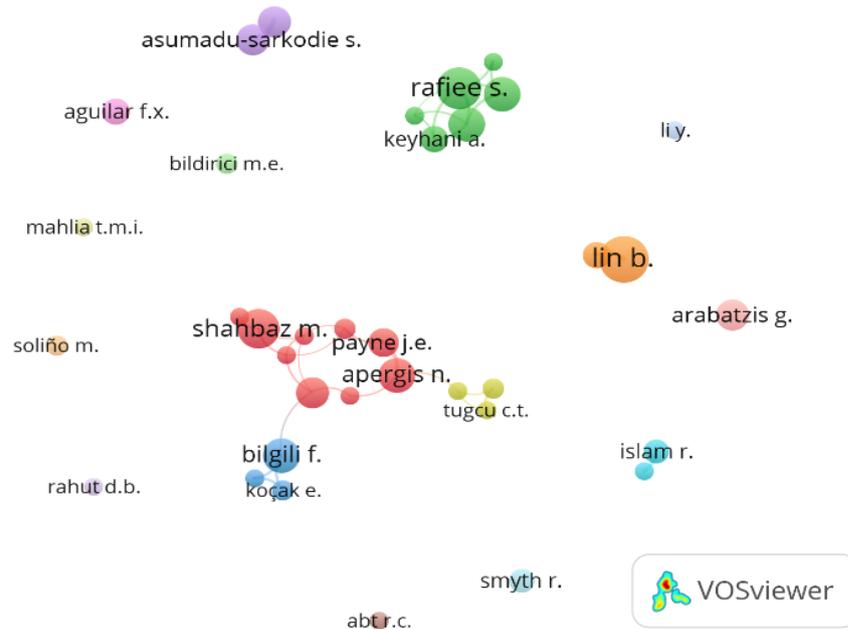
Tabela 4 - Número de publicações e citações dos principais autores pesquisados sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”

Autores	Publicações	Citações	h-index	Média
Lin B.	17	425	44	25,0
Rafiee S.	14	470	38	27,6
Shahbaz M.	12	430	42	25,3
Akram A.	11	365	19	21,5
Apergis N.	11	500	36	29,4
Bilgili F.	11	380	12	22,3
Omid M.	11	390	35	22,9
Arabatzi G.	10	176	18	10,3
Asumadu-Sarkodie S.	10	212	18	12,5
Owusu	10	182	13	10,7
Ozturk I.	10	423	42	24,9

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da SCOPUS, 2022.

Fazendo análise simultânea entre os principais autores em termos de número de publicações, com a relevância dos trabalhos, ou seja, o número de citações, percebeu-se que os autores referenciam na temática de interesse trabalham, basicamente de forma isolada, com exceção dos *clusters* liderados por Shahbaz, M., Bilgili, F. e Tugcu, C. T. No ambiente do Vosviewer foram configurados um número mínimo de cinco publicações e 25 citações para cada autor, sendo identificados 36 autores, que compuseram 16 *clusters* (Figura 8).

Figura 8 - Clusters de autores sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”



Fonte: Vosviewer - Elaboração Própria a partir de dados da SCOPUS, 2022

O *cluster* liderado por Assumadu-Sarkodie, S. trabalha com as relações e os impactos das emissões antrópicas de carbono sobre diversos setores e variáveis econômicas. Estuda, por exemplo, a relação das emissões com o uso da energia, agricultura, crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e crescimento populacional (ASUMADU-SARKODIE; OWUSU, 2016, 2017a, 2017b; OWUSU; ASUMADU-SARKODIE, 2016). As principais técnicas econométricas empregadas nestes trabalhos foram a regressão linear e o método autorregressivo de defasagem distribuída.

Já o *cluster* destacado por Rafiee, S. estuda questões relacionadas à eficiência energética com uso de modelagem computacional e redes neurais sobre setores específicos, como produção de frango e de melancia (AMID *et al.*, 2016; MOUSAVI-AVVAL *et al.*, 2011; NABAVI-PELESARAEI; ABDI; RAFIEE, 2016), usando métodos não paramétricos de análise envoltória de dados e o Algoritmo de Aprendizagem Levenberg-Marquardt, utilizado para o treinamento de dados de entrada em Redes Neurais Artificiais (RNA). Além disso, também se debruça sobre temas como análise do ciclo de vida (RAJAEIFAR *et al.*, 2014) e balanço energético da produção de biogás entre diferentes fontes de biomassa (AFAZELI *et al.*, 2014; BEHESHTI TABAR; KEYHANI; RAFIEE, 2010; MOUSAVI-AVVAL *et al.*, 2011).

Um dos autores que possui maior número de publicações Lin, B. concentra seus estudos na avaliação do uso intensivo de energia elétrica nos setores agrícola e industrial sobre a emissão de CO₂ (LIN; OMOJU; OKONKWO, 2016; LIN; XU, 2018; NEJAT *et al.*, 2015). O grupo também volta suas pesquisas para a área de segurança energética e implementação de novas tecnologias de produção de eletricidade, destacando as diversas fontes de biomassa como fatores estratégicos nesse processo de substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia (BLOCH; RAFIQ; SALIM, 2015; LIN; ATSAGLI, 2017; LIN; TIAN, 2017; SUH, 2016). Interessante destacar que este *cluster* poderia estar trabalhando em conjunto com o grupo liderado por Assumadu-Sarkodie, uma vez que, ambos pesquisam os impactos das emissões de carbono sobre variáveis econômicas, utilizando, inclusive, modelos econométricos semelhantes. No entanto, como se pode observar na Figura 8, os *clusters* estão afastados e sem ligações.

Outro autor corriqueiro e relativamente bem citado é Arabatzis G. Os trabalhos realizados no *cluster* liderado por ele estão interessados em entender as relações entre o uso da biomassa, especificamente, a madeira, geração de energia e crescimento econômico usando modelos econométricos baseados em técnicas de regressão de Modelo Linear Generalizado (GLM), Tobit e Heckman e modelos de média móvel integrada auto regressiva (ARABATZIS *et al.*, 2013; KOUTROUMANIDIS; IOANNOU; ARABATZIS, 2009; NTANOS *et al.*, 2018).

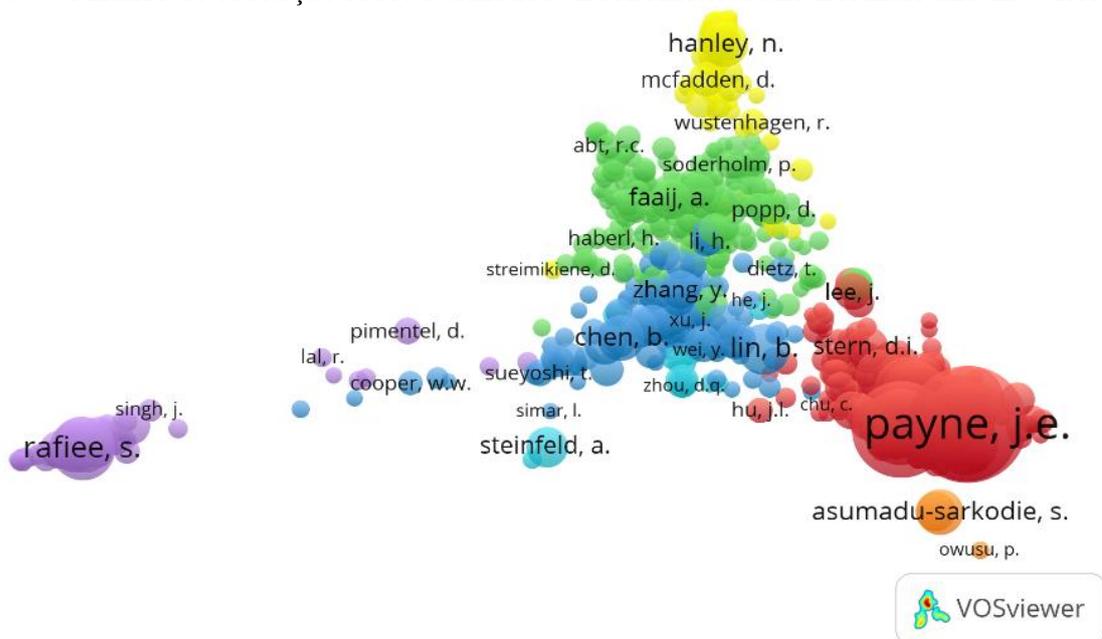
Os únicos *clusters* que interagem são os liderados por Shahbaz, M. e Apergis, N., Bilgili, F. e Tugcuc, T. O grupo de autores trabalham com questões mais amplas, enfatizando o uso da econometria para estabelecer relações macro energéticas e regulatórias entre países ou grupo de países (APERGIS; ELEFThERIOU; VOLIOTIS, 2017; BALCILAR *et al.*, 2018; BILGILI *et al.*, 2017; BILGILI; OZTURK, 2015; SHAHBAZ *et al.*, 2016; SINHA; SHAHBAZ; SENGUPTA, 2018; TUGCU; TIWARI, 2016). Por tratarem-se de análises comparativas entre regiões ou países, a metodologia utilizada por estas pesquisas concentra-se em análise de painel e de séries temporais.

Os demais *clusters* são formados por autores que possuem no máximo oito publicações sobre a temática de interesse e trabalham, praticamente sozinhos, com exceção ao *cluster* liderado por Islam, R. Em grande parte tratam de artigos que estabelecem relações sobre a utilização da biomassa para geração de eletricidade com fatores de mitigação climática e variáveis econômicas como PIB e crescimento populacional usando abordagem de cointegração via modelo de distribuição auto regressiva (BILDIRICI, 2017a, 2014).

Trabalham também com análise da efetividade de políticas públicas de incentivo ao uso da biomassa utilizando análise de painéis (LEAN; SMYTH, 2013) e algumas revisões bibliográficas envolvendo geração de energia a partir de biomassa (SHAFIE *et al.*, 2012; SMITH; SHIVELY, 2018).

Afunilando um pouco mais a análise de relevância da área e influência dos autores, foi realizada análise de Cocitação, que identifica quais são os autores que são mais citados simultaneamente num determinado trabalho. Seguindo os mesmos parâmetros da análise de coautoria, ou seja, seleção de um mínimo de cinco artigos, com 25 citações cada, foram selecionados 395 autores, divididos em cinco clusters (Figura 9).

Figura 9 - Análise de cocitação sobre a temática “Econometrics and Biomass and Electricity”



Fonte: Vosviewer – Elaboração própria com dados da SCOPUS, 2022.

A análise de cocitação demonstra que apesar de uma produção conjunta baixa, mas ao mesmo tempo com diversos autores pesquisando sobre o mesmo objeto, conforme visto na análise de coautoria, a temática “Econometrics, Biomass e Electricity” mostra similaridade entre os trabalhos citados, ao menos dentro dos *clusters*. A Figura 9 permite observar uma redução do número de *clusters*, quando comparado com a análise de coautores (16 para seis), evidenciando aproximação dos trabalhos.

O autor Rafiee, S., por exemplo, que é um dos autores com maior número de publicações e citações, 14 e 470, respectivamente, que trabalha com questões relacionadas à

eficiência energética e o uso de tecnologias e fontes mais limpas para geração de eletricidade, é comumente citado conjuntamente com Pimentel, D., Cooper, W. e Singh, S.. Payne, J. E. Este último, possui nove artigos sobre o tema de interesse, dois dos quais, em colaboração com Apergis N., os mais citados. O primeiro é *Renewable energy consumption and economic growth: Evidence from a panel of OECD countries* (APERGIS; PAYNE, 2010), com 367 citações. Os autores discorrem sobre a relação entre crescimento econômico e uso de energias renováveis, entre elas a madeira, nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Se utilizando do teste da raiz unitária para dados em painel, que permite coeficientes autorregressivos heterogêneos, descobrem que há uma relação de equilíbrio de longo prazo entre o PIB real e o consumo de energia renovável, indicando que o aumento de 1% nesta última, ocasionaria um acréscimo de 0,76% no PIB.

O segundo trabalho da dupla, com 242 citações é intitulado *Renewable and non-renewable consumption-growth nexus: Evidence from a panel error correction model* (APERGIS; PAYNE, 2012). Os autores evidenciam, também por meio de análise de painel, a relação entre crescimento econômico e o consumo total de energia renovável e energia não-renovável e os impactos destas sobre a formação de capital fixo e mão-de-obra. Os resultados do painel mostraram que existe uma causalidade bidirecional entre o consumo de energia renovável e o crescimento econômico, bem como, entre o consumo de energia não renovável e o crescimento econômico, tanto a curto como a longo prazo. Além disso, os resultados também revelam que o consumo de energia renovável e não renovável pode servir como substitutos entre si.

Apesar da existência de inúmeros estudos, é possível perceber que existe uma carência de pesquisas que utilizem modelagem econométrica para estimar parâmetros relacionados a preço e renda e demais regressores que influenciam o consumo de eletricidade gerada através de biomassa. Especificamente relacionado a este tema, o único trabalho encontrado foi o de Song *et al.* (2012) que estimou as elasticidade-preço e renda da demanda residencial de energia proveniente da madeira, nos Estados Unidos. Mesmo assim, a referida pesquisa modelou os parâmetros para geração de energia primária, e não para energia elétrica.

A partir desta lacuna, parte do trabalho desenvolvido por este estudo buscou identificar os parâmetros que influenciam a demanda de energia elétrica gerada a partir do bagaço de cana-de-açúcar no Brasil, verificando os fatores que estão associados estatisticamente ao consumo de bioeletricidade sucroenergética. Essa temática se configura como inovadora e traz diferentes perspectivas de análise para o setor sucroalcooleiro, tais

como planejamento energético, análise de potencial de produção e capacidade ociosa *versus* produção e estimativas futuras de consumo.

Apesar da impossibilidade de identificação da fonte primária de eletricidade consumida, a menos que se caracterize como autoprodução, se partiu do pressuposto que a eletricidade enviada ao SIN pelo setor sucroenergético é consumida próximo a origem da geração. Este pressuposto faz sentido, pois quanto mais próximo da origem a eletricidade é consumida, menores são os custos de transmissão, assim como os níveis de perda.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA, BASES CONCEITUAIS E DESCRIÇÃO DAS ETAPAS DO ESTUDO

Este capítulo apresenta os aspectos metodológicos utilizados na pesquisa, abrangendo o percurso documental, o mapeamento das biomassas de interesse, sua metodologia de cálculo para conversão em eletricidade e técnicas de SIG empregadas e a construção dos modelos econométricos usados para modelar o consumo residencial, industrial e a demanda por bioeletricidade proveniente do bagaço da cana-de-açúcar.

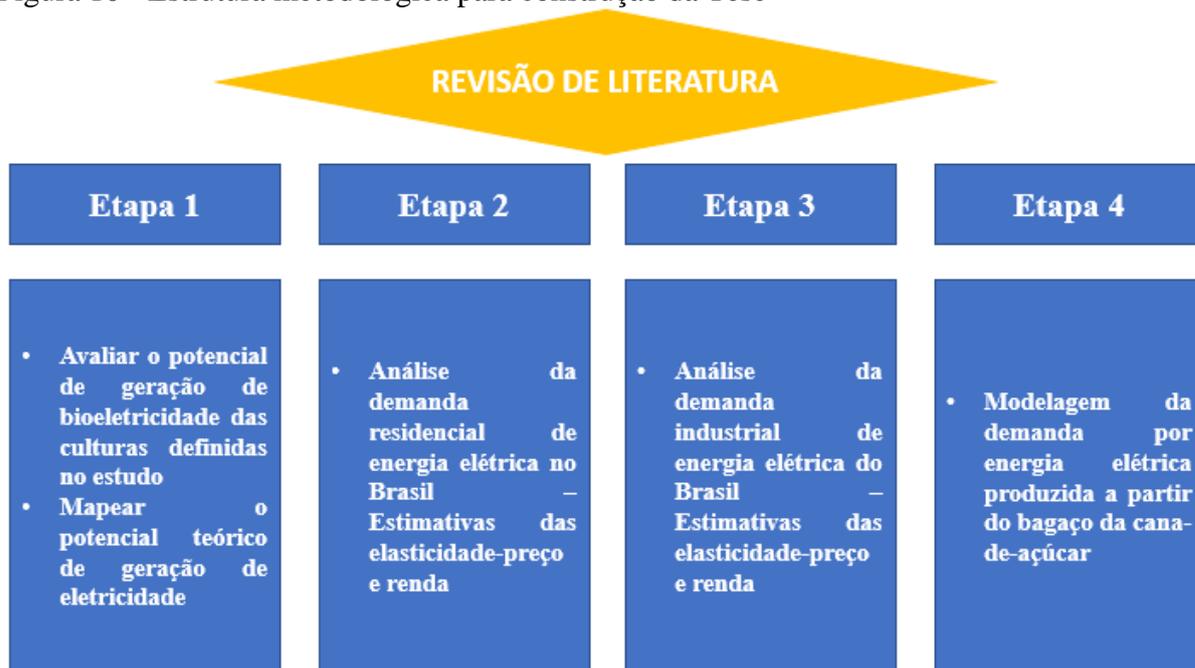
Para alcançar os objetivos propostos, o estudo foi dividido em quatro grandes etapas, além, do processo de revisão de literatura. Um dos principais recursos metodológicos utilizados para construção da revisão teórica foi a busca nas bases *Web of Science* e SCOPUS. Ambas, possuem caráter multidisciplinar e integram todas as fontes relevantes para a pesquisa básica, aplicada e inovação tecnológica através de patentes, fontes da *web* de conteúdo científico, periódicos de acesso aberto, memórias de congressos e conferências.

Após a consolidação do referencial teórico, partiu-se para a construção da primeira grande etapa do estudo, que contemplou o primeiro e o segundo objetivo específico desta Tese: a) avaliar o potencial de geração de bioeletricidade a partir a produção do ano de 2020 das culturas: cana-de-açúcar, resíduos florestais (eucalipto), casca de coco da baía, casca de arroz, casca de castanha de caju e capim elefante (para este, foram utilizados dados de 2018, devido à indisponibilidades de dados mais recentes) e b) mapear por meio de SIG o potencial teórico de geração de energia elétrica, bem como, eventual potencial de geração excedente, das culturas em estudo, expondo os resultados por meio de mapas temáticos.

A segunda etapa está relacionada à análise da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. Nesta fase, foram coletados dados mensais das variáveis utilizadas no modelo: preço da eletricidade residencial, renda mensal, temperatura média e índice pluviométrico. A terceira etapa realizou análise das elasticidade-preço e renda da demanda industrial de eletricidade. Por se tratar de uma temática mais restrita, seis modelos estáticos e autorregressivos e mais um modelo dinâmico foram utilizados no processo de análise. Para o setor industrial foi possível verificar também, parte dos impactos causados pela COVID 19 no consumo de eletricidade.

E por fim, a quarta etapa que realizou a modelagem da demanda por energia elétrica oriunda do bagaço da cana-de-açúcar. Além das estimativas dos parâmetros de preço e renda, foram analisadas as principais variáveis que influenciam o setor sucroenergético, tais como: produção de cana-de-açúcar, preço do etanol, consumo geral de eletricidade e índice pluviométrico. As etapas estão ilustradas na Figura 10.

Figura 10 - Estrutura metodológica para construção da Tese



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Os pontos principais de cada etapa foram detalhados nas subseções metodológicas subsequentes.

3.2 ANÁLISE DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA VEGETAL NO BRASIL

A partir da produção verificada junto ao IBGE, e utilizando equações consolidadas do Atlas de Bioenergia do Brasil (COELHO; MONTEIRO; KARNIOL, 2012), que também são frequentemente utilizadas em atlas estaduais, os valores de produção de cada biomassa vegetal estudada, foram convertidos para MW, buscando avaliar o potencial de geração de bioeletricidade das culturas e resíduos. O processo teórico de conversão, bem como as

equações utilizadas são descritas, detalhadamente, a seguir, para cada biomassa de interesse do presente estudo.

3.2.1 Bagaço de cana-de-açúcar

O potencial de geração de energia elétrica é calculado multiplicando-se a eficiência do processo, dado em quilowatt hora, pela quantidade de cana colhida em cada município brasileiro em 2020, que foi fornecido pela PAM do IBGE, (2021a) (Equação 3.1). O cenário de eficiência do processo foi estabelecido em 30 kWh/tonelada de massa seca de cana (MC), embasado no estudo de Trombeta e Caixeta Filho (2017), que pesquisando indicadores agroindustriais para a indústria da cana-de-açúcar, descobriram que mais de 60% das caldeiras das indústrias analisadas apresentam tecnologia de baixa pressão (até 48 bar) e 69% das turbinas são do tipo de contrapressão simples. O parâmetro também é utilizado com frequência pelo setor sucroalcooleiro para estabelecer eficiência das caldeiras. Foi também estabelecido o pressuposto que o sistema opere apenas durante a principal safra (abril a novembro), com operação de 95% das horas deste período, totalizando o tempo de 5.563 horas.

$$MW/Ano = \frac{(MC * 30KWh/t)}{(1.000 * 5.563)} \quad (3.1)$$

3.2.2 Casca de arroz

Para cálculo do potencial de geração de energia elétrica foi utilizado o valor da safra em 2020, que é fornecido pelo IBGE (2021a) em toneladas de arroz produzido. Dessa forma, é necessário considerar apenas a casca como resíduo. Para essa estimativa foi utilizado o estudo de Oliveira *et al.* (2015), que afirma que aproximadamente 22% do arroz é constituído de casca. Assim, foi considerado 22% do balanço de massa do arroz (MA) no cálculo. O PCI utilizado foi de 13,8 MJ/kg (OLIVEIRA *et al.*, 2015). O cálculo do potencial foi efetuado conforme Equação 3.2:

$$MW/Ano = \frac{[(MA * 0,22) * (PCI * 0,15)]}{(860 * 8.322)} \quad (3.2)$$

A eficiência considerada do processo foi de 15% e pressupõe-se que o sistema opere em 95% das horas anuais, resultando em 8.322 horas de operação por ano. A conversão de kcal/kg para MWh/kg é dada pela divisão por 860.

3.2.3 Casca de coco da baía

A PAM de 2020 do IBGE informa a quantidade em mil frutos, sendo, portanto, necessário estabelecer um peso médio para cada fruto. O valor estabelecido foi selecionado conforme Atlas de Bioenergia do Brasil (COELHO; MONTEIRO; KARNIOL, 2012) de 0,5 kg. No entanto, é necessário considerar apenas a casca do fruto como resíduo agrícola aproveitável para geração de bioeletricidade. De acordo com Marcelino, Melo e Torres (2017), a casca representa, em média, 57% do fruto. O PCI considerado foi de 14,3 MJ/kg (MONIR *et al.*, 2018). Assim, o cálculo foi disposto conforme a Equação 3.3. Os parâmetros de eficiência, utilização e conversão foram os mesmos utilizados para a casca de arroz.

$$MW/Ano = \frac{\{[(Mil\ frutos * 0,5kg) * 0,57] * (PCI * 0,15)\}}{(860 * 8.322)} \quad (3.3)$$

Importante destacar que, apesar da inexistência de empreendimentos que utilizem a casca de coco como insumo para geração elétrica, esta já foi considerada para esse fim, especialmente em regiões isoladas, onde há dificuldade em implementar linhas de transmissão, como determinadas áreas na floresta amazônica e interior do Nordeste (CARMO, 2013; SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015).

3.2.4 Casca de castanha de caju

Para cálculo do potencial de produção de bioeletricidade é necessário conhecer o percentual da casca sobre a castanha. De acordo com Morais (2009) e Paiva, Garruti e Silva Neto (2000), a casca representa 45% a 50% do peso da castanha. Para esta pesquisa, foi utilizado o valor mais conservador de 45% (Massa da castanha de Caju – MC, dado em toneladas). O PCI considerado foi de 17,5 MJ/kg (FIGUEIREDO, 2011). A eficiência do processo foi de 15%, pressupondo que funcione em 95% das horas anuais, totalizando 8.322

horas. Para conversão de kcal/kg para kWh/kg, a equação é dividida por 860, conforme Equação 3.4, a seguir:

$$MW/Ano = \frac{[(MC * 0,45) * (PCI * 0,15)]}{(860 * 8.322)} \quad (3.4)$$

3.2.5 Capim elefante

De acordo com Marafon *et al* (2016) e Saraiva e Konig (2013), o PCI médio da gramínea, em suas diversas variedades, é de 17,3 MJ/kg e a técnica utilizada para sua conversão é semelhante à utilizada pela cana-de-açúcar, ou seja, multiplicando-se a eficiência do processo, dado em quilowatt, pela quantidade de capim elefante produzido no Brasil em 2018, dado em toneladas (Equação 3.5). O cenário de eficiência considerado foi de 30 kWh/t, e partiu-se do pressuposto, já que o capim elefante é produtivo durante todo o ano, que o sistema opere em 95% das horas anuais, totalizando 8.322 horas.

$$MW/Ano = \frac{(Massa\ seca\ de\ capim\ elefante * 30KWh/t)}{(1.000 * 8.322)} \quad (3.5)$$

3.2.6 Eucalipto

Para essa pesquisa, foram consideradas as informações fornecidas pelo IBGE (2020a) da madeira em tora já processada, tendo como base de cálculo a madeira *Eucalyptos Benthameii*, espécie proveniente da Austrália e a mais comum do Brasil. Foi considerado apenas o resíduo resultante de seu processamento, ou seja, 40% (ABT; ABT, 2013; BLOIS *et al.*, 2017; CONRAD *et al.*, 2010). O dado fornecido pelo IBGE está em metros cúbicos (m³), sendo necessário converter esses valores, numa relação de 1 m³ para 0,61 toneladas (densidade da madeira) (CAMPBELL; VENN; ANDERSON, 2018; HARRIS *et al.*, 2018). De posse do percentual de resíduos gerados (40%) e do PCI de 18,3 MJ/kg (SILVA *et al.*, 2015), bem como, eficiência de 15%, funcionando 95% das horas anuais, tem-se a Equação 3.6:

$$MW/Ano = \frac{[(Massa\ seca\ de\ madeira * 0,4) * (PCI * 0,15)]}{(860 * 8.322)} \quad (3.6)$$

Coletados os dados e realizadas as devidas conversões, conforme demonstrado nas equações anteriores, foi utilizado o *software* livre, com código-fonte aberto QGIS, versão 3.0.1, para construção dos mapas temáticos, expostos na seção quatro deste trabalho. Os *shapes* dos mapas brasileiros foram recolhidos junto à base cartográfica do IBGE. Posteriormente, os potenciais calculados foram adicionados à tabela de atributos dos mapas, para sua construção.

A análise dos mapas permitiu uma melhor visualização das potencialidades brasileiras em termos de biomassa vegetal para geração de energia elétrica. Este recorte da pesquisa, permitiu a construção e publicação do artigo intitulado: *Potential of electric energy generation from vegetable biomass in different regions of brazil: mapping and analysis*⁹

3.3 ESTIMATIVA DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA

A presente temática, estimativa das elasticidades-preço e renda da demanda residencial de eletricidade no Brasil (2004 a 2019), alvo do terceiro objetivo deste estudo (ilustrado também na Figura 10) analisou a evolução do consumo residencial de energia elétrica do país.

O objetivo desta subseção é demonstrar a base metodológica de construção do modelo para estimar a elasticidade-preço e a elasticidade-renda da demanda residencial de eletricidade no Brasil. Primeiramente foram apresentadas as variáveis utilizadas e suas fontes: o preço (tarifa elétrica residencial), a renda, a temperatura média e o nível de pluviosidade.

O preço e renda são variáveis clássicas utilizadas para estimativas dos parâmetros de elasticidade-preço e elasticidade-renda. A temperatura média possui estreita relação com o consumo de eletricidade residencial (OKAJIMA; OKAJIMA, 2013; LEE; CHIU, 2011). Em países de temperatura tropical como o Brasil, se espera que o consumo de eletricidade sofra variações positivas à medida em que a temperatura aumenta.

⁹ Para acesso integral ao artigo: <https://periodicos.utfpr.edu.br/rt/article/view/9636>.

O índice pluviométrico, apesar de estar relacionado diretamente à oferta de eletricidade, também possui a capacidade de afetar a demanda. No Brasil, onde a maior parte da eletricidade gerada é de origem hídrica, a quantidade de chuvas está relacionada com as condições de geração que é uma variável fundamental na formação dos preços da energia. Assim, indiretamente (através do preço), o índice pluviométrico pode influenciar o consumo de energia elétrica.

Posteriormente são destacadas as estatísticas descritivas da amostra utilizada, tanto para o cenário nacional, como também para os cenários regionais. Por fim, é demonstrado como o modelo econométrico foi construído, ilustrando suas principais características, vantagens e principalmente sua capacidade de diminuir vieses clássicos como erro de medida, autocorrelação serial e simultaneidade.

Os resultados desta fase da pesquisa permitiram a publicação do artigo intitulado: *Price and income elasticities of residential electricity demand in Brazil and policy implications*¹⁰

3.3.1 Organização dos dados e especificação do modelo – Elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade

O modelo visa estimar a elasticidade-preço e a elasticidade-renda da demanda e alguns de seus determinantes. A variável dependente é o consumo residencial de eletricidade (dado em MWh). São incluídas quatro variáveis explicativas: o preço da eletricidade (tarifa média dada em R\$/MWh), a renda *per capita* (em R\$), o índice de pluviométrico médio (mm) e a temperatura média (°C). Como o trabalho teve também como objetivo captar as elasticidades preço e renda de curto e longo prazos por regiões brasileiras, foram incluídas cinco variáveis *dummy* (variáveis inertes) para identificar a qual região pertence cada estado. Além disso, foi estabelecida uma variável inerte para cada ano da série para capturar o efeito temporal.

Os dados são mensais e coletados para cada um dos 26 Estados mais o Distrito Federal, totalizando, a princípio 5.184 observações. No entanto, observando o comportamento das informações obtidas, notou-se que o preço varia pouco entre as UFs, mas varia consideravelmente entre os anos da própria UF. Desta forma, optou-se por fazer um *collapse*

¹⁰ Para acesso ao artigo: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178721000849>

(redução) nos dados para se ter apenas uma observação por ano por Estado, ficando o painel com 432 observações. A estatística descritiva utilizada no processo foi a mediana.

Os dados são organizados em forma de um painel equilibrado. Os dados de consumo de eletricidade para o setor residencial são provenientes dos relatórios de Consumo e Receita de Distribuição da ANEEL (2020b). A variável consumo é definida como a soma do consumo total do Estado nos meses do ano, dividido pela mediana do número de residências do mesmo período. Ela deve ser interpretada como o consumo anual por residência. Foi considerado o consumo residencial ao invés do consumo total por Estado, a fim de tornar as UFs comparáveis, tendo em vista que Estados com maiores quantidades de domicílios, irão, invariavelmente, consumir mais eletricidade. Para a renda per capita, foi utilizada como *proxy* a renda regional per capita média, que foi obtida através da razão entre o salário regional mensal agregado, extraído do Cadastro Geral de Empregados e Desempregados (CAGED), pelo número total de trabalhadores da região, obtido por meio da confrontação dos dados do CAGED com o relatório da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS)¹¹.

Tanto o preço como a renda foram convertidos em números reais referentes a dezembro de 2019, utilizando o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do IBGE (IBGE, 2020). Importante destacar que desde 1994 os preços da energia elétrica residencial são definidos pela ANEEL e praticado pelas concessionárias, de acordo com as características de cada região, sendo aplicado preço em bloco, cuja medida exata é o preço marginal em bloco (ALBERINI; GANS; VELEZ-LOPEZ, 2011a; REISS; WHITE, 2005). O problema é que no Brasil os preços marginais não estão disponíveis, fazendo com que os estudos que têm sido realizados no país utilizem o preço médio (Irfi *et al.*, 2009; Modiano, 1984; Schmidt e Lima, 2004; Uhr *et al.*, 2017). No entanto, tanto trabalhos mais antigos como Parks e Weitzel (1984), quanto estudos contemporâneos tais como Adom *et al.* (2012) e Nakajima e Hamori (2010), argumentam que as famílias respondem melhor ao preço médio, pois este é o que está efetivamente disponível ao consumidor, fazendo com tomem decisões sobre a variação do consumo a partir dos valores apresentados em sua conta de energia elétrica.

A terceira e quarta variáveis independentes, índice pluviométrico, dado em milímetros (mm) de chuva e temperatura média (dada em °C), visam incorporar o efeito da variação do

¹¹ Os dados utilizados para compor a *proxy* da renda per capita foram extraídos da plataforma RAIS / CAGED do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE). O sítio para acesso à plataforma é: <http://bi.mte.gov.br/bgcaged/>. (Ministério do Trabalho e Emprego, 2020)

clima. A pluviosidade nunca havia sido utilizada em estudos anteriores sobre a sensibilidade da demanda residencial de eletricidade no Brasil, apesar da principal fonte do país ser a hidráulica. Ambas foram extraídas do banco de dados climáticos históricos fornecido pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) (INMET, 2021).

As estatísticas descritivas estão disponíveis nas Tabelas 5 e 6, sendo a primeira referente aos dados nacionais e a segunda aos dados regionais. Elas foram expostas em termos de quartis, sendo primeiramente representado o valor mínimo da amostra, seguido pelo primeiro quartil, onde 25% das observações possuem um valor na variável abaixo dele; a mediana, valor tal que 50% das observações possuem valor abaixo dela; terceiro quartil, onde 75% das observações possuem valor da variável abaixo dele e o valor máximo.

Tabela 5 - Estatísticas descritivas – Dados nacionais (2004 a 2019)

Variáveis	Média	Desvio Padrão	Mínimo	1º Quartil	Mediana	3º Quartil	Máximo
Consumo médio (<i>C</i>) - <i>MWh</i>	1,92	0,73	0,61	1,42	1,85	2,29	9,96
Tarifa média real (<i>P</i>) – <i>R\$/MWh</i>	613,71	116,64	272,6	541,28	614,57	691,36	930,53
Renda média real (<i>INC</i>) – <i>R\$</i>	1.159,79	261,29	644,49	949,59	1.161,79	1.335,54	1.977,20
Pluviosidade (<i>Rain</i>) – <i>mm/mês</i>	122,01	55,1	18,3	78,05	115,25	153,89	304,45
Temperatura média (<i>TEMP</i>) – <i>°C</i>	25,31	2,67	17,03	24,52	26,37	27,2	29,29

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. Número de observações = 432. *C* representa o consumo anual por residência em *MWh*. *P* representa o valor da tarifa média de eletricidade residencial, medida em reais brasileiros por *MWh*. A renda real, em reais brasileiros, está representada por *INC*. Tanto tarifa como consumo foram atualizadas para valores reais de dezembro de 2019. O nível de pluviosidade (*Rain*) está medido em milímetros (mm) e a temperatura média (*TEMP*) está em graus centígrados.

Para os dados regionais, foi aplicada a mesma metodologia de análise utilizada no cenário nacional. Ou seja, todas as variáveis sofreram processo de *collapse*, visando obter apenas um número para cada período. Os resultados das estatísticas descritivas regionais estão expostos na Tabela 6.

Tabela 6 - Estatísticas descritivas – Dados regionais (2004 a 2019)

Região	Variável	Média	Desvio Padrão	Mínimo	1º Quartil	Mediana	3º Quartil	Máximo
Centro-Oeste	Consumo médio (<i>C</i>) - <i>MWh</i>	2,16	0,67	0,61	1,81	2,14	2,48	5,33
	Tarifa média real (<i>P</i>) – <i>R\$/MWh</i>	640,71	111,73	380,77	568,26	647,65	706,56	868,20
	Renda média real (<i>INC</i>) – <i>R\$</i>	1227,12	253,67	761,33	1033,10	1233,99	1416,54	1769,55
	Pluviosidade (<i>Rain</i>) – <i>mm/mês</i>	98,84	38,18	37,00	69,79	94,05	129,14	190,20
	Temperatura média (<i>TEMP</i>) – <i>°C</i>	24,85	2,08	21,12	23,53	25,38	26,58	27,72

Nordeste	Consumo médio (C) - MWh	1,35	0,18	1,02	1,20	1,35	1,46	1,76
	Tarifa média real (P) – R\$/MWh	591,47	91,96	421,74	521,20	577,64	650,13	854,04
	Renda média real (INC) – R\$	1051,35	215,54	644,49	864,34	1081,69	1232,10	1436,07
	Pluviosidade (Rain) – mm/mês	106,07	47,69	18,30	68,99	98,35	139,96	224,90
	Temperatura média (TEMP) - °C	26,73	0,74	24,52	26,27	26,77	27,26	29,29
Norte	Consumo médio (C) - MWh	2,38	0,98	1,16	1,83	2,22	2,79	9,96
	Tarifa média real (P) – R\$/MWh	583,85	139,32	272,60	495,99	603,63	683,71	907,82
	Renda média real (INC) – R\$	1110,78	212,80	695,65	950,13	1127,57	1281,92	1520,24
	Pluviosidade (Rain) – mm/mês	171,18	59,16	31,70	133,01	164,90	215,70	304,45
	Temperatura média (TEMP) - °C	27,22	0,84	25,36	26,84	27,24	27,71	29,03
Sudeste	Consumo médio (C) - MWh	1,97	0,37	1,33	1,57	2,02	2,32	2,55
	Tarifa média real (P) – R\$/MWh	679,95	107,51	420,80	623,14	671,96	752,17	930,53
	Renda média real (INC) – R\$	1343,39	291,00	769,58	1128,07	1324,61	1509,27	1977,20
	Pluviosidade (Rain) – mm/mês	93,93	31,23	43,80	73,08	85,53	112,98	171,70
	Temperatura média (TEMP) - °C	23,25	1,79	20,12	21,58	23,77	24,82	25,97
Sul	Consumo médio (C) - MWh	2,15	0,22	1,81	1,97	2,12	2,28	2,79
	Tarifa média real (P) – R\$/MWh	625,75	101,00	433,84	562,80	620,78	677,12	848,76
	Renda média real (INC) – R\$	1264,94	270,00	866,71	1012,83	1244,96	1517,00	1711,91
	Pluviosidade (Rain) – mm/mês	123,41	32,36	67,95	109,18	121,15	137,05	236,70
	Temperatura média (TEMP) - °C	19,99	1,51	17,03	18,60	20,35	21,20	22,82

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. Número de observações: Centro-Oeste (64), Nordeste (144), Norte (112), Sudeste (64) e Sul (48).

3.3.1.1 Teste de raiz unitária do painel – Consumo Residencial

Os métodos mais comuns para estimar a função demanda do consumo residencial de eletricidade são as técnicas de cointegração na estrutura ARDL – *Autoregressive Distributed Lag* (funcionam bem para painéis com número de indivíduos – N e períodos de tempo – T, grandes), e o outro são as técnicas de ajuste parcial, que respondem bem quando a estrutura de dados possui N pequeno com T pequeno (ALBERINI; GANS; VELEZ-LOPEZ, 2011a; DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; OKAJIMA; OKAJIMA, 2013). Dado o conjunto de dados analisado com N = 27 grupos (26 Estados e o Distrito Federal) e T = 16 anos, um modelo de ajuste parcial seria mais adequado que a estrutura ARDL.

Assim, nesta subseção, a variável dependente foi submetida ao teste da raiz unitária, ou seja, foi verificado se ela tem propriedade não estacionária, que causa uma desvantagem

em potencial¹² para o estimador de primeira diferença (FD GMM), proposto por Arellano e Bond (1991). Caso o consumo de eletricidade possua pelo menos uma raiz unitária, poder-se-ia utilizar o estimador SY GMM, proposto por Blundell e Bond (1998), para superar essa dificuldade.

Para decidir entre os dois modelos, foi realizado o teste da raiz de unidade do painel proposto por Pesaran (2007). Há duas gerações deste teste. A primeira pressupõe independência transversal, que no caso específico, significa que as observações de Estados diferentes são independentes, enquanto que a segunda opção é robusta (funciona em situação de dependência ou independência entre as observações). Se a hipótese nula do teste (observações independentes) for rejeitada, será necessário utilizar a segunda geração do teste de raiz unitária do painel.

A Tabela 7 apresenta os resultados do teste de dependência transversal de Pesaran, que rejeitou fortemente a hipótese nula de ausência de dependência transversal nos dados. Ao nível de 1% de significância, as observações de Estados diferentes não são independentes, indicando que os testes de unidade de painel de segunda geração são mais apropriados aos dados.

Tabela 7 - Teste de dependência transversal de Pesaran – Consumo residencial

Variável	Estatística do teste
Consumo Médio por Residência	39.75***
Tarifa Média Real	50.83***
Renda Real	73.82***
Pluviosidade	7.23***
Temperatura Média	20.86***

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. A estatística do teste de dependência transversal entre os dados dos Estados segue distribuição Normal $N(0,1)$ e indica rejeição da hipótese nula de dependência ao nível de 1% (***).

Os resultados do teste de dependência transversal de segunda geração de Pesaran (2007), para testar se a variável dependente tem uma propriedade de raiz de unidade próxima, estão expostos na Tabela 8. Como a hipótese de que a variável dependente tem pelo menos uma raiz unitária ao nível de 10% de significância, tanto quando há tendência determinística e quando não há, não foi satisfeita, isto indica que o estimador SY GMM seria o mais apropriado para apreciação dos dados, sendo adotado no restante da análise.

¹² A principal desvantagem é que a variável dependente defasada é correlacionada com o efeito fixo, que por sua vez, é parte do componente do erro do modelo, garantindo viés dinâmico do estimador (ARELLANO; BOND, 1991).

Tabela 8 - Segunda geração do teste transversal de Pesaran – Consumo residencial

Variável	Com tendência		Sem tendência	
	Estatística do teste	p	Estatística do teste	p
<i>C</i>	-1.08	> 0.10	-1.01	> 0.10
<i>P</i>	-2.41	> 0.10	-1.62	0.05
<i>INC</i>	-2.33	> 0.10	-1.50	> 0.10
<i>Rain</i>	-2.35	> 0.10	-1.79	0.02
<i>TEMP</i>	-2.13	> 0.10	-1.58	0.06

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. A estatística do teste de raiz unitária do painel de Pesaran segue distribuição $N(0,1)$. Rejeição de que não há raiz unitária ao nível de 10% (*).

3.3.1.2 Especificações do modelo econométrico

Escolhidas as variáveis, o modelo ajustado em nível, através de GMM, para estudar a elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade, no Brasil, seguiu a forma de \ln - \ln (logaritmo neperiano), e pode ser escrito conforme Equação 3.7:

$$\ln C_{i,t} = \alpha + \beta_1 \ln P_{i,t} + \beta_2 \ln INC_{i,t} + \rho_1 \ln C_{i,t-1} + \gamma_1 \ln Rain_{i,t} + \gamma_2 \ln TEMP_{i,t} + \mu \quad (3.7)$$

onde, (i) , $i = 1, 2, \dots, 27$, representa os Estados e (t) , $t = 2004, 2005, \dots, 2019$ representa a escala temporal. A variável dependente é consumo residencial de eletricidade no estado i no ano t , representada por $\ln C_{i,t}$. $P_{i,t}$ é a tarifa média real no estado i no ano t , $INC_{i,t}$ denota a renda real no estado i no ano t . A variável pluviosidade no estado i no ano t é representada por $Rain_{i,t}$ e a temperatura média em graus Celsius é dada por $TEMP_{i,t}$. $C_{i,t-1}$ é uma variável dependente defasada. Representa o consumo médio do estado i , no ano $t-1$. α é o efeito temporal e finalmente μ é o termo de erro.

A partir do modelo, foram estimadas as elasticidades-preço de curto prazo (β_1) e de longo prazo, escrita conforme Equação 3.8. O modelo também permitiu o cálculo das elasticidade-renda de curto prazo (β_2), bem como o valor de longo prazo, escrito de acordo com Equação 3.9.

$$Elasticidade - \text{preço de longo prazo} = \frac{\beta_1}{1 - \rho} \quad (3.8)$$

$$\text{Elasticidade – renda de longo prazo} = \frac{\beta_2}{1 - \rho} \quad (3.9)$$

Foram considerados dois conjuntos diferentes de variáveis instrumentais. O primeiro considerou atraso no consumo de dois períodos e atrasos de um período na tarifa e na receita: $C_{i,t-2}$, $P_{i,t-1}$ e $INC_{i,t-1}$, enquanto que o segundo considerou atrasos de dois e três períodos na variável dependente e novamente um atraso no preço e na renda: $C_{i,t-2}$, $C_{i,t-3}$, $P_{i,t-1}$ e $INC_{i,t-1}$. As variáveis instrumentais usadas neste contexto são importantes pois a presença das variáveis independentes por si, no modelo, não informa se a variação no consumo de eletricidade é proveniente de uma tendência de crescimento, por exemplo, de forma que o erro de predição vai depender da variável dependente no passado (se existe viés de crescimento, o resultado será uma estimativa subestimada; se existe viés de decréscimo, a tendência é um resultado de predição superestimada).

No entanto, se for utilizado o valor da variável dependente nos últimos dois ou três períodos, como variáveis instrumentais, esses vieses são levados em consideração quando estimado o modelo, de forma a corrigir eventuais erros de predição. Dessa forma, foram considerados dois conjuntos de instrumentos, ou seja, dois modelos, a fim de observar a sensibilidade dos resultados em relação às variáveis instrumentais. Os resultados de ambos os modelos foram muito próximos nas duas situações consideradas, indicando sua robustez.

3.4 ESTIMATIVA DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA

O quarto objetivo específico deste estudo foi atendido por meio das estimativas da Elasticidade-preço e Elasticidade-renda da demanda industrial de energia elétrica (Figura 10). Além das estimativas dos parâmetros, foi possível, através dos resultados, verificar parte dos impactos causados pela COVID 19 no consumo industrial de eletricidade, uma vez que, o período de análise se estendeu de 2003 a 2020.

O setor industrial consome 36,6% de toda eletricidade produzida no país. Mas diferente do setor residencial, o ramo industrial não possui uma quantidade substancial de trabalhos na literatura. Na realidade, a maior parte dos estudos que estimaram a sensibilidade da demanda do consumo de eletricidade no ramo industrial exploraram em conjunto com a estimativa da demanda residencial (ADOM, 2017; ADOM; BEKOE; AKOENA, 2012; WANG; MOGI, 2017a).

Devido a esta carência, a presente pesquisa adotou uma postura mais abrangente, em termos de modelagem econométrica. Para sua modelagem e análise, foram utilizados seis estimadores de dados empilhados e mais um estimador dinâmico, totalizando o uso de sete modelos de análise. As especificidades dos estimadores utilizados foram detalhadas nas subseções posteriores.

3.4.1 Especificações dos modelos econométricos – Elasticidade-preço e Elasticidade-renda da demanda industrial de eletricidade

Foi determinada a relação entre a demanda industrial de eletricidade e seus fatores determinantes através de um painel balanceado com 13 indivíduos e 216 meses (janeiro de 2003 a dezembro de 2020), totalizando 2.808 observações. A variável dependente é consumo industrial de eletricidade por Estado, dado em MWh. Foram incluídas sete variáveis independentes. A primeira variável independente é o preço (tarifa) da eletricidade industrial, dado em real por MWh (R\$/MWh). A segunda variável é a produção industrial, representada pelo índice de produção industrial do IBGE, que mede a produção física industrial mensal por estado no país. Foi inserida também uma variável que está atrelada ao consumo energético industrial, o preço do gás natural, dado em Reais por m^3 (R\$/ m^3). A indústria é o segundo maior consumidor de gás natural (25,7%), atrás apenas do uso do gás para geração de eletricidade (37,4%) (EPE, 2020a).

Duas variáveis macroeconômicas, que também possuem a capacidade de explicar a demanda industrial por eletricidade, foram utilizadas: o nível de emprego na indústria e o nível de importação. As duas últimas variáveis independentes visam captar o efeito da variação do clima: nível pluviométrico e temperatura média. Foram acrescentados dois conjuntos de variáveis inertes. O primeiro, diferenciando o período com e sem a presença da COVID – 19, buscando captar parte dos efeitos da crise sanitária no consumo de energia elétrica industrial. O período sem COVID se estende de janeiro de 2003 a março de 2020, enquanto que o com COVID parte de abril de 2020 a dezembro de 2020. O segundo conjunto distingue os Estados mais e menos industrializados.

Importante ressaltar que foram coletados dados dos 13 Estados com maior representação em termos de atividade industrial, ou seja, Estados que possuem participação de pelo menos 1% na atividade industrial brasileira. Esta decisão foi tomada em virtude de o

IBGE fornecer informações sobre a produção física industrial adotando este critério¹³. A Tabela 9, identifica os Estados mais e menos industrializados, conforme critério adotado nesta pesquisa, e sua respectiva participação na estrutura industrial brasileira entre parênteses.

Tabela 9 - Agrupamento de Estados por nível de industrialização

Grupo	Estados
Mais industrializados	São Paulo (33.1%), Rio de Janeiro (11,6%), Minas Gerais (8.8%), Rio Grande do Sul (6.3%), Paraná (6,1%) e Santa Catarina (5.1%)
Menos industrializados	Amazonas (1.5%), Ceará (2.0%), Espírito Santo (2.1%), Pará (2.1%), Pernambuco (2.5%), Goiás (2.7%) e Bahia (4,0%).

Fonte: IBGE, 2021.

Nota: Para definição dos Estados mais e menos industrializados foi utilizado o critério de participação do PIB industrial de cada estado sobre o PIB industrial do Brasil. Estados com participação menor que 5% foram considerados menos industrializados, enquanto Estados com participação acima deste patamar, foram classificados como mais industrializados. Entre parênteses, foi evidenciada a participação relativa média de cada estado no total da indústria brasileira de 2003 a 2018. Não foi utilizado todo o período, devido ao fato das informações sobre o PIB industrial estarem disponíveis até o ano de 2018.

Para estimar corretamente as elasticidades preço e produto da demanda industrial de energia elétrica, deve-se garantir o controle das principais fontes de viés: erro de medida, autocorrelação serial e simultaneidade (WOOLDRIDGE, 2012). O primeiro poderia ocorrer se a agência responsável pela coleta dos dados reportasse informações com erros e estes fossem mais determinísticos que aleatórios. Como os dados são provenientes de bases de dados oficiais, utilizadas por inúmeros pesquisadores, para os mais diversificados estudos, foi considerado que a presença deste viés é pouco provável.

A autocorrelação serial também deve ser cuidadosamente observada. Esta ocorre quando variáveis relevantes estão correlacionadas com outros regressores do modelo, fazendo com o que o termo de erro se correlacione com as variáveis explicativas, tornando os parâmetros tendenciosos e inconsistentes. Apesar de ser uma fonte importante de inconsistência dos modelos econométricos, a abordagem dos dados por meio de painel possibilita eliminar ou diminuir esta fonte de viés quando as variáveis omitidas são constantes ao longo do tempo (CAMERON; TRIVEDI, 2009; WOOLDRIDGE, 2012). Além do disso, o uso de estimadores de efeitos fixo e aleatórios com termos de erro AR(1) auxiliam a corrigir este viés.

¹³ O IBGE fornece informações dos Estados que têm representatividade mínima de 1% em relação à produção industrial total do Brasil. O instituto fornece informações de 14 Estados. No entanto, utilizamos apenas 13, pois as informações do estado do Mato Grosso, estão disponíveis apenas a partir de 2012, ano no qual este passou a ter representatividade acima de 1%.

O problema da simultaneidade, no entanto, seria a fonte mais crível de endogeneidade no caso específico da presente pesquisa. Este viés é muito comum em situações de análise de mercado onde oferta e demanda interagem, como é o caso do setor elétrico. No Brasil, o setor elétrico industrial é formado por diferentes estruturas de mercado, onde as empresas podem estar situadas entre os geradores e distribuidores de eletricidade (mercado de fatores de produção) e os consumidores finais de seus produtos (mercado de bens e serviço). Desta forma, no mercado de fatores de produção, elas interagem tanto com estruturas de mercado monopolizadas, onde há apenas um fornecedor de eletricidade credenciado para determinada região (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), ou estruturas oligopolizadas, em especial as empresas que adquirem eletricidade a partir do mercado livre de energia (Ambiente de Contratação Livre – ACL), onde os preços são negociados através de contratos individualizados entre indústria e fornecedor.

Por sua vez, do lado dos bens e serviços, o setor elétrico industrial também atua em mercados com características próximas à concorrência perfeita, onde não possui controle sobre o preço dos bens produzidos, bem como mercados oligopolizados, onde existem poucos fornecedores de determinados produtos e graus de diferenciação entre eles, além de existir dependência entre as decisões estratégicas entre as empresas, especialmente àquelas relacionadas as decisões sobre os preços que serão praticados (JEHLE; RENY, 2011).

Dessa forma, apesar de 98.3% das unidades industriais atuarem no ACR, 75% do consumo do setor se concentra no ACL (EPE, 2021b), fazendo com que os contratos homologados no ambiente livre possam ter influência na determinação do preço da energia elétrica utilizada pelas indústrias. Esta característica do setor elétrico industrial leva a crer que o preço não seja exógeno, ou seja, ele pode ser influenciado tanto pelo lado da oferta (produtores e geradores), tanto pelo lado da demanda, por meio dos contratos de grandes indústrias intensivas em eletricidade com os produtores e distribuidores, fazendo com que o viés de simultaneidade esteja presente. A utilização de variáveis instrumentais, como por exemplo, o consumo e o preço defasado, pode auxiliar a controlar este problema.

Ainda do ponto de vista microeconômico, independente da estrutura de mercado em que a indústria atue, ela vai sempre procurar a maximização do lucro econômico, que corresponde à produção onde a receita marginal se iguala ao custo marginal (CHURCH; WARE, 2000). Dessa forma, em cenários onde há alta concorrência, aumentos na tarifa de eletricidade não poderão ser repassados integralmente aos preços dos bens produzidos pelas empresas, pois isso pode significar perda de receita. Então, para continuar maximizando o

lucro, as indústrias diminuem sua produção. Esse preceito microeconômico pode auxiliar a explicar, por exemplo, porque variações positivas na tarifa elétrica afetam de forma diferenciada Estados mais industrializados e menos industrializados, como se poderá verificar nas seções posteriores.

Assim, para dados em painel longo ($T > N$), o modelo pode ser especificado de acordo com o seguinte modelo teórico:

$$y_{i,t} = \beta_{0i} + \lambda_t + x'_{it}\beta_1 + \varepsilon_{it} \quad 3.10$$

onde os efeitos individuais de β_{0i} podem ser incorporados em x'_{it} como variáveis inertes para cada um dos períodos da análise, gerando uma grande quantidade de efeitos de tempo. Como o número de períodos é maior que o número de grupos (regressores x'_{it}), eles contemplam β_{0i} (efeitos individuais), o efeito temporal e o vetor de variáveis do indivíduo, podendo ser reescrito da seguinte forma:

$$y_{i,t} = x'_{it}\beta_1 + \mu_{it} \quad 3.11$$

Como o painel é longo, exige-se especificar um modelo que considere o viés de autocorrelação serial dos termos de erro (HARRIS; M'TY'S; SEVESTRE, 2008; MADDALA *et al.*, 1997). Assim, os modelos *Pooled*, estimados por meio de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) e Mínimos Quadrados Generalizados (MQG) podem fornecer estimadores robustos e consistentes, pois permitem a utilização de modelos com Termos de Erro AR(1) para ε_{it} heterocedástico (BALTAGI; GRIFFIN, 1984; HOECHLE, 2007), podendo ser escrito conforme equação 3.12:

$$\mu_{it} = \rho_i \mu_{it-1} + \varepsilon_{it} \quad (3.12)$$

onde os erros são não correlacionados no tempo, porém correlacionados entre os indivíduos. Por fim, estima-se um modelo de efeitos (fixos ou aleatórios) individuais, com os Termos de Erro AR(1). Neste caso, dada estimativa de ρ na equação 3.12, o efeito do erro AR(1) pode ser eliminado, e posteriormente o efeito individual através da aplicação da diferença das médias dos regressores, onde β_{0i} pode ser modelado como efeito fixo ou aleatório. Este modelo de melhor ajuste é representado pela equação 3.13:

$$y_{i,t} = \beta_{0i} + \lambda_t + x'_{it}\beta_1 + \varepsilon_{it} \quad (3.13)$$

Assim, dadas as características do banco de dados, foram utilizados seis modelos para estimar os parâmetros de elasticidade preço e produto da demanda industrial de eletricidade: Efeitos Fixos, Efeitos Aleatórios, Efeitos Fixos com Termos de Erro AR(1), Efeitos Aleatórios com Termos de Erro AR(1), *Pooled* com método de estimação MQO e Termos de Erro AR(1) e *Pooled* com método de estimação MQG e Termos de Erro AR(1). O modelo teórico especificado segue a forma $\ln - \ln$ e pode ser escrito de acordo com a equação 3.14:

$$\begin{aligned} \ln c_{i,t} = & \alpha + \beta_1 \ln p_{i,t} + \beta_2 \ln ip_{i,t} + \beta_3 \ln gp_{i,t} + \beta_4 \ln imp_{i,t} + \beta_5 \ln job_{i,t} + \beta_6 \ln rain_{i,t} \\ & + \beta_7 \ln temp_{i,t} + \chi'_{i,t} + \varphi T + \mu_{it} \end{aligned} \quad (3.14)$$

onde (i), $i = 1, 2, \dots, 13$ representa os Estados e (t), a escala temporal em meses. A variável dependente é o consumo industrial de eletricidade, representando o consumo no estado i , no período t , $\ln c_{i,t}$. A tarifa do estado i no mês t , é dada por $\rho_{i,t}$. A produção industrial do estado i no mês t é representada por $\ln ip_{i,t}$. O preço do gás natural no estado i no mês t é representado por $\ln gp_{i,t}$. O nível de importação, empregos gerados na indústria e as variáveis climáticas (índice pluviométrico e temperatura média no estado i , no mês t , são denotados, respectivamente por $\ln imp_{i,t}$, $\ln job_{i,t}$, $\ln rain_{i,t}$ e $\ln temp_{i,t}$. $\chi'_{i,t}$ é um vetor que representa as duas variáveis inertes utilizadas para controlar os períodos com e sem COVID-19 e os Estados mais e menos industrializados. φT é a tendência temporal linear, controlada por variáveis inertes anuais que capturam choques macroeconômicos e auxiliaram na captação dos impactos da COVID-19 sobre o consumo de eletricidade, e $\mu_{i,t}$, a perturbação aleatória.

Os seis modelos foram estimados para o todo o período do estudo (2003 a 2020), onde foram estabelecidos os valores das elasticidades-preço e produto do consumo elétrico industrial. Além disso, foi comparado o consumo de eletricidade entre os anos de 2019, período imediatamente anterior à pandemia, com o ano de 2020, possibilitando verificar parte dos efeitos da pandemia no consumo de eletricidade industrial. Como complemento, foi constatado ainda, os efeitos da pandemia sobre os Estados mais e menos industrializados.

Conforme mencionado anteriormente, além da utilização de estimadores por dados empilhados, foram utilizados também, modelos dinâmicos para o caso industrial. Antes da escolha do estimador mais adequado aos dados, a variância da variável dependente, do preço e da produção industrial foram decompostas. O consumo de eletricidade apresenta maior variação entre os Estados (variação *between*) do que ao longo do tempo (variação *within*). Já a tarifa e a produção industrial variam mais ao longo do tempo, do que entre os indivíduos. A

Tabela 10 demonstra estas observações e evidencia também a nulidade da variação *within* para os Estados, já que se tratam de indivíduos diferentes, bem como, a variação *between* nula para a variável temporal (*t*), uma vez que se trata de um painel balanceado.

Tabela 10 - Decomposição da variância para o consumo de eletricidade industrial

Variável	Média	D.P.	Min.	Max.	Observações
<i>id overall</i>		3,742324	1	13	N = 2.808
<i>between</i>	7	3,89444	1	13	N = 13
<i>within</i>		0	7	7	T = 216
<i>t overall</i>		62,36427	516	731	N = 2.808
<i>between</i>	623,5	0	623.5	623.5	N = 13
<i>within</i>		62,36427	516	731	T = 216
<i>c overall</i>		459,988.2	749,23	3.036.455	N = 2.808
<i>between</i>	356.076,6	427.411,1	84.617,71	1.675.479	N = 13
<i>within</i>		207.125,9	-793678,7	1.717.052	T = 216
<i>p overall</i>		122,6091	288,7941	1.049.203	N = 2.808
<i>between</i>	594,6826	58,25903	516,3062	746,6298	N = 13
<i>within</i>		109,0818	270,2211	899,0631	T = 216
<i>ip overall</i>		24,4246	33,35404	191,1728	N = 2.808
<i>between</i>	102,7455	17,53236	64,69433	130,2975	N = 13
<i>within</i>		17,68392	31,41597	173,479	T = 216

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

A partir destas constatações, foi realizado um *collapse* no banco de dados para se ter apenas uma observação por ano e por estado, ficando o painel com 234 observações. Para evitar *outliers*, foi utilizado o valor da mediana¹⁴.

De acordo com diversos estudos (ALBERINI; GANS; VELEZ-LOPEZ, 2011b; BINDER; HSIAO; PESARAN, 2005; CSEREKLYEI, 2020b; MARTINS *et al.*, 2021; OKAJIMA; OKAJIMA, 2013), os estimadores mais utilizados para medir os parâmetros de elasticidade em painéis dinâmicos são o estimador de métodos generalizados de momento de primeira diferença (FD GMM), proposto por Arellano e Bond (1991), que utiliza defasagem de variáveis endógenas como instrumentos, e o estimador de métodos generalizados de momento do sistema (SY GMM), desenvolvido por Blundell e Bond (1998), que usa condições de momento adicionais baseadas nas informações contidas nos níveis. Como ambos possuem propriedades sensíveis à escolha dos instrumentos, os pressupostos de cada estimador foram rigorosamente verificados, antes de optar por um deles.

Primeiramente, foi testado se a variável dependente possui propriedade de raiz unitária, através do teste de raiz de unidade de painel proposto por Pesaran (2007). A presença de propriedade não estacionária causa uma desvantagem em potencial para o estimador FD

¹⁴ O modelo também foi estimado utilizando a média. Os resultados destas estimativas são demonstrados no Apêndice A.

GMM, já que nessas condições a variável dependente defasada é correlacionada com o efeito fixo, que por sua vez, faz parte do termo de erro, evidenciando viés dinâmico do estimador (ARELLANO; BOND, 1991). De acordo com Okajima e Okajima (2013), existem duas variações deste teste: os testes de raiz unitária de primeira geração e os testes de raiz unitária de segunda geração. No primeiro caso, o teste pressupõe não dependência transversal, ou seja, as observações de Estados diferentes são independentes, enquanto que a segunda geração do teste é robusta a esta condição. Se a hipótese nula do teste (observações independentes) for rejeitada, será necessário utilizar a segunda geração do teste de raiz unitária de Pesaran (2007). Os resultados do teste podem ser observados na Tabela 11.

Tabela 11 - Teste de Pesaran para dependência transversal – Consumo industrial

Variável	Estatística do teste
Consumo	-0,4802
Preço	-2,8437***
Produção Industrial	-0,2058
Preço do gás natural	-0,5534
Importação	-0,6338
Nível de emprego na indústria	-2,109**
Nível de pluviosidade	-4,828***
Temperatura média	-3,063***

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

A estatística do teste de dependência transversal entre os dados dos Estados segue distribuição Normal $N(0,1)$ e indica rejeição da hipótese nula de dependência de dependência transversal para a variável dependente (Consumo). Os coeficientes são significativos ao nível de 1% (***), 5% (**) e 10% (*).

O teste de raiz unitária de primeira geração não rejeita a hipótese nula de presença de raiz unitária (ausência de dependência transversal) ao nível de 5% de significância para o consumo de eletricidade industrial, ou seja, as observações de Estados diferentes são independentes, o que potencialmente, não habilitaria o estimador FD GMM para análise dos dados. No entanto, por questões relacionadas à rigor metodológico, foi aplicado o teste de raiz unitária de segunda geração às variáveis do modelo

Os resultados do teste de raiz unitária de segunda geração de Pesaran, para testar se a variável dependente tem uma propriedade de raiz unitária, estão expostos na Tabela 12. De acordo com os resultados do teste, rejeita-se a hipótese nula de presença de raiz unitária, tanto quando há e não há tendência determinística para o consumo de eletricidade industrial ao nível de 1% de significância, ou seja, a série é estacionária. Essa característica da variável dependente permitiria a utilização do estimador FD GMM, pois este não sofreria com eventual problema de instrumento fraco nos dados. No entanto, segundo Alvarez e Arellano (2003) e Koenker e Machado (1999), caso alguma variável presente no modelo possua

propriedade de raiz unitária, a adição de restrições de sobreidentificação (condições de momento), pode aumentar a precisão assintótica dos estimadores, o que torna o estimador SY GMM mais consistente. Assim, diante da presença de não estacionariedade de alguns regressores do modelo (com e sem tendência), foi adotado o estimador SY GMM para verificação de robustez.

Tabela 12 - Segunda geração do teste de Pesaran para verificação de presença de raiz unitária – Consumo industrial

Variável	Com tendência	Sem tendência
	Estatística do teste	Estatística do teste
Consumo	-13,893***	-10,888***
Preço	-1,285**	-1,655***
Produção Industrial	0,8360	-0,159
Preço do gás natural	-3,269***	-1,278*
Importação	-0,192	-0,152
Nível de emprego na indústria	2,726	-0,516
Nível de pluviosidade	-2,383***	-4,547***
Temperatura média	-3,675***	-3,820***

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Notas: Níveis de significância 1% (***) , 5% (**) e 10% (*). A estatística do teste de raiz unitária do painel de Pesaran segue distribuição N (0,1). Rejeição de que não há raiz unitária ao nível de 10%

Estabelecido o estimador para análise dos dados, o modelo teórico foi ajustado de acordo com a equação 3.14, acrescentando a variável dependente atrasada em um período, entre os regressores, gerando a equação 3.15:

$$\begin{aligned}
 lnc_{i,t} = & \alpha + \rho lnc_{i,t-1} + \beta_1 lnp_{i,t} + \beta_2 lnip_{i,t} + \beta_3 lngp_{i,t} + \beta_4 lnimp_{i,t} + \beta_5 lnjob_{i,t} \\
 & + \beta_6 lnrain_{i,t} + \beta_7 lntemp_{i,t} + \chi'_{i,t} + \varphi T + \mu_{i,t}
 \end{aligned}
 \tag{3.15}$$

onde a variável $lnc_{i,t-1}$ é a variável dependente defasada e representa a média de consumo no estado i no período $t-1$. O coeficiente ρ representa a elasticidade do consumo atrasado em relação ao consumo atual. A partir do modelo teórico proposto pela equação 3.15, foram estimadas as elasticidades de curto prazo para o preço (β_1) e para a renda (β_2). As elasticidade-preço e elasticidade-renda de longo prazo também foram definidas. Suas estimativas seguiram a mesma metodologia das Equações 3.8 e 3.9.

Foram considerados dois modelos de variáveis instrumentais. No primeiro modelo, atrasos de dois períodos para o consumo ($c_{i,t-2}$) e uma defasagem para a tarifa ($p_{i,t-1}$) e para a produção industrial ($ip_{i,t-1}$), foram utilizados. No segundo modelo, foram considerados atrasos de dois e três períodos na variável dependente ($c_{i,t-2}$; $c_{i,t-3}$) e de um período para a tarifa e de um período para a produção industrial. Segundo Martins *et al.* (2021), as variáveis

instrumentais são importantes neste contexto, pois as variáveis independentes, isoladamente, não informam se a variação no consumo de eletricidade se deve a uma tendência ou não de crescimento, o que poderia causar algum tipo de viés na estimativa. No entanto, com a utilização de defasagens no consumo, e nas demais variáveis de interesse (preço e produção industrial), esses vieses são levados em conta, corrigindo eventuais erros de predição.

3.4.1.1 Especificação dos dados – Consumo industrial de eletricidade

As informações sobre o consumo e a tarifa industrial são provenientes do banco de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2020c) e da EPE (2021). Os dados sobre a produção industrial foram coletados na Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do IBGE (2021). Os preços do gás natural foram obtidos nas respectivas distribuidoras deste insumo para cada Estado¹⁵ e também na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2021a). No estado de São Paulo, onde há mais de uma distribuidora, foi calculada a média dos preços.

Os valores das importações foram retirados das estatísticas de comércio exterior e dados abertos do Ministério da Economia (ME, 2021a)¹⁶, Todas as variáveis expressas em moeda foram atualizadas à valores reais referentes a dezembro de 2020, assim como, o índice de produção industrial. As informações sobre o nível de emprego industrial foram extraídas do CAGED e da RAIS (ME, 2021b). As variáveis climáticas foram retiradas INMET (INMET, 2021). Os dados são mensais para cada um dos 13 Estados e foram organizados num painel balanceado, totalizando 2.808 observações, A Tabela 13 mostra as estatísticas descritivas das variáveis para todo o período de análise.

Tabela 13 - Estatísticas descritivas – Cenário nacional (2003 – 2020)

Variáveis	Obs.	Média	D.P.	Min.	Max.
Consumo (<i>c</i>) – MWh	2.808	356.076,6	459.988,2	749,23	3.036.455
Preço (<i>p</i>) – R\$/MWh	2.808	594,68	122,61	288,79	1.049,20
Produção Industrial (<i>ip</i>) - index	2.808	102,75	24,42	33,35	191,17
Preço do Gás Natural (<i>gp</i>) – R\$/m ³	2.808	2,26	0,21	1,73	2,84
Nível de importação (<i>imp</i>) – R\$	2.808	8.22e+09	8.93e+09	1.91e+08	5.46e+10
Nível de emprego (<i>job</i>)	2.808	513.916,4	606.202,7	66.486	2.794.411
Índice pluviométrico (<i>rain</i>) – mm	2.808	151,30	131,49	0	966,6
Temperatura média (<i>temp</i>) - °C	2.808	23,89	3,69	11,55	31,56

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

¹⁵ A relação das empresas e seus respectivos sites estão dispostos no Apêndice B.

¹⁶ Como esta informação está disponível em Dólares, utilizou-se a cotação Dólar de R \$ 5,03 nos valores de 18/06/2021 - Banco Central do Brasil (BCB, 2021).

Como se buscou evidenciar as diferenças no consumo industrial de eletricidade entre Estados com maior e menor nível de industrialização, foram demonstrados na Tabela 14 as estatísticas descritivas dos Estados de acordo com este critério. Observa-se uma diferença substancial na média de consumo, no nível de importação e no volume de empregos entre esses estratos. A tarifa também, em média, é 6,2% mais alta nos Estados mais industrializados.

Tabela 14 - Estatísticas descritivas – Estados mais e menos industrializados (2003 a 2020)

Estados menos industrializados				
Variáveis	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Consumo (<i>c</i>) – MWh	124.931	55.400,35	749,23	324.677
Preço (<i>p</i>) – R\$/MWh	578,08	116,10	312,23	933,38
Produção Industrial (<i>ip</i>) - index	103,63	29,22	33,35	191,17
Preço do Gás Natural (<i>gp</i>) – R\$/m ³	2,26	0,23	1,73	2,84
Nível de importação (<i>imp</i>) – R\$	3,35e+09	2,99e+09	1,91e+08	1,70e+10
Nível de emprego (<i>job</i>)	159.897,9	52.969,81	66.486	259.336
Índice pluviométrico (<i>rain</i>) – mm	171,89	149,53	0	755,7
Temperatura média (<i>temp</i>) - °C	26,22	1,65	21,11	31,56
Estados mais industrializados				
Consumo (<i>c</i>) – MWh	625.746,5	565.591,3	50.191	3.036.455
Preço (<i>p</i>) – R\$/MWh	614,05	127,12	288,79	1.049,20
Produção Industrial (<i>ip</i>) - index	101,71	17,17	51,7	164,23
Preço do Gás Natural (<i>gp</i>) – R\$/m ³	2,25	0,19	1,79	2,82
Nível de importação (<i>imp</i>) – R\$	1,39e+10	1,01e+10	2,55e+09	5,46e+10
Nível de emprego (<i>job</i>)	927.007,9	690.008,3	363,10	2.794.410
Índice pluviométrico (<i>rain</i>) – mm	127,27	101,56	0	966,60
Temperatura média (<i>temp</i>) - °C	21,17	3,55	11,55	30,56

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Foram 1.512 observações para os Estados menos industrializados e 1.296 para os Estados mais industrializados, totalizando 2.808 observações para a amostra agrupada.

3.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS PARA MODELAGEM ECONÔMICA DA DEMANDA POR BIOELETRICIDADE A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR

Em outubro de 2021, a capacidade instalada outorgada e em operação do sistema elétrico brasileiro era de 180.998 MW. A fonte de biomassa ocupa a 4ª posição na matriz elétrica, atrás apenas das fontes hídrica, eólica e gás natural. O setor sucroenergético, representa 7% da potência outorgada e 76% da fonte de biomassa em geral (UNICA, 2021).

Apesar da relevância dos números, ainda segundo a UNICA (2021), o país aproveita apenas 15% do potencial. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

(EPE, 2020b), a bioeletricidade do setor sucroenergético tem capacidade de crescer 60% até 2030, aumento dos atuais 22,6 mil GWh para 36,8 mil GWh em 2030. Mesmo com este salto, o potencial aproveitável seria de apenas 20%.

Desta forma, esta subseção, em consonância com o quinto objetivo específico desta pesquisa (Figura 10), demonstra a metodologia e especificações dos dados utilizados para modelagem do consumo de bioeletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar no Brasil. Assim como para os estimadores dinâmicos, utilizados na modelagem da demanda residencial e industrial de eletricidade, estes possuem propriedades sensíveis à escolha dos instrumentos, motivo pelo qual foi verificado, rigorosamente, os pressupostos para escolha do estimador que produzisse parâmetros não viesados e assintoticamente eficientes.

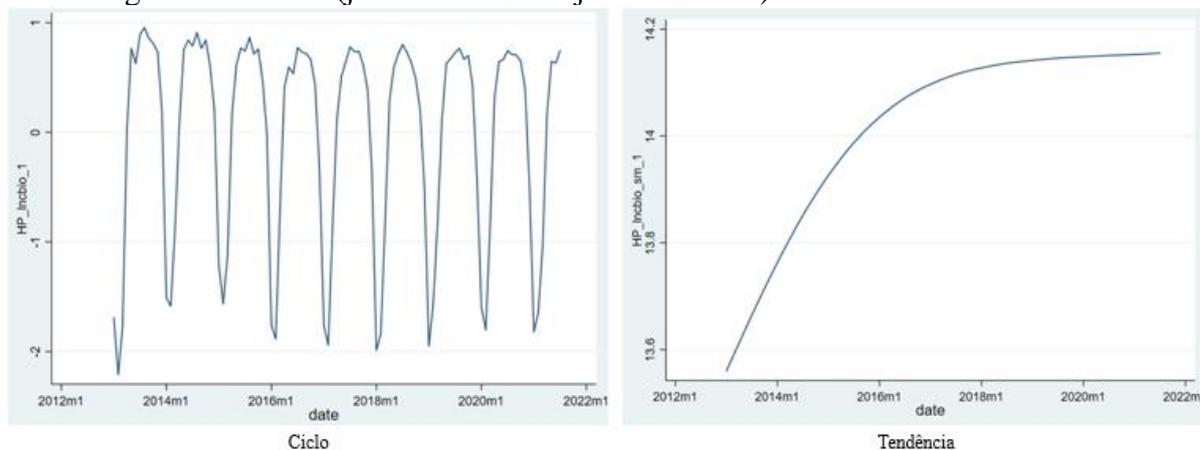
3.5.1 Organização dos dados e especificação do modelo econométrico – Bioeletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar

Foi modelada a relação entre a demanda por bioeletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar e seus principais fatores determinantes por meio de um painel balanceado composto, inicialmente, por 16 indivíduos (principais Estados produtores de eletricidade sucroalcooleira no período analisado)¹⁷ e 102 meses (período de janeiro de 2013 a junho de 2021). No entanto, observou-se um comportamento cíclico trimestral bastante evidente no consumo de bioeletricidade no Brasil, bem como tendência de estabilização no consumo (Figura 11).

O comportamento cíclico trimestral observado se dá pelos períodos de safra da cana-de-açúcar no Brasil. Na região Centro-Sul (principal safra), o plantio é realizado em três épocas distintas: fevereiro a maio, junho a agosto e setembro a novembro. Já na região Nordeste (safra secundária), o plantio é realizado em duas épocas distintas, de maio a setembro e de outubro a janeiro. Assim, durante todo o ano, existem períodos de alta e períodos de baixa na colheita, contribuindo para aumento (períodos de alta) e diminuição (períodos de baixa) da produção de cana (e de bagaço) o que influencia na da produção e consumo de bioeletricidade sucroenergética. Para decomposição da série entre tendência e ciclo, foi utilizada o filtro Hodrick-Prescott (Filtro HP).

¹⁷ Os Estados analisados foram: Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Sergipe, São Paulo e Tocantins.

Figura 11 - Decomposição entre ciclo e tendência do consumo de bioeletricidade sucroenergética no Brasil (janeiro de 2013 a junho de 2021)



Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Assim, devido ao comportamento dos dados, optou-se por realizar um *collapse* no banco de dados, deixando as séries de tempo do painel com periodicidade trimestral, composto por 16 indivíduos e 34 períodos (trimestres – primeiro trimestre de 2013 a segundo trimestre de 2021), ou seja, 544 observações. A medida estatística utilizada para realização do *collapse* foi a média.

A variável dependente foi o consumo de bioeletricidade sucroenergética por estado (*b*) dada em MWh. Foram incluídas seis variáveis independentes. A primeira foi o preço da eletricidade (*p*), dado em Real (R\$) por MWh. Importante destacar que foi utilizado o preço médio, fornecido pela ANEEL (ANEEL, 2021a). A segunda variável explicativa foi a renda. Uma vez que não estão disponíveis os valores do PIB ou PIB *per capita* mensal por estado para o período desejado (estão disponíveis apenas até 2019), utilizou-se como *proxy*, as medidas fornecidas pela Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), fornecida pelo IBGE (IBGE, 2021c).

A terceira variável explicativa incluída foi a produção de cana-de-açúcar (*prod*) dada em toneladas (*t*). Como o bagaço é um subproduto da cana espera-se que quanto maior a produção desta, maiores serão as disponibilidades de bagaço. As informações foram retiradas do relatório de produção e moagem de cana-de-açúcar da UNICA. Foram incluídas, também como variável independente, o preço do etanol (*ethprice*), coletado junto à ANP (ANP, 2021b) e o consumo elétrico geral (*e*). Neste, espera-se que variações positivas propiciem respostas, no mesmo sentido e com alta intensidade, no consumo de bioeletricidade. Os valores foram retirados da ANEEL (ANEEL, 2021a). Por fim, foi incluída uma variável de

controle, exógena, o índice pluviométrico (*rain*), com dois períodos de atraso¹⁸, dado em mm, que está correlacionado com a geração de eletricidade, já que mais de 65% do consumo elétrico brasileiro é proveniente de fonte hídrica. As informações foram obtidas através do banco de geração do INMET (INMET, 2021).

A Tabela 15 resume as informações sobre as variáveis, métricas utilizadas e origem dos dados.

Tabela 15 - Identificação das variáveis e fontes de dados para modelagem do consumo de eletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar

Variáveis	Descrição da variável	Fontes	Unidade
<i>b</i>	Consumo de bioeletricidade de bagaço	UNICA	MWh
<i>p</i>	Tarifa média energia elétrica por estado	ANEEL	R\$/MWh
<i>i</i>	Renda média	IBGE/PNAD	R\$
<i>prod</i>	Produção de cana-de-açúcar	UNICA	Toneladas
<i>ethprod</i>	Preço do Etanol por estado	ANP	R\$/l
<i>e</i>	Consumo de eletricidade por estado	ANEEL	MWh
<i>rain</i>	Índice pluviométrico	INMET	mm

Fonte: Elaboração própria com base em única, 2021; ANEEL, 2021; IBGE, 2021 e INMET, 2021.

A partir das variáveis estabelecidas para a realização e análise da modelagem da demanda por eletricidade sucroenergética, foi possível apresentar as estatísticas descritivas da amostra selecionada, que estão expostas na Tabela 16. O conjunto de dados consiste em informações trimestrais dos 16 Estados que produziram bioeletricidade a partir do bagaço da cana no período de interesse.

Tabela 16 - Estatísticas descritivas – Cenário nacional (primeiro trimestre de 2013 à segundo trimestre de 2021)

Variáveis	Obs.	Média	D.P.	Min.	Máx.
Bioeletricidade (<i>b</i>) – MWh	544	106.042,9	266.383,9	0	1.602.411
Preço (<i>p</i>) – R\$/MWh	544	697,74	113,77	425,39	971,24
Renda (<i>i</i>) – R\$	544	2.215,55	481,52	1.438,00	3.895,00
Produção de cana (<i>prod</i>) - t	544	4,35e+07	8,85e+07	491.684,7	4,09e+08
Preço do etanol (<i>ethprice</i>) – R\$/l	544	3,60	0,417	2,555	5,160
Consumo de eletricidade (<i>e</i>) - MWh	544	1.880.963	2.660.868	133.666,7	1,19e+07
Índice pluviométrico (<i>rain</i>) – mm	544	122,72	92,66	0	559,47

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Além das variáveis mencionadas anteriormente para avaliação da bioeletricidade sucroenergética, foram estabelecidas duas variáveis *dummy* para separar os Estados mais ricos

¹⁸ O índice pluviométrico foi utilizado com dois períodos de atraso em virtude da sazonalidade do período chuvoso e também por conta da existência de uma lacuna entre o início do período chuvoso e melhora das condições de geração. Estudo anterior de Martins *et al.* (2021), chamou a atenção para o fato de o índice pluviométrico com um a até mesmo dois períodos (anuais) defasados apresentavam maior significância estatística para explicar o consumo elétrico residencial.

(regiões mais desenvolvidas) dos Estados mais pobres (reuniões menos desenvolvidas). O intuito desta subdivisão foi entender o comportamento do consumo regional de bioeletricidade, considerando as características díspares do Brasil em termos de desenvolvimento regional. O critério utilizado para subdividir as unidades federativas foi a renda *per capita* domiciliar com base nas informações da PNAD. Os oito Estados com as maiores rendas nominais anuais no ano de 2020 são considerados mais ricos, enquanto que os demais são considerados mais pobres. As estatísticas descritivas destes estratos, podem ser visualizadas por meio da Tabela 17.

Tabela 17 - Estatísticas descritivas – Estados mais ricos e mais pobres (primeiro trimestre de 2013 à segundo trimestre de 2021)

Variáveis	Estados mais ricos				
	Obs.	Média	D.P.	Min.	Máx.
Bioeletricidade (<i>b</i>) – MWh	272	205.273,1	349.777,2	0	1.602.411
Preço (<i>p</i>) – R\$/MWh	272	732,80	118,99	425,39	971,24
Renda (<i>i</i>) – R\$	272	2.605,88	325,30	2.137	3.576
Produção de cana (<i>prod</i>) - t	272	7,97e+07	1,14e+08	2.041.388	4,09e+08
Preço do etanol (<i>ethprice</i>) – R\$/l	272	3,427	0,449	2,555	5,166
Consumo de eletricidade (<i>e</i>) - MWh	272	3.100.064	3.293.007	402.674	1,19e+07
Índice pluviométrico (<i>rain</i>) – mm	272	115,79	82,54	0,33	559,47
	Estados mais pobres				
Bioeletricidade (<i>b</i>) – MWh	272	6.812,70	8.520,18	0	35.225,44
Preço (<i>p</i>) – R\$/MWh	272	662,70	96,49	480,98	885,49
Renda (<i>i</i>) – R\$	272	1.825,23	230,06	1.438	3.895
Produção de cana (<i>prod</i>) - t	272	7.226.904	7.080.549	491.684,7	3,10e+07
Preço do etanol (<i>ethprice</i>) – R\$/l	272	3,773	0,294	3,151	5,107
Consumo de eletricidade (<i>e</i>) - MWh	272	661.862,3	599.402,3	133.666,7	2.247.838
Índice pluviométrico (<i>rain</i>) – mm	272	129,65	101,45	0	536,6

Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Conforme Tabela 17, é possível observar a diferença no consumo de bioeletricidade entre os grupos definidos. O consumo médio de bioeletricidade dos Estados mais pobres representa apenas 3,3% do consumo dos mais ricos. Isso ocorre, principalmente, porque 89% da geração de bioeletricidade para a rede é concentrada em apenas cinco Estados: São Paulo (46%), Mato Grosso do Sul (13%), Minas Gerais (12%), Goiás (11%) e Paraná (6%), todos concentrados entre os Estados mais desenvolvidos.

Entendido o comportamento dos dados, partiu-se para escolha do modelo que foi utilizado para análise da demanda de bioeletricidade sucroenergética. Para as características destes dados, onde há um movimento conjunto persistente entre tendência e ciclo, optou-se, mais uma vez, por uma abordagem utilizando GMM. De acordo com Dergiades e Tsoulfidis (2008), Halicioglu (2007) e Tiwari, Eapen e Nair (2021), técnicas de cointegração numa estrutura de atraso distribuído autorregressivo, funcionam bem quando o conjunto de dados

possui painéis com um grande número de grupos (N) e grandes números de períodos nas séries (grandes T).

Já Bernstein e Griffin (2006), Kamerschen e Porter (2004) e Wang e Mogi (2017b), acreditam que uma abordagem parcial, onde a amostra possui N reduzido e T curtos, se adaptaria melhor ao conjunto de dados. Assim, como o banco de dados cobre um período relativamente curto, 34 trimestres, ou oito anos e meio, e também possui apenas 16 indivíduos, optou-se por uma abordagem de ajuste parcial para tratar os dados.

Para garantir a correta estimativa dos parâmetros, foram consideradas, novamente, as três principais fontes de vieses que podem surgir nas estimativas econométricas: erro de medida, autocorrelação serial e simultaneidade (WOOLDRIDGE, 2012). No primeiro caso, acredita-se que sua existência é mais probabilística que determinística, uma vez que, as bases consultadas são oficiais e utilizadas pelos mais diversificados tipos de pesquisa. Algum grau de autocorrelação serial também pode estar presente, no entanto, a abordagem por meio de painel dinâmico possibilita reduzir esta fonte de erro. Além disso, modelos estimados através de abordagem GMM são robustos a este tipo de viés.

O problema da simultaneidade, no entanto, precisa de uma maior atenção e tratamento. Em situações onde oferta e demanda interagem (como é o caso do setor elétrico), o preço da eletricidade sempre apresenta algum nível de endogeneidade, visto que pode ser influenciado por fatores além da oferta e demanda, como carga tributária, bens concorrentes, dentre outros. Além disso, mesmo em situações de utilização de ajuste parcial como ocorreu em estudos anteriores (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; DERGIADIS; TSOUFIDIS, 2008; MEHER, 2019), estes autores não conseguiram reconhecer a possível endogeneidade da variável dependente atrasada nos regressores, gerando, possivelmente, estimadores viesados e inconsistentes em suas análises. Para evitar este tipo de viés, na presente análise, tanto o preço da eletricidade, como o consumo defasado, foram considerados endógenos.

Para escolha do melhor estimador GMM, a literatura (ALBERINI; FILIPPINI, 2011; BLÁZQUEZ; BOOGEN; FILIPPINI, 2013; CIALANI; MORTAZAVI, 2018b; KOENKER; MACHADO, 1999) prioriza a utilização de duas técnicas principais em painéis dinâmicos: o estimador de métodos generalizados de momento de primeira diferença (FD GMM), proposto por Arellano and Bond (1991); e o estimador de métodos generalizados de momento do sistema (SY GMM), desenvolvido por Blundell and Bond (1998). Ambas as técnicas foram detalhadas nas seções que trataram das elasticidades preço e renda da demanda residencial e industrial de eletricidade.

Como ambos os estimadores são sensíveis à escolha dos instrumentos, antes de optar por um deles, seus pressupostos foram rigorosamente verificados. Inicialmente foi verificado se as variáveis possuíam propriedade de raiz unitária. A presença de raiz unitária faz com que a variável dependente defasada seja correlacionada com o erro, evidenciando viés dinâmico do painel, causando desvantagem para o estimador FD GMM. O teste utilizado para essa verificação foi o teste de primeira geração de Pesaran (2007), que tem como hipótese nula a presença de independência transversal (as observações dos diferentes Estados são independentes). Os resultados do teste estão expostos na Tabela 18.

Tabela 18 - Teste de Pesaran de primeira Geração - Bioeletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar

Variáveis	Estatística do teste
<i>b</i> (MWh)	-30,8178***
<i>t</i> (R\$/MWh)	-1,3952*
<i>i</i> (R\$)	-4,9846***
<i>prod</i> (t)	-0,5469
<i>ethprice</i> (R\$/l)	-2,336**
<i>e</i> (MWh)	-8,1033***
<i>rain</i> (mm)	-28,0918***

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. A estatística do teste de dependência transversal entre os dados dos Estados segue distribuição Normal $N(0,1)$ e indica rejeição da hipótese nula de dependência de dependência transversal para a variável dependente (Consumo). Os coeficientes são significativos ao nível de 1% (***), 5% (**) e 10% (*).

O teste de dependência transversal de Pesaran (PESARAN, 2007) rejeitou fortemente a hipótese nula de ausência de dependência transversal. Os resultados da Tabela 18 já indicariam que o estimador FD GMM seria o mais adequado para o tratamento dos dados. No entanto, como o teste de primeira geração possui uma suposição muito restritiva (independência transversal), as variáveis foram submetidas ao teste de Pesaran (PESARAN, 2007) de segunda geração, que é robusto é esta premissa. Os resultados estão expostos na Tabela 19.

Tabela 19 - Teste de Pesaran de segunda geração sem tendência com tendência determinística

Variáveis	Sem tendência	Com tendência
	Estatística do teste	Estatística do teste
<i>b</i> (MWh)	-42,4382***	-51,0332***
<i>t</i> (R\$/MWh)	-4,3503***	-2,3554**
<i>i</i> (R\$)	-4,4437***	-3,7638***
<i>prod</i> (t)	-1,2092	-2,0826**
<i>ethprice</i> (R\$/l)	-12,215***	-13,358***
<i>e</i> (MWh)	-10,3649***	-14,3007***
<i>rain</i> (mm)	-26,0442***	-27,2806***

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. Notas: Níveis de significância 1% (***), 5% (**) e 10% (*). A estatística do teste de raiz unitária do painel de Pesaran segue distribuição $N(0,1)$. Rejeição de que não há raiz unitária ao nível de 10%.

De acordo com a Tabela 19 o consumo de bioeletricidade sucroalcooleira não possui indicação de presença raiz unitária, tanto em situações com e sem tendência determinística. Dadas estas condições, o estimador FD GMM seria mais adequado para a análise dos dados, sendo utilizado para modelar o consumo de bioeletricidade de bagaço de cana.

Definido o modelo, ele foi transformado em formato $ln - ln$, e pode ser escrito a partir da Equação 3.16, a seguir:

$$\begin{aligned} lnb_{i,t} = & \alpha + \rho \Delta lnb_{i,t-1} + \beta_1 \Delta ln p_{i,t} + \beta_2 \Delta ln i_{i,t} + \beta_3 \Delta ln prod_{i,t} + \beta_4 \Delta ln ethprice_{i,t} \\ & + \beta_5 \Delta ln e_{i,t} + \beta_6 \Delta ln rain_{i,t} + \Delta \chi'_{i,t} + \varphi T + \mu_{i,t} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Onde Δ representa o operador de diferença; $i, i = 1, 2, \dots, N$, representa cada um dos 16 Estados da amostra e $t, t = 1, 2, \dots, T$, representa o tempo, dado em trimestre. O consumo de bioeletricidade a partir do bagaço da cana é dado por $lnb_{i,t}$. As variáveis independentes, preço, renda, produção de cana, consumo de eletricidade e nível pluviométrico, são representados, respectivamente por: $ln p_{i,t}, ln i_{i,t}, ln prod_{i,t}, ln ethprice_{i,t}$ e $ln rain_{i,t}$. $\rho \Delta lnb_{i,t-1}$, é a variável dependente atrasada. $\chi'_{i,t}$ é um vetor que representa as variáveis inertes utilizadas para dividir os Estados em mais e menos desenvolvidos e φT é a tendência linear considerada. Finalmente, $\mu_{i,t}$ que é o termo de erro da equação.

Conforme comentado anteriormente, o modelo adotado considera como endógenos o preço e a variável dependente atrasada. Assim, foram considerados dois conjuntos de variáveis instrumentais. No primeiro modelo foi utilizado atraso de um período para a o consumo defasado da variável dependente ($b_{i,t-2}$) e para o preço ($p_{i,t-1}$), e para o segundo modelo, foram utilizados atrasos de dois períodos para o consumo defasado ($b_{i,t-2}; b_{i,t-3}$) e de dois atrasos para o preço ($p_{i,t-1}$). A presença das variáveis instrumentais no modelo garante maior eficiência aos estimadores pois, isoladamente, as variáveis explicativas não informam se a variação no consumo se deve a uma determinada tendência de crescimento ou queda. As defasagens no consumo, bem como no preço, podem auxiliar a diminuir essas fontes de vieses.

A seção metodológica demonstrou as bases conceituais e empíricas para o alcance dos objetivos propostos na presente pesquisa. As seções a seguir demonstram os resultados alcançados. Primeiramente em relação ao mapeamento das biomassas anteriormente definidas e, posteriormente a análise da demanda de energia elétrica dos setores residencial, industrial e sucroenergético.

4 MAPEAMENTO E ANÁLISE DO POTENCIAL TEÓRICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA VEGETAL EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL

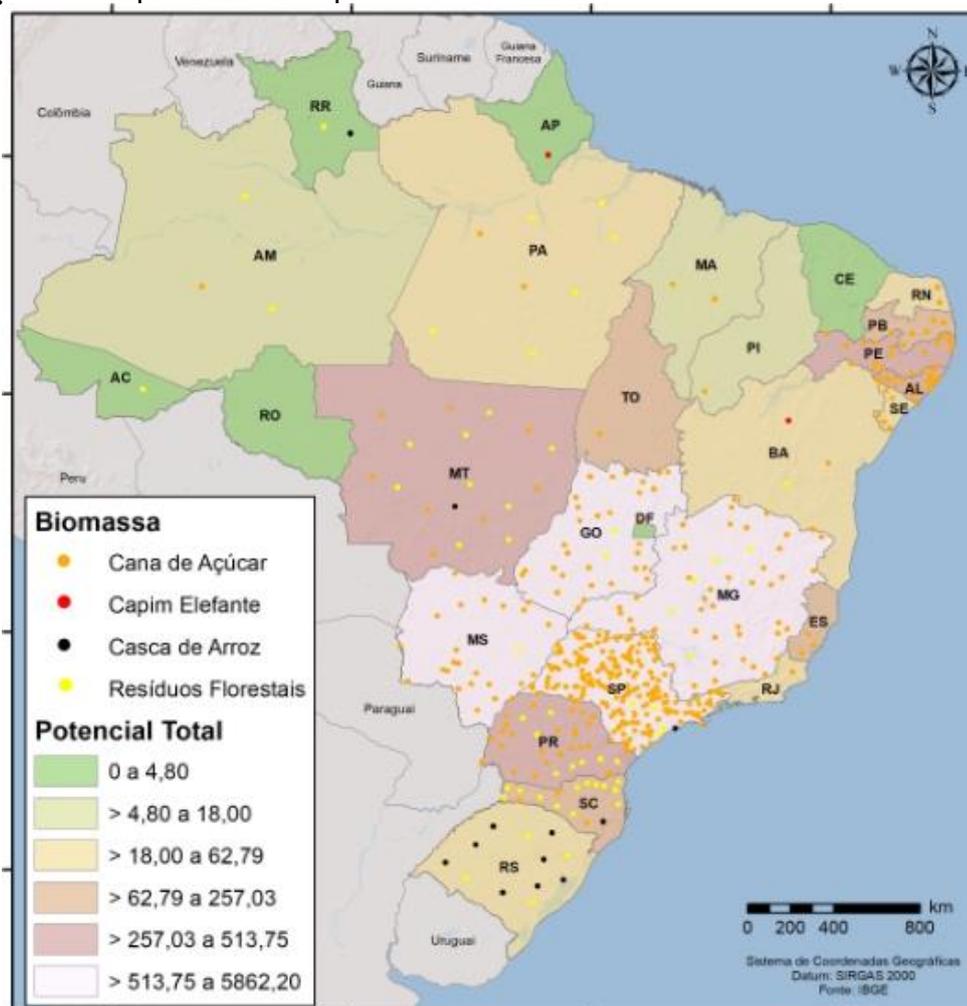
Esta seção visa demonstrar, por meio de mapas temáticos, o potencial teórico de geração de energia elétrica a partir das fontes de biomassa de interesse dessa pesquisa, ou seja: bagaço de cana-de-açúcar, resíduos florestais, casca de arroz, capim elefante, casca de castanha de caju e casca de coco-da-baía. Os resultados desse recorte da pesquisa foram publicados no artigo intitulado *Potential of electric energy generation from vegetable biomass in different regions of brazil: mapping and analysis*, no periódico Revista Tecnologia e Sociedade, Edição de julho de 2019¹⁹.

A biomassa, atualmente, representa 9,2% da capacidade instalada de energia do país e 8,4% da oferta interna de energia elétrica, conforme dados da EPE, em dezembro de 2020 (EPE, 2021b). Dentre as principais fontes utilizadas nesse processo, está o bagaço de cana-de-açúcar, que em 2020 ofertou para a rede 22.604 GWh (89% de toda a bioeletricidade enviado ao SIN). O volume é equivalente a atender 16% do consumo elétrico industrial do país, ou aproximadamente 14 milhões de residências durante todo o período (UNICA, 2021).

Importante destacar que alguns Estados do Brasil possuem empreendimentos que já produzem eletricidade a partir de algumas das culturas selecionadas por esta pesquisa, principalmente por cogeração. Dessa forma, fez-se necessário diminuir do potencial teórico calculado, aquilo que já é efetivamente produzido. A Figura 12 sintetiza essas informações, mostrando também a distribuição, por estado, das empresas produtoras de energia elétrica a partir de biomassa de origem vegetal.

¹⁹ O artigo pode ser acessado através do link: <https://periodicos.utfpr.edu.br/rts/article/view/9636>.

Figura 12 - Potencial total de produção de eletricidade a partir de biomassa vegetal e distribuição dos empreendimentos produtores no Brasil



Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL, 2022.

O Brasil conta com 490 empreendimentos que produzem eletricidade a partir de biomassa vegetal. Destes, 412 utilizam bagaço de cana, 69, resíduos florestais, 13 usam casca de arroz e 2 utilizam capim elefante, conforme dados da ANEEL em dezembro de 2021 (ANEEL, 2022). A energia elétrica gerada em 2020 a partir dessas biomassas foi de 27.496 GWh. Esse valor representou cerca de 4,5% do consumo interno total de energia elétrica do Brasil em 2020, que foi de 621.200 GWh (EPE, 2021a). Caso todo o potencial fosse utilizado, esse valor subiria para 65.120 GWh, ou seja, aproximadamente, 10% do consumo. Considerando que o país importou 33.400 GWh em 2020 (EPE, 2021a) para suprir sua demanda elétrica, apenas o valor teórico excedente seria suficiente para atender essa carência, impactando positivamente na balança comercial.

Destaca-se que os dados agregados da ANEEL não evidenciam a existência de empreendimentos que utilizem as demais biomassas vegetais analisadas nessa pesquisa, ou

seja, casca de castanha de caju e casca de coco da baía, que juntas têm potencial de produção de energia elétrica na ordem de 39 MW, considerando o ano de 2020.

4.1 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR

A cana-de-açúcar é uma das culturas mais utilizadas para produção de energia elétrica em sistema de cogeração. Com referência à bioeletricidade de cana, o setor sucroenergético detém, aproximadamente, 7% da potência outorgada no Brasil e 87% da fonte de biomassa, sendo a quarta fonte de geração mais importante da matriz elétrica do país em termos de capacidade instalada, atrás apenas das fontes hídrica, das termelétricas a gás natural e das eólicas (EPE, 2021a).

Em 2020, a bioeletricidade como um todo, gerou 27.476 GWh, representando um crescimento de 0,9% em relação ao ano anterior. Apenas como exercício comparativo, isso significa que essa energia gerada foi suficiente para abastecer cerca de 14 milhões de residências ao longo do ano, evitando aproximadamente a emissão de 6,3 milhões de toneladas de CO₂, objetivo que só seria atingido com o cultivo de 44 milhões de árvores ao longo de 20 anos (UNICA, 2021).

Especificamente no que tange ao bagaço de cana, este foi responsável por 82% da geração de eletricidade para a rede (em relação ao total da bioeletricidade), produzindo 22.604 GWh. A Tabela 20 estratifica o montante gerado de eletricidade por fonte de biomassa, destacando o bagaço de cana-de-açúcar.

Tabela 20 - Bioeletricidade gerada para a rede, por tipo de insumo no Brasil (2020)

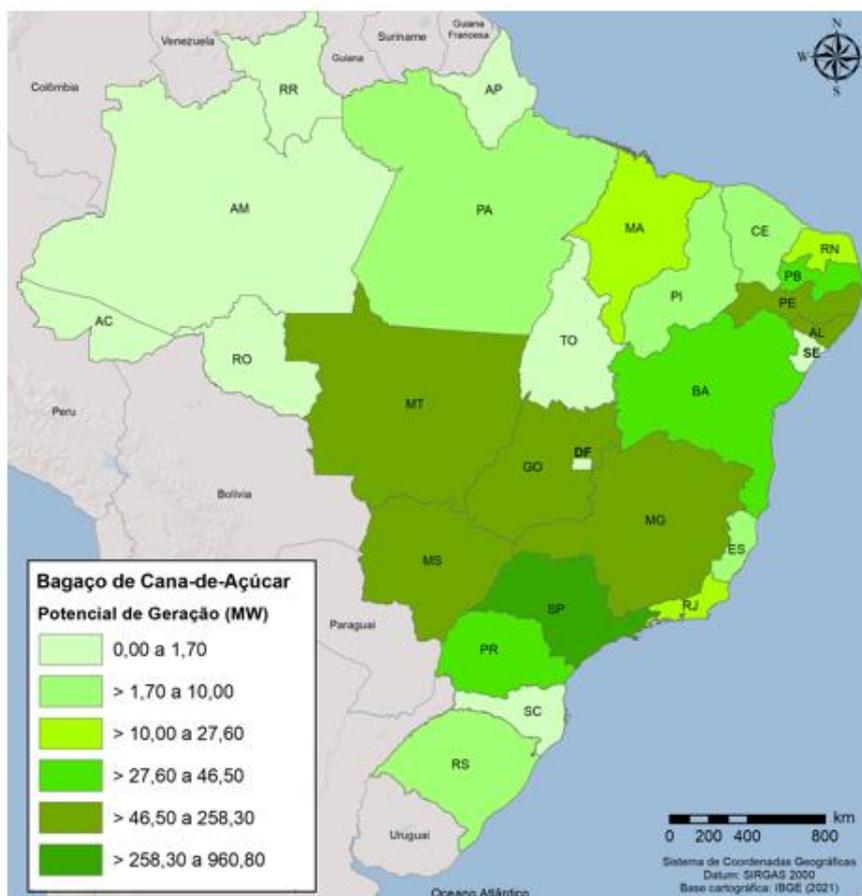
Insumo	Geração (GWh)	%
Bagaço de cana	22.604	82%
Biogás - RSU	966	4%
Biogás - Agroindustriais	16	0%
Capim elefante	137	0%
Carvão Vegetal	187	1%
Casca de Arroz	132	0%
Gás de alto forno - Biomassa	108	0%
Licor Negro	2589	9%
Resíduos Florestais	402	1%
Biogás - Resíduos Animais	335	1%
Total	27.476	100%

Fonte: UNICA, 2021.

O maior produtor é o estado de São Paulo com potência outorgada de 6.154 MW (ANEEL, 2022), utilização de 1.366 MW (UNICA, 2021) e potencial técnico excedente de 1.062,71 MW. De acordo com o Centro Nacional das Indústrias do Setor Sucroenergético e Biocombustíveis (CEISE Br, 2017), o estado importa, aproximadamente, 60% da energia elétrica necessária para suprir sua demanda, ou seja, 80 mil GWh. Caso o excedente técnico potencial fosse aproveitado, e, considerando que uma planta opere todas as horas do ano (8.760 horas), se poderia produzir até 8.424 GWh/ano, auxiliando a diminuir este impacto econômico.

Outros Estados que se destacam em termos de potencial são Mato Grosso do Sul (258 MW), Minas Gerais (124 MW), Mato Grosso (85 MW), Goiás (72 MW) e a Bahia (29 MW). A Figura 13 ilustra o potencial excedente²⁰ de geração de energia elétrica para todos os Estados do Brasil.

Figura 13 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica a partir de bagaço de cana-de-açúcar



²⁰ Foi descontado o que já se produz de eletricidade a partir de bagaço de cana, sendo considerado apenas o valor excedente do que se poderia gerar, dada à produção da safra. (Nota do autor).

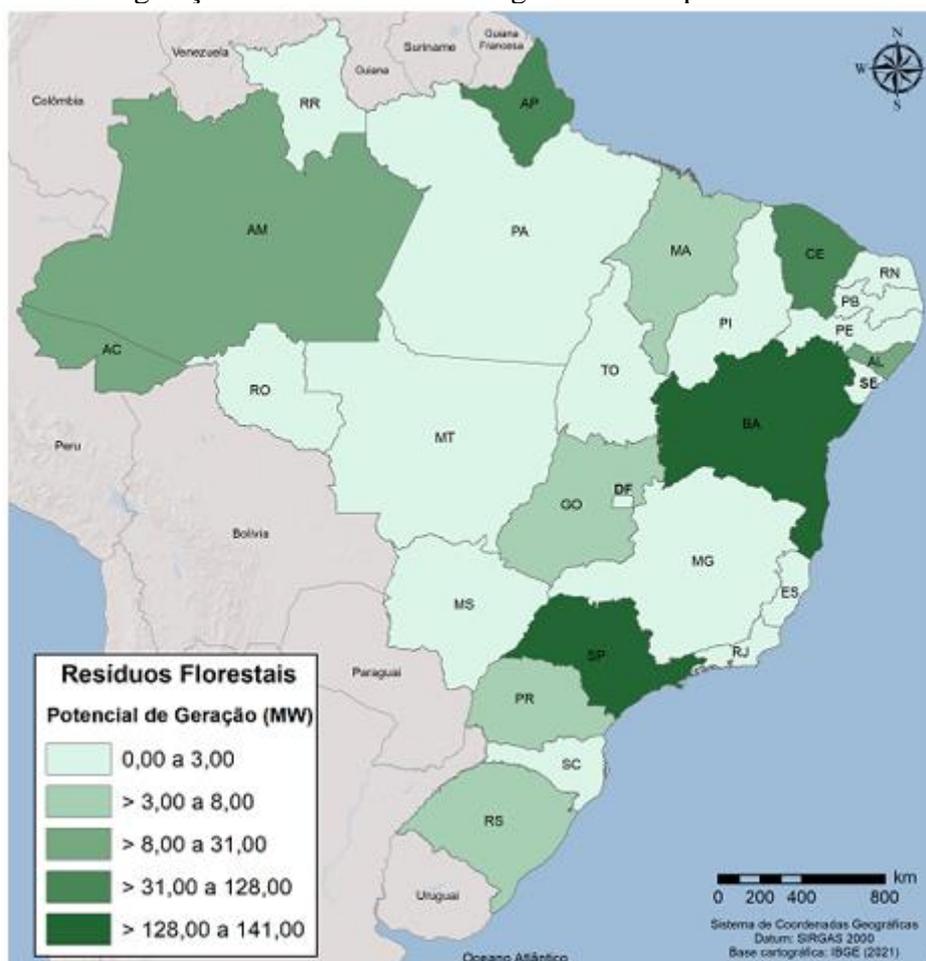
4.2 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE RESÍDUOS FLORESTAIS

A biomassa energética florestal compõe biocombustíveis originários de recursos florestais e seus derivados. Em sua maioria, é originária de florestas legalizadas para tal atividade, produzida de forma sustentável. Sua transformação em energia é majoritariamente pela queima da madeira, processo caracterizado como transformação termoquímica simples, como a combustão direta e a carbonização. O processo de combustão mais complexo é utilizado na produção de combustíveis líquidos e gasosos, como o metanol, etanol, licor negro, dentre outros (BRAND, 2017).

A produção de madeira em forma de tora, lenha ou carvão vegetal, gera também grande quantidade de resíduos que podem ser aproveitados para a produção de energia elétrica. Conforme ilustrado na Figura 14, os Estados brasileiros com maior potencial para aproveitamento dos resíduos florestais são: São Paulo (141 MW) Bahia (128 MW), Ceará e Amapá, ambos com potencial de 31 MW, seguido ainda por Acre e Amazonas com 30 MW e 12 MW, respectivamente.

O tipo de manejo de produção da madeira, seja ele, reflorestamento, extrativista ou cultivo dedicado, influi diretamente na distribuição dos resíduos gerados. Nos casos de extração seletiva e beneficiamento descentralizado, o aproveitamento do resíduo florestal pode se tornar economicamente inviável, visto os impactos ambientais que podem causar, apesar das técnicas avançadas de manejo e de impactos reduzidos.

Figura 14 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica a partir de resíduos florestais



Fonte: Elaboração própria, 2022, com dados do IBGE, 2021a.

4.3 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA CASCA DE ARROZ

Um resíduo ainda pouco explorado para geração de eletricidade no Brasil é a casca de arroz. De acordo com Suramaythangkoor e Gheewala (2008), para cada quilo de arroz produzido, são gerados 0,28 quilos do resíduo. Caso a casca não seja aproveitada de alguma forma, isto pode levar a problemas associados ao inadequado descarte do resíduo, como a queima em campos abertos durante a época da colheita, resultando em poluição e outros problemas ambientais (SOAM *et al.*, 2016).

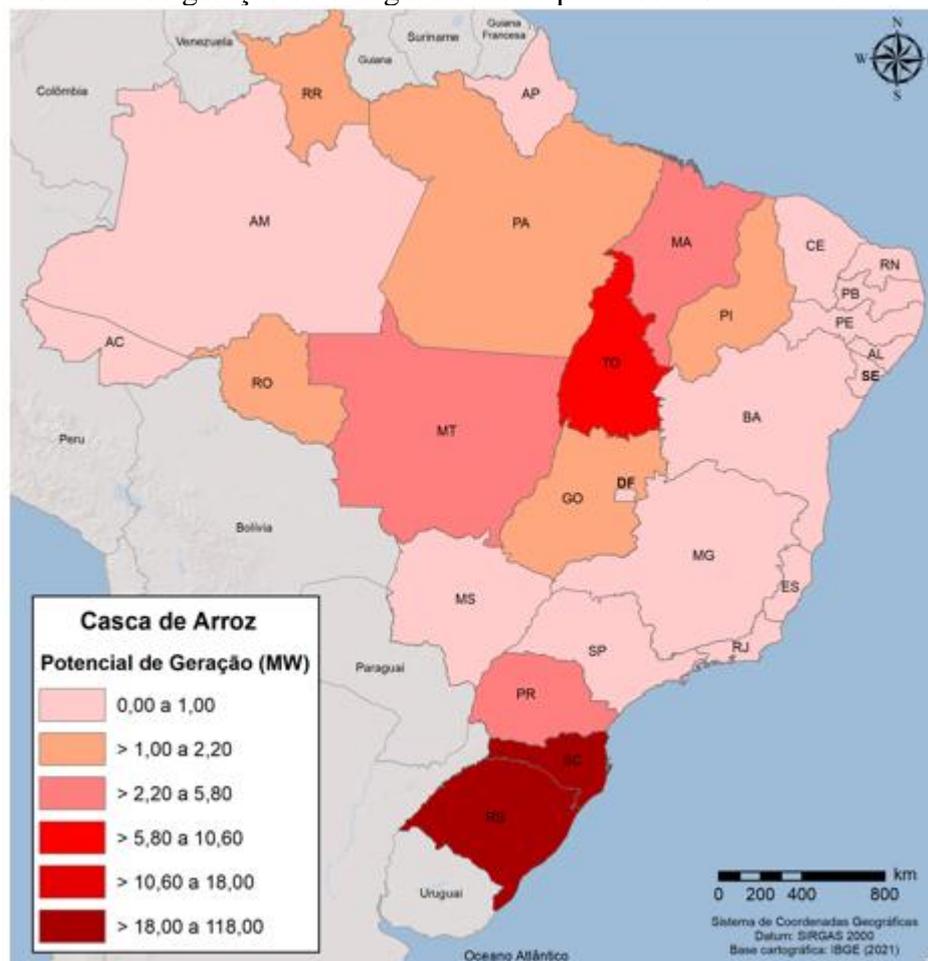
Os calcinados da moagem de arroz, notadamente palha, pedúnculo e especialmente a casca são os resíduos agrícolas em maior quantidade no mundo, representando 43% do total de resíduos gerados. A Ásia é responsável por mais 92% desse resíduo, enquanto que a Europa contribui com pouco mais de 0,5%. O exterior do arroz, ou seja, a casca é a parte mais

atraente para geração de eletricidade a partir de processos termoquímicos, devido, especialmente, ao seu elevado valor de PCI (GÓMEZ *et al.*, 2010).

A geração de eletricidade a partir de casca de arroz foi bem desenvolvida, tecnicamente, em comparação com a da palha. Suramaythangkoor e Gheewala (2008), observaram o potencial de geração de energia a partir da casca do arroz na Tailândia e concluíram que o cereal possui alto potencial econômico e alta capacidade de auxiliar no processo de redução de GEE. Estudos mais recentes de Shafie *et al.* (2012), Yoon *et al.* (2012) e Darmawan *et al.* (2018), propuseram e analisaram processos de geração de eletricidade a partir de casca de arroz em sistemas de cogeração, como alternativa para complementação energética e diversificação da matriz elétrica em países asiáticos.

A produção brasileira em 2020 foi de 11.091.011 milhões de toneladas, resultando num potencial geral calculado de 169 MW, sendo o Rio Grande do Sul o maior produtor, em torno de 70% do total produzido no Brasil. A safra do estado foi de 7.753.663 toneladas sendo, conseqüentemente, o estado com maior potencial, 118 MW, seguido de Santa Catarina, 18 MW e o Tocantins com 10 MW. A título de exemplificação, as 13 empresas autorizadas a produzir eletricidade a partir de casca de arroz no país (sendo que nove estão no Rio Grande do Sul), possuem potência outorgada de 53 MW (ANEEL, 2022), ou seja, apenas, aproximadamente, 31% do potencial teórico, mostrando, ao menos em termos de oferta do insumo, algumas regiões do Brasil, especialmente a região Sul, possui envergadura para ampliar sua capacidade elétrica a partir de casca de arroz. A Figura 15 ilustra o potencial brasileiro para produção de eletricidade a partir de casca de arroz, com destaque para o estado do Rio Grande do Sul.

Figura 15 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de casca de arroz



Fonte: Elaboração própria, 2022, com dados do IBGE, 2021a.

4.4 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO CAPIM ELEFANTE

Dentre as gramíneas forrageiras, o capim elefante é, reconhecidamente, uma das que apresenta maior potencial produtivo, adaptando-se muito bem às condições de clima e solo de praticamente todo o Brasil. Enquanto o eucalipto, espécie mais explorada no país para produção de celulose e carvão vegetal, produz até 20 t de biomassa seca por hectare ao ano, o capim-elefante é capaz de produzir, pelo menos, de 30 a 40 t/ha/ano (MARAFON *et al.*, 2016).

As primeiras tentativas de converter capim elefante em energia foram realizadas na Inglaterra, há 30 anos. Alemanha e Áustria também buscaram, sem sucesso, transformá-lo em uma alternativa energética economicamente viável. No Brasil, o Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) de São Paulo estudou utilizá-lo como um substituto do carvão vegetal,

consumido pela indústria siderúrgica. Segundo Shimoya *et al.* (2002), o capim elefante é considerado uma das forrageiras mais importantes e difundidas no país, visto ser uma gramínea de alto potencial de produção de matéria seca e grande eficiência fotossintética, se adaptando bem às condições de clima e solo diversos, tanto ao nível do mar como em altitudes de até 2.200 metros.

Dado que o Brasil, de acordo com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento MAPA (2018), possui aproximadamente 30 milhões de hectares de pastagens com produtividade muito baixa para alimentação animal. Concomitante à heterogeneidade do capim elefante, essas pastagens poderiam ser utilizadas para cultivar a gramínea, que gradativamente, poderia substituir o gás natural e outros hidrocarbonetos na geração de eletricidade e diminuir o uso ilegal de florestas nativas para produção de carvão vegetal. O investimento nessas pastagens degradadas, para produção energética, que também não são adequadas para a produção de alimentos, seria também pouco significativo, e, possivelmente teria baixo impacto ambiental (FONTOURA; BRANDÃO; GOMES, 2015).

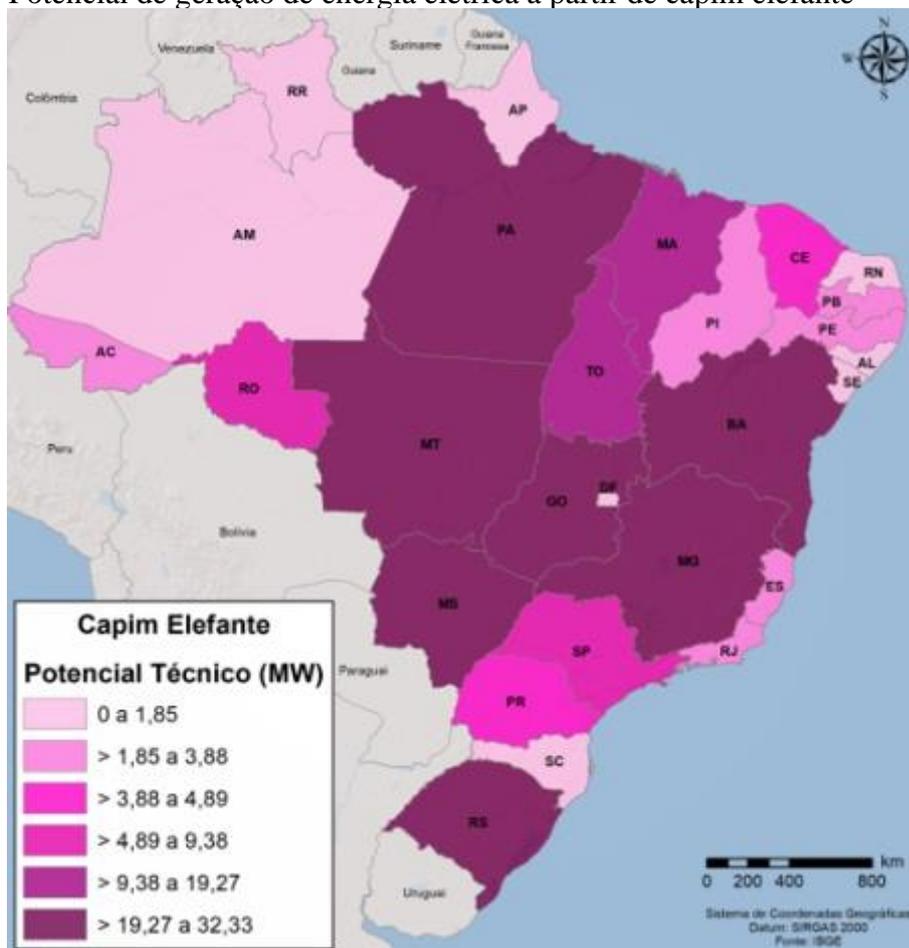
Outra vantagem do capim elefante é o seu alto teor de fibra e alta produtividade de matéria seca, sendo descritos volumes anuais de até 80 toneladas por hectare, o que o credencia como fonte energética proeminente (FONTOURA; BRANDÃO; GOMES, 2015). Além disso, há de se destacar sua alta produtividade e resistência as pragas (CASTRO *et al.*, 2017; SANTOS; SILVA; QUEIROZ FILHO, 2001).

Dessa forma, o cultivo dedicado de capim elefante para geração de energia elétrica, além do uso de resíduos agrícolas disponíveis, pode ser considerado uma alternativa técnica promissora para suprir a crescente demanda por insumos energéticos, tanto na área industrial como no setor agrícola e residencial.

No entanto, assim como a casca de arroz, este potencial tem sido negligenciado por investidores do setor elétrico. Prova disso é que existem apenas duas empresas que transformam o capim elefante em eletricidade. Uma delas fica localizada no estado da Bahia, com potência outorgada de 30 MW e a outra fica no Amapá, autorizada a funcionar com potência de 1,7 MW (ANEEL, 2020).

Os 31,7 MW autorizados representam, portanto, apenas 12,5% do potencial teórico calculado (253 MW). Os Estados com maiores aptidões são Minas Gerais (32 MW), Mato Grosso (32 MW) e a Bahia, que já possui sua unidade industrial. A Figura 16 ilustra o potencial técnico para produção de energia elétrica, a partir de capim elefante, no Brasil, por estado.

Figura 16 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de capim elefante



Fonte: Martins *et al.*, 2019a.

4.5 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA CASCA DA CASTANHA DE CAJU

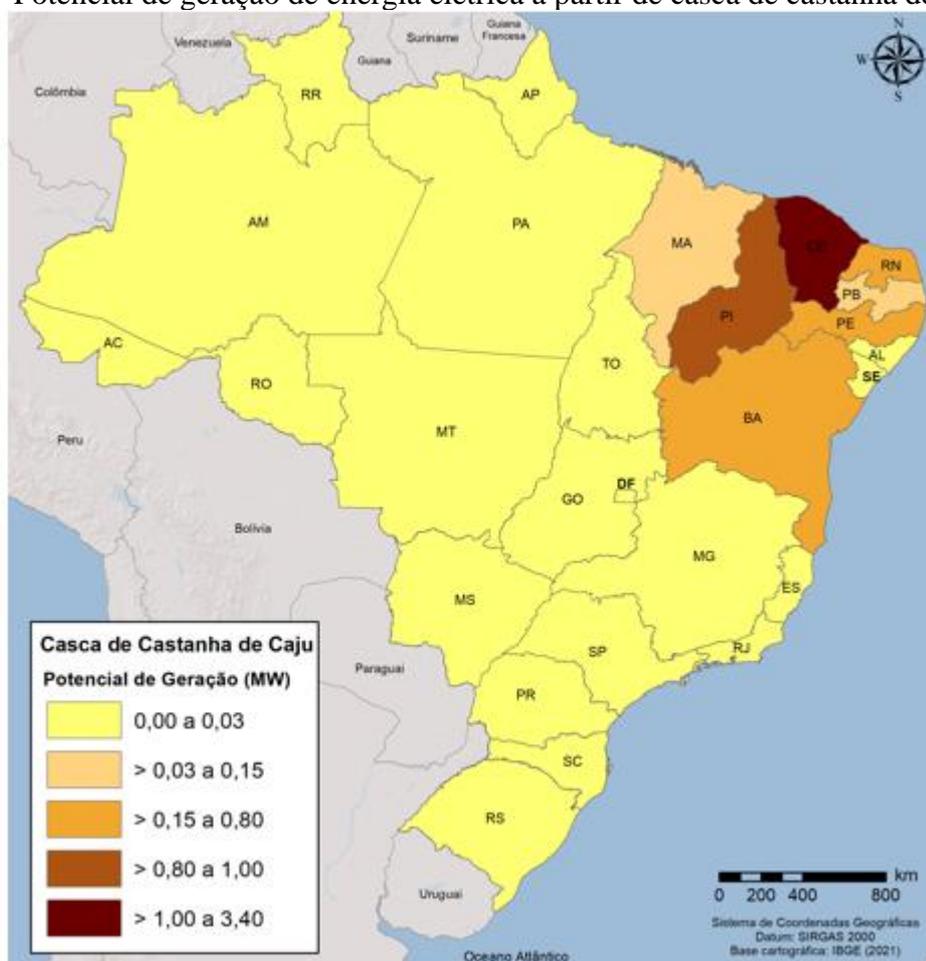
As duas últimas biomassas estudadas nessa pesquisa, casca de castanha de caju e casca de coco-da-baía, apesar de possuírem alto potencial, especialmente o coco, não possuem empreendimentos dedicados ou em sistema de cogeração para produção de eletricidade, conforme informações da ANEEL.

A castanha de caju é produzida basicamente no Nordeste do Brasil, sendo o país o quinto maior produtor mundial. A produção em 2020 foi de aproximadamente 139.921 mil toneladas, sendo o estado do Ceará o maior produtor, com 85 mil toneladas (IBGE, 2021a). Desse total, estima-se que o valor do resíduo, a casca da castanha, represente 45% do fruto, da qual pode-se obter energia de várias maneiras: briquetagem da casca, biodiesel por meio do líquido da castanha do caju e, no caso específico desse estudo, pirólise, utilizando vapor de

água como agente gaseificante para produção de eletricidade, tal qual realizado na Índia, o maior produtor mundial até 2018 (MONIR *et al.*, 2018).

Além do Ceará, os Estados do Piauí (0,9 MW) e Rio Grande do Norte (0,7 MW), são os que apresentam os maiores potenciais de produção de bioeletricidade. Caso o sistema opere ininterruptamente durante um ano, o Ceará geraria, aproximadamente, 7.190 GWh/ano, valor que seria suficiente para suprir 45% da geração total de eletricidade do estado, enquanto que o Rio Grande do Norte supriria 41% em 2019 de acordo com informações do Anuário Estatístico da Energia Elétrica (BRASIL, 2020). A Figura 17 mostra o potencial de produção de cada estado brasileiro, com destaque para região Nordeste.

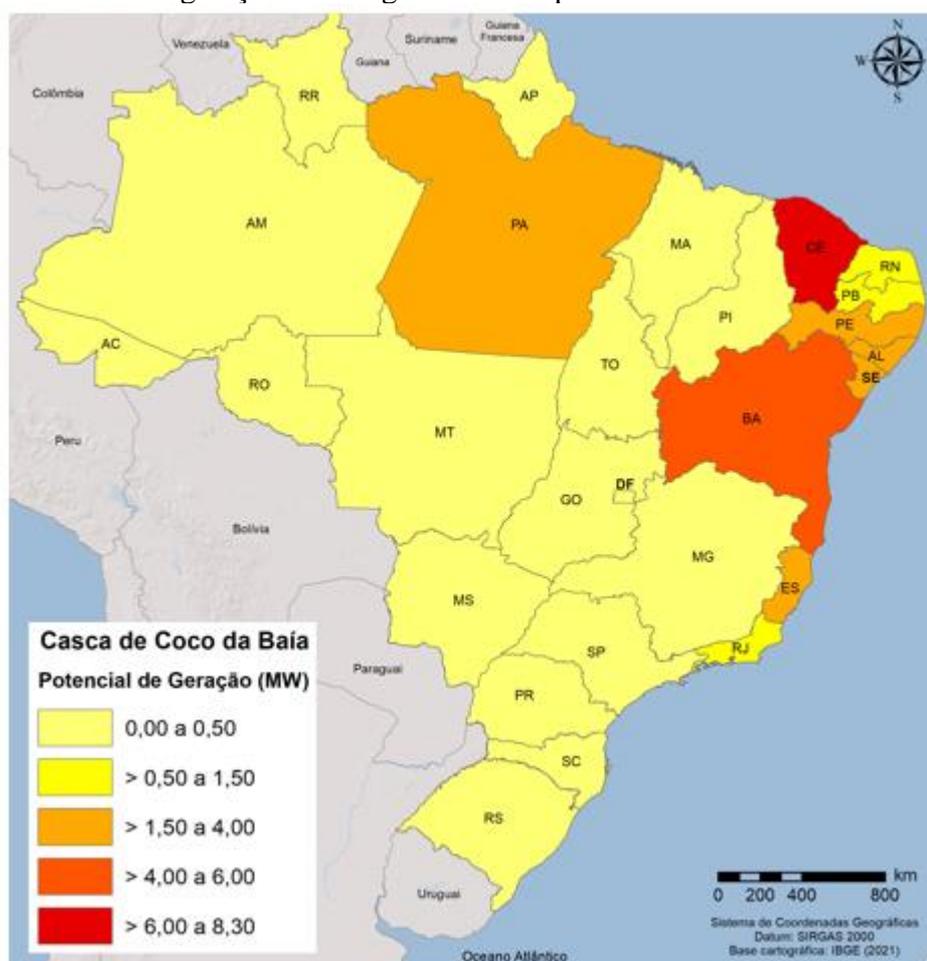
Figura 17 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de casca de castanha de caju



4.6 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO MESOCARPO DO COCO-DA-BAÍA

A produção de coco-da-baía em 2020 foi de aproximadamente 820 mil toneladas (IBGE, 2021a) considerando o peso médio de 500 gramas para cada fruto. Este total possui potencial técnico de 33 MW. O estado com maior potencial é o Ceará, 8 MW, seguido da Bahia, 6 MW e do Pará, 4 MW. Fora da região Norte e Nordeste, se destacam os Estados do Espírito Santo (3 MW) e o Rio de Janeiro (0,7 MW). A Figura 18 ilustra o potencial de cada estado brasileiro.

Figura 18 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de casca de coco-da-baía



Fonte: Elaboração própria, 2022, com dados do IBGE, 2021a.

Apesar da alta produtividade da cultura, e conseqüente potencial de produção de energia elétrica, segundo Carmo (2013) um inconveniente do mesocarpo (casca) do coco é seu alto teor de umidade, em torno de 80%. De acordo com autor, teores de 40% a 50% são aceitáveis em termoelétricas aos moldes das usinas de açúcar e álcool, sendo, portanto, necessário um processo de secagem antes da conversão, o que aumentaria os custos.

O mapeamento mostrou que o Brasil conta com relevante potencial para geração de energia elétrica a partir de fontes de biomassa de origem vegetal de diferentes tipos e em diferentes regiões. Destarte o potencial do bagaço da cana-de-açúcar e a silvicultura, já amplamente desenvolvidos, existem culturas ainda pouco exploradas, como a casca de arroz e o capim elefante, além da casca de coco-da-baía e a casca de castanha de caju, que sequer contam com empreendimentos outorgados pela ANEEL.

As particularidades regionais do país demonstraram também a possibilidade de diversificar a produção de eletricidade a partir de biomassa vegetal em diferentes Estados, fato que pode, além de melhorar a sustentabilidade ambiental, por meio da redução de emissões de CO₂ e a correta destinação final de resíduos, auxiliar no contexto econômico através da geração de emprego e renda.

Os dados apresentados evidenciam que o Estado brasileiro tem potencial significativo para produção de eletricidade a partir dos resíduos pesquisados. Estima-se que o potencial se situe, de acordo com a metodologia aplicada, em torno de 2.618 MW, capaz de gerar 22.934 GWh/ano, numa situação em que as unidades funcionassem em todas as horas anuais. Considerando um valor de apenas 60% de operação, a capacidade de geração seria de 13.760 GWh/ano, valor que corresponde a aproximadamente 3% do total gerado de eletricidade em 2021 no Brasil.

O bagaço de cana e os resíduos florestais, os quais foram considerados apenas o potencial excedente, possuem capacidade de 1.802 MW e 417 MW, respectivamente, capazes de gerar, em conjunto, 19.439 GWh/ano, caso operem em 100% das horas anuais.

Os demais resíduos: casca de arroz, casca de castanha de caju, casca de coco-da-baía, além da gramínea capim elefante, apesar de pouco explorados do ponto de vista energético, possuem um potencial conjunto de 480 MW e a vantagem, em especial do capim elefante, de poderem ser produzidos em regiões díspares do Brasil, e conseqüentemente, utilizados para conversão em bioeletricidade, reduzindo significativamente o déficit energético brasileiro e diminuindo sua dependência histórica da hidroeletricidade.

A Tabela 21, sumariza o potencial elétrico das biomassas de interesse, por regiões brasileiras, considerando, mais uma vez, apenas o potencial excedente, ou seja, desconsidera o que já é produzido de energia elétrica a partir dos insumos estudados. Os valores apresentados demonstram que todas as regiões possuem um volume considerável, em termos de potencial de produção, para ampliar sua capacidade de geração de eletricidade.

Tabela 21 - Potencial de produção de bioeletricidade por regiões brasileiras

Biomassa	Potencial por Região (MW)					
	Sul	Sudeste	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	
Cana-de-Açúcar	50,4	1.107	9,2	221,8	414,9	
Resíduos Florestais	15,3	144,8	76,4	138,3	4,3	
Casca de Arroz	138,8	1	4,6	2,5	8,7	
Capim Elefante	25,8	45,8	47,6	57,3	76,3	
Castanha de Caju	0	0	0,03	2	0	
Coco-da-baía	0,03	4,5	4	16,2	0,3	
Total	230,3	1.303,1	141,8	438,1	504,5	2.617,8

Fonte: Elaborado pelos autores com dados do IBGE, 2021a e do LAPIG, 2018.

Importante ressaltar que nem todos os resíduos, apesar do constatado potencial, poderão ser aproveitados para produção de energia elétrica. O coco da baía, por exemplo, ainda que seja uma planta abundante por todo o litoral brasileiro, estando presente em diversos Estados, possui problemas técnicos relacionados ao teor de umidade, além de questões relacionadas a logística de recolhimento.

A casca da castanha do caju, por sua vez, é uma cultura concentrada na região Nordeste do Brasil. Seu cultivo, em grande parte, é realizado por pequenos agricultores, sem uma estrutura formal de organização. Concomitante a isso, a produção é pequena e a produtividade é baixa, não gerando economia de escala e economicidade para as termelétricas eventualmente interessadas nesta biomassa. Esses fatores técnicos influenciam negativamente pequenas culturas de serem utilizadas comercialmente, para os mais diversificados fins, especialmente geração de energia elétrica (FERNANDES *et al.*, 2022).

Além disso, pode-se afirmar também, que mesmo as culturas que já são utilizadas para geração de eletricidade e têm eficiência técnica e econômica já comprovadas, também não possuem o interesse de direcionar completamente seus insumos para produção de energia elétrica. O bagaço de cana-de-açúcar, por exemplo, pode ser deixado no solo para servir elemento nutricional (FERREIRA, 2021), ou ser direcionado para produção de etanol de segunda geração, conforme dinâmica dos preços de mercado.

Dessa forma, as culturas viáveis são aquelas verticalizadas às indústrias (cana-de-açúcar e madeira principalmente). Ou seja, são culturas não dedicadas à produção de eletricidade, mas que geram resíduos, utilizados prioritariamente em processo de cogeração para autoconsumo, e posteriormente, em caso de excedente são injetados no SIN.

5 ANÁLISE DAS ELASTICIDADE-PREÇO E RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL POR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Esta seção teve como propósito estimar a elasticidade-preço e renda do consumo de eletricidade residencial nos níveis nacional e regional, no curto e no longo prazo, utilizando o estimador SY GMM, proposto por Blundell e Bond (1998), que mostram que o desempenho do estimador FD GMM se deteriora à medida que a variável y_{it} se aproxima de um passeio aleatório. Ou seja, para os casos em que a variável endógena demonstra alto grau de persistência, as observações defasadas em nível, $y_{i,t-s}$, se tornam um instrumento fraco para as observações em primeira diferença (Δy_{it}). Dessa forma, considerada a validade conjunta dos instrumentos utilizados, o estimador SY GMM é assintoticamente eficiente e robusto quanto a presença de heterocedasticidade e autocorrelação no componente de erro do modelo.

5.1 ANÁLISE DAS ELASTICIDADE-PREÇO E RENDA DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE NO NÍVEL NACIONAL

A primeira discussão diz respeito à elasticidade preço e renda no curto e longo prazo em nível nacional. O modelo utilizado para a obtenção dos parâmetros foi o especificado na Eq. 3.7, controlado pela *dummy* dos períodos, que controlam as tendências temporais. Nesse caso, a variável temperatura não foi utilizada na análise por não ser significativa. Verificou-se que esta variável não influencia o consumo a nível nacional. A Tabela 22 resume os resultados das regressões. Conforme relatado na seção de métodos, dois conjuntos de variáveis instrumentais foram considerados.

Tabela 22 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade do Brasil (2004 a 2019)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln P(t)$	-0,306*** (0,607)	-0,319*** (0,060)
$\ln INC(t)$	0,326** (0,135)	0,337** (0,138)
$\ln C(t - 1)$	0,507*** (0,117)	0,486*** (0,114)
$\ln rain(t)$	-0,113** (0,043)	-0,114** (0,044)
$\ln temp(t)$	0,286	0,299

	(0,179)	(0,182)
N	432	432
Sargan	0,077	0,062
m1	0,002	0,001
m2	0,051	0,001
Instrumentos	$\ln C(t - 2)$	$\ln C(t - 2)$
	$\ln P(t - 1)$	$\ln C(t - 3)$
	$\ln INC(t-1)$	$\ln P(t - 1)$
		$\ln INC(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. As regressões foram estimadas através de dados em painel para cada UF (Estado) do Brasil de 2004 a 2019. Os erros-padrão estão representados logo abaixo dos coeficientes, entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***) , 5% (**) e de 10% (*). O teste de Sargan identifica as restrições de identificação excessiva para os estimadores SY GMM em duas etapas, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Como o estimador SY GMM foi aplicado, o teste de Sargan foi usado para verificar restrições de identificação excessivas. De acordo com a hipótese nula de que todos os instrumentos usados são válidos, a estatística do teste tem uma distribuição assintótica qui-quadrado com um grau de liberdade igual ao número de restrições de identificação excessivas. Para ambos os modelos, os valores de p são maiores que 0,05 e a hipótese nula não pode ser rejeitada. Portanto, ambos são mantidos para o restante da análise e avaliações regionais demonstradas posteriormente.

Em relação aos testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, o estimador SY GMM requer que as diferenças defasadas não sejam correlacionadas com o efeito fixo e o erro idiossincrático (WOOLDRIDGE, 2012). Para variáveis exógenas, as condições atuais não requerem correlação entre a variável em diferença e os resíduos ao mesmo tempo. Assim, espera-se rejeitar a correlação nula ou sem serial para correlação serial de primeira ordem e não rejeitar a mesma hipótese para correlação serial de segunda ordem. Na Tabela 15, os valores de p, indicados pelo Modelo 1 e Modelo 2, testaram a correção serial de primeira e segunda ordem, respectivamente. Os resultados mostrados na Tabela 6 mostram que o Modelo 1 é mais apropriado porque a hipótese nula pode ser rejeitada para correlação serial de primeira ordem e não pode ser rejeitada para correlação serial de segunda ordem.

Especificamente relacionado aos resultados das regressões, os sinais das elasticidades para o modelo nacional estão de acordo com as premissas econômicas, ou seja, sinal negativo para elasticidade-preço e positivo para elasticidade-renda. Em ambos os modelos, a variável dependente atrasada, $\ln C(t - 1)$, apresentou-se estatisticamente significativa, com valores de p

menores que 0,001, em ambos os casos, indicando que para o país, que o consumo anterior é uma variável que afeta o consumo de eletricidade atual.

Portanto, considerando o modelo mais adequado, demonstrado no Modelo 1, o coeficiente de $\ln p_{(t)}$ é -0,306; ou seja, um aumento de 1% na tarifa de energia elétrica resultaria em uma redução de 0,306% no consumo de energia elétrica residencial no curto prazo. No longo prazo, aplicando a fórmula descrita na Equação 3.8, ou seja, a razão entre o coeficiente de preço de curto prazo e a diferença entre um menos o coeficiente da variável dependente atrasada, o coeficiente de elasticidade-preço é -0,62, ou seja, um aumento de 1% no preço levaria a uma redução de 0,62% no consumo. Em relação à renda, observa-se que um aumento de 1% na renda causaria um aumento no consumo de 0,326% no curto prazo e 0,661% no longo prazo, conforme a Equação 3.9.

Os valores das elasticidades-preço no curto prazo são superiores aos apresentados em estudos anteriores (ANDRADE; LOBÃO, 1997; MODIANO, 1984; UHR; CHAGAS; UHR, 2017). Essa diferença, provavelmente se deve ao nível de agregação do banco de dados utilizado nesses estudos. Além disso, essas pesquisas anteriores não consideraram o preço da energia elétrica endógeno, o que introduz um viés. No longo prazo, os valores também foram significativamente diferentes desses estudos, mas semelhantes a Uhr *et al.* (2019) e Uhr *et al.* (2017). Apesar de usarem estimadores diferentes, eles trabalharam com microdados e um banco de dados com níveis de agregação mais baixos.

5.2 RESULTADOS DA DEMANDA REGIONAL DE ELETRICIDADE

A elasticidade-preço e a elasticidade-renda da demanda regional de eletricidade no Brasil são discutidas a partir daqui. O objetivo desta análise é capturar efeitos relevantes que podem ter sido ignorados no tratamento dos dados no Brasil como um todo.

Geograficamente, o Brasil está subdividido em cinco regiões: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Considerando o período de 2004 a 2019, o consumo de energia elétrica nas regiões Norte e Nordeste cresceu a uma taxa média anual de 5,4%, enquanto a região Centro-Oeste cresceu 5%. Além disso, as regiões Sul e Sudeste cresceram 3,6% e 3%, respectivamente. Apesar das regiões menos desenvolvidas (Norte e Nordeste) apresentarem maiores taxas de crescimento, nota-se uma diferença considerável para a Região Sudeste quando analisados os números reais de consumo. Esse resultado mostra as disparidades e justifica a importância da realização de estudos de consumo residencial de energia elétrica,

considerando as diferenças econômicas entre as regiões. A análise regional do consumo de eletricidade é importante porque as disparidades, principalmente em termos de renda, são significativas.

A primeira região a ser representada foi a região Norte. Composta por sete Estados, que foram analisados em 16 períodos, totalizando 112 observações. A região abriga, aproximadamente, 80% da floresta amazônica, tendo um clima quente e úmido, o que propicia chuvas intermitentes durante todo o ano. Aplicando o estimador SY GMM com dois e três lags do consumo, foram encontrados valores muito próximos para as elasticidades-preço de curto e longo prazos, mas valores sensivelmente diferentes para elasticidade-renda de curto e longo prazo. Os resultados podem ser visualizados a partir da Tabela 23.

Tabela 23 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Norte (2004 a 2019)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln P(t)$	-0,287** (0,112)	-0,310** (0,116)
$\ln INC(t)$	0,599*** (0,09)	0,614*** (0,089)
$\ln C(t - 1)$	0,0398 (0,150)	0,042 (0,151)
$\ln Rain(t)$	-0,316** (0,08)	-0,278** (0,078)
N	112	112
Sargan	0,972	0,826
m1	0,042	0,039
m2	0,867	0,082
Instrumentos	$\ln C(t - 2)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$	$\ln C(t - 2)$ $\ln C(t - 3)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. As regressões foram estimadas através de dados em painel para cada UF (Estado) da região Norte de 2004 a 2019. Os erros-padrão estão representados logo abaixo dos coeficientes, entre parênteses. Os coeficientes são significativos ao nível de 1% (***), 5% (**) e 10% (*). O teste de Sargan identifica as restrições de identificação excessiva para os estimadores SY GMM em duas etapas, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Os resultados das regressões foram muito próximos e mostraram os sinais esperados em ambos os modelos. Analisando os testes de Sargan e de correlação serial, representados pelos resultados de m1 e m2, os resultados da coluna um são mais adequados, pois ao nível de significância de 5%, o valor de 0,042 é rejeitado para correlação serial de primeira ordem, e o

valor 0,867 não pode ser rejeitado para correlação de segunda ordem. Portanto, as análises de sensibilidade de demanda para a região Norte serão avaliadas de acordo com a coluna um.

No curto prazo, a elasticidade-preço era de -0,287; uma variação positiva no preço de 1% resultaria na redução do consumo de eletricidade em 0,287%. Em relação à renda, o valor foi menos elástico, 0,599, o que significa que um aumento de 1% na renda resultaria em um aumento de 0,599% no consumo. Em relação às variáveis climáticas, apenas a precipitação foi significativa. O valor do coeficiente foi de -0,316, o que em teoria significa que um aumento de 1% na precipitação reduziria o consumo em 0,316%. Ao menos no curto prazo, a incidência de uma carga tributária maior conteria o consumo.

Em relação a estudos anteriores, seguindo o exemplo de Dantas *et al.* (2016), os valores diferem significativamente, principalmente a elasticidade-renda. Com o passar do tempo, os valores da elasticidade aumentam, embora, para o preço, esse valor seja discreto, atingindo os parâmetros de -0,298 para o preço e 0,623 para a renda no longo prazo. Apesar de ser considerada uma região empobrecida, em geral, com Índice de Desenvolvimento Humano Municipal de 0,667 (PNUD; IPEA, 2016), apresentou parâmetros de elasticidade, principalmente preço, superiores às demais regiões brasileiras, como será mostrado a seguir.

A região Nordeste, composta por nove Estados, apesar de ser considerada também uma região pobre, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) é de 0,663 (PNUD; IPEA, 2016), um pouco mais baixo, inclusive, que o da região Norte, os parâmetros estão mais próximos de estudos anteriores como Irffi *et al.* (2009), que estimaram a demanda por eletricidade para diversas classes de consumo na região Nordeste. O nível pluviométrico não foi significativo para esta região. Uma peculiaridade desta região é que apresenta secas severas na maior parte do ano com baixo desvio padrão, explicando sua falta de influência no consumo de energia elétrica.

Os parâmetros de sensibilidade da demanda de energia elétrica a preço e renda, na região Nordeste no curto prazo são -0,103 e 0,117, respectivamente. Se o preço se move positivamente em 1%, o consumo de eletricidade diminui em 0,1%, enquanto se a renda aumenta em 1%, o consumo aumenta em 0,117%. Os valores nos mostram que a demanda de energia elétrica do Nordeste não é elástica, demonstrando aos tomadores de decisão públicos que medidas relacionadas a reajustes tarifários via reajuste de impostos não conteriam o consumo na região. No longo prazo (conforme Equações 1 e 2), os parâmetros estimados foram -0,391 (preço) e 0,445 (renda). Os resultados das regressões podem ser vistos na Tabela 24.

Tabela 24 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Nordeste (2004 a 2019)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln P(t)$	-0,103*** (0,016)	-0,102*** (0,0161)
$\ln INC(t)$	0,117** (-0,116)	0,147** (0,057)
$\ln C(t - 1)$	0,737*** (0,099)	0,739*** (0,101)
$\ln TEMP(t)$	0,545** (0,208)	0,544** (0,210)
N	144	144
Sargan	0,97	1
m1	0,04	0,04
m2	0,158	0,161
Instrumentos	$\ln C(t - 2)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$	$\ln C(t - 2)$ $\ln C(t - 3)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. As regressões foram estimadas através de dados em painel para cada UF da região Nordeste de 2004 a 2019. Os erros-padrão estão representados logo abaixo dos coeficientes, entre parênteses. Os coeficientes são significativos ao nível de 1% (***), 5% (**) e de 10% (*). O teste de Sargan identifica as restrições de identificação excessiva para os estimadores SY GMM em duas etapas, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Destaca-se a influência da temperatura no consumo de energia elétrica da região Nordeste. Por se tratar de uma região de clima quente, intercalada por períodos amenos de maio a agosto, o uso de aparelhos de ar condicionado é bastante intenso, afetando diretamente o consumo.

Nas estimativas para a região Nordeste, ambos os modelos estimados em SY GMM são robustos e consistentes com a ocorrência de restrições de sobreidentificação excessiva, visto que a estatística do teste possui distribuição assintótica qui-quadrado, com grau de liberdade igual ao número de restrições de identificação excessiva, com p-valor maior que 0,05, não rejeitando a hipótese nula de que todos os instrumentos são válidos. Em relação aos testes de correlação de primeira e segunda ordem, ambos os modelos possuem valores semelhantes em relação às hipóteses de teste, sendo escolhido o modelo da coluna 1 para representar os resultados.

A região Centro-Oeste apresentou resultados significativos e semelhantes para todas as variáveis consideradas nos dois modelos adotados. As elasticidades de preço e os parâmetros de renda de curto prazo foram -0,642 e 1,002 (modelo 1) e novamente -0,642 e 1,002 (modelo

2). Conseqüentemente, os parâmetros de longo prazo também se comportaram da mesma forma. Os valores foram -1,04 e 1,63 em ambas as colunas. Os resultados das estimativas são apresentados na Tabela 25. Ambos os modelos estão bem ajustados aos dados, sendo que o da coluna 2 apresenta melhor desempenho nos testes de restrição de identificação excessiva ($P > 0,05$) e correlação serial. Este modelo é usado para explicar o comportamento dos dados.

Tabela 25 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Centro-Oeste (2004 a 2019)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln P(t)$	-0,642*** (0,086)	-0,642*** (0,086)
$\ln INC(t)$	1,002*** (0,203)	1,001*** (0,203)
$\ln C(t - 1)$	0,385*** (0,045)	0,385*** (0,045)
$\ln TEMP(t)$	1,363*** (0,353)	1,363*** (0,353)
$\ln Rain(t)$	-0,171*** (0,061)	-0,171*** (0,061)
N	64	64
Sargan	0,028	0,093
m1	0,13	0,13
m2	0,116	0,116
Instrumentos	$\ln C(t - 2)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$	$\ln C(t - 2)$ $\ln C(t - 3)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. As regressões foram estimadas através de dados em painel para cada UF da região Centro-Oeste de 2004 a 2019. Os erros-padrão estão representados logo abaixo dos coeficientes, entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***) , 5% (**) e de 10% (*). O teste de Sargan identifica as restrições de identificação excessiva para os estimadores SY GMM em duas etapas, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal $N(0,1)$.

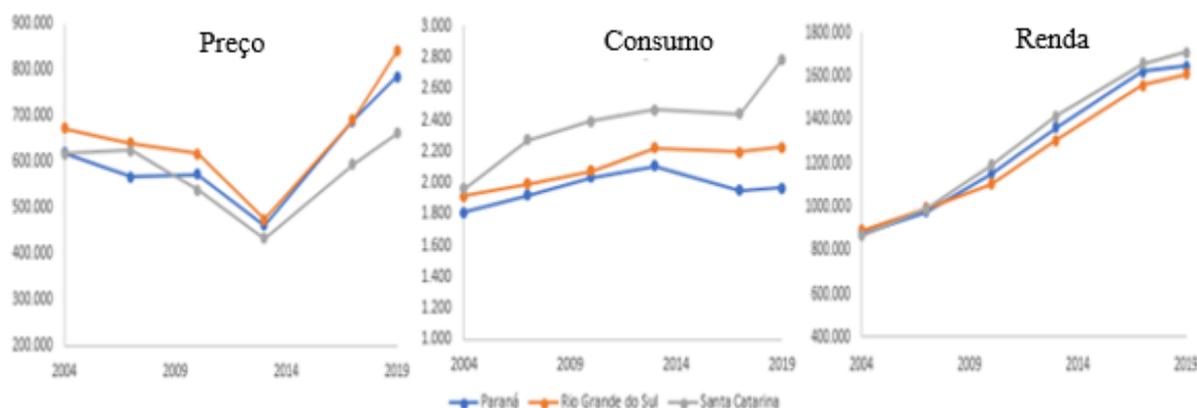
Na região Centro-Oeste, considerando o modelo 2 da Tabela 25, um aumento de 1% na tarifa reduziria o consumo em 0,642%, e um aumento na renda de 1% aumentaria o consumo em 1%. Esses parâmetros apresentam sinais de acordo com a teoria econômica, mas os valores foram ligeiramente superiores aos de estudos anteriores (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; SCHMIDT; LIMA, 2004), que consideravam a variável preço como endógena e não trabalharam com instrumentos defasados para conter esse viés.

As variáveis climáticas também se mostraram mais significativas, indicando que se houvesse aumento de 1% na temperatura, o consumo aumentaria 1,3%, enquanto as chuvas

influenciariam positivamente a demanda por energia elétrica em 0,35%. No longo prazo, os parâmetros para o preço foram -1,044 e 1,623 para a receita. Os resultados mostram que uma política pública de aumento da tributação para tornar o consumo mais eficiente teria efeitos de curto prazo que seriam maiores no longo prazo.

Para a região Sul, o modelo que melhor se ajustou foi o 1 (Tabela 26). A elasticidade-preço de curto prazo foi de -0,115, enquanto que o valor de longo prazo foi de -0,162, enquanto os parâmetros da elasticidade-renda foram 0,204 e 0,288. Dentre as regiões, a Sul foi a que apresentou os menores valores dos parâmetros de interesse e muito próximos de valores estimados em trabalhos anteriores (AZEVEDO, 2007; DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016). Um indicativo dessa semelhança, mesmo os dados sendo estimados por técnicas econométricas diferentes, pode residir no fato de na região Sul, o consumo de eletricidade manteve-se relativamente constante, apesar das alterações nos preços da tarifa e o aumento gradual da renda. Na Figura 19 é possível perceber esse movimento.

Figura 19 - Comportamento do consumo residencial da região Sul face as alterações na renda real e na tarifa de eletricidade



Fonte: Dados da pesquisa, 2020. A Figura mostra que apesar das variações da tarifa e da renda nos Estados (extremidades), no decorrer do tempo, o consumo permaneceu relativamente estável. Os valores do consumo residencial estão em MWh, enquanto que os valores da tarifa e da renda estão em reais (R\$), com referência ao mês de dezembro do ano de 2019.

Os coeficientes das variáveis climáticas também foram estatisticamente significativos ao nível de 10%. Para a temperatura o valor do parâmetro foi de 0,457 e para pluviosidade foi de 0,014.

Tabela 26 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Sul (2004 a 2019)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln P(t)$	-0,115** (0,050)	-0,211* (0,111)
$\ln INC(t)$	0,204*** (0,042)	0,589** (0,288)
$\ln C(t - 1)$	0,292*** (0,041)	0,057* (0,130)
$\ln TEMP(t)$	0,457*** (0,099)	0,636*** (0,078)
$\ln Rain(t)$	-0,014* (0,008)	-0,025** (0,010)
N	48	48
Sargan	0,277	0,004
m1	0,177	0,154
m2	0,926	0,304
Instrumentos	$\ln C(t - 2)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$	$\ln C(t - 2)$ $\ln C(t - 3)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. As regressões foram estimadas através de dados em painel para cada UF da região Sul de 2004 a 2019. Os erros-padrão estão representados logo abaixo dos coeficientes, entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***) , 5% (**) e de 10% (*). O teste de Sargan identifica as restrições de identificação excessiva para os estimadores SY GMM em duas etapas, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Finalmente a região Sudeste, a mais rica e desenvolvida do país, com IDHM de 0,766. Novamente, os parâmetros foram significativos, sendo o modelo com dois *lags* da variável dependente mais apropriados para representar as elasticidades. Para a região, caso ocorra um aumento de 1% no valor da tarifa o consumo seria reduzido em 0,17%. Para a renda, um aumento de 1%, ocasionaria um aumento no consumo de 0,19%. Os movimentos das elasticidades são condizentes com a teoria econômica e estão também em conformidade com trabalhos anteriores (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; SCHUTZE, 2015; SOARES; LOPES; DA CUNHA, 2017).

Interessante notar também que no Sudeste o clima possui relativa influência no consumo de eletricidade. A região Sudeste é caracterizada por períodos distintos e bem demarcados em relação às sensações de frio e calor. O período relativo à estação do verão (dezembro a março) é caracterizado por altas temperaturas, o que possivelmente aumenta o uso de aparelhos de ar condicionado, por exemplo. Enquanto que no inverno (junho a setembro), as temperaturas são mais baixas.

Assim, um aumento na temperatura de 1% influenciaria o consumo em 0,15%. Os resultados das regressões podem ser visualizados na Tabela 27.

Tabela 27 - Regressões da elasticidade-preço e renda da demanda residencial de eletricidade da região Sudeste (2004 a 2019)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln P(t)$	-0.166*** (0.035)	-0.160*** (0.037)
$\ln INC(t)$	0.191*** (0.024)	0.169*** (0.032)
$\ln C(t - 1)$	0.819*** (0.025)	0.837*** (0.031)
$\ln TEMP(t)$	0.155*** (0.035)	0.145*** (0.036)
N	64	64
Sargan	0.153	0.046
m1	0.125	0.129
m2	0.329	0.367
Instrumentos	$\ln C(t - 2)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$	$\ln C(t - 2)$ $\ln C(t - 3)$ $\ln P(t - 1)$ $\ln INC(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. As regressões foram estimadas através de dados em painel para cada UF da região Sudeste de 2004 a 2019. Os erros-padrão estão representados logo abaixo dos coeficientes, entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***) , 5% (**) e de 10% (*). O teste de Sargan identifica as restrições de identificação excessiva para os estimadores SY GMM em duas etapas, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

No longo prazo, os efeitos também são consistentes com a teoria econômica. De acordo com as Equações 3.8 e 3.9, os valores de longo prazo seriam -0,917 para o preço e 1,055 para a renda. Os coeficientes são significativos, principalmente se comparados ao cenário nacional e a outras regiões, como Nordeste e Sul. Assim, os resultados indicam que as políticas públicas com foco no aumento dos impostos sobre o consumo residencial de energia elétrica teriam efeitos de curto e longo prazo, otimizando o consumo.

5.3 RESUMO DAS ELASTICIDADE-PREÇO E RENDA DE CURTO E LONGO PRAZOS E IMPLICAÇÕES POLÍTICAS

Nesta seção foram examinadas as diferenças entre as elasticidades de curto e longo prazos. Sendo a eletricidade um bem que praticamente não possui substitutos, os valores dos

parâmetros renda e preço, invariavelmente, são inelásticos. Estudos anteriores, relacionados a outros países e regiões, como por exemplo, Cialani and Mortazavi (2018), Meher (2019) e Silva *et al.* (2018), têm demonstrado esse fato. Além disso, outras pesquisas (SUN; YU, 2017; YIN; ZHOU; ZHU, 2016) mostram que a elasticidade preço e renda de curto prazo apresentam parâmetros menores que as de longo prazo. Para o Brasil, isso tem se mostrado verdadeiro, vide as pesquisas de Andrade e Lobão (1997), Uhr *et al.* (2017) e Villareal e Moreira (2016).

No presente estudo, apesar de algumas particularidades, tanto em nível nacional quanto regional, esse cenário também se confirma, exceto para a região Centro-Oeste. A Tabela 28 resume os resultados desta pesquisa para os cenários nacional e regional.

Tabela 28 - Elasticidades-preço e renda de curto e longo prazo do consumo residencial de eletricidade no Brasil (2004 a 2019)

	Elasticidade de curto prazo		Elasticidade de longo prazo	
	Preço	Renda	Preço	Renda
Brasil	-0,306	0,326	-0,62	0,661
Norte	-0,287	0,599	-0,298	0,623
Nordeste	-0,103	0,117	-0,391	0,444
Centro-Oeste	-0,642	1,001	-1,043	1,627
Sul	-0,115	0,204	-0,162	0,288
Sudeste	-0,166	0,191	-0,917	1,055

Fonte: Dados da pesquisa, 2020.

No cenário nacional, os valores diferem de estudos anteriores (ANDRADE; LOBÃO, 1997; MODIANO, 1984). Ao contrário desses estudos, que encontraram uma diferença de até quatro vezes entre o curto e o longo prazo, o presente estudo mostrou que esses valores não são mais do que o dobro. Essa proporção foi confirmada para a maioria das regiões. Essa diferença em relação a estudos anteriores é atribuível aos vieses inerentes dos estimadores usados nesses estudos. Modiano (1984) usa o estimador OLS e as fórmulas de elasticidade de longo prazo das Equações 3.8 e 3.9. Quando o OLS é usado, o coeficiente é enviesado para cima porque a variável dependente defasada se correlaciona com o termo de erro (BLUNDELL; BOND, 1998). Assim, na Equação 3.8, o numerador seria maior em valor absoluto que o denominador se os vieses não fossem eliminados, aumentando a elasticidade no longo prazo. O estimador SY GMM resolveu esses problemas de tendência.

Nas regiões mais ricas, Sul e Sudeste, comportamento semelhante é observado no curto prazo. Porém, quando se analisa o longo prazo, os valores são díspares e a região Sudeste apresenta uma sensibilidade muito maior ao longo do tempo. Existem algumas razões possíveis para este comportamento. O primeiro é o comportamento do consumo de energia

elétrica na região Sul, que se manteve praticamente constante ao longo da série histórica em relação ao comportamento de preços e consumo. Em segundo lugar, na região Sul, várias concessionárias independentes são formadas por cooperativas de eletricidade que atendem a um pequeno número de consumidores. Por exemplo, no estado de Santa Catarina, que tem cerca de sete milhões de habitantes, em dezembro de 2019 havia 22 distribuidoras de energia elétrica, enquanto Minas Gerais, com mais de 21 milhões de habitantes, tinha apenas três. Embora os consumidores ainda não possam escolher de quem comprar sua energia elétrica no Brasil, mais participantes do mercado tendem a exercer pressão sobre os preços e menores reajustes, o que pode também auxiliar a explicar a diferença de comportamento no longo prazo.

Na região Norte, também é possível notar alguns comportamentos interessantes. Os valores dos parâmetros de curto prazo são consistentes com estudos semelhantes (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016) no entanto, os valores são significativamente maiores a longo prazo. Esse resultado faz sentido, pois pode-se afirmar que a maior elasticidade-preço se deve à baixa renda da população. Tarifas mais altas podem inibir o consumo de eletricidade, pois os indivíduos podem considerar a compra de outros itens de consumo mais importantes para seu bem-estar.

A região Centro-Oeste foi a que apresentou os maiores valores para os parâmetros de interesse. O rápido crescimento econômico da região impulsionado pelo agronegócio resultou em um aumento geral significativo na demanda por eletricidade. Esse crescimento vem acompanhado de um aumento ainda mais acentuado na oferta de energia elétrica, levando o Centro-Oeste a se tornar exportador de energia elétrica para outras regiões do país. Além de ampliar a oferta de eletricidade, a região também diversificou sua matriz, contribuindo para uma maior sensibilidade de seus parâmetros. O Centro-Oeste foi a região que apresentou os maiores preços de eletricidade e renda na amostra observada. Esta situação pode ter contribuído para que os coeficientes de elasticidade-renda de curto prazo e os coeficientes de preço e renda de longo prazo fossem elásticos para o consumo de eletricidade.

Na região Nordeste, os parâmetros foram diferentes de estudos anteriores, principalmente no longo prazo (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; IRFFI *et al.*, 2009b). Esses autores também utilizaram estimadores dinâmicos, porém a coleta de dados foi realizada em nível macro, ou seja, não foram considerados valores específicos de consumo, como tarifa e receita por estado, o que pode ter fragilizado a análise. Além disso, destaca-se a diversificação da matriz elétrica nordestina, que nos últimos dez anos tem sido menos

dependente da geração hidrelétrica, substituindo-a gradativamente pela eólica (FERRAZ *et al.*, 2020).

Esses achados podem interferir na política pública de preços adotada no Brasil. No país, a principal política pública que afeta o consumo de energia elétrica é a política de bandeiras tarifárias, que representa um aumento uniforme dos preços da energia elétrica de acordo com as condições de geração do país.

As bandeiras tarifárias são definidas mensalmente e comunicadas na conta de luz do consumidor. Se as condições forem favoráveis, a cor da bandeira é verde e o valor total não sofre alteração. Se a cor for amarela, as condições de produção são precárias e a tarifa aumenta em R\$ 0,01343 para cada kWh consumido no mês. Se for vermelho (Nível 1), o total aumenta em R\$ 0,04169 para cada kWh consumido. Na Bandeira vermelha (nível 2), as condições são consideradas ainda mais precárias, aumentando o total em R\$ 0,06243 para cada kWh consumido.

De acordo com a estatística descritiva fornecida na seção de apresentação dos dados, o consumo residencial médio mensal nos domicílios brasileiros é de 160 kWh com um preço médio de R\$ 0,52 por kWh, em maio de 2020. Portanto, a conta média de energia elétrica é de R\$ 83,89. Na situação de bandeira amarela, aumentaria para R \$ 86,04, um aumento de 2,6%. Com a elasticidade-preço calculada para o cenário nacional, esse aumento levaria a uma redução de 0,78% no consumo residencial mensal. Mantida a política de longo prazo e todos os demais fatores que afetam o consumo de energia elétrica constantes, a redução chegaria a 1,59%. No caso de bandeira vermelha, o aumento na conta seria de 8,0%, resultando em uma redução no consumo de curto prazo de 2,43% e de 4,93% no longo prazo, no nível 1. No nível 2, o aumento da conta é de 11,9%, reduzindo o consumo em 3,64% e 7,38% no curto e longo prazo, respectivamente. Para o país, a política estaria funcionando perfeitamente porque, no longo prazo, a redução do consumo diminuiria substancialmente.

No entanto, considerando os cenários regionais, a situação se modifica. Por exemplo, utilizando os aumentos relativos à bandeira amarela e ao primeiro nível da bandeira vermelha, comparando a situação entre o Norte (região pobre), que tem um consumo médio por domicílio de 198,33 kWh (preço médio por kWh de R\$ 0,621 , conta média mensal, portanto, de R\$ 123,17) e a região Sul (região rica), cujo consumo médio mensal é de 179,17 kWh (preço médio por kWh de R\$ 0,6983, com conta média mensal de R\$ 125,12), considerando o parâmetros de preços encontrados para as regiões, -0,115 / -0,162 (Sul - curto e longo prazo) e

-0,287 / -0,298 (Norte - curto e longo prazo), impactos no consumo médio por domicílio considerando todas as demais variáveis constantes, exceto o preço, seria o seguinte:

- Região Norte: Com a bandeira amarela, o consumo residencial seria reduzido em 0,62% no curto prazo e 0,64% no longo prazo. Com bandeira vermelha (nível 1), os valores de redução seriam de 1,93% e 2,0%, respectivamente;
- Região Sul: Considerando a bandeira amarela, o consumo cairia 0,22% no curto prazo e 0,31% no longo prazo. Em um cenário de bandeira vermelha (nível 1), os valores de redução do consumo seriam de 0,69% e 0,97%, respectivamente.

A Tabela 29 resume todos os cenários de análise, considerando as situações de bandeira amarela e vermelha nos níveis 1 e 2.

Tabela 29 - Impactos regionais no consumo de energia elétrica do Brasil considerando à política pública de bandeiras tarifárias associadas aos parâmetros de elasticidade-preço encontrados

	Bandeira Amarela			Bandeira Vermelha (1)			Bandeira Vermelha (2)		
	$\Delta\%$ C.P.	$\Delta\%$ L.P.	$\Delta\%$ P	$\Delta\%$ C.P.	$\Delta\%$ L.P.	$\Delta\%$ P	$\Delta\%$ C.P.	$\Delta\%$ L.P.	$\Delta\%$ P
Brasil	-0,78%	-1,59%	2,60%	-2,43%	-4,93%	7,95%	-3,64%	-7,38%	11,91%
Norte	-0,62%	-0,64%	2,20%	-1,93%	-2,00%	6,71%	-2,89%	-3,00%	10,05%
Nordeste	-0,21%	-0,79%	2,03%	-0,65%	-2,46%	6,29%	-0,97%	-3,68%	9,42%
Centro-oeste	-1,19%	-1,93%	1,80%	-3,68%	-5,98%	5,73%	-5,51%	-8,95%	8,59%
Sul	-0,22%	-0,31%	1,86%	-0,69%	-0,97%	5,97%	-1,03%	-1,45%	8,94%
Sudeste	-0,31%	-1,70%	1,92%	-0,96%	-5,29%	5,77%	-1,43%	-7,92%	8,64%

Fonte: Dados da pesquisa, 2020. C.P., refere-se ao curto prazo; L.P., longo prazo e P, é o preço

As políticas públicas brasileiras que impactam o consumo de eletricidade não devem ser uniformes entre as regiões, pois isso afetaria negativamente os consumidores com menor renda. Esta recomendação é apoiada pelo exercício anterior da Tabela 29, onde as regiões mais pobres seriam mais afetadas pelo aumento no custo da eletricidade, causadas pelas condições de geração. Do ponto de vista da política energética, os resultados obtidos com as estimativas do SY GMM indicam que há espaço para desestimular o consumo residencial ou torná-lo mais eficiente, recorrendo a aumentos de preços. No entanto, esses aumentos devem ser dimensionados, ao menos, em níveis regionais, devido às peculiaridades socioeconômicas e culturais do país.

Além disso, o Brasil possui características intercontinentais que permitem pesquisar e investir em outros meios de geração de energia, principalmente a partir de fontes renováveis

de energia solar, eólica e biomassa. Esses recursos podem ampliar a oferta brasileira de energia elétrica diante do consumo elétrico residencial crescente dos últimos anos.

As estimativas dos parâmetros das elasticidades da demanda por energia elétrica são cruciais para o país sob diversos pontos de vista, especialmente quando se trata do setor residencial, o segundo setor que mais consome eletricidade no Brasil. Tem importância estrutural e conjuntural no planejamento do setor elétrico, pois impacta diretamente nos programas de investimento em infraestrutura para geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Exerce impacto também no planejamento de compra de eletricidade pelas distribuidoras e no planejamento da operação do SIN. A ausência de estimativas robustas em relação às variáveis que influenciam a demanda elétrica residencial, pode ainda, impactar negativamente novos projetos de investimento. Os investimentos no setor elétrico, normalmente, são intensivos em capital, logo, o retorno financeiro se dá no longo prazo, onde as incertezas são maiores. Assim, a análise da demanda por eletricidade é estratégica para manutenção dos investimentos no setor.

6 ESTIMATIVA DAS ELASTICIDADES-PREÇO E RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados da análise em painel para as estimativas de elasticidade-preço e renda da demanda industrial de energia elétrica no Brasil, bem como, para os Estados mais e menos industrializados, incluindo os impactos da COVID-19 no consumo elétrico do setor industrial.

Primeiramente, são reportados os resultados dos modelos empilhados (Efeitos Fixos e Aleatórios, Efeitos Fixos com Termos de Erro AR(1), Efeitos Aleatórios com Termos de Erro AR(1), *Pooled* com método de estimação OLS e Termos de Erro AR(1) e *Pooled* com método de estimação FGLS e Termos de Erro AR(1). Posteriormente, foram analisados os resultados das estimativas dos modelos dinâmicos para dados em painel utilizando estimador SY GMM. Para todos os modelos foram destacados os impactos da COVID – 19 no consumo industrial de eletricidade.

6.1 ANÁLISE DOS MODELOS DE DADOS EMPILHADOS

Os resultados das estimativas para a equação 3.14 estão expostos na Tabela 30. Foram reportados os resultados dos seis modelos que diferem fundamentalmente no uso de variáveis de controle. As elasticidades-preço e renda da demanda de eletricidade do setor industrial, são representadas pelos valores dos parâmetros de $\ln p$ (preço) e $\ln ip$ (renda/produção industrial), respectivamente. Os demais parâmetros também são apresentados e seguem especificação conforme equação 3.14. O efeito da pandemia está representado por cov e deve ser interpretado como a variação percentual no consumo entre os anos de 2019 e 2020.

Tabela 30 - Estimativas das elasticidade-preço, elasticidade-renda e demais parâmetros da demanda industrial de energia elétrica no Brasil (2003 – 2020)

Regressores	(fe)	(re)	(fe ar1)	(re ar1)	(pols ar1)	(gls ar1)
$\ln p$	-0,907*** (0,023)	-0,913*** (0,024)	-1,091*** (0,015)	-1,091*** (0,015)	-1,101*** (0,023)	-0,937*** (0,018)
$\ln ip$	0,377*** (0,024)	0,366*** (0,023)	0,305*** (0,019)	0,300*** (0,019)	0,286*** (0,020)	0,249*** (0,015)
$\ln gp$	-0,325*** (0,068)	-0,326*** (0,067)	0,067 (0,096)	-0,019 (0,094)	-0,137 (0,116)	-0,187*** (0,083)
$\ln imp$	-0,039*** (0,011)	-0,031*** (0,011)	0,008 (0,008)	0,009 (0,008)	0,025*** (0,009)	0,017*** (0,006)
$\ln job$	0,653*** (0,062)	0,702*** (0,049)	0,411*** (0,121)	0,629*** (0,080)	0,745*** (0,020)	0,852*** (0,014)
$\ln rain$	0,006***	0,007***	-0,0008	-0,0004	-0,0009	0,001

	(0,002)	(0,003)	(0,001)	(0,001)	(0,002)	(0,001)
<i>ln temp</i>	-0,056*	-0,059*	-0,039***	-0,044***	-0,062*	-0,045***
	(0,033)	(0,033)	(0,027)	(0,026)	(0,033)	(0,023)
<i>cov</i>	-0,193***	-0,194***	-0,17***	-0,17***	-0,168***	-0,156***
	(0,019)	(0,020)	(0,024)	(0,026)	(0,037)	(0,033)
Obs.	2808	2808	2795	2808	2808	2808
R ²	0,821				0,85	

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. Níveis de significância 1% (***), 5% (**) e 10% (*). A especificação (fe) refere-se ao modelo de efeitos fixos; (re), efeitos aleatórios; (fe ar1) ao estimador de efeitos fixos com termos de erro ar1; (re ar1) ao estimador de efeitos aleatórios com termos de erro ar1; (pols ar1) refere-se ao modelo pooled OLS; (gls ar1) é o modelo pooled OLS com estimador FGLS. Erros padrão robustos estão entre parênteses.

De acordo com a Tabela 30, ao se permitir que os termos de erros sejam correlacionados entre os Estados, verifica-se que ocorre uma redução nos erros-padrão dos modelos (fe ar1) e (re ar1) em comparação com os demais estimadores. A estatística do teste de Hausman não permite rejeitar a hipótese nula de que não há diferença relevante entre os coeficientes de efeitos fixos e efeitos aleatórios, pois $\chi^2 = 10,23$ (sig. $\chi^2 = 0,9936$), mostrando que o estimador (re ar1), se adequa melhor aos dados.

Com relação aos regressores, os resultados mostram que a elasticidade preço (*ln p*) possui sinal esperado, sendo negativo para todas as especificações propostas. Os valores mostraram-se muito próximos, sendo os modelos (fe ar1), (re ar1) e (pols ar1), elásticos, e os demais com valores próximos à unidade. Isso significa que o aumento do preço da eletricidade impacta sensivelmente o consumo. Em termos específicos às elasticidades-preço variam entre -0,907 (modelos (fe)) à -1,101 (modelo (pols ar1)). Os parâmetros são maiores que os encontrados por Schmidt e Lima (2004) e Mattos (2005). A diferença pode estar associada ao nível de agregação dos dados. Segundo Zhu *et al.* (2018) e Labandeira *et al.* (2017), parâmetros de elasticidade-preço em bases mensais, tendem a apresentar valores maiores que em dados anuais, pois captam fatores sazonais específicos dos indivíduos, como alterações climáticas e datas comemorativas, por exemplo.

Para elasticidade renda / produção (*ln ip*), os sinais dos coeficientes também são condizentes com a teoria econômica. As magnitudes variaram entre 0,249 (estimador (gls ar1)) e 0,377 (modelo (fe)), refletindo que aumentos na produção física industrial refletem alterações positivas no consumo. Ao contrário de estudos anteriores (GROSS *et al.*, 2017; MATTOS, 2005; SCHMIDT; LIMA, 2004), as estimativas desta pesquisa, são menores. Os resultados encontrados, parecem mais condizentes por dois motivos. Primeiro, porque foram considerados componentes autorregressivos (AR(1)) para os resíduos, o que pode resultar em parâmetros mais eficientes para painéis longos. O segundo motivo está relacionado à

diminuição da participação da atividade industrial na economia brasileira nos últimos vinte anos, o que pode refletir à baixa sensibilidade do consumo elétrico à produção industrial.

O coeficiente do preço do gás natural ($\ln gp$) só foi significativo para os modelos (fe), (re) e (gls ar1). Apresenta sinal negativo, se caracterizando como um bem complementar, ou seja, para manutenção de suas atividades, as indústrias consomem em conjunto, tanto gás natural como eletricidade, tendo o preço deste um impacto menor que o preço da eletricidade sobre o consumo.

Para o nível de importação ($\ln imp$), a hipótese inicial era de que quanto maior o nível de importação dos Estados, *coeteris paribus*, menor seria a produção das indústrias e por consequência, o consumo elétrico. Apesar das divergências entre os modelos adotados, nota-se que o impacto, seja ele, positivo, ou negativo, parece ser irrelevante (varia de -0,039 a 0,025) nos modelos testados. Já o coeficiente do nível de emprego ($\ln job$) se comporta de forma esperada: sinal positivo e significativo para todos os modelos. Considerando o estimador (re ar1), um aumento de 1% no nível de emprego, gera uma variação positiva de 0,63% no consumo elétrico industrial.

Com relação as variáveis climáticas ($\ln rain$ e $\ln temp$), os modelos testados mostraram que o nível de pluviosidade, ao contrário do esperado, não influencia no consumo de eletricidade industrial, enquanto que a temperatura média apresentou sinal negativo e mostrou-se significativa a pelo menos 10% em todos os modelos. Considerando o estimador (re ar1), uma queda de 1% na temperatura, aumentaria o consumo em 0,044%.

O impacto do SARS-CoV-2, no entanto, é estatisticamente relevante a 1% de significância para todos os modelos. A análise revela que houve uma redução no consumo elétrico industrial de 17% entre os anos de 2019 e 2020, considerando o estimador (re ar1), condizente com os resultados de recentes estudos que estimaram os impactos da COVID – 19 em mercados globais de energia (CHEN *et al.*, 2020; DUTTA *et al.*, 2020), bem como, acompanhando a redução de 3,5% no consumo agregado de energia elétrica do Brasil, no primeiro trimestre de 2020 (BRASIL, 2020). A redução no consumo industrial refletiu também o fraco desempenho da economia brasileira em 2020, que apresentou retração no PIB de 4,1% em relação à 2019 (IBGE, 2021d), mostrando que a eletricidade é um bem essencial para a manutenção do crescimento econômico e bem estar social.

Desagregando a amostra entre Estados com maiores e menores níveis de industrialização, conforme Tabela 31, percebe-se algumas diferenças em relação ao cenário nacional, especialmente no primeiro estrato. Para os Estados mais industrializados, os valores

das elasticidade-preço possuem sinal esperado, mas são menores que no cenário nacional, (variam de -0.35 a -0.755), indicando que, isoladamente, para estes indivíduos, variações no preço afetam menos proporcionalmente o consumo. A produção industrial também se comportou como esperado, mas com valores próximos ao cenário nacional, com exceção da estimativa de efeitos aleatórios, que apresentou valor mais baixo (0,108).

Apesar dessas diferenças, os erros - padrão continuam menores nos modelos com termos de erro AR1, especialmente para os parâmetros de interesse ($\ln p$ e $\ln ip$). O teste de Hausman, mais uma vez, não permitiu rejeitar a hipótese nula de inexistência de diferença relevante entre os coeficientes de efeitos fixos e efeitos aleatórios com termos de erro AR1, pois $\chi^2 = 9,82$ (sig. $\chi^2 = 0,9952$), sendo (re ar1 mi), o modelo que melhor se adequa aos dados deste estrato.

Dessa forma, o gás natural comportou-se como um bem complementar, e não apresentou significância estatística. Assim como o nível de importação. Em relação as variáveis climáticas, apenas a temperatura média foi significativa a 5%, no modelo de melhor ajuste, mas contrariamente ao cenário nacional, o sinal foi positivo, significando que o aumento na temperatura em 1%, ocasiona uma alta de 0,04% no consumo. O impacto da pandemia do COVID 19, foi significativo para todos os estimadores, e em média, reduziu o consumo de eletricidade industrial em 20% em relação à 2019.

Tabela 31 - Estimativas das elasticidade-preço, elasticidade-renda e demais parâmetros da demanda industrial de energia elétrica para Estados mais e menos industrializados (2003 – 2020)

Estados mais industrializados						
Regressors	(fe mi)	(re mi)	(fe ar1 mi)	(re ar1 mi)	(pols ar1 mi)	(gls ar1 mi)
$\ln p$	-0,625*** (0,046)	-0,755*** (0,041)	-0,350*** (0,032)	-0,355*** (0,032)	-0,628*** (0,046)	-0,483*** (0,039)
$\ln ip$	0,325*** (0,037)	0,108*** (0,0037)	0,423*** (0,019)	0,412*** (0,018)	0,338*** (0,029)	0,255*** (0,021)
$\ln gp$	-1,000*** (0,113)	-1,47*** (0,092)	-0,077 (0,1)	-0,107 (0,1)	-0,561*** (0,12)	-0,215** (0,093)
$\ln imp$	-0,277*** (0,022)	-0,34*** (0,014)	0,0051 (0,009)	0,009 (0,011)	-0,09*** (0,014)	-0,024** (0,010)
$\ln job$	0,959*** (0,097)	1,264*** (0,016)	0,308* (0,207)	0,864*** (0,112)	1,05*** (0,016)	1,01*** (0,012)
$\ln rain$	0,003 (0,003)	0,013*** (0,004)	-0,001 (0,001)	-0,001 (0,001)	0,002 (0,002)	0,001 (0,001)
$\ln temp$	-0,143*** (0,037)	-0,42*** (0,028)	0,032* (0,017)	0,038** (0,017)	-0,139*** (0,033)	-0,104*** (0,024)
cov	-0,254*** (0,025)	-0,302*** (0,028)	-0,17*** (0,023)	-0,171*** (0,028)	-0,196*** (0,038)	-0,199*** (0,035)
Obs.	1296	1296	1290	1296	1296	1296
R ²	0,877				0,961	
Estados menos industrializados						
Regressores	(fe li)	(re li)	(fe ar1 li)	(re ar1 li)	(pols ar1 li)	(gls ar1 li)

<i>ln p</i>	-0,890*** (0,026)	-1,12*** (0,030)	-1,14*** (0,018)	-1,14*** (0,017)	-1,15*** (0,023)	-1,07*** (0,026)
<i>ln ip</i>	0,270*** (0,039)	0,291*** (0,042)	0,245*** (0,023)	0,248*** (0,023)	0,256*** (0,027)	0,241*** (0,026)
<i>ln gp</i>	-0,205** (0,082)	-0,721*** (0,090)	0,052 (0,134)	-0,051 (0,132)	-0,247* (0,133)	-0,415*** (0,122)
<i>ln imp</i>	0,039*** (0,013)	0,055*** (0,006)	0,009 (0,011)	0,013 (0,011)	0,028*** (0,009)	0,046*** (0,009)
<i>ln job</i>	0,369*** (0,073)	0,441*** (0,018)	0,445*** (0,141)	0,414*** (0,102)	0,391*** (0,04)	0,488*** (0,038)
<i>ln rain</i>	0,0045 (0,003)	0,024*** (0,004)	-0,001 (0,002)	-0,001 (0,002)	-0,0007 (0,002)	0,001 (0,002)
<i>ln temp</i>	-0,118 (0,087)	-0,14* (0,094)	0,006 (0,082)	0,006 (0,083)	-0,026 (0,085)	-0,003 (0,077)
<i>cov</i>	-0,17*** (0,026)	-0,173*** (0,033)	-0,172*** (0,037)	-0,17*** (0,037)	-0,168*** (0,042)	-0,133*** (0,039)
Obs.	1512	1512	1505	1512	1512	1512
R ²	0.823				0.916	

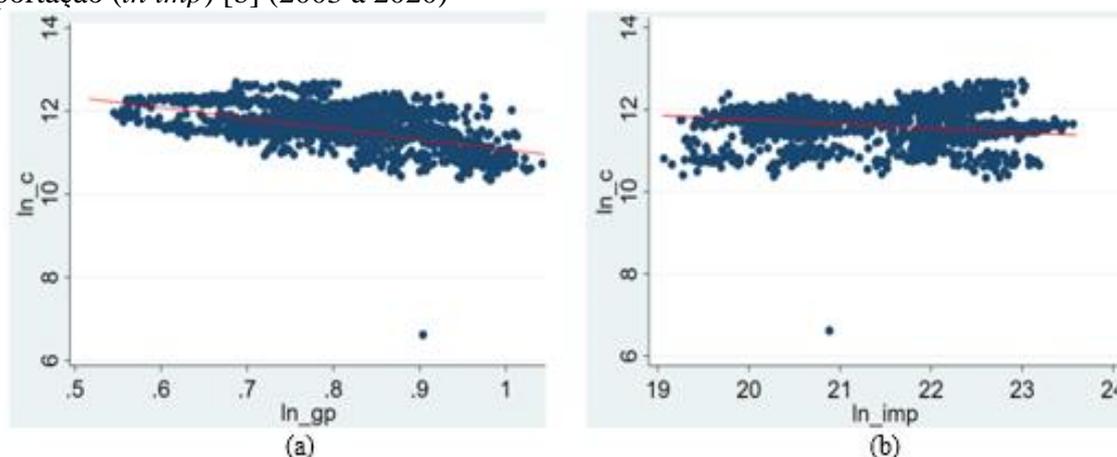
Fonte: Dados da pesquisa, 2021. Níveis de significância 1% (***), 5% (**) e 10% (*). A especificação (fe) refere-se ao modelo de efeitos fixos; (re), efeitos aleatórios; (fe ar1) ao estimador de efeitos fixos com termos de erro ar1; (re ar1) ao estimador de efeitos aleatórios com termos de erro ar1; (pols ar1) refere-se ao modelo pooled OLS; (gls ar1) é o modelo pooled OLS com estimador FGLS. Estados mais industrializados (mi), Estados menos industrializados (li). Erros padrão robustos estão entre parênteses.

Para os Estados menos industrializados, os modelos com termos de erro AR(1), também apresentam erros padrão ligeiramente menores, principalmente para os parâmetros de preço e produção industrial. O teste F de Chow rejeitou a hipótese nula de que há igualdade de interceptos e inclinações para todos os Estados (POLS), diferindo dos parâmetros obtidos por meio de efeitos fixos com termos de erro AR1, já que $F = 17,29$ (sig. $F = 0.000$). Assim, a consistência dos estimadores de efeitos fixos e efeitos aleatórios com termos de erros AR(1), foram novamente avaliadas. Mais uma vez não foi possível rejeitar a hipótese nula do teste, pois $\chi^2 = 12,75$ (sig. $\chi^2 = 0,970$), sendo o estimador de efeitos aleatórios com termos de erro AR(1) (re ar1 li), mais apropriado aos dados.

Desse modo, um aumento de 1% na tarifa de eletricidade, causa uma diminuição de 1,14% no consumo industrial de eletricidade. Nos Estados menos industrializados, a tarifa é elástica em relação ao preço. Os resultados do modelo autorregressivo são similares aos encontrados por Siqueira *et al.* (2006), para os Estados da região Nordeste. Em relação à produção industrial, o parâmetro foi significativo, mas inelástico, ou seja, o aumento de 1% na produção altera, positivamente o consumo, mas apenas em 0,248%. O preço do gás natural e o nível de importação não foram estatisticamente significativos. A explicação para isto pode estar na baixa variabilidade de ambos os regressores frente à variação no consumo durante o período estudado, captado pelo estimador (re ar1 li). As Figura 20 ilustra este fato. Em (a) é possível visualizar a baixa variabilidade do consumo em relação ao preço do gás natural,

enquanto que em (b), este mesmo fenômeno quando o consumo é comparado com o nível de importação. Destaque para um valor atípico que se refere ao consumo elétrico industrial no estado do Ceará no mês de setembro do ano de 2003. A ANEEL (2020b), informa que o valor consumido neste período foi de apenas 749 MWh.

Figura 20 - Consumo ($\ln c$) versus preço do gás natural ($\ln gp$) [a] e Consumo versus nível de importação ($\ln imp$) [b] (2003 a 2020)



Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Nota: \ln_c é o logaritmo neperiano do consumo, \ln_{gp} é o logaritmo neperiano do preço do gás natural e \ln_{imp} é o logaritmo neperiano do nível de importação.

O efeito da pandemia também foi bem relevante. Em comparação com 2019, o consumo de eletricidade industrial decresceu 17%, em média, para os Estados menos industrializados. Os números exibidos são condizentes aos apresentados pelo *Statistical Yearbook of Electricity* (EPE, 2021b), que relata uma redução no consumo cativo na classe industrial de 17,4% em 2020, comparado com 2019. A indústria vem perdendo participação na economia brasileira desde os choques econômicos e abertura comercial dos anos 90, intensificado pelas crises financeiras a partir de 2008 (JANOT; GARCIA; NOVAES, 2021). A redução no consumo de eletricidade, mais do que chamar a atenção para esta realidade, mostra, de uma maneira geral, em que direção está indo o modelo desenvolvimentista brasileiro e em particular, como choques externos e não esperados, como a crise sanitária do COVID-19, podem precarizar setores industriais, que em outros momentos, exerceram maior grau de importância para o crescimento econômico do país.

6.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS ESTIMATIVAS EM PAINEL DINÂMICO

A partir daqui, foram estimados os parâmetros de elasticidade-preço e elasticidade-renda, de curto e longo prazo, da demanda industrial de eletricidade nos cenários nacional e também considerando o nível de industrialização dos Estados e parte dos efeitos do Sars – CoV - 2 usando o estimador SY GMM. Da mesma forma que na análise dos modelos empilhados, os parâmetros de preço e renda, os principais resultados dos parâmetros dos demais regressores, com foco nas implicações da crise sanitária, bem como, os parâmetros calculados de elasticidade-preço e elasticidade-renda de longo prazo, conforme Eq. 3.8 e Eq. 3.9, foram reportados. O modelo trata $\ln c_{(t-1)}$, $\ln p$ e também $\ln ip$, pelas características de construção do índice, como endógenas. A Tabela 32 resume os resultados das regressões para o cenário nacional, conforme os dois modelos destacados na seção metodológica.

Tabela 32 - Regressões da demanda industrial de eletricidade no Brasil (2003 – 2020)

Regressors	Modelo (1)	Modelo (2)
$\ln c_{(t-1)}$	0,726*** (0,082)	0,728*** (0,08)
$\ln p$	-0,448*** (0,105)	-0,446*** (0,103)
$\ln ip$	0,069* (0,041)	0,068* (0,038)
$\ln gp$	-0,331* (0,178)	-0,329* (0,187)
$\ln imp$	0,008 (0,01)	0,008 (0,01)
$\ln job$	0,213*** (0,065)	0,211*** (0,064)
$\ln rain$	0,0007*** (0,0002)	0,0008*** (0,0002)
$\ln temp$	-0,011*** (0,003)	-0,009*** (0,004)
cov	-0,1065*** (0,03)	-0,1062*** (0,031)
Elasticidade-preço (LP)	-1,63	-1,62
Elasticidade-renda (LP)	0,25	0,24
N	221	221
Sargan	0,306	0,344
m1	0,014	0,015
m2	0,742	0,740
Instrumentos	$\ln c(t-2)$ $\ln p(t-1)$ $\ln ip(t-1)$	$\ln c(t-2)$ $\ln c(t-3)$ $\ln p(t-1)$ $\ln ip(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. As regressões foram estimadas por meio de dados em painel para cada um dos 13 Estados de 2003 a 2020. Os erros padrão robustos estão entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***) e 5% (**). O teste de Sargan indica as restrições de identificação excessiva para estimadores SY GMM. O valor p foi relatado. Os valores de m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Como foi aplicado o estimador SY GMM, as restrições de sobreidentificação foram testadas através do teste de Sargan. De acordo com a hipótese nula de validade de todos os instrumentos, a estatística do teste possui distribuição qui-quadrado assintótica com um grau de liberdade igual a número de restrições de sobreidentificação. Em ambos os modelos da Tabela 25, os valores de p são maiores que 0,05, não sendo possível rejeitar a hipótese nula.

Em seguida, foram testadas a correlação serial dos termos de erro. O estimador SY GMM pressupõe que $u_{i,t}$ seja serialmente não correlacionado, porque assim, $u_{i,t}$ está correlacionado com $u_{i,t-1}$, e $COV(u_{i,t}, u_{i,t-1}) = COV(u_{i,t} - u_{i,t-1}, u_{i,t-1} - u_{i,t-2}) = -COV(u_{i,t-1}, u_{i,t-1}) \neq 0$. Verifica-se este pressuposto através da correlação dos resíduos ajustados, que estão com valores de p indicados na Tabela 25 por m1 e m2. Espera-se rejeitar a hipótese nula (sem correlação serial) de primeira ordem (m1), mas não rejeitar para correlação serial de segunda ordem (m2). Ambos os modelos são apropriados, pois satisfazem esta exigência. Para fins de análise, optou-se pelo Modelo 1.

O coeficiente de $\ln p$ é de -0,448, indicando que o aumento de 1% no preço da eletricidade leva a uma diminuição no consumo industrial de -0,448%. O valor apresenta sinal esperado e condizente com a teoria econômica, no entanto é sensivelmente maior do que em estudos brasileiros anteriores, como por exemplo, -0,0955 (MATTOS, 2005) e -0,179 (SCHMIDT; LIMA, 2004). Estes trabalhos, além de não considerarem o preço endógeno, e também utilizarem séries temporais e dados com maior nível de agregação, que poderiam explicar esta discrepância em relação aos valores estimados na presente pesquisa, utilizaram séries de tempo da década de 1980 a início dos anos 2000. Neste período, o nível de competitividade interna e especialmente externa da indústria brasileira era menor. Isso fazia com que aumentos nos custos com eletricidade fossem mais facilmente repassados para os preços dos produtos, refletindo uma menor sensibilidade da demanda industrial por eletricidade em relação às variações nos valores das tarifas.

A produção industrial estimada foi 0,069, valor bem abaixo da estimativa do modelo (re ar1) e também de estudos anteriores semelhantes (DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016; MATTOS; LIMA, 2005). A *proxy* utilizada para esta variável foi o índice de produção física industrial fornecido pelo IBGE. Esse indicador tem a função de sintetizar o resultado da produção física de um determinado equipamento, linha ou processo produtivo, das empresas mais representativas do Brasil, num dado período de tempo, o que possivelmente, capta mais efetivamente às variações na produção industrial. Dada a perda de competitividade da

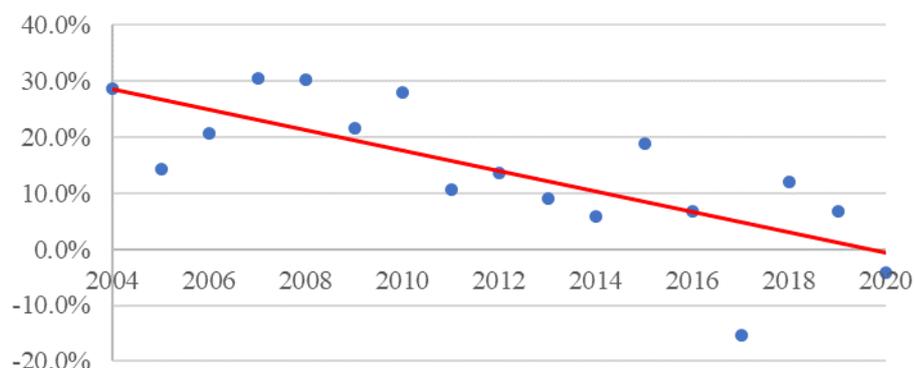
indústria brasileira nos últimos anos (ARAÚJO *et al.*, 2021; HIRATUKA; SARTI, 2017), o valor inelástico do parâmetro leva a crer, que está refletindo esta situação.

Outra explicação para os valores mais baixos encontrados neste estudo, reside na questão da maximização do lucro empresarial (situação em que a receita marginal é igual ao custo marginal). Com o aumento da competitividade nos últimos anos, especialmente após a consolidação da China, como um *player* estratégico no mercado internacional, além da intensificação processo de abertura da economia brasileira a partir do final da década de 1990, as indústrias não poderiam continuar simplesmente repassando os aumentos dos custos com a energia elétrica para os preços dos bens. Dessa forma, para continuar operando no nível máximo de lucratividade, a saída encontrada foi reduzir a produção industrial. O parâmetro estimado reflete esta realidade.

O gás natural se comportou como um bem complementar. O valor do coeficiente foi de -0,41. Valor similar aos dos modelos (fe) e (re), ou seja, uma variação de 1% no preço do gás, reduziria o consumo em 0,41%. O nível de emprego, tanto nos modelos estáticos, autorregressivos e modelos dinâmicos foi estatisticamente significativo. Neste último, o valor foi de 0,213, o que significa que o aumento do nível de emprego em 1%, eleva o consumo elétrico industrial em 0,213%. As variáveis climáticas, apesar de significativas a 1%, não apresentam valores relevantes, assim como nos modelos estáticos.

A redução do consumo devido à pandemia do COVID-19, também foi significativa. Em média, a redução foi de 10,65% considerando o estimador SY GMM, comparando o ano de 2019 com 2020. O valor destaca que a crise sanitária impactou de forma relevante no consumo de eletricidade no ramo industrial. No entanto, estendendo um pouco mais a análise do comportamento do consumo, comparando o período de 2004 a 2020, com o ano de 2003, já existia uma tendência de queda. A Figura 21 ilustra essa constatação e deve ser interpretada como a variação no consumo, ano a ano, em relação à 2003. Por exemplo, em 2004, o consumo de eletricidade do setor industrial foi 28,7% maior que em 2003. Em 2020, ele foi 4,1% menor que 2003.

Figura 21 - Variação do consumo de eletricidade, período a período (2004 a 2020) em relação ao ano de 2003



Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Essa avaliação é importante, pois a redução do consumo de eletricidade da indústria, de acordo com as variáveis utilizadas no estudo, evidencia sua perda de competitividade nos últimos anos na economia brasileira. Relatórios setoriais publicados, periodicamente, pela Confederação Nacional da Indústria (CNI), mostram que nos últimos 10 anos, o setor industrial brasileiro perdeu participação nas exportações e nos valores adicionados mundiais de manufaturados, além da redução da produtividade efetiva do trabalho na indústria em 17% CNI (2015, 2019).

O parâmetro da variável dependente defasada ($\ln c_{(t-1)}$), foi significativo, com valor de 0,726. Ou seja, se o consumo atrasado varia em 1%, o consumo atual varia no mesmo sentido em 0,726%. A partir deste valor, e de acordo com a Eq. 3.8, foi calculada a elasticidade-preço de longo prazo, obtendo-se o valor de 1,65. O parâmetro foi condizente com os achados de Mattos (2005) e Modiano (1984). O resultado mostra que políticas de preço de contenção de consumo, através de incremento na tributação, por exemplo, podem ser eficientes no longo prazo, especialmente se associadas com projetos de eficiência energética e uso de fontes alternativas (CHANG; KANG; JUNG, 2019; WANG; MOGI, 2017b).

No caso da elasticidade-renda, de acordo com a Eq. 3.9, o valor de longo prazo foi de 0,25. Ou seja, é provável que no longo prazo, uma variação positiva de 1% na produção industrial, influenciará o consumo na mesma direção em apenas 0,25%. O valor estimado é inelástico e reforça a tendência de queda da participação industrial na economia e a falta de competitividade da indústria nacional nos últimos anos. Prova disso, é que em 1986 a indústria de transformação representava 27,3% do PIB brasileiro. Em 2018, a participação caiu para 11,3% (IBGE, 2021b), uma redução de aproximadamente 59% em 30 anos.

Direcionando a análise para Estados mais e menos industrializados, a Tabela 33 mostra as regressões para estes estratos. Os resultados dos testes de Sargan e de correlação serial são condizentes aos pressupostos do estimador SY GMM para ambos os modelos utilizados. Dessa forma, para fins de análise foi adotado o Modelo 2 para os Estados mais industrializados e o Modelo 1, para os com menor nível de industrialização. Basicamente, existem três resultados importantes.

O primeiro é que a elasticidade-preço da demanda da eletricidade industrial é maior (em módulo) nos Estados mais industrializados, mostrando um efeito sistemático dos níveis de desenvolvimento e geração de riqueza na elasticidade preço da eletricidade. Esse achado deve ser analisado com bastante cuidado, especialmente, por *policymakers*, na decisão sobre a incidência de tributos na eletricidade para o ramo industrial. Essa decisão deve levar em conta os níveis do PIB industrial para cada estado. Os coeficientes são -0,473 (mais industrializados) e -0,351 (menos industrializados). Estes valores diferem fortemente dos revelados pelos modelos estáticos e autorregressivos, possivelmente pelo fato do preço ser considerado endógeno nas estimativas em GMM.

Ainda em relação à elasticidade preço, a diferença entre os parâmetros de curto e longo prazo é acentuada. O valor de longo prazo para os mais industrializados é de -1,75 (diferença de 3,7 vezes), enquanto que para os menos industrializados a diferença é de 3,3 vezes. Esses resultados são semelhantes ao nível nacional. Essa é uma particularidade do setor industrial brasileiro, onde 75% do consumo se concentra no ACL (EPE, 2021b), apesar de 98,3% das unidades industriais não terem acesso a este mercado. No ACL, as empresas negociam as condições de compra de eletricidade diretamente com os fornecedores, conseguindo, em média, uma redução de 19% na tarifa. Como os contratos podem ser fechados com prazos relativamente curtos (de seis meses a dois anos), as indústrias podem, no longo prazo, trocar de fornecedor, caso as condições se tornem menos favoráveis.

O segundo ponto interessante é o preço do gás natural. O bem se apresenta como complementar e é significativo a pelo menos 10% nos modelos considerados para análise. Foram encontrados resultados similares entre os estimadores autorregressivos. Ao contrário da tarifa, os parâmetros do gás, são mais elásticos nos Estados menos industrializados, indicando novamente aos *policymakers*, a importância da condução de políticas públicas voltadas aos insumos energéticos utilizados na indústria. Políticas públicas de subsídios ou inserção de novos tributos, devem considerar as diferenças de sensibilidade do consumo, entre regiões mais e menos desenvolvidas e também entre os insumos energéticos. Estes dois

achados mostram a complexidade do setor elétrico industrial brasileiro, para além das questões relacionadas às diferenças de consumo em termos de voltagem e tensão elétrica em diferentes grupos²¹.

Tabela 33 - Regressões da demanda industrial de eletricidade no Brasil – Estados mais industrializados e Estados menos industrializados (2003 – 2020)

Regressores	Mais industrializados		Menos industrializados	
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2
<i>ln c(t-1)</i>	0,749*** (0,095)	0,730*** (0,086)	0,699*** (0,092)	0,719*** (0,102)
<i>ln p</i>	-0,465*** (0,187)	-0,473*** (0,188)	-0,351*** (0,085)	-0,330*** (0,075)
<i>ln ip</i>	-0,161 (0,111)	-0,162 (0,107)	0,109* (0,058)	0,103* (0,057)
<i>ln gp</i>	-0,213* (0,157)	-0,250* (0,147)	-0,586*** (0,234)	-0,563*** (0,229)
<i>ln imp</i>	-0,089** (0,034)	-0,096*** (0,032)	0,027*** (0,009)	0,026*** (0,0081)
<i>ln job</i>	0,308** (0,125)	0,334*** (0,108)	0,250*** (0,066)	0,239*** (0,070)
<i>ln rain</i>	0,0009 (0,0005)	0,0009* (0,0005)	0,0008** (0,0003)	0,0008** (0,0003)
<i>ln temp</i>	-0,0011 (0,0082)	-0,002 (0,008)	0,011 (0,011)	0,010 (0,010)
<i>cov</i>	-0,1654*** (0,041)	-0,1705*** (0,042)	-0,048*** (0,015)	-0,045*** (0,014)
<i>Elasticidade-preço (LP)</i>	-1,85	-1,75	-1,17	-1,17
<i>Elasticidade-renda (LP)</i>	0,64	0,60	0,36	0,37
N	102	102	119	119
Sargan	0,468	0,443	0,339	0,319
m1	0,115	0,112	0,02	0,021
m2	0,684	0,653	0,404	0,371
Instrumentos	<i>ln c(t-2)</i>	<i>ln c(t-2)</i>	<i>ln c(t-2)</i>	<i>ln c(t-2)</i>
	<i>ln p(t-1)</i>	<i>ln c(t-3)</i>	<i>ln p(t-1)</i>	<i>ln c(t-3)</i>
	<i>ln ip(t-1)</i>	<i>ln p(t-1)</i>	<i>ln ip(t-1)</i>	<i>ln p(t-1)</i>
		<i>ln ip(t-1)</i>		<i>ln ip(t-1)</i>

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. As regressões foram estimadas por meio de dados em painel para cada um dos 6 Estados (mais industrializados) e 7 Estados (menos industrializados) de 2003 a 2020. Os erros robustos padrão estão entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***), 5% (**) e 10% (*). O teste de Sargan identifica restrições de identificação excessivas para estimadores SY GMM. O valor p foi relatado. Os valores de m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

O terceiro ponto de atenção está relacionado aos efeitos da pandemia do COVID-19. Em relação aos Estados mais industrializados, os valores entre os diferentes estimadores utilizados nesta pesquisa, não foram díspares. A redução no consumo, de acordo com o estimador (re ar1) foi de 17%, similar ao impacto estimado pelo modelo SY GMM (17,05%),

²¹ No Brasil, os consumidores industriais são divididos em dois grupos conforme o nível de voltagem: grupo A e grupo B. O grupo A, ainda é subdividido em seis subgrupos. Para maiores informações consultar: EPE (2021) and Lucinda and Anuatti Neto (2014).

corroborando com o desempenho do cenário nacional conforme relatórios preliminares de desempenho agregado do consumo de eletricidade do Brasil em 2020 (EPE, 2020c) e estudos internacionais recentes que investigaram os impactos do SARS – CoV- 2 sobre o consumo de eletricidade (BAHMANYAR; ESTEBSARI; ERNST, 2020; ZHONG *et al.*, 2020). No entanto, quando analisado o estrato dos Estados menos industrializados, percebe-se uma diferença robusta entre os estimadores. Considerando o modelo autorregressivo (re ar1), o impacto negativo entre 2019 e 2020 foi de 17%. Já o estimador SY GMM apresenta uma redução de apenas 4,8%.

A explicação para esta diferença reside no comportamento dos dados. Eles mostram que o setor industrial é mais conectado nas regiões industrializadas e mais isolado nas regiões não industrializadas. Isto pode ser visto a partir do efeito da importação na demanda por eletricidade da indústria. Em localidades mais industrializadas, a importação está negativamente correlacionada com consumo de energia (fator de produção). Neste caso, a importação se caracteriza como bem substituto e compete no mercado local. Quando se aumenta a importação, diminui-se a produção industrial.

Já nas localidades menos industrializadas, a importação é positivamente correlacionada com consumo de eletricidade. Logo, o aumento de importação implica em aumento da produção industrial. Nestas localidades, fatores de produção não são produzidos (pela cadeia produtiva). São importados. Assim, para se aumentar a produção industrial, é necessário aumentar a importação de fatores de produção.

Dessa maneira, quando a COVID avança no Brasil, este choque negativo afeta toda a cadeia produtiva industrial das localidades com maior nível de industrialização. Já em regiões menos industrializadas, parte de sua cadeia está no exterior. Se estes países foram menos afetados do que o Brasil, então eles conseguem ainda ser ofertantes de fatores de produção, mantendo parcialmente a produção industrial nas localidades menos industrializadas.

Além disso, os dados do Ministério da Saúde (BRASIL, 2021) mostram que os Estados mais industrializados, no ano de 2020, foram acometidos com mais de 3,5 milhões de casos e 100.587 mortes, aproximadamente, 1,5 milhões de casos a mais e praticamente o dobro de mortes das regiões menos industrializadas. Estas duas questões, o comportamento da variável importação e a maior incidência de casos e mortes causados por COVID 19, provavelmente, explicam o menor impacto no consumo industrial dos Estados com menor nível de industrialização.

O setor industrial é o maior consumidor de eletricidade do país. Apesar disso, as estimativas das elasticidades dos parâmetros que o influenciam não são tão constantes na literatura como no caso residencial. Os prováveis motivos dessa intercorrência são a indisponibilidade de *proxys*, principalmente para representação da receita e a dificuldade em associar regressores que representem corretamente a demanda industrial por energia elétrica.

Esta pesquisa tenta corrigir essa lacuna na literatura nacional, apresentando regressores, estatisticamente significativos e condizentes com o consumo industrial de eletricidade. A variação da demanda, em função da variação destes fatores (preço e renda, principalmente), impactam diretamente no planejamento do setor elétrico, na proposição de políticas públicas voltadas ao consumo de eletricidade, bem como, na previsão de compra de energia elétrica pelas distribuidoras para abastecimento do sistema.

7 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL

Este capítulo teve como objetivo modelar a demanda nacional por eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar, no período que se estendeu do primeiro trimestre de 2013 ao segundo trimestre de 2021. Este período foi escolhido em função da disponibilidade dos dados. Importante ressaltar, mais uma vez, que não existe na literatura nacional e internacional, pesquisas que se assemelhem a este estudo. Existe material vasto sobre o potencial técnico e econômico de geração de eletricidade sucroenergética, bem como pesquisas sobre a importância da eletricidade gerada a partir dos resíduos da cana para o Brasil.

No entanto, estudos com abordagem estatística e econométrica sobre as variáveis que influenciam o consumo de eletricidade do setor sucroalcooleiro, bem como suas medidas e variações, eram inexistentes antes desta pesquisa.

Sendo assim, para realização da modelagem, conforme esclarecido na seção metodológica, foi utilizado o estimador FD GMM, proposto por Arellano e Bond (1991), com correção finita da variação da amostra. Os dados foram analisados, primeiramente para o cenário nacional, e posteriormente subdivididos entre Estados mais ricos e Estados mais pobres. Em ambas as análises, o estimador apresentou parâmetros assintoticamente eficientes e robustos em relação a presença de vieses.

7.1 MODELAGEM DA DEMANDA DE ELETRICIDADE SUCROENERGÉTICA AO NÍVEL NACIONAL

Conforme detalhado na seção metodológica, o conjunto de dados foi estimado por FD GMM e submetido a duas variações de modelos. Ambos os modelos consideram o consumo defasado e o preço como variáveis endógenas. O Modelo 1 utiliza dois instrumentos para corrigir esse problema (um *lag* do consumo defasado e um *lag* do preço), enquanto que o Modelo 2 faz uso de três instrumentos (um e dois *lags* do consumo defasado e dois *lags* do preço). A Tabela 34 resume os resultados das regressões para o cenário nacional, considerando os 16 principais Estados produtores de bioeletricidade para a rede elétrica. O período considerado foi de 2013 a 2021 (Primeiro trimestre de 2013 ao segundo trimestre de 2021).

Tabela 34 - Regressões da demanda de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar no Brasil (2013 a 2021)

Regressores	Modelo 1	Modelo 2
$\ln b_{(t-1)}$	-0,430*** (0,088)	-0,906*** (0,064)
$\ln p$	2,113*** (0,771)	1,868*** (0,674)
$\ln i$	-2,179 (2,457)	-1,537 (1,654)
$\ln prod$	1,504*** (0,392)	0,939*** (0,118)
$\ln ethprice$	-5,960*** (0,443)	-1,141 (0,720)
$\ln e$	8,052*** (2,087)	0,248 (0,578)
$\ln rain$	0,467*** (0,156)	0,094 (0,700)
<i>Tendência</i>	-0,819 (0,638)	-0,167** (0,106)
N	354	388
Sargan	0,154	0,235
m1	0,005	0,257
m2	0,071	0,115
Instrumentos	$\ln b_{(t-2)}$ $\ln p_{(t-1)}$	$\ln b_{(t-2)}$ $\ln b_{(t-3)}$ $\ln p_{(t-2)}$

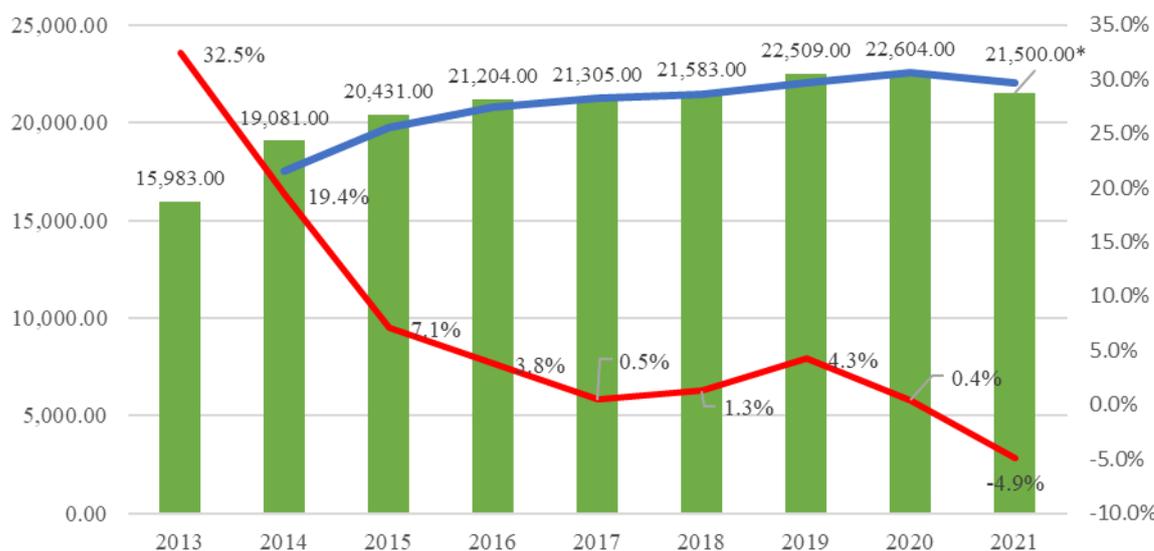
Fonte: Dados da pesquisa, 2021. As regressões foram estimadas por meio de dados em painel para cada um dos 16 Estados do primeiro trimestre de 2013 a o segundo trimestre de 2021. Os erros padrão robustos estão entre parênteses. Os coeficientes são significativos ao nível de 1% (***), 5% (**) e 10% (*). O teste de Sargan identifica restrições de identificação excessivas para estimadores *Difference GMM* em uma etapa, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores de m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal $N(0,1)$.

De acordo com o teste de Sargan, sob a hipótese nula de que todos os instrumentos são válidos, ambos os modelos apresentam valores de p maiores que 0,05. Analisando os testes de correlação serial de primeira e segunda ordens, o modelo 1 rejeita a correlação nula ou sem serial de primeira ordem ($m1=0,005$; $p < 0,05$) e não rejeita a hipótese nula para correlação serial de segunda ordem ($m2 = 0,071$; $p > 0,05$). Como o estimador FD GMM exige que o termo seja serialmente não correlacionado, para a análise do cenário nacional, o Modelo 1 foi utilizando como base.

Dessa forma, conforme modelo 1, uma variação positiva de 1% no consumo defasado, diminuiria o consumo atual em 0,43%. Esse resultado é condizente com a atual realidade do setor, pois apesar do bagaço de cana representar 82% de toda eletricidade gerada por biomassa no país (UNICA, 2021), o valor que vem sendo adicionado à rede nos últimos anos vem caindo. A Figura 22 ilustra essa realidade. As barras indicam a quantidade de eletricidade consumida em GWh. A linha vermelha é a taxa de variação anual. A linha azul é a média

móvel da tendência de consumo. Para o ano de 2021, foi calculada a estimativa, utilizando a média móvel para o segundo semestre.

Figura 22 - Consumo de bioeletricidade sucroenergética à nível nacional, taxa de variação de consumo e tendência (2013 a 2021)



Fonte: Elaboração própria por meio de dados da UNICA, 2021. Para o ano de 2021, os valores foram estimados a partir do segundo semestre, utilizando média móvel.

Em relação ao preço, este apresentou um comportamento interessante. Na maior parte dos estudos sobre elasticidade-preço da demanda, para a maior parte dos bens, em especial a eletricidade, o parâmetro da variável preço apresenta sinal negativo. Apesar de que, em estudos relacionados ao uso de energias renováveis, este parâmetro pode apresentar sinal positivo (SONG *et al.*, 2012). A própria teoria econômica, corrobora com essa perspectiva, pois é razoável pensar que, quanto maior o preço, menor será a quantidade demandada de um bem. É evidente que existem exceções, como por exemplo, os bens de Giffen, que se tratam de bens inferiores, onde a redução do preço faz diminuir sua quantidade demandada.

No caso da bioeletricidade a partir do bagaço de cana, o sinal positivo do parâmetro do preço, que de acordo com o modelo 1 quer dizer que o aumento de 1% no preço da eletricidade, aumentaria o consumo de bioeletricidade sucroenergética em 2,11%, está relacionado as condições de geração, e aos custos envolvidos no processo de produção de eletricidade a partir de diferentes fontes.

Conforme já mencionado, no Brasil, a principal fonte de geração de eletricidade é a hídrica, 65,2% (EPE, 2021a). Assim, em períodos chuvosos, as condições de geração são propícias, e o custo de produção cai, uma vez, que, os reservatórios possuem capacidade

atender a demanda. No entanto, em períodos secos, as condições de geração são prejudicadas, aumentando os custos de produção, e por consequência, o valor das tarifas.

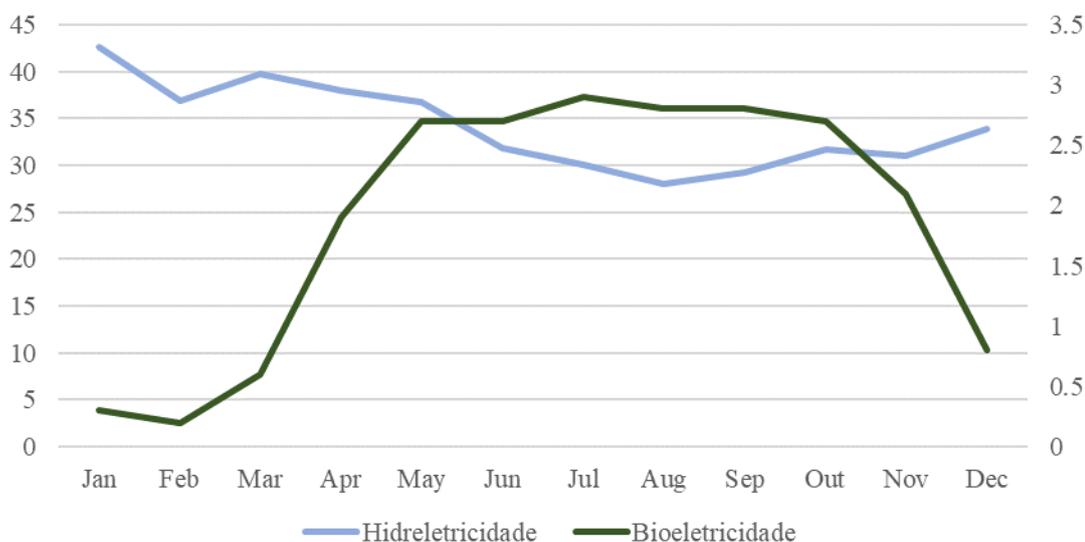
Nestas condições, o ONS, com intuito de abastecer o sistema, utiliza as usinas térmicas, tanto as que utilizam fontes não renováveis, como fontes renováveis, como a biomassa por exemplo. Estas usinas, por apresentarem menor escala e também por não serem dedicadas, exclusivamente, à produção de eletricidade (caso específico das indústrias sucroalcooleiras), possuem um custo de produção maior (DA SILVA *et al.*, 2020; RANGEL; BORGES; DOS SANTOS, 2016). Prova disso, são os aumentos nas contas dos consumidores, ilustrados pela política de bandeiras tarifárias estabelecida no país (MARTINS *et al.*, 2021; UHR; CHAGAS; UHR, 2019a).

Assim, como a eletricidade é um bem inelástico, praticamente sem substitutos, quando ocorre uma variação no seu preço, a variação na demanda é menos intensa. Quando comparado apenas o consumo de bioeletricidade do bagaço da cana, com o preço da eletricidade, numa situação de aumento de preço, por exemplo, os dados mostram que existe uma tendência de aumento no consumo, explicado principalmente, pelas condições de geração do momento, bem como pelo maior custo das térmicas.

Além disso, a eletricidade sucroenergética atua de forma complementar a hidroeletricidade. De acordo com a Figura 23, é possível notar que nos meses onde as condições hídricas são desfavoráveis, a eletricidade sucroenergética apresenta consumo em expansão. A Figura 23, além de reforçar os motivos da presença de um parâmetro positivo e significativo a estatisticamente a 1%, para o preço da eletricidade, ilustra também a importância da eletricidade a partir do bagaço de cana para o país. Essa importância poderia ser ainda maior, se fosse utilizada com maior intensidade em relação ao seu potencial²².

²² Importante destacar que se for considerado o potencial técnico com base na safra 2019/2020, o valor estimado da geração de bioeletricidade a partir de bagaço de cana ultrapassaria 200 mil GWh/ano (de acordo com estimativas a partir de Martins, Carneiro, Silva, & Torres (2019) e Coelho, Monteiro, & Karniol (2012)). Ou seja, tecnicamente, o Brasil utiliza apenas 11% do seu potencial.

Figura 23 - Relação de complementariedade entre bioeletricidade de cana e hidroeletricidade em 2020 (valores em GWh)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL, 2021b.

A renda, apesar de ser um parâmetro importante para modelagem da demanda de bens, não se mostrou significativa no caso da eletricidade sucroenergética. Já a produção mostrou-se significativa a 1% e apresentou comportamento esperado, já que quanto maior a produção de cana-de-açúcar, maior será a geração de bagaço. No caso específico, um aumento de 1% na produção de cana, elevaria o consumo de bioeletricidade em 1,5%.

Um parâmetro que apresentou comportamento interessante foi o preço do etanol. A princípio, esperava-se um comportamento semelhante com a produção de cana, ou seja, num cenário de aumento de preço do etanol, esperava-se uma maior produção de cana e conseqüente geração de bagaço, o que aumentaria a oferta de eletricidade sucroalcooleira. No entanto, os dados mostram justamente o contrário, e numa intensidade alta e significativa a 1%. De acordo com a pesquisa, um aumento de 1% no preço do etanol, diminuiria o consumo de bioeletricidade de bagaço de cana em aproximadamente 6%.

Existem duas explicações prováveis para este resultado. A primeira se concentra no fato do Brasil ser o quarto país do mundo em capacidade instalada para produção de etanol de segunda geração (E2G), com capacidade de produção de 125 milhões de litros anuais, atrás apenas dos Estados Unidos, China e Canadá. Além disso, o país possui ampla rede de pesquisa e diversos programas e políticas de incentivo voltadas para a produção de E2G (LORENZI; DE ANDRADE, 2019). Este biocombustível, utiliza tecnologia diferenciada, aproveitando um maior percentual do bagaço da cana-de-açúcar, permitindo o aumento da produção em até 40% sem a necessidade de se aumentar a área plantada.

Apesar do avanço na tecnologia de E2G, de acordo com estudos da Faculdade de Engenharia Química da Universidade de Campinas (UNICAMP), o volume de produção de E2G gira em torno de 100 milhões de litros anuais (PROPEQ, 2020), apenas 0,03% da produção nacional. Problemas relacionados a implantação tecnológica e custos de investimentos elevados são exemplos de barreiras que ainda impedem a produção industrial do E2G.

A segunda explicação é a proliferação de tecnologias mais acessíveis, capazes de aproveitar quase que totalmente os resíduos da cana, transformando-os em produtos com maior valor agregado, no caso específico, o etanol. Estudos de Freitas *et al.* (2021) e Oliveira, Nunes e Souza (2020), demonstram novas tecnologias acessíveis baseadas em pré-tratamento químico do bagaço de cana, que já estão sendo utilizadas por usinas brasileiras, para melhorar a produtividade de etanol a partir de resíduos agroindustriais. Nesse sentido, Pacheco (2011), destaca que a implantação de caldeiras de maior pressão e temperatura, provocam aumento da pressão de saída de vapor, gerando excedente energético e disponibilizando maior quantidade de bagaço para produção de etanol.

Na pesquisa de Araújo (2017), foi demonstrado que existe uma competição de alocação do bagaço entre a produção de etanol e a produção de eletricidade nas usinas brasileiras. A medida em que avança a tecnologia de produção de etanol (mesmo que ainda não seja de E2G), e também de acordo com as condições mercadológicas mais favoráveis ao biocombustível, aumenta-se o aproveitamento dos resíduos, em particular, o bagaço, que ao invés de queimado, para gerar eletricidade é direcionado para a produção de etanol.

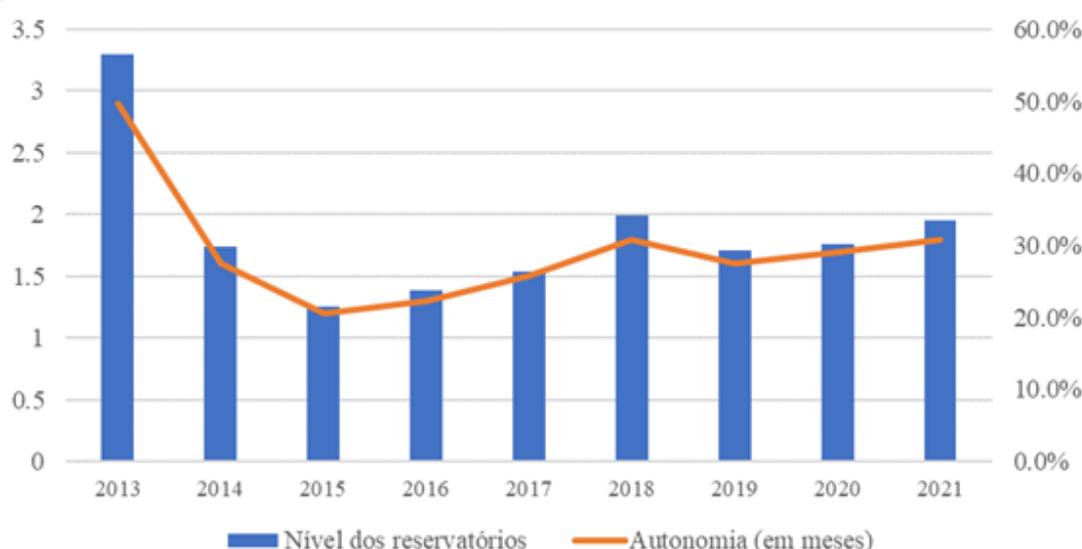
Assim, apesar de estudos indicarem que uma biorefinaria flexível, com capacidade de alternar entre produção de eletricidade e etanol, conforme a tendência do mercado, a produção de etanol ainda é mais significativa economicamente para as empresas (DIAS *et al.*, 2013; PINTO *et al.*, 2021), o que pode incentivá-las a direcionar o bagaço para aproveitamento na produção de etanol. Desta forma, a análise dos dados indica que o preço de mercado do etanol atua como um bem com comportamento econômico substituto à bioeletricidade sucroenergética, onde variações no preço, sensibilizam o consumo em sentido contrário.

O consumo geral de eletricidade, como se esperava também influenciou o consumo de bioeletricidade de cana. O parâmetro indicou que se o consumo de eletricidade aumentar 1%, o consumo de bioeletricidade sucroalcooleira aumentaria em 8%.

A geração de eletricidade no Brasil atingiu 621.2 TWh, ou seja, em 20 anos a produção total de energia elétrica no país mais que dobrou (no ano 2000 era 304.6 TWh)

(EPE, 2021b). Os principais responsáveis por essa produção são as centrais elétricas de serviços públicos, responsáveis por 83% da geração total, dos quais 65,2% são provenientes da fonte hídrica. O problema de depender prioritariamente do recurso hídrico é que, desde 2008, a capacidade de armazenamento de água nos reservatórios dos subsistemas vem diminuindo devido à escassez de chuvas. Para agravar a situação, a partir de 2014, o país começou a enfrentar uma grave seca, que reduziu o nível de água dos reservatórios para uma média anual aproximada de 30% de sua capacidade total de armazenamento (Figura 24). Além disso, a autonomia do sistema, expressa pelo número de meses que os reservatórios e hidrelétricas podem suprir a demanda de eletricidade do país (excluindo o despacho das termelétricas) também vem diminuindo.

Figura 24 - Níveis médios e autonomia dos reservatórios do Sistema Integrado Nacional (SIN)



Fonte: Elaboração própria com dados da ONS, 2021.

Na década de 1990 a água disponível nos reservatórios tinha capacidade de fornecimento equivalente a até quatro meses de consumo (PORTUGAL-PEREIRA *et al.*, 2015). Em 2020, este valor garantia apenas pouco mais de um mês e meio da demanda interna de eletricidade. Esta redução gradual na autonomia hidrelétrica dos reservatórios, bem como, as mudanças climáticas que agravam esse problema, pois trazem consigo períodos de seca cada vez mais extensos, acabam por pressionar a demanda pela bioeletricidade da cana, refletindo o parâmetro positivo e estatisticamente significativo do consumo elétrico.

Por fim, índice pluviométrico, que influencia tanto a geração de hidroeletricidade como a produção de cana (que influencia a bioeletricidade). Significativo a 1%, o parâmetro

pode ser interpretado da seguinte forma: Um aumento nos níveis de chuva em 1%, tende a aumentar o consumo de bioeletricidade sucroenergética em, aproximadamente, 0,47%, mostrando que a quantidade de chuvas é um parâmetro importante tanto em estudos sobre elasticidade-preço da demanda por eletricidade, como em pesquisas de modelagem da demanda por fontes energéticas renováveis para geração elétrica, no entanto, devido a diversos motivos, como por exemplo, agregação de banco de dados, uso de análise de séries temporais, ou até mesmo, metodologias econométricas com menor grau de eficiência assintótica, foi negligenciada em pesquisas anteriores.

O próximo tópico, analisou a demanda de bioeletricidade sucroalcooleira do ponto de vista regional, dividindo os Estados por seu nível de desenvolvimento. Esta análise diferenciou o consumo de bioeletricidade entre Estados mais ricos e Estados mais pobres, permitindo a sugestão de políticas públicas específicas ao setor e as regiões.

7.2 MODELAGEM REGIONAL DA DEMANDA DE BIOELETRICIDADE SUCROENERGÉTICA

Quando a demanda por bioeletricidade sucroenergética foi estimada para o nível nacional, alguns efeitos importantes, que são específicos a cada estado, de acordo com suas características, podem ser ignorados. Por exemplo, dependendo das características da demanda regional, os parâmetros de inclinação podem ser diferentes entre os Estados. Assim, é importante classificar as Unidades Federativas de acordo com suas características regionais de consumo de bioeletricidade.

Dessa forma, os Estados foram categorizados de acordo com a renda *Per capita*, com base nos dados da PNAD, conforme mencionado na seção metodológica. Na Tabela 35 encontram-se os Estados subdivididos conforme critério explicitado. Os valores das rendas *Per capita* anuais, estão entre parênteses.

Tabela 35 - Subdivisão entre Estados mais ricos e Estados mais pobres

Estados mais ricos	São Paulo (R\$ 21.768,00); Rio de Janeiro (R\$ 20.676,00); Paraná (R\$ 18.096,00); Mato Grosso do Sul (R\$ 17.856,00); Mato Grosso (R\$ 16.812,00); Espírito Santo (R\$ 16.164,00); Minas Gerais (R\$ 15.768,00) e Goiás (R\$ 15.096,00).
Estados mais pobres	Alagoas (R\$ 9.552,00); Piauí (R\$ 10.308,00); Paraíba (R\$ 10.704,00); Pernambuco (R\$ 10.764,00); Bahia (R\$ 11.580,00); Sergipe (R\$ 12.336,00); Tocantins (R\$ 12.720,00) e Rio Grande do Norte (R\$ 12.925,00).

Fonte: Elaboração própria de acordo com dados do IBGE, 2021d.

Como a bioeletricidade sucroenergética é uma fonte alternativa de eletricidade, que atua em complementariedade à hidroeletricidade (é mais utilizada em períodos de dificuldade de geração), espera-se, assim, como no cenário nacional, que o valor do parâmetro do preço seja positivo. Em relação à renda, o preço da mão de obra compreende o maior custo das fontes energéticas renováveis (SONG *et al.*, 2012). Assim, rendas mais altas tendem a resultar em preços mais altos para a bioeletricidade sucroalcooleira, conseqüentemente, tendem a reduzir o consumo, *coeteris paribus*.

Para os demais parâmetros, espera-se comportamento similar ao nacional, ou seja, parâmetros positivos para a produção de cana, consumo geral de eletricidade e índice pluviométrico, e negativo, para o preço do etanol, conforme aprofundado no cenário nacional. A Tabela 36 compila as informações obtidas através da análise dos dados, e novamente considera dois modelos para cada estrato: o primeiro com defasagem de dois períodos para o consumo de bioeletricidade da cana e um atraso para o preço e o segundo com dois e três atrasos para o consumo e duas defasagens para o preço.

Tabela 36 - Regressões da demanda de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar para os Estados mais ricos e mais pobres (2013 a 2021)

Regressores	Estados mais ricos		Estados mais pobres	
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2
$\ln b_{(t-1)}$	-0,509*** (0,075)	-0,772*** (0,098)	-0,406*** (0,085)	-0,879*** (0,099)
$\ln p$	2,08*** (0,407)	1,347** (0,632)	2,102*** (0,152)	4,08** (1,928)
$\ln i$	-6,799*** (2,336)	-5,418** (0,870)	2,187** (0,989)	2,160** (0,985)
$\ln prod$	1,081 (2,198)	1,541** (0,849)	1,559*** (0,627)	1,110*** (0,159)
$\ln ethprice$	-3,097*** (0,859)	-1,607*** (0,652)	-11,067*** (0,520)	-3,251 (2,428)
$\ln e$	2,655 (1,719)	0,308** (0,622)	6,402*** (0,722)	-1,451 (1,052)
$\ln rain$	0,159** (0,077)	0,075** (0,043)	0,970*** (0,120)	0,295** (0,151)
Tendência	-1,570*** (0,185)	-0,700** (0,335)	0,085** (0,997)	-0,098 (0,178)
N	207	199	147	134
Sargan	0,298	0,277	0,264	0,235
m1	0,312	0,039	0,074	0,145
m2	0,025	0,229	0,120	0,634
Instrumentos	$\ln b_{(t-2)}$ $\ln p_{(t-1)}$	$\ln b_{(t-2)}$ $\ln b_{(t-3)}$	$\ln b_{(t-2)}$ $\ln p_{(t-1)}$	$\ln b_{(t-2)}$ $\ln b_{(t-3)}$
		$\ln p_{(t-2)}$		$\ln p_{(t-2)}$

Fonte: Dados da pesquisa, 2021. Os coeficientes são significativos ao nível de 1% (***), 5% (**) e 10% (*). O teste de Sargan identifica restrições de identificação excessivas para estimadores Difference GMM em uma etapa, assintoticamente χ^2 . O valor p foi relatado. Os valores de m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Para o estrato dos Estados mais ricos foi considerado o modelo 2, pois este considera os instrumentos utilizados válidos ($Sargan > 0,05$), e os testes de sobreidentificação são condizentes ($m1 < 0,05$ e $m2 > 0,05$). Para os Estados mais pobres, seguindo o mesmo critério a partir dos resultados dos testes, o modelo que melhor representa os dados é o modelo 1. Desse modo, uma alteração positiva no consumo defasado de 1%, alteraria o consumo atual em sentido contrário em 0,772%, para os Estados mais desenvolvidos e 0,406% para os Estados menos desenvolvidos. Os valores dos parâmetros refletem a redução que vem ocorrendo do consumo de bioeletricidade sucroenergética no decorrer dos períodos.

O Valor atingiu um pico entre os anos de 2014 e 2015, onde apresentou crescimento de aproximadamente 30%. Após isto, o incremento de capacidade instalada vem diminuindo, e diversos Estados, como por exemplo, Goiás, Paraná e até mesmo São Paulo vêm diminuindo seu despacho para a rede. Na Figura 25 (a) e (b) este comportamento é ilustrado de forma mais clara. Nos Estados mais pobres [25 (a)], percebe-se uma leve tendência de diminuição do consumo de bioeletricidade, enquanto que nos mais ricos, o consumo é constante, mas a tendência de crescimento (linha vermelha), é também discreta.

Figura 25 - Consumo (linha azul) e tendência de crescimento do consumo para os Estados mais pobres [25 (a)] e mais ricos [25 (b)]



Fonte: Dados da pesquisa, 2021.

Em relação ao preço, ambos os estratos apresentaram parâmetros positivos e significativos, sendo que nos Estados mais ricos o valor foi de 1,347 e nos mais pobres, 2,102. Significa que aumentos no preço da eletricidade, em 1%, por exemplo, que ocorrem, especialmente, por conta de condições desfavoráveis de geração, levam a aumentos no consumo de bioeletricidade da cana em 1,35% e 2,1% respectivamente. O resultado indica, que apesar da menor geração de bioeletricidade, os Estados mais carentes, tendem a utilizar formas de energias alternativas, com maior intensidade, para preencher sua demanda, quando há alteração no preço da energia elétrica.

Já a renda, apresentou comportamento distinto entre os segmentos analisados. Para as regiões ricas, o valor do parâmetro foi -5,418, enquanto que para as mais pobres foi de 2,187. Ambos os valores foram significativos, e no primeiro caso indica que uma variação positiva na renda em 1%, diminuiria o consumo em 5,42%, enquanto que no segundo caso, elevaria o consumo em 2,19%. Esses resultados vão ao encontro dos achados das pesquisas de Song *et al.* (2012) e Cooke, Köhlin e Hyde (2008), que pesquisaram sobre o preço da energia proveniente da madeira nos Estados Unidos e em países em desenvolvimento, respectivamente. Nos dois trabalhos, os pesquisadores descobriram que salários mais altos, resultavam em preços mais altos da madeira, o que conseqüentemente, reduzia o consumo de energia proveniente deste insumo.

Para o consumo de bioeletricidade proveniente da cana-de-açúcar, os resultados mostram também este tipo de comportamento, uma vez que, nos Estados desenvolvidos, onde a renda é maior, o consumo é impactado negativamente dado o aumento da renda, enquanto que nas regiões pobres, onde a renda *Per capita* é mais baixa, ocorre o contrário. Preço e renda, analisados conjuntamente, mostram que existe um efeito sistemático dos níveis de renda na elasticidade-preço da demanda por bioeletricidade sucroenergética. Esse resultado é importante, pois mostra que os níveis de renda dos Estados devem ser levados em consideração quando se examina a tributação ou subsídios para geração de eletricidade proveniente de fontes renováveis, no caso específico, o bagaço de cana.

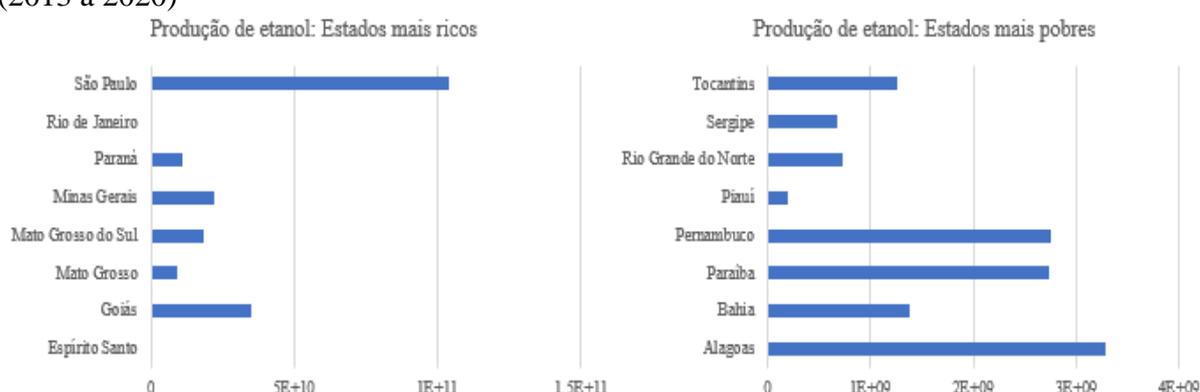
A produção de cana-de-açúcar apresentou comportamento semelhante nos dois segmentos e também no cenário nacional. Em caso de aumento em 1%, tendem a aumentar em 1,5% (regiões ricas) e 1,6% (regiões pobres) o consumo de bioeletricidade. A produção de cana é a principal fonte do bagaço, portanto, conforme detalhado na análise nacional, quanto maior a produção, maior será a quantidade do resíduo, o que tende a aumentar a oferta e o consumo de eletricidade sucroenergética.

O preço do etanol apresentou comportamento diferenciado entre os Estados ricos e Estados pobres. No primeiro caso, o parâmetro apresentou valor de -1,607, o que significa que o aumento de 1% no preço do etanol, ocasionaria uma redução de 1,6% no consumo de bioeletricidade de cana. Já para os Estados mais pobres, o valor do parâmetro foi de -11,067 (significativo a 1%).

Essa diferença significativa de comportamento dos parâmetros do preço do etanol se deve a diferença de produção entre as regiões mais e menos desenvolvidas. Enquanto que nos Estados mais ricos a produção média no período de 2013 a 2020 foi de aproximadamente

3.159.391 m³ (muito em função do Estado de São Paulo, que apresentou média de produção de mais de 13 milhões de m³), nos Estados mais pobres a média de produção não passou de 203.252 m³ (ANP, 2021a). Dessa forma, além das questões relacionadas à maior receita gerada pelo etanol às indústrias, o que influencia num maior aproveitamento do resíduo para produção desse biocombustível, conforme analisado no cenário nacional, os números deixam claro uma concentração da produção. Por meio deles, pode-se inferir que as regiões mais pobres não possuem condições de atender sua demanda e por consequência necessitam importar etanol, fazendo com que a elasticidade-preço do etanol seja maior. A Figura 26 ilustra a diferença de produção de etanol entre os Estados considerados mais ricos e os mais pobres.

Figura 26 - Diferença da produção de etanol entre Estados mais ricos e Estados mais pobres (2013 a 2020)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2021a.

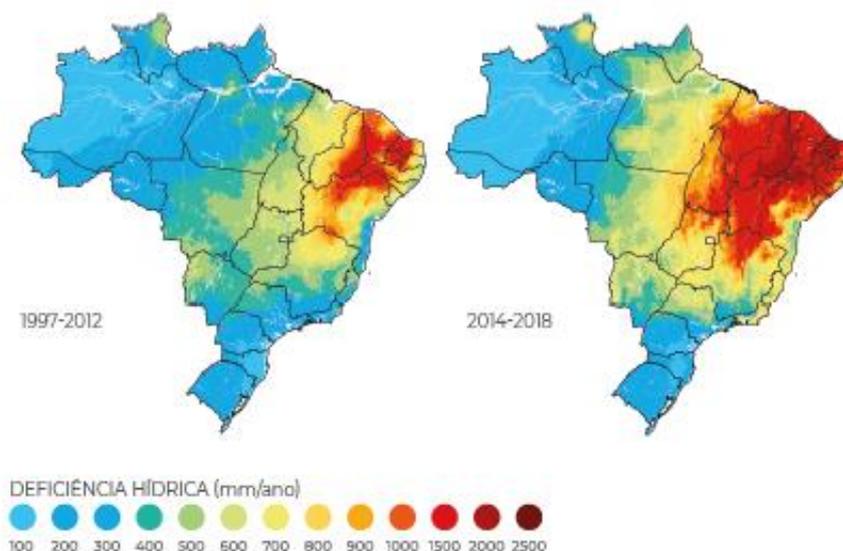
Em relação ao consumo geral de eletricidade, os Estados ricos apresentaram parâmetro de 0,308 (O aumento do consumo elétrico geral em 1%, geraria uma procura maior por bioeletricidade sucroenergética em 0,3%). O resultado foi maior que no encontrado no cenário nacional (0,248), mas inferior ao valor encontrado nos Estados pobres (6,4%).

E por fim o índice pluviométrico, que apresentou resultados de 0,075 (Estados ricos) e 0,970 (Estados pobres). No primeiro caso, uma variação positiva de 1% no nível de chuva aumentaria o consumo em 0,075%. No segundo caso, a mesma variação, elevaria o consumo em 0,97%. O índice pluviométrico influencia o consumo de bioeletricidade da cana através dos preços, pois mais chuva significa melhores condições de geração, e portanto, preços mais baixos; e também através da produção de cana.

Estabelecidas estas condições, dois motivos podem explicar a diferença de valores dos parâmetros entre as regiões ricas e pobres. A primeira está ligada à deficiência hídrica das

diferentes regiões brasileiras. Os Estados ricos concentram sua safra na chamada região Centro/Sul (principal safra de cana brasileira), enquanto que os Estados pobres, em sua maioria, concentram sua safra na região Nordeste, onde o estresse hídrico é maior. A Figura 27, mostra a deficiência hídrica para a cana, entre as diferentes regiões.

Figura 27 - Deficiência hídrica média para a cana-de-açúcar em dois períodos diferentes



Fonte: ANA, 2019.

O segundo motivo é que de acordo com a Agência Nacional das Águas e Saneamento Básico (ANA, 2019), a área irrigada de cana no Brasil foi estimada em 76.108 ha, sendo que 88,7% estão localizados na região Centro/Sul. Ou seja, como existe menor dependência das chuvas nesta região, a variabilidade e dependência do índice pluviométrico para os Estados mais ricos seria bem menor, conforme mostram os resultados da pesquisa.

A análise regional demonstrou que as regiões menos desenvolvidas são muito mais dependentes e influenciadas, em relação ao consumo de eletricidade sucroenergética, pelos regressores (especialmente preço, renda, preço do etanol e chuvas), que as regiões mais ricas. Assim, estas variáveis têm de ser levadas em consideração quando da elaboração de políticas públicas que incentivem o incremento de eletricidade por fontes renováveis no país, especialmente se estiverem incluídas propostas de taxação ou oferta de subsídios ao consumo e especialmente à geração.

Conforme visto, a concentração da produção de bioeletricidade sucroenergética em cinco Estados (São Paulo, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás e Paraná), que juntos são responsáveis por 88% da produção de eletricidade por meio do bagaço da cana, geram

comportamentos distintos no consumo no cenário nacional e entre as regiões, o que pode vir a prejudicar a eficiência de políticas públicas a serem estabelecidas.

A biomassa participa com 9,1% do total da oferta interna de eletricidade no país (EPE, 2021a), sendo a segunda maior fonte, atrás apenas da hidráulica. Deste percentual, 82% é proveniente do bagaço da cana-de-açúcar. Dessa forma, o insumo é estratégico na matriz elétrica brasileira, seja para o autoconsumo ou para injeção na rede. Além disso, a geração de eletricidade a partir do bagaço se configura como uma forma de energia limpa e menos emissora de GEE (GONGORA; VILLAFRANCO, 2018; KHOODARUTH, 2016).

Mesmo diante de sua importância estratégica e ambiental, não havia, até o momento, estudos que se preocupassem com a identificação e estimação econométrica dos parâmetros que influenciam o consumo de eletricidade do setor sucroenergético. A identificação e análise destas variáveis podem ser de grande valia para pesquisadores, que podem encontrar nos resultados obtidos, lacunas para o desenvolvimento de novos estudos, através da utilização de outros métodos de estimação e uso de novas variáveis.

O estudo pode ser útil também para gestores de empresas públicas e privadas do setor elétrico, desde àquelas dedicadas ao planejamento energético, distribuidoras, para programação de compra de eletricidade e também para interessados em investir em fontes renováveis para produção de eletricidade.

8. CONCLUSÕES

O Brasil possui grande capacidade de tornar sua matriz elétrica ainda mais renovável e sustentável. O já consolidado econômica e tecnicamente, mercado de geração de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar e eucalipto, apesar de amplamente explorados, por meio de cogeração, mostrou que ainda possui condições de ser ampliado, o que auxiliaria a oferta de eletricidade.

Outras matérias-primas como o capim elefante e a casca de arroz, que também já são exploradas no país, em pequena escala, se comparado aos primeiros insumos, também, dependendo da escala de utilização podem ser aproveitadas, uma vez que, as técnicas de produção já são conhecidas e a literatura demonstrou que são viáveis do ponto de vista técnico, econômico e financeiro.

Existem ainda, insumos incipientes, que também foram alvos dessa pesquisa: a casca de coco da baía e a casca de castanha de caju, que apesar de não possuírem investimentos em plantas industriais dedicadas à geração de eletricidade e nem empreendimentos que gerem eletricidade por meio de cogeração, ao menos em termos de oferta do resíduo, podem se tornar alternativas regionais factíveis, especialmente, para pequenos municípios e regiões mais afastadas dos grandes centros de consumo. É bem verdade, que a casca de coco, conforme literatura pertinente, citada no decorrer do texto, apresenta problemas relacionados à umidade, necessitando processo anterior de secagem, o que aumentaria os custos de produção, podendo, dependendo do preço médio da tarifa elétrica, inviabilizar seu uso.

Por outro lado, estudos relacionados à casca de castanha de caju mostraram que o insumo possui alta viabilidade técnica, porém apresenta gargalo relacionado à escala de produção. A cultura, praticamente, se concentra na região Nordeste do país, agrupada em pequenas propriedades, que a princípio não teriam condições de atender a demanda crescente por energia elétrica, mesmo em regiões de baixo consumo.

As estimativas de elasticidade-preço e elasticidade-renda da demanda residencial de eletricidade nos curto e longo prazos, apresentaram caráter inovador. Apesar de já terem sido apresentadas em trabalhos acadêmicos anteriores, a perspectiva abordada neste estudo foi diferenciada, a começar pelo nível de desagregação dos dados (Estados), bem como, as particularidades das técnicas econométricas e principalmente o uso de variáveis climáticas, que foram negligenciadas em estudos anteriores.

Neste contexto, o estudo demonstrou a necessidade de alterações na principal política de preços do mercado elétrico nacional: a política das bandeiras tarifárias. A manutenção de uma única metodologia de controle do consumo, através do preço, sem levar em consideração as diferenças regionais e principalmente econômicas, entre as regiões brasileiras, mostrou que as regiões menos favorecidas são mais impactadas, em relação ao consumo, e principalmente ao preço, que as regiões mais favorecidas.

Em relação ao consumo industrial, o estudo utilizou uma variedade de estimadores, que variaram de modelos estáticos autorregressivos, à modelos dinâmicos. De uma maneira geral, os resultados constataram que a elasticidade-preço de curto prazo do consumo industrial brasileiro para o cenário nacional, difere sensivelmente quando os diversos estimadores utilizados na pesquisa são comparados. Nos modelos estáticos e autorregressivos os parâmetros são próximos à unidade ou elásticos e se aproximam dos resultados encontrados em estudos anteriores, com exceção dos Estados mais industrializados. No entanto, quando estimados por SY GMM, os valores são inelásticos para todos os cenários no curto prazo.

No longo prazo, o estimador SY GMM, mostra uma diferença de quase quatro vezes, em relação ao parâmetro do preço, quando comparado com o curto prazo. Este resultado se diferencia de pesquisas passadas e é condizente com a realidade do mercado elétrico industrial brasileiro, que se concentra no mercado livre de energia, onde as negociações entre as indústrias e os fornecedores são a regra principal, o que garante menores preços para o insumo. Assim, como os contratos podem ser firmados com prazos menores, os consumidores industriais podem migrar para outros fornecedores em caso de aumento dos preços. Essa situação particular do mercado de eletricidade industrial, vai ao encontro dos resultados empíricos encontrados.

Ainda em relação à elasticidade-preço, foi evidenciado que o valor do parâmetro dos Estados mais industrializados é maior que o dos menos industrializados o que mostra um possível efeito sistemático dos níveis de desenvolvimento de cada estado na elasticidade-preço da eletricidade. Este ponto merece atenção dos *policymakers* na condução de políticas públicas que objetivam impactar a demanda por eletricidade do ramo industrial.

Em relação à renda industrial, novamente, os parâmetros estimados pelos modelos estáticos são próximos aos encontrados em estudos anteriores. Porém, quando aplicado um estimador mais robusto, a elasticidade diminui, atingindo o valor de 0.069 (curto prazo) e 0.25 (longo prazo) para o cenário nacional, 0.162 e 0.60 (curto e longo prazo – mais industrializados) e 0.109 e 0.36 (curto e longo prazo – menos industrializados). Novamente,

pode-se supor que esses resultados ilustram melhor a realidade do mercado, uma vez que, a participação da indústria, na economia brasileira, vem declinando nos últimos anos, e possivelmente, a produção industrial, vem influenciando cada vez menos no consumo de eletricidade.

Para além da endogeneidade do preço, do consumo defasado e da produção industrial, considerados para analisar o consumo de eletricidade do ramo industrial, foi demonstrado que questões como a competitividade internacional, captada pela variável importação e o fato das indústrias produzirem no ponto de maximização de seus lucros, independente da estrutura de mercado em que atuam, se mostra como um fator provável de redução da produção industrial no período analisado (2003 a 2020), dados os aumentos na tarifa de energia elétrica industrial apresentados no período do estudo. No entanto, é provável também, que outras variáveis não utilizadas pelo presente estudo para captar este efeito (redução do consumo de eletricidade industrial), como por exemplo, projetos de eficiência energética, eventualmente realizados pelas indústrias, possam também explicar este fato.

O preço do gás natural, foi significativo a pelo menos 10%, no modelo dinâmico e se comportou como um bem complementar à eletricidade. O parâmetro, nos Estados menos industrializados, foi 2,3 vezes maior, que nos indivíduos mais desenvolvidos, outro resultado que deve ser um ponto de atenção na formulação de políticas públicas que impactam nos preços de insumos energéticos. Já o nível de importação foi significativo apenas quando estimado pelo modelo SY GMM para os Estados mais e menos industrializados. O nível de emprego, no entanto, mostrou-se significativo para todos os cenários.

O impacto de parte dos efeitos da COVID-19 também foi expressivo em todos os modelos. A crise sanitária mundial provocou reversão no cenário econômico brasileiro. Apesar dos esforços de mitigação empregados, como por exemplo, programas de financiamento para folha de pagamento, medidas para preservar a liquidez do sistema bancário e garantir a manutenção do crédito às empresas, não evitaram a queda da atividade econômica, e com isso a retração do consumo de eletricidade do setor industrial.

No que tange a modelagem da demanda por bioeletricidade sucoenergética, a análise dos dados mostrou que o acréscimo anual de capacidade de produção vem diminuindo, e com isso, o consumo também segue tendência de queda. Prova disso é que tanto para o cenário nacional, como para os Estados ricos a tendência estimada de consumo foi significativa e negativa (-0,82% e -0,7%, respectivamente). A exceção ficou por conta dos Estados mais pobres, que apresentaram tendência temporal de consumo, positiva (0,085%).

Como a eletricidade a partir da cana-de-açúcar é uma fonte alternativa que atua de forma complementar a hidroeletricidade, o valor do parâmetro da variável preço foi significativo e positivo para todos os cenários, indicando o aumento dos preços da eletricidade em períodos de dificuldade de geração, onde a ONS tem de lançar mão de outras fontes para atender a demanda. Dentre estas fontes, a biomassa.

Em relação à renda, o parâmetro foi significativo apenas quando analisado por estratos (Estados ricos e Estados pobres). O parâmetro foi negativo (-5,418) para as regiões mais desenvolvidas e positivo (2,187) para as regiões pobres. A explicação para este comportamento é que os salários se constituem como uma variável importante quando se trata de fontes energéticas renováveis, sendo esperado, portanto, que rendas mais altas tendam a resultar em custos mais altos para a bioeletricidade sucroenergética, tendendo a reduzir o consumo. Desse modo, os Estados com maiores níveis de renda apresentam preços maiores para a eletricidade, reduzindo, proporcionalmente mais, o consumo da mesma, *coeteris paribus*.

A análise conjunta do preço e da renda, mostrou que existe um efeito sistemático entre os níveis de renda na elasticidade-preço da demanda por eletricidade proveniente do bagaço da cana. O resultado é importante para os responsáveis pela política energética do país, pois mostra que os níveis diferenciados de renda das Unidades Federativas devem ser levados em consideração, quando se propõem políticas públicas de contenção ou incentivo do consumo de eletricidade a partir de fontes alternativas.

Um outro resultado da pesquisa, foi o comportamento do preço do etanol. Era esperado que preços mais altos do biocombustível, incentivassem, indiretamente, o consumo de bioeletricidade, uma vez que, incentivaria maior produção de cana e conseqüentemente, maior produção de bagaço. No entanto, o resultado foi contrário à expectativa. A literatura mostrou que as tecnologias para produção de etanol, especialmente de segunda geração, utilizam quase a totalidade dos resíduos. Assim, um maior preço do etanol, direcionaria o bagaço para a produção do éster, diminuindo sua disponibilidade para geração de eletricidade. Desta forma, o etanol atua como um bem substituto à geração de bioeletricidade.

Os parâmetros do índice pluviométrico foram significativos tanto para o cenário nacional, como para os estratos verificados. O impacto foi menor para os Estados mais ricos, onde a deficiência hídrica é menor (em torno de 100 a 400 mm por ano, enquanto que nos Estados menos desenvolvidos, esse valor pode chegar até a 2.500 mm por ano). Além disso, a maior parte dos hectares irrigados (88,7%) estão concentrados nas regiões mais

desenvolvidas, fazendo com que a quantidade de chuvas impacte menos o consumo de eletricidade sucroenergética nessas regiões. O índice pluviométrico mostrou-se como uma variável importante, tanto na análise residencial da demanda por energia elétrica, quanto na modelagem por bioeletricidade sucroalcooleira. O Brasil é dependente de eletricidade de origem hídrica, no entanto, até então, não existiam trabalhos de análise econométrica, no âmbito da área da Economia da Energia, que a utilizasse como uma variável de controle nos modelos. Este trabalho apurou esta lacuna, mostrando a importância da variável no processo de modelagem.

De uma maneira geral, esta pesquisa forneceu informações técnicas relevantes, do ponto de vista econômico, aos tomadores de decisões de diferentes esferas do mercado de eletricidade brasileiro. O setor público poderá se beneficiar dessas informações, que podem auxiliar a criação e implementação de políticas e estratégias energéticas, que trazem consigo externalidades positivas, como geração de emprego, renda e maior consumo. Já o setor privado, se beneficiaria de um maior conjunto de informações que podem ser utilizadas para avaliação de demanda de mercado e riscos em projetos de investimento financeiro.

Para tanto, o presente estudo apresenta algumas sugestões que podem ser aplicadas de forma imediata, tanto para atender a demanda residencial e industrial por eletricidade. Para ambos os casos sugere-se reduzir os limites de carga para contratação direta no mercado livre de energia. A Portaria 465/2019 do Ministério de Minas e Energia (MME), já prevê essas reduções a partir de janeiro de 2022 (Clientes com demanda superior a 1.000 kW, já podem migrar para o ACL a partir de janeiro de 2022). No entanto, a portaria é omissa em relação aos pequenos consumidores residenciais, com consumo médio em torno de 192 kW, que é média de consumo das residências brasileiras.

A aceleração desse processo poderia ser realizada a partir do novo Marco Legal do setor elétrico, que desde de 2016, tramita no Senado Federal brasileiro (PLS 232/2016) (BRASIL, 2016). Essa proposta, que até fevereiro de 2022 estava sem movimentação, caso seja aprovada, poderia estimular a competição entre as distribuidoras de energia elétrica, elevando os níveis de investimentos, o que tende a reduzir os preços da eletricidade.

Outra sugestão, ainda atrelada aos setores que mais consomem energia elétrica no país, seria a regionalização das tarifas. Os resultados para o setor residencial mostraram que a uniformização da política de preços prejudica o consumo de Estados com menores níveis de desenvolvimento. O estudo mostrou que nas regiões menos desenvolvidas (Norte e Nordeste), a partir dos parâmetros de elasticidade-preço calculados, os reajustes promovidos pela política

das bandeiras tarifárias são maiores em comparação com as regiões mais ricas (Sul e Sudeste). Num cenário de bandeira vermelha nível 2, por exemplo, as regiões Norte e Nordeste teriam sua conta de energia elétrica aumentadas em 10,05% e 9,42%, enquanto que as regiões Sul e Sudeste, sofreriam acréscimo menor, de 8,94% e 8,64%, respectivamente.

No setor industrial ficou claro que além do preço da eletricidade, o preço do gás natural também se comporta de maneira diferenciada entre Estados menos e mais industrializados. Nos primeiros, o consumo foi mais sensível à alteração no preço do gás do que no preço da eletricidade. Os parâmetros estimados foram -0,586 (preço do gás natural) e -0,351 (preço da eletricidade). Nos Estados mais industrializados, por sua vez, ocorreu o inverso (menor sensibilidade ao preço do gás e maior sensibilidade ao preço da eletricidade). Os valores calculados foram -0,25 e -0,473, respectivamente.

Os valores dos parâmetros fornecerem indícios para implementação de políticas públicas diferenciadas aos preços da energia elétrica e do gás natural, de acordo com o nível de desenvolvimento industrial dos Estados. No entanto, antes de considerar tais decisões, é necessário ponderar uma ressalva: o alcance do gás natural industrial no Brasil. De acordo com a EPE (2016), a malha de gasoduto brasileira é de 9.409 quilômetros e cerca de 90% dos municípios ainda não possuem atendimento de gás natural por esta via. Assim, políticas de incentivo para as regiões menos desenvolvidas, podem ser inócuas, antes da realização de estudos de viabilidade econômica e financeira para ampliação da malha de gasodutos.

Ademais, as investigações aqui conduzidas, permitem desenhar mecanismos e programas de gerenciamento de demanda, passíveis de serem utilizados em situações de estresse hídrico, bem como, também, a montagem de contratos mais condizentes e apropriados com as preferências e a disposição a pagar dos consumidores brasileiros de energia elétrica.

Os mecanismos de gerenciamento da demanda poderiam ser implementados através da diferenciação dos preços da eletricidade entre fontes renováveis e fontes não renováveis, assim como é realizado em alguns Estados dos Estados Unidos e alguns países da Europa. Desse modo, em períodos de seca, especialmente entre os meses de abril a novembro (período de safra da cana-de-açúcar), incentivos poderiam ser concedidos à geração de eletricidade a partir do bagaço. Estes incentivos, além de amenizar os maiores preços da conta de eletricidade deste período (dadas as más condições de geração hídrica), poderiam também incentivar maior produção de eletricidade a partir do bagaço.

Estas ações poderiam contribuir com o desenvolvimento do sistema elétrico nacional. No entanto, para isto, devem ser conduzidos estudos mais detalhados, que mostrem estimativas robustas de ganho para os produtores, ao mesmo tempo em que ofereçam benefícios para a sociedade, em especial, os consumidores.

Por fim, o Brasil possui características intercontinentais que o habilita a pesquisar e investir em outras formas de geração elétrica, especialmente fontes renováveis, como por exemplo, solar, eólica e biomassa, que possuem a capacidade de ampliar a oferta elétrica brasileira face ao crescimento do consumo nos últimos anos e aumento sistemático dos preços da eletricidade.

8.1 LIMITAÇÕES DA PESQUISA

O estudo apresentou algumas limitações importantes em relação a especificações de natureza técnica. Um dos parâmetros utilizados no cálculo do potencial de geração de eletricidade foi o Poder Calorífico Inferior (PCI). A principal característica de qualquer combustível é gerar calor (ROSA *et al.*, 2018). A esta propriedade, dá-se o nome de Poder Calorífico (PC). Este é medido em unidades de energia por unidade de massa. Um combustível é constituído, sobretudo, de hidrogênio e carbono, sendo que o primeiro é o elemento químico com maior poder calorífico, cerca de 28.700 kcal/kg. Assim, quanto mais rico em hidrogênio for um elemento, maior será seu poder calorífico.

Um dos produtos da queima de hidrocarbonetos é a água (além da geração de Gases do Efeito Estufa – GEE). Dependendo da fase da água, a quantidade de calor liberada muda. Nos casos extremos, a água pode estar totalmente no estado líquido ou no estado gasoso. Em função disso, existem dois valores de Poder Calorífico: o superior e o inferior. O Poder Calorífico Superior (PCS) representa o calor liberado pela combustão tendo toda a água resultante na fase líquida e o PCI representa o calor liberado pela combustão estando toda a água resultante no estado gasoso (PINTO JÚNIOR *et al.*, 2016).

Dessa forma, dependendo da umidade da biomassa, índice pluviométrico, temperatura, dentre outros fatores, o valor do PCI pode se alterar. Como o Brasil é um país de dimensões continentais, onde é possível cultivar a mesma cultura em locais com condições climáticas diferentes, o PCI do bagaço de cana, por exemplo, pode apresentar valores diferentes, dependendo se cana for colhida na região Nordeste ou Sudeste (ZAMBRZYCKI, 2018). Como não se trata de uma pesquisa de caracterização da biomassa, e sim uma análise

conceitual de parâmetros para tomada de decisão, foram utilizados valores de PCI médios, pertinentes e referenciados, encontrados na literatura, especialmente, internacional. Evidente, que, devido as particularidades supramencionadas, o cálculo específico da biomassa por região pode apresentar valores diferentes de energia elétrica potencialmente gerada.

Outra limitação, também relacionada a fatores técnicos, é a diversidade de espécies das culturas estudadas nessa tese. A título de exemplificação, a Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA), estuda, pelo menos, três variedades de capim elefante. Dependendo da espécie, a gramínea apresenta parâmetros diferentes em relação à matéria seca, quantidade de proteína, fibra e teor de umidade, o que pode, similar a limitação anterior, modificar sua produtividade de bioeletricidade. O mesmo ocorre com a cana-de-açúcar, que apresenta variedades de mudas, assim como o arroz e o eucalipto.

Essa diversidade de espécies pode, portanto, apresentar características distintas, alterando os parâmetros adotados nas equações, resultando em valores diferentes, quando calculadas caso a caso. Assim, mais uma vez, foi utilizado de parcimônia nas escolhas das fontes teóricas para modelagem junto as equações, que serão posteriormente, explicadas na seção metodológica.

Em relação à modelagem econométrica, surgiram algumas limitações em relação a disponibilidade de variáveis para servirem de *proxy*, especialmente para a renda. Como foram utilizadas análises de painel por estado, coletados mensalmente, variáveis que seriam, teoricamente, mais apropriadas, como por exemplo, o Produto Interno Bruto (PIB) mensal por estado, ou o PIB *Per Capita*, não estavam disponíveis até os últimos períodos da análise (O PIB por estado, por exemplo, foi divulgado até somente o ano de 2019, na data de finalização desta Tese).

Desse modo, estas variáveis tiveram que ser substituídas por outras, que apresentassem comportamento semelhante em relação às variações na demanda por eletricidade. A utilização destes regressores foram detalhadas nas seções específicas à modelagem econométrica.

Outro ponto pode ser alocado como uma limitação da presente pesquisa, apesar de se enquadrar formalmente como um pressuposto adotado, foram as questões das perdas técnicas de eletricidade. Os níveis de perdas operacionais dependem de diversos fatores técnicos e operacionais, tais como ajustes e configurações de rede, características da carga, as subestações em serviço e os parâmetros de qualidade requeridos e distância entre o local de geração e o local de consumo (SALLAM; MALIK, 2011).

No Brasil, segundo a ANEEL (2019), as perdas técnicas, se concentram em torno de 7,5% do total do consumo elétrico. A ANEEL permite que as concessionárias repassem parte deste nível de perda ao preço da energia elétrica, além de contemplá-las nos custos com a compra de eletricidade até o limite regulatório estipulado pela agência. Esses repasses tarifários são contemplados em contratos individualizados entre a ANEEL e as concessionárias, possuindo valores diferenciados para cada região de concessão.

Assim, apesar do valor das perdas serem consideráveis, por impossibilidade de quantificação das perdas para cada área de concessão, além das diferenças nos valores das perdas por região e por critério do pesquisador, esses valores não foram considerados. Ou seja, os valores de consumo coletados, referem-se aos valores efetivamente produzidos pelas respectivas concessionárias.

8.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho avaliou o mercado de energia elétrica do Brasil, analisando o setor residencial, industrial e o setor de geração de bioeletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar. Dessa forma, como agenda para futuros estudos, sugere-se:

- Realizar estudos de projeção de demanda para os setores residencial e industrial e comparar estes resultados com o PDE 2030 da EPE, constatando, o quão próximo ou distante estarão os resultados, o que pode produzir discussões sobre diferentes metodologias de predição.
- Explorar os efeitos da COVID-19 também no setor residencial.
- Nesta pesquisa, a análise das regressões foi realizada, exclusivamente, através de GMM (com exceção do setor industrial, onde foram empregadas também outras metodologias). Desta forma, estudos futuros, a fim de verificação de robustez, podem utilizar tratamentos econométricos distintos, como por exemplo, uma análise multicritério, para classificar outros potenciais fatores que influenciam a demanda por energia elétrica, ou análise quantílica para identificar valores das elasticidades para diferentes grupos, em diferentes pontos da distribuição.
- Investigar outros setores importantes no consumo de energia elétrica brasileiro, como por exemplo, o setor comercial.

- Analisar a demanda de eletricidade de forma regionalizada, verificando o comportamento do consumo de eletricidade a partir de grandes regiões, Estados e municípios.
- Explorar e aprofundar temas periféricos, debatidos neste estudo, como por exemplo, o acesso à energia elétrica e pobreza energética, uma vez que, foram demonstrados os diferentes impactos no consumo elétrico entre regiões mais e menos desenvolvidas, dadas alterações no preço e na renda, principalmente.
- Estimar as elasticidade-preço e elasticidade-renda da demanda, para diferentes fontes de energia, como gás natural, energia eólica e energia solar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAS, N. et al. Cooperative control of regional transboundary air pollutants. **Environmental Systems Research**, v. 8, n. 1, p. 10, 30 dez. 2019.

ABAS, N.; KALAIR, A.; KHAN, N. Review of fossil fuels and future energy technologies. **Futures**, v. 69, p. 31–49, maio 2015.

ABT, R. C.; ABT, K. L. Potential Impact of Bioenergy Demand on the Sustainability of the Southern Forest Resource. **Journal of Sustainable Forestry**, v. 32, n. 1–2, p. 175–194, jan. 2013.

ADOM, P. K. The long-run price sensitivity dynamics of industrial and residential electricity demand: The impact of deregulating electricity prices. **Energy Economics**, v. 62, p. 43–60, 1 fev. 2017.

ADOM, P. K.; BEKOE, W.; AKOENA, S. K. K. Modelling aggregate domestic electricity demand in Ghana: An autoregressive distributed lag bounds cointegration approach. **Energy Policy**, v. 42, p. 530–537, mar. 2012.

AEEME-SP. São Paulo: [s.n.]. Disponível em: <http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalecv2/intranet/BiblioVirtual/diversos/anuario_energetico_municipio.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

AFAZELI, H. et al. **Investigation Yield and Energy Balances for Biogas Production from Cow and Poultry Manure**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/2604/6d900a8e0db031dc3cd3794b45d9481eb7b8.pdf>>. Acesso em: 1 ago. 2019.

AFFUL-DADZIE, A. et al. Power generation capacity planning under budget constraint in developing countries. **Applied Energy**, v. 188, p. 71–82, fev. 2017.

AGYEMANG, M.; ZHU, Q.; TIAN, Y. Analysis of opportunities for greenhouse emission reduction in the global supply chains of cashew industry in West Africa. **Journal of Cleaner Production**, v. 115, p. 149–161, 1 mar. 2016.

AHMAD, S.; BIN MAT TAHAR, R. Using system dynamics to evaluate renewable electricity development in Malaysia. **Kybernetes**, v. 43, n. 1, p. 24–39, 28 jan. 2014.

ALARENAN, S.; GASIM, A. A.; HUNT, L. C. Modelling industrial energy demand in Saudi Arabia. **Energy Economics**, v. 85, p. 104554, 2020.

ALBERINI, A.; FILIPPINI, M. Response of residential electricity demand to price: The effect of measurement error. **Energy Economics**, v. 33, n. 5, p. 889–895, set. 2011.

ALBERINI, A.; GANS, W.; VELEZ-LOPEZ, D. Residential consumption of gas and electricity in the U.S.: The role of prices and income. **Energy Economics**, v. 33, n. 5, p. 870–881, set. 2011a.

ALCOCER, J. C. ALVARADO et al. Mass and Energy Balance of a Cashew Nut Shell

Gasification Pilot Unit Utilized in Power Generation. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 10, p. 3333–3337, 1 out. 2015.

ALEXANDER, L. V. et al. Global observed changes in daily climate extremes of temperature and precipitation. **Journal of Geophysical Research**, v. 111, n. D5, p. D05109, 2006.

ALVAREZ, J.; ARELLANO, M. The Time Series and Cross-Section Asymptotics of Dynamic Panel Data Estimators. **Econometrica**, v. 71, n. 4, p. 1121–1159, 2003.

AMID, S. et al. Energy use pattern and optimization of energy required for broiler production using data envelopment analysis. **Information Processing in Agriculture**, v. 3, n. 2, p. 83–91, jun. 2016.

ANA. **Levantamento da cana-de-açúcar irrigada e fertirrigada no Brasil**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana/pt-br>>.

ANCA-COUCÉ, A. et al. Single large wood log conversion in a stove: Experiments and modelling. **Renewable Energy**, v. 143, p. 890–897, dez. 2019.

ANDRADE, T. A.; LOBÃO, W. J. A. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. 1997.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 109/2004**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004109.pdf>>. Acesso em: 19 ago. 2021.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Bras: [s.n.]. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 jun. 2020.

ANEEL. **Perdas de Energia Elétrica**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>>.

ANEEL. **Microsoft Power BI**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 30 jun. 2020a.

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição - ANEEL**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 2 jun. 2020b.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>. Acesso em: 14 maio. 2020c.

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição - ANEEL**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 22 dez. 2021a.

ANEEL. **Geração - ANEEL**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>>. Acesso em: 1 dez. 2021b.

ANEEL. **Matriz Elétrica Brasileira - Capacidade instalada**. Brasília, DF: [s.n.].

ANG, J. B. CO₂ emissions, energy consumption, and output in France. **Energy Policy**, v. 35, n. 10, p. 4772–4778, out. 2007.

ANP. **Anuário Estatístico 2021 — Português (Brasil)**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>>. Acesso em: 5 ago. 2021a.

ANP. **Série histórica do levantamento de preços do Etanol**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos>>. Acesso em: 24 dez. 2021b.

APERGIS, N.; ELEFThERIOU, S.; VOLIOTIS, D. Asymmetric spillover effects between agricultural commodity prices and biofuel energy prices. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 7, n. 1, p. 166–177, 2017.

APERGIS, N.; PAYNE, J. E. Renewable energy consumption and economic growth: Evidence from a panel of OECD countries. **Energy Policy**, v. 38, n. 1, p. 656–660, jan. 2010.

APERGIS, N.; PAYNE, J. E. Renewable and non-renewable energy consumption-growth nexus: Evidence from a panel error correction model. **Energy Economics**, 2012.

ARABATZIS, G. et al. A demand scenario based fuelwood supply chain: A conceptual model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 687–697, set. 2013.

ARAUJO, E. et al. An investigation into shapes and determinants of deindustrialization processes: Theory and evidence for developed and developing countries (1970–2017). **EconomiA**, 9 mar. 2021.

ARAÚJO, R. B. **Etanol versus bioeletricidade: aplicação dos conceitos de fronteira eficiente de markowitz para o aproveitamento do bagaço residual do setor sucroenergético**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

ARELLANO, M.; BOND, S. Some Tests of Specification for Panel Data: Monte Carlo Evidence and an Application to Employment Equations. **The Review of Economic Studies**, v. 58, n. 2, p. 277, abr. 1991.

ARISOY, I.; OZTURK, I. Estimating industrial and residential electricity demand in Turkey: A time varying parameter approach. **Energy**, v. 66, p. 959–964, mar. 2014.

ASUMADU-SARKODIE, S.; OWUSU, P. A. Carbon dioxide emissions, GDP per capita, industrialization and population: An evidence from Rwanda. **Environmental Engineering Research**, v. 22, n. 1, p. 116–124, 7 nov. 2016.

ASUMADU-SARKODIE, S.; OWUSU, P. A. The causal nexus between carbon dioxide emissions and agricultural ecosystem—an econometric approach. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 24, n. 2, p. 1608–1618, 27 jan. 2017a.

ASUMADU-SARKODIE, S.; OWUSU, P. A. Recent evidence of the relationship between carbon dioxide emissions, energy use, GDP, and population in Ghana: A linear regression approach. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, v. 12, n. 6, p. 495–

503, 3 jun. 2017b.

ATALLA, T.; BIGERNA, S.; BOLLINO, C. A. Energy demand elasticities and weather worldwide. **Economia Política**, v. 35, n. 1, p. 207–237, 7 abr. 2018.

AZADEH, A. et al. A novel benchmark methodology for estimating industrial electricity demand considering unsteady socio-economic conditions. **International Journal of Business Performance Management**, v. 18, n. 2, p. 196–215, 2017.

AZEVEDO, B. S. **Análise das elasticidades preço e renda da demanda por combustíveis no Brasil e desagregadas por regiões geográficas**. [s.l.] IBMEC, 2007.

BAHMANYAR, A.; ESTEBSARI, A.; ERNST, D. The impact of different COVID-19 containment measures on electricity consumption in Europe. **Energy Research & Social Science**, v. 68, p. 101683, 1 out. 2020.

BAJRACHARYA, D. Fuel, food or forest? Dilemmas in a Nepali village. **World Development**, v. 11, n. 12, p. 1057–1074, dez. 1983.

BALCILAR, M. et al. The renewable energy consumption and growth in the G-7 countries: Evidence from historical decomposition method. **Renewable Energy**, v. 126, p. 594–604, out. 2018.

BALTAGI, B. H.; GRIFFIN, J. M. Short and Long Run Effects in Pooled Models. **International Economic Review**, v. 25, n. 3, p. 631, out. 1984.

BARRIENTOS, J. et al. On the estimation of the price elasticity of electricity demand in the manufacturing industry of Colombia. **Lecturas de Economía**, n. 88, p. 155–182, 2018.

BCB. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em: 18 jun. 2021.

BEHESHTI TABAR, I.; KEYHANI, A.; RAFIEE, S. Energy balance in Iran's agronomy (1990–2006). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2, p. 849–855, fev. 2010.

BERNSTEIN, M. A.; GRIFFIN, J. **Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy**. California: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39512.pdf>>.

BHAT, J. A. Renewable and non-renewable energy consumption—impact on economic growth and CO₂ emissions in five emerging market economies. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 25, n. 35, p. 35515–35530, 22 dez. 2018.

BILDIRICI, M. CO₂ emissions and militarization in G7 countries: panel cointegration and trivariate causality approaches. **Environment and Development Economics**, v. 22, n. 6, p. 771–791, 31 dez. 2017a.

BILDIRICI, M. E. Relationship between biomass energy and economic growth in transition countries: panel ARDL approach. **GCB Bioenergy**, v. 6, n. 6, p. 717–726, nov. 2014.

BILDIRICI, M. E. CO₂ emission, oil consumption and production, economic growth in MENAP countries: ARDL and ANOVA methods. **International Journal of Oil, Gas and Coal Technology**, v. 14, n. 3, p. 264, 2017b.

BILGILI, F. et al. Can biomass energy be an efficient policy tool for sustainable development? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 830–845, maio 2017.

BILGILI, F.; OZTURK, I. Biomass energy and economic growth nexus in G7 countries: Evidence from dynamic panel data. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 132–138, set. 2015.

BINDER, M.; HSIAO, C.; PESARAN, M. H. Estimation and inference in short panel vector autoregressions with unit roots and cointegration. **Econometric Theory**, v. 21, n. 4, p. 795–837, ago. 2005.

BJØRNER, T. B.; TOGEBY, M.; JENSEN, H. H. Industrial companies' demand for electricity: Evidence from a micropanel. **Energy Economics**, v. 23, n. 5, p. 595–617, 2001.

BLÁZQUEZ GOMEZ, L. M.; FILIPPINI, M.; HEIMSCH, F. Regional impact of changes in disposable income on Spanish electricity demand: A spatial econometric analysis. **Energy Economics**, v. 40, dez. 2013.

BLÁZQUEZ, L.; BOOGEN, N.; FILIPPINI, M. Residential electricity demand in Spain: New empirical evidence using aggregate data. **Energy Economics**, v. 36, p. 648–657, mar. 2013.

BLOCH, H.; RAFIQ, S.; SALIM, R. Economic growth with coal, oil and renewable energy consumption in China: Prospects for fuel substitution. **Economic Modelling**, v. 44, p. 104–115, jan. 2015.

BLOIS, H. D. et al. Silvicultura: Cenários Prospectivos para Geração de Energia Elétrica. **Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade**, v. 6, n. 1, p. 140–159, 1 abr. 2017.

BLUNDELL, R.; BOND, S. **Initial conditions and moment restrictions in dynamic panel data models** *Journal of Econometrics*. [s.l: s.n.].

BORDONAL, R. DE O. et al. Sustainability of sugarcane production in Brazil. A review. **Agronomy for Sustainable Development**, v. 38, n. 2, p. 13, 27 abr. 2018.

BORGES, A. C. P. et al. Renewable energy: a contextualization of the biomass as power supply. **REDE: Revista Eletrônica do PRODEMA**, v. 10, n. 02, p. 23–36, 2016.

BRAND, M. A. Potencial De Uso Da Biomassa Florestal Da Caatinga, Sob Manejo Sustentável, Para Geração De Energia Tt - Potential Use of Caatinga Forest Biomass Under Sustainable Management for Energy Generation. **Ciência Florestal**, v. 27, n. 1, p. 117–127, 2017.

BRASIL. Lei Federal Nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm#:~:text=%22%20Art.,27%20de%20maio%20de%201998.>
Acesso em: dez. 2021.

BRASIL. Senado Federal. PLS 232/2016. . 2016.

BRASIL. **2020 Statistical Yearbook of electricity: 2019 baseline year** **Empresa de Pesquisa Energética**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt%0Ahttp://www.epe.gov.br>>.

BRASIL. **Covid-19 Casos e Óbitos**. Disponível em: <https://qsprod.saude.gov.br/extensions/covid-19_html/covid-19_html.html>. Acesso em: 28 set. 2021.

CALVIN, K. et al. Implications of uncertain future fossil energy resources on bioenergy use and terrestrial carbon emissions. **Climatic Change**, v. 136, n. 1, p. 57–68, 15 maio 2016.

CAMERON, A. C.; TRIVEDI, P. K. **Microeconometrics Using Stata**. Lakeway: Stata Press, 2009.

CAMPBELL, A. Price and income elasticities of electricity demand: Evidence from Jamaica. **Energy Economics**, v. 69, p. 19–32, 2018.

CAMPBELL, R. M.; VENN, T. J.; ANDERSON, N. M. Heterogeneity in Preferences for Woody Biomass Energy in the US Mountain West. **Ecological Economics**, v. 145, n. January 2017, p. 27–37, 2018.

CARDOZO, S. A. Comércio internacional, estrutura produtiva industrial, emprego e renda nas macrorregiões brasileiras (2004-2014). **Revista Brasileira de Estudos Urbanos e Regionais**, v. 20, n. 2, p. 401–420, 27 mar. 2018.

CARMO, V. B. **Avaliação da eficiência energética renovável de biomassas alternativas para geração de eletricidade**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2013.

CASTELLANELLI, M. et al. Desempenho de motor ciclo Diesel em bancada dinamométrica utilizando misturas diesel/biodiesel. **Engenharia Agrícola**, v. 28, n. 1, p. 145–153, mar. 2008.

CASTRO, A. F. N. M. et al. Quantification of forestry and carbonization waste. **Renewable Energy**, v. 103, p. 432–438, 1 abr. 2017.

CAVES, D. W.; CHRISTENSEN, L. R. Econometric analysis of residential time-of-use electricity pricing experiments. **Journal of Econometrics**, v. 14, n. 3, p. 287–306, 1980.

CAVES, D. W.; CHRISTENSEN, L. R.; HERRIGES, J. A. Consistency of residential customer response in time-of-use electricity pricing experiments. **Journal of Econometrics**, v. 26, n. 1–2, p. 179–203, 1984.

CCEE. **CCEE - O que fazemos - CCEE - Procedimentos de Comercialização - PdCs - Energia Elétrica - PdCs - Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_adf.ctrl-

state=1ctnrwcqh4_60&_afLoop=56701446809053#!%40%40%3F_afLoop%3D56701446809053%26_adf.ctrl-state%3D1ctnrwcqh4_64>. Acesso em: 19 ago. 2021.

CEBULA, R. J. US residential electricity consumption: The effect of states' pursuit of energy efficiency policies. **Applied Economics Letters**, v. 19, n. 15, p. 1499–1503, out. 2012.

CEISE BR. **Estado de São Paulo importa mais de 60% da energia que consome**. Disponível em: <<http://www.ceisebr.com/conteudo/estado-de-sao-paulo-importa-mais-de-60-da-energia-que-consome.html>>. Acesso em: 12 nov. 2019.

CHANG, B.; KANG, S. J.; JUNG, T. Y. Price and output elasticities of energy demand for industrial sectors in OECD countries. **Sustainability (Switzerland)**, v. 11, n. 6, p. 1786, 2019.

CHEN, S. et al. Tracking the Economic Impact of COVID-19 and Mitigation Policies in Europe and the United States. **IMF Working Papers**, v. 20, n. 125, 2020.

CHOWDHURY, M. S. R. et al. Reduction of GHG emissions by utilizing biomass co-firing in a swirl-stabilized furnace. **Renewable Energy**, v. 143, p. 1201–1209, dez. 2019.

CHURCH, J.; WARE, R. **Industrial Organization: A Strategic Approach**. [s.l.] McGraw-Hill, 2000.

CIALANI, C.; MORTAZAVI, R. Household and industrial electricity demand in Europe. **Energy Policy**, v. 122, p. 592–600, 2018.

CNI. Indicadores de competitividade da indústria. **Indústria brasileira perde participação na economia mundial**. São Paulo [2019]. Disponível em: <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/cni_estatistica_2/2016/11/07/205/IndicadoresDeCompetitividadeDaIndustriaBrasileira_2019.pdf>. Acesso: 04 mai. 2022.

CNI. Nota Econômica. **Indústria brasileira perde participação há uma década**. São Paulo [2015]. Disponível em: <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_24/2015/02/20/526/Notaeconomica01-Competitividade.pdf>. Acesso em: 04 mai. 2022.

COELHO, S. T.; MONTEIRO, M. B.; KARNIOL, M. DA R. **Atlas de Bioenergia do Brasil**. São Paulo: [s.n.].

COLOMBO, E.; MASERA, D.; BOLOGNA, S. Renewable Energies to Promote Local Development. In: **Renewable Energy for Unleashing Sustainable Development**. Cham: Springer International Publishing, 2013. p. 3–25.

CONRAD, J. L. et al. Wood-to-energy expansion, forest ownership changes, and mill closure: Consequences for U.S. South's wood supply chain. **Forest Policy and Economics**, v. 12, n. 6, p. 399–406, jul. 2010.

COOKE, P.; KÖHLIN, G.; HYDE, W. F. Fuelwood, forests and community management – evidence from household studies. **Environment and Development Economics**, v. 13, n. 1, p. 103–135, fev. 2008.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. **Biomassa para Energia**. 1. ed. Campinas: Editora da UNICAMP, 2008.

CSEREKLYEI, Z. Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union. **Energy Policy**, v. 137, 2020.

DA SILVA, M. R. V. et al. ENERGIA EÓLICA, SOLAR E DE BIOMASSA: USO, PERSPECTIVA E DESAFIOS. **Biodiversidade**, v. 19, n. 4, p. 2020–137, 17 out. 2020.

DANTAS, F. D. C.; COSTA, E. M.; DA SILVA, J. L. M. Elasticidade Preço E Renda Da Demanda Por Energia Elétrica Nas Regiões Brasileiras: Uma Abordagem Através De Painel Dinâmico. **Revista de Economia**, v. 43, n. 3, 2016.

DANTAS, F. DA COSTA et al. Elasticidade preço e renda da demanda por energia elétrica nos estados do nordeste brasileiro: uma abordagem através de painel dinâmico. **Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana**, v. 232, n. 6, p. 1–24, 2017.

DARMAWAN, A. et al. Integrated system of rice production and electricity generation. **Applied Energy**, v. 220, p. 672–680, 15 jun. 2018.

DARMSTADTER, J. et al. **Energy in the world economy; a statistical review of trends in output, trade, and consumption since 1925**. [s.l.] Published for Resources for the Future by the Johns Hopkins Press, 1971.

DE SOUZA, P. K. et al. Evaluation of Second-Generation Ethanol Production from Mixtures of Banana Pseudostem, Peel and Rejected Fruit Using Aspen Hysys Simulation. **Industrial Biotechnology**, v. 15, n. 4, p. 268–278, ago. 2019.

DERGIADES, T.; TSOULFIDIS, L. Estimating residential demand for electricity in the United States, 1965-2006. **Energy Economics**, v. 30, n. 5, p. 2722–2730, set. 2008.

DESSBESELL, L. et al. Economic and Environmental Analysis of Pellets' Production in Rio Pardo Watershed, Brazil. **Floresta e Ambiente**, v. 26, n. 4, 2019.

DIAS, M. O. S. et al. Biorefineries for the production of first and second generation ethanol and electricity from sugarcane. **Applied Energy**, v. 109, p. 72–78, 1 set. 2013.

DONG, K.; SUN, R.; DONG, X. CO2 emissions, natural gas and renewables, economic growth: Assessing the evidence from China. **Science of the Total Environment**, v. 640–641, p. 293–302, 2018.

DUTTA, B. Y. A. et al. Impact of COVID-19 on Global Energy Markets. p. 26–29, 2020.

EGGLESTON, G.; LIMA, I. Sustainability Issues and Opportunities in the Sugar and Sugar-Bioproduct Industries. **Sustainability**, v. 7, n. 9, p. 12209–12235, 3 set. 2015.

EGNELL, G. A review of Nordic trials studying effects of biomass harvest intensity on subsequent forest production. **Forest Ecology and Management**, v. 383, p. 27–36, 1 jan. 2017.

EMBRAPA. **Nova cultivar de capim-elefante apresenta produtividade 30% maior**.

Disponível em: <<https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/17002039/nova-cultivar-de-capim-elefante-apresenta-produtividade-30-maior>>. Acesso em: 11 nov. 2019.

EPE. **Mapa de infraestrutura de gasodutos de transporte**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte>. Acesso em: 03 mai. 2022.

EPE. **Balanco Energético Nacional, 2020 - Ano base 2019**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 25 nov. 2020a.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno de Demanda de Eletricidade - PDE 2030 \(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202030%20(1).pdf)>.

EPE. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica TAXAS MENSAS DO CONSUMO**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-574/Resenha Janeiro 21 - Claro Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-574/Resenha%20Janeiro%2021%20-%20Claro%20Final.pdf)>. Acesso em: 9 ago. 2021c.

EPE. Balanco Energético Nacional - BEN 2021. **Empresa de Pesquisa Energética**, v. 1, n. 1, p. 268, 2021a.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 - Ano Base: 2020**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>.

FARRELL, A. E.; GOPAL, A. R. Bioenergy Research Needs for Heat, Electricity, and Liquid Fuels. **MRS Bulletin**, v. 33, n. 4, p. 373–380, abr. 2008.

FERNANDES, F. M. et al. Agricultura familiar, biodiesel e competitividade: O caso do núcleo de produção de oleaginosas de Serra do Ramalho (BA). **Organizações Rurais & Agroindustriais**, v. 23, n. 1, p. 1752–1769, 2022.

FERRAZ, B. P. et al. Residential Demand Response Based on Weighted Load Shifting and Reduction Target. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 31, n. 2, p. 422–435, 1 abr. 2020.

FERREIRA, J. C. et al. Estimativa da oferta de biomassa florestal em povoamentos de *Pinus taeda* L. após intervenções culturais. **Ciência Florestal**, v. 29, n. 3, p. 1459, 30 set. 2019.

FERREIRA, T. C. **Uso das cinzas de bagaço de cana-de-açúcar e biossólido no manejo nutricional do feijoeiro (*Phaseolus vulgaris* L.)**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2021.

FIGUEIREDO, R. A. **Caracterização dos Produtos da Pirólise da Casca de Castanha de Caju: Influência da Taxa de Aquecimento e da Temperatura**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2011.

FIGUEIRÓ, C. G. et al. Energy valorization of woody biomass by torrefaction treatment: A Brazilian experimental study. **Maderas. Ciencia y tecnología**, v. 21, n. ahead, p. 0–0, 2019.

FILIPPINI, M. Swiss residential demand for electricity by time-of-use: an application of the almost ideal demand system. **Energy Journal**, v. 16, n. 1, p. 27–39, 1995.

FILIPPINI, M. Swiss residential demand for electricity. **Applied Economics Letters**, v. 6, n. 8, p. 533–538, 1999.

FILIPPINI, M. Short-and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand. **Energy Policy**, v. 39, n. 10, p. 5811–5817, out. 2011.

FILIPPINI, M.; PACHAURI, S. Elasticities of electricity demand in urban Indian households. **Energy Policy**, v. 32, n. 3, p. 429–436, 2004.

FONTOURA, C. F.; BRANDÃO, L. E.; GOMES, L. L. Elephant grass biorefineries: Towards a cleaner Brazilian energy matrix? **Journal of Cleaner Production**, v. 96, p. 85–93, 2015.

FREITAS, J. V. et al. Sugarcane biorefineries: potential opportunities towards shifting from wastes to products. **Industrial Crops and Products**, v. 172, p. 114057, 15 nov. 2021.

FULLERTON, T. M.; MACIAS, D. R.; WALKE, A. G. Residential electricity demand in El paso. **Journal of Regional Analysis and Policy**, v. 46, n. 2, p. 154–167, 2016.

FULLERTON, T. M.; RESENDEZ, I. M.; WALKE, A. G. Upward sloping demand for a normal good? Residential electricity in Arkansas. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 5, n. 4, p. 1065–1072, 2015.

GASPARATOS, A. et al. Renewable energy and biodiversity: Implications for transitioning to a Green Economy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 161–184, abr. 2017.

GAUTAM, T. K.; PAUDEL, K. P. Estimating sectoral demands for electricity using the pooled mean group method. **Applied Energy**, v. 231, p. 54–67, 1 dez. 2018.

GHAEBI, H. et al. Energy, exergy and exergoeconomic analysis of a cogeneration system for power and hydrogen production purpose based on TRR method and using low grade geothermal source. **Geothermics**, v. 71, p. 132–145, 1 jan. 2018.

GÓMEZ, A. et al. An estimation of the energy potential of agro-industrial residues in Spain. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 54, n. 11, p. 972–984, 2010.

GONGORA, A.; VILLAFRANCO, D. Sugarcane bagasse cogeneration in Belize: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 96, p. 58–63, 1 nov. 2018.

GRANADOS-FITCH, M. G. et al. Mechanism to H₂ production on rhenium carbide from pyrolysis of coconut shell. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 5, p. 2784–2796, 28 jan. 2019.

GROSS, M. M. et al. Análise da Demanda de Energia Elétrica no Setor Industrial no Brasil. **Economia Política do Desenvolvimento**, v. 8, n. 19, p. 69–93, 2017.

GUERRA, J. B. S. DE A. et al. Future scenarios and trends in energy generation in brazil:

supply and demand and mitigation forecasts. **Journal of Cleaner Production**, v. 103, p. 197–210, 15 set. 2015.

GUERRA, J. P. et al. Thermodynamic and environmental analysis of scaling up cogeneration units driven by sugarcane biomass to enhance power exports. **Energies**, v. 11, n. 1, 1 jan. 2018.

HALICIOGLU, F. Residential electricity demand dynamics in Turkey. **Energy Economics**, v. 29, n. 2, p. 199–210, mar. 2007.

HANNESSON, R. Energy and GDP growth. **International Journal of Energy Sector Management**, v. 3, n. 2, p. 157–170, 2009.

HARRIS, M. N.; M´TY´S, L.; SEVESTRE, P. Dynamic Models for Short Panels. In: **Advanced Studies in Theoretical and Applied Econometrics**. [s.l.] Springer, 2008. v. 46p. 249–278.

HARRIS, T. M. et al. Logistic growth curve modeling of US energy production and consumption. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 96, p. 46–57, 2018.

HIRATUKA, C.; SARTI, F. Transformações na estrutura produtiva global, desindustrialização e desenvolvimento industrial no Brasil Transformation in the global productive structure, deindustrialization and industrial development in Brazil. **Revista de Economia Brasileira**, v. 37, n. 146, p. 189–207, 2017.

HISSA-TEIXEIRA, K.; HISSA-TEIXEIRA, K. Uma análise da estrutura espacial dos indicadores socioeconômicos do nordeste brasileiro (2000-2010). **EURE (Santiago)**, v. 44, n. 131, p. 101–124, 1 jan. 2018.

HOECHLE, D. Robust Standard Errors for Panel Regressions with Cross-Sectional Dependence: <https://doi.org/10.1177/1536867X0700700301>, v. 7, n. 3, p. 281–312, 1 set. 2007.

HOSIER, R. H.; DOWD, J. Household fuel choice in Zimbabwe. **Resources and Energy**, v. 9, n. 4, p. 347–361, dez. 1987.

IBÁ. **Indústria Brasileira de Árvores - Relatório 2017**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://iba.org/images/shared/Biblioteca/IBA_RelatorioAnual2017.pdf>.

IBGE. **Produção Agrícola Municipal**. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1613#resultado>>. Acesso em: 10 jan. 2019.

IBGE. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA | IBGE**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html>>. Acesso em: 2 jun. 2020.

IBGE. **PAM - Produção Agrícola Municipal. Sistema IBGE de Recuperação Automática - SIDRA**. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pam/tabelas>>. Acesso em: 24 fev. 2022a.

IBGE. **IBGE - Pesquisa Industrial Mensal**. Disponível em:

<<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/industria/9294-pesquisa-industrial-mensal-producao-fisica-brasil.html?=&t=o-que-e>>.

IBGE. **Divulgação trimestral** | IBGE. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9173-pesquisa-nacional-por-amostra-de-domicilios-continua-trimestral.html?t=destaques>>. Acesso em: 24 dez. 2021c.

IBGE. **PIB cai 4,1% em 2020 e fecha o ano em R\$ 7,4 trilhões**. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/30165-pib-cai-4-1-em-2020-e-fecha-o-ano-em-r-7-4-trilhoes>>. Acesso em: 6 ago. 2021d.

IBGE. **IBGE | Censo Agro 2017 | IBGE divulga rendimento domiciliar per capita 2020**. Disponível em: <<https://censos.ibge.gov.br/2013-agencia-de-noticias/releases/30129-ibge-divulga-o-rendimento-domiciliar-per-capita-2020.html>>. Acesso em: 28 dez. 2021e.

IEA. *International Energy Outlook 2017*, IEA Report. 2017.

IEA. **Key World Energy Statistics 2020** Int. Energy Agency. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>>.

INMET. :: **INMET - Instituto Nacional de Meteorologia** :: Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: 2 jun. 2020.

IPEA. **IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - Ipeadata**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: 9 mar. 2022.

IRFFI, G. et al. Previsão da demanda por energia elétrica para classes de consumo na região Nordeste, usando OLS dinâmico e mudança de regime. **Economia Aplicada**, v. 13, n. 1, p. 69–98, 2009.

ISHAQUE, H. Revisiting income and price elasticities of electricity demand in Pakistan. **Economic Research-Ekonomska Istrazivanja**, v. 31, n. 1, p. 1137–1151, 2018.

JANOT, M. M.; GARCIA, M. G. P.; NOVAES, W. Balance sheet effects in currency crises: Evidence from Brazil. **EconomiA**, v. 22, n. 1, p. 19–37, 1 abr. 2021.

JEHLE, G. A.; RENY, P. J. **Advanced microeconomic theory**. 3. ed. Hampshire: Pearson, 2011.

KAMERSCHEN, D. R.; PORTER, D. V. The demand for residential, industrial and total electricity, 1973-1998. **Energy Economics**, v. 26, n. 1, p. 87–100, jan. 2004.

KEBEDE, E.; KAGOCHI, J.; JOLLY, C. M. Energy consumption and economic development in Sub-Saharan Africa. **Energy Economics**, v. 32, n. 3, p. 532–537, maio 2010.

KHATIWADA, D. et al. Power generation from sugarcane biomass – A complementary option to hydroelectricity in Nepal and Brazil. **Energy**, v. 48, n. 1, p. 241–254, 1 dez. 2012.

KHOODARUTH, A. Contribution of the sugar cane industry to reduce carbon dioxide emissions in the energy sector: the case of Mauritius. **Environment, Development and**

Sustainability, v. 18, n. 6, p. 1719–1731, 2016.

KO, F.-K. et al. Long-term CO₂ emissions reduction target and scenarios of power sector in Taiwan. **Energy Policy**, v. 38, n. 1, p. 288–300, jan. 2010.

KOENKER, R.; MACHADO, J. A. F. GMM inference when the number of moment conditions is large. **Journal of Econometrics**, v. 93, n. 2, p. 327–344, 1 dez. 1999.

KOUTROUMANIDIS, T.; IOANNOU, K.; ARABATZIS, G. Predicting fuelwood prices in Greece with the use of ARIMA models, artificial neural networks and a hybrid ARIMA–ANN model. **Energy Policy**, v. 37, n. 9, p. 3627–3634, set. 2009.

KWOFIE, E. M.; NGADI, M. **A review of rice parboiling systems, energy supply, and consumption** **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, , 2017.

LABANDEIRA, X.; LABEAGA, J. M.; LÓPEZ-OTERO, X. A meta-analysis on the price elasticity of energy demand ☆. **Energy Policy**, v. 102, n. April 2016, p. 549–568, 2017.

LAPIG. **LAPIG - Atlas das Pastagens Brasileiras**. Disponível em: <<https://www.lapig.iesa.ufg.br/lapig/index.php/produtos/atlas-digital-das-pastagens-brasileiras>>. Acesso em: 30 jun. 2020.

LEAN, H. H.; SMYTH, R. Will policies to promote renewable electricity generation be effective? Evidence from panel stationarity and unit root tests for 115 countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 371–379, jun. 2013.

LEE, C.C.; CHIU, Y.B. Electricity demand elasticities and temperature: Evidence from panel smooth transition regression with instrumental variable approach. **Energy Economics**, v. 33, p. 896 – 902, sep. 2011.

LEMOS, S. V. et al. Agroindustrial best practices that contribute to technical efficiency in Brazilian sugar and ethanol production mills. **Energy**, v. 177, p. 397–411, 15 jun. 2019.

LIN, B.; ATSAGLI, P. Energy consumption, inter-fuel substitution and economic growth in Nigeria. **Energy**, v. 120, p. 675–685, fev. 2017.

LIN, B.; OMOJU, O. E.; OKONKWO, J. U. Factors influencing renewable electricity consumption in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 687–696, mar. 2016.

LIN, B.; OUYANG, X. Energy demand in China: Comparison of characteristics between the US and China in rapid urbanization stage. 2013.

LIN, B.; TIAN, P. Energy conservation in China’s light industry sector: Evidence from inter-factor and inter-fuel substitution. **Journal of Cleaner Production**, v. 152, p. 125–133, maio 2017.

LIN, B.; XU, B. Factors affecting CO₂ emissions in China’s agriculture sector: A quantile regression. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 94, p. 15–27, out. 2018.

LISKA, A. J. et al. Biofuels from crop residue can reduce soil carbon and increase CO₂

emissions. **Nature Climate Change**, v. 4, n. 5, p. 398–401, 20 maio 2014.

LIU, G. et al. Making Fischer–Tropsch Fuels and Electricity from Coal and Biomass: Performance and Cost Analysis. **Energy & Fuels**, v. 25, n. 1, p. 415–437, 20 jan. 2011.

LONG, X. et al. Environmental efficiency for 192 thermal power plants in the Yangtze River Delta considering heterogeneity: A metafrontier directional slacks-based measure approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 3962–3971, fev. 2018.

LORENZI, B. R.; DE ANDRADE, T. H. N. O ETANOL DE SEGUNDA GERAÇÃO NO BRASIL: POLÍTICAS E REDES SOCIOTÉCNICAS. **Revista Brasileira de Ciências Sociais**, v. 34, n. 100, 23 set. 2019.

LUCINDA, C. R.; ANUATTI NETO, F. Non-linear Demand and Price: An Empirical Analysis of the Brazilian Industrial Electricity Consumption. **Brazilian Review of Econometrics**, v. 34, n. 2, p. 99–123, 2014.

MADDALA, G. S. et al. Estimation of Short-Run and Long-Run Elasticities of Energy Demand From Panel Data Using Shrinkage Estimators. **Journal of Business & Economic Statistics**, v. 15, n. 1, p. 90–100, jan. 1997.

MAINGUY, Y. **L'économie de l'énergie**Dunod, , 1967. Disponível em: <<https://infoscience.epfl.ch/record/2259>>. Acesso em: 27 ago. 2019

MAPELLI, F.; MUNGWE, J. N. Modern Energies Services for Cooking: from Improved Cook-Stoves to Domestic and Community Biogas Based Systems. In: **Renewable Energy for Unleashing Sustainable Development**. Cham: Springer International Publishing, 2013. p. 43–74.

MARAFON, A. C. et al. **Poder Calorífico do Capim-Elefante para a Geração de Energia Térmica Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária Embrapa Tabuleiros Costeiros Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento**. Aracaju: [s.n.]. Disponível em: <www.cpatc.embrapa.br>. Acesso em: 30 jun. 2020.

MARCELINO, M. M.; DE MELO, S. A. B.; TORRES, E. A. Caracterização da biomassa da casca de coco para obtenção de energia. **Bahia Análise & Dados**, v. 27, n. 1, p. 337–355, 2017.

MARTÍN-MARTÍN, A. et al. Google Scholar, Web of Science, and Scopus: A systematic comparison of citations in 252 subject categories. **Journal of Informetrics**, v. 12, n. 4, p. 1160–1177, nov. 2018.

MARTINS, L. O. S. et al. Potential of electric energy generation from vegetable biomass in different regions of Brazil: mapping and analysis. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 15, n. 37, p. 332–359, 2019a.

MARTINS, L. O. S. et al. Supply Chain Management of Biomass for Energy Generation: A Critical Analysis of Main Trends. **Journal of Agricultural Science**, v. 11, n. 13, p. 253, 15 ago. 2019b.

MARTINS, L. O. S. et al. The use of econometric models in studies of Electricity Generation

from biomass. **Brazilian Journal of Information Science**, v. 14, n. 1, p. 130–172, 27 mar. 2020.

MARTINS, L. O. S. et al. Price and income elasticities of residential electricity demand in Brazil and policy implications. **Utilities Policy**, v. 71, p. 101250, 1 ago. 2021.

MASON, E. S. **Energy requirements and economic growth** National Planning Association, , 1955. Disponível em: <<http://agris.fao.org/agris-search/search.do?recordID=US201300602820>>. Acesso em: 27 ago. 2019

MATTOS, L. B. DE. Uma estimativa da demanda industrial de energia elétrica no Brasil: 1974-2002. **Organizações Rurais & Agroindustriais**, v. 7, n. 2, p. 238–246, 2005.

MATTOS, L. B. DE; LIMA, J. E. DE. Demanda residencial de energia elétrica em Minas Gerais: 1970-2002. **Nova Economia**, v. 15, n. 3, p. 31–52, 2005.

MAYO, R. **Mercados de Eletricidade**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

ME. **Ministério da Economia - Estatísticas de Comércio Exterior em Dados Abertos — Português (Brasil)**. Disponível em: <<https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/comercio-exterior/estatisticas/base-de-dados-bruta>>. Acesso em: 9 jun. 2021a.

ME. **Ministério da Economia - Secretaria do Trabalho e Emprego**. Disponível em: <<https://bi.mte.gov.br/bgcaged/>>. Acesso em: 3 abr. 2021b.

MEHER, S. Estimating and forecasting residential electricity demand in Odisha. **Journal of Public Affairs**, 2019.

Ministério do Trabalho e Emprego. Disponível em: <<https://www.gov.br/trabalho/pt-br>>. Acesso em: 20 jun. 2020.

MODIANO, E. M. Elasticidade renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil. **Rio de Janeiro: PUC/RJ**, v. Texto para, p. 25, 1984.

MONIR, M. U. et al. Gasification of lignocellulosic biomass to produce syngas in a 50 kW downdraft reactor. **Biomass and Bioenergy**, v. 119, p. 335–345, 1 dez. 2018.

MORAIS, A. C. DA S. **Desenvolvimento, otimização e aceitabilidade de extrato hidrossolúvel da amêndoa de castanha de caju. (Anacardium occidentale L.)**. [s.l.] universidade federal do Ceará, 2009.

MOUSAVI-AVVAL, S. H. et al. Energy flow modeling and sensitivity analysis of inputs for canola production in Iran. **Journal of Cleaner Production**, v. 19, n. 13, p. 1464–1470, 1 set. 2011.

MUNIM, J. M. A.; HAKIM, M. M.; ABDULLAH-AL-MAMUN, M. Analysis of energy consumption and indicators of energy use in Bangladesh. **Economic Change and Restructuring**, v. 43, n. 4, p. 275–302, 3 nov. 2010.

NABAVI-PELESARAEI, A.; ABDI, R.; RAFIEE, S. Neural network modeling of energy use

and greenhouse gas emissions of watermelon production systems. **Journal of the Saudi Society of Agricultural Sciences**, v. 15, n. 1, p. 38–47, jan. 2016.

NAKAJIMA, T.; HAMORI, S. Change in consumer sensitivity to electricity prices in response to retail deregulation: A panel empirical analysis of the residential demand for electricity in the United States. **Energy Policy**, v. 38, n. 5, p. 2470–2476, maio 2010.

NEJAT, P. et al. A global review of energy consumption, CO₂ emissions and policy in the residential sector (with an overview of the top ten CO₂ emitting countries). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 43, p. 843–862, mar. 2015.

NTANOS, S. et al. Renewable Energy and Economic Growth: Evidence from European Countries. **Sustainability**, v. 10, n. 8, p. 2626, 26 jul. 2018.

OKAJIMA, S.; OKAJIMA, H. Estimation of Japanese price elasticities of residential electricity demand, 1990-2007. **Energy Economics**, v. 40, p. 433–440, nov. 2013.

OLIVEIRA, R. M. M.; NUNES, M. T. A. S.; SOUSA, R. M. S. DE. Pré-Tratamento Químico E Caracterização Do Bagaço Da Cana: Uma Perspectiva Para Produção De Etanol a Partir De Resíduos Agroindustriais / Chemical Pre-Treatment and Characterization of Sugarcane Bagasse: a Perspective for Ethanol Production From Agroindus. **Brazilian Journal of Development**, v. 6, n. 11, p. 87865–87879, 2020.

OLIVEIRA, T. L. et al. Study of biomass applied to a cogeneration system: A steelmaking industry case. **Applied Thermal Engineering**, v. 80, p. 269–278, 5 abr. 2015.

OLIVER, A.; KHANNA, M. What Is the Cost of a Renewable Energy–Based Approach to Greenhouse Gas Mitigation? **Land Economics**, v. 93, n. 3, p. 437–458, 24 ago. 2017.

ONS. **EAR Diário por Reservatório - Conjunto de dados - DADOS ABERTOS ONS**. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/ear-diario-por-reservatorio>>. Acesso em: 30 nov. 2021.

OWUSU, P. A.; ASUMADU-SARKODIE, S. Is there a causal effect between agricultural production and carbon dioxide emissions in Ghana? **Environmental Engineering Research**, v. 22, n. 1, p. 40–54, 5 out. 2016.

PACHECO, T. F. **Produção de Etanol: Primeira ou Segunda Geração?** Brasília, DF: [s.n.]. Disponível em: <<https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/32985/1/CITE-04.pdf>>.

PAIVA, F. F. DE A.; GARRUTI, D. DOS S.; SILVA NETO, R. M. DA. **Aproveitamento industrial do caju**. Fortaleza: [s.n.]. Disponível em: <https://www.agencia.cnptia.embrapa.br/Repositorio/Aproveitamento_industrialCaju_000g0av435602wx5ok026zxpgh8ac94.pdf>.

PARKS, R. W.; WEITZEL, D. Measuring the consumer welfare effects of time-differentiated electricity prices. **Journal of Econometrics**, v. 26, n. 1–2, p. 35–64, 1984.

PEDROSO, D. T. et al. Technical assessment of the Biomass Integrated Gasification/Gas Turbine Combined Cycle (BIG/GTCC) incorporation in the sugarcane industry. **Renewable**

Energy, v. 114, p. 464–479, 2017.

PEREIRA, E. Dinâmicas industriais e urbanização no nordeste do Brasil. **Mercator (Fortaleza)**, v. 14, n. 4, p. 63–81, 23 dez. 2015.

PESARAN, M. H. A simple panel unit root test in the presence of cross-section dependence. **Journal of Applied Econometrics**, v. 22, n. 2, p. 265–312, 1 mar. 2007.

PHYLLIS. Base de dados: Poder Calorífico Inferior. **Phyllis**. Disponível em: <<https://phyllis.nl/Browse/Standard/ECN-Phyllis>>. Acesso em: 30 jun. 2020.

PINTO, A. S. S. et al. Techno-Economic Feasibility of Biomass Washing in 1G2G Sugarcane Biorefineries. **Bioenergy Research**, v. 14, n. 4, p. 1253–1264, 1 dez. 2021.

PINTO JÚNIOR, H. Q. et al. **Economia da Energia**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

PLEVIN, R. J. et al. Carbon Accounting and Economic Model Uncertainty of Emissions from Biofuels-Induced Land Use Change. **Environmental Science & Technology**, v. 49, n. 5, p. 2656–2664, 3 mar. 2015.

PNUD; IPEA. **Desenvolvimento humano nas macrorregiões brasileiras**. Brasília: [s.n.].

PNUMA. **Waste Crime – Waste Risks: Gaps in meeting the global waste Challenge**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://gridarendal-website-live.s3.amazonaws.com/production/documents/:s_document/27/original/RRA_WasteCrime_s_creen.pdf?1483646300>. Acesso em: 23 set. 2019.

PORTUGAL-PEREIRA, J. et al. Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Techno-economic and environmental assessment in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, v. 81, n. April, p. 521–533, 2015.

PROPEQ. **Etanol de segunda geração: o combustível do futuro? - Propeq**. Disponível em: <<https://propeq.com/etanol-de-segunda-geracao/>>. Acesso em: 27 dez. 2021.

RAJAEIFAR, M. A. et al. Energy-economic life cycle assessment (LCA) and greenhouse gas emissions analysis of olive oil production in Iran. **Energy**, v. 66, p. 139–149, mar. 2014.

RANGEL, M. S.; BORGES, P. B.; DOS SANTOS, I. F. S. Análise comparativa de custos e tarifas de energias renováveis no Brasil. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 5, n. 3, p. 267–277, 2016.

REHMAN, A. et al. An empirical analysis of rural and urban populations' access to electricity: evidence from Pakistan. **Energy, Sustainability and Society**, v. 8, n. 1, p. 40, 19 dez. 2018.

REISS, P. C.; WHITE, M. W. Household electricity demand, revisited. **Review of Economic Studies**, v. 72, n. 3, p. 853–883, jul. 2005.

REN21. **Renewables 2021 - Global Status Report**. Paris: [s.n.]. Disponível em: <[https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html)>.

ROMERO, C. W. DA S. et al. Assessment of agricultural biomass residues to replace fossil fuel and hydroelectric power energy: A spatial approach. **Energy Science & Engineering**, p. ese3.462, 9 set. 2019.

ROSA, A. P. et al. Assessing the potential of renewable energy sources (biogas and sludge) in a full-scale UASB-based treatment plant. **Renewable Energy**, v. 124, p. 21–26, 1 ago. 2018.

ROSA, L. P. A crise de energia elétrica: causas e medidas de mitigação. In: BRANCO, A. M. (Ed.). **Política Energética e Crise de Desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco**. 1. ed. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2002.

ROYO, J. et al. Large-scale analysis of GHG (greenhouse gas) reduction by means of biomass co-firing at country-scale: Application to the Spanish case. **Energy**, v. 48, n. 1, p. 255–267, 2012.

SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. **Electric distribution systems**. New Jersey: John Wiley and Sons Inc., 2011.

SÁNCHEZ, A. S.; TORRES, E. A.; KALID, R. A. Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 278–290, 1 set. 2015.

SANCHEZ, D. L. et al. Biomass enables the transition to a carbon-negative power system across western North America. **Nature Climate Change**, v. 5, n. 3, p. 230–234, 9 mar. 2015.

SANCHEZ MOORE, C. C. et al. Effect of Process Parameters on Bioelectricity Production, Energy and Environmental Performance. **Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems**, v. 7, n. 4, p. 567–583, dez. 2019.

SANTOS, E. A. DOS; SILVA, D. S. DA; QUEIROZ FILHO, J. L. DE. Aspectos produtivos do capim-elefante (*Pennisetum purpureum*, Schum.) cv. Roxo no brejo paraibano. **Revista Brasileira de Zootecnia**, v. 30, n. 1, p. 31–36, fev. 2001.

SARAIVA, V. M.; KONIG, A. Produtividade do capim-elefante-roxo irrigado com efluente doméstico tratado no semiárido potiguar e suas utilidades. **Holos**, v. 29, n. 1, p. 28, 2013.

SAUNORIS, J. W.; SHERIDAN, B. J. The dynamics of sectoral electricity demand for a panel of US states: New evidence on the consumption-growth nexus. **Energy Policy**, v. 61, p. 327–336, 2013.

SCHEITERLE, L. et al. From commodity-based value chains to biomass-based value webs: The case of sugarcane in Brazil's bioeconomy. **Journal of Cleaner Production**, v. 172, p. 3851–3863, jan. 2018.

SCHMIDT, C. A. J.; LIMA, M. A. M. A demanda por energia elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Economia**, v. 58, n. 1, p. 68–98, mar. 2004.

SCHREIBER, M. Restricting the h-index to a publication and citation time window: A case study of a timed Hirsch index. **Journal of Informetrics**, v. 9, n. 1, p. 150–155, 1 jan. 2015.

SCHUTZE, A. M. **A demanda de energia elétrica no Brasil**. [s.l.] Pontifícia Universidade

Católica do Rio de Janeiro, 2015.

SHAFIE, S. M. et al. A review on electricity generation based on biomass residue in Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 8, p. 5879–5889, out. 2012.

SHAFIE, S. M. A review on paddy residue based power generation: Energy, environment and economic perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Elsevier Ltd, , 1 jun. 2016.

SHAH, A. et al. Techno-economic analysis of a production-scale torrefaction system for cellulosic biomass upgrading. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 6, n. 1, p. 45–57, jan. 2012.

SHAHBAZ, M. et al. Considering the effect of biomass energy consumption on economic growth: Fresh evidence from BRICS region. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 1442–1450, jul. 2016.

SHIMOYA, A. et al. Repetibilidade de características forrageiras do capim-elefante. **Scientia Agricola**, v. 59, n. 2, p. 227–234, 1 abr. 2002.

SILVA, D. A. et al. Propriedades da madeira de *Eucalyptus benthamii* para produção de energia. **Pesquisa Florestal Brasileira**, v. 35, n. 84, p. 481, 2015.

SILVA, E. P. DA. **Fontes renováveis de energia: Produção de energia para um desenvolvimento sustentável**. 1. ed. São Paulo: [s.n.].

SILVA, S.; SOARES, I.; PINHO, C. Electricity residential demand elasticities: Urban versus rural areas in Portugal. **Energy**, v. 144, p. 627–632, 1 fev. 2018.

SINHA, A.; SHAHBAZ, M.; SENGUPTA, T. Renewable energy policies and contradictions in causality: A case of Next 11 countries. **Journal of Cleaner Production**, v. 197, p. 73–84, 2018.

SIQUEIRA, M. L.; CORDEIRO JÚNIOR, H. DE H.; CASTELAR, I. A DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE BRASILEIRO APÓS O RACIONAMENTO DE 2001-2002: PREVISÕES DE LONGO PRAZO*. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v. 36, n. 1, p. 137–178, 2006.

SMITH, M. S.; SHIVELY, T. S. Econometric modeling of regional electricity spot prices in the Australian market. **Energy Economics**, v. 74, p. 886–903, ago. 2018.

SOAM, S. et al. Global warming potential and energy analysis of second generation ethanol production from rice straw in India. **Applied Energy**, v. 184, p. 353–364, 15 dez. 2016.

SOARES, T. C.; LOPES, L. S.; DA CUNHA, D. A. A eficiência do consumo residencial de energia elétrica no Brasil. **Economia Aplicada**, v. 21, n. 3, p. 503–523, 2017.

SOLARIN, S. A.; OZTURK, I. On the causal dynamics between hydroelectricity consumption and economic growth in Latin America countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1857–1868, dez. 2015.

SONG, N. et al. Analysis of U.S. residential wood energy consumption: 1967-2009. **Energy Economics**, v. 34, n. 6, p. 2116–2124, 2012.

SUH, D. H. Interfuel substitution and biomass use in the U.S. industrial sector: A differential approach. **Energy**, v. 102, p. 24–30, maio 2016.

SUN, C.; OUYANG, X. Price and expenditure elasticities of residential energy demand during urbanization: An empirical analysis based on the household-level survey data in China. **Energy Policy**, v. 88, p. 56–63, 1 jan. 2016.

SUN, Y.; YU, Y. Revisiting the residential electricity demand in the United States: A dynamic partial adjustment modelling approach. **Social Science Journal**, v. 54, n. 3, p. 295–304, 1 set. 2017.

SURAMAYTHANGKOOR, T.; GHEEWALA, S. H. Potential of practical implementation of rice straw-based power generation in Thailand. **Energy Policy**, v. 36, n. 8, p. 3193–3197, 2008.

TEJADA, G. et al. Evaluating spatial coverage of data on the aboveground biomass in undisturbed forests in the Brazilian Amazon. **Carbon Balance and Management**, v. 14, n. 1, p. 11, 3 dez. 2019.

THELWALL, M. Dimensions: A competitor to Scopus and the Web of Science? **Journal of Informetrics**, v. 12, n. 2, p. 430–435, 1 maio 2018.

TIAN, T. et al. Effects of biochemical composition on hydrogen production by biomass gasification. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 31, p. 19723–19732, ago. 2017.

TIWARI, A. K.; EAPEN, L. M.; NAIR, S. R. Electricity consumption and economic growth at the state and sectoral level in India: Evidence using heterogeneous panel data methods. **Energy Economics**, v. 94, p. 105064, 2021.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. 1. ed. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TROMBETA, N. DE C.; CAIXETA FILHO, J. V. Potencial e Disponibilidade de Biomassa de Cana-de-açúcar na Região Centro-Sul do Brasil: indicadores agroindustriais. **Revista de Economia e Sociologia Rural**, v. 55, n. 3, p. 479–496, 2017.

TUGCU, C. T.; TIWARI, A. K. Does renewable and/or non-renewable energy consumption matter for total factor productivity (TFP) growth? Evidence from the BRICS. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 610–616, nov. 2016.

UHR, D. DE A. P.; CHAGAS, A. L. S.; UHR, J. G. Z. Demand for Residential Energy in Brazil Revisited: A Dynamic Panel Data Approach. **The Empirical Economics Letters**, v. 16, n. 8, p. 747–753, 2017.

UHR, D. DE A. P.; CHAGAS, A. L. S.; UHR, J. G. Z. Estimation of elasticities for electricity demand in Brazilian households and policy implications. **Energy Policy**, v. 129, n. February, p. 69–79, 2019.

UNICA. **Bieletricidade em números: Fechamento de 2020**. São Paulo: [s.n.]. Disponível em: <<https://unica.com.br/>>.

VERBRUGGEN, A.; LAUBER, V. Assessing the performance of renewable electricity support instruments. **Energy Policy**, v. 45, p. 635–644, 1 jun. 2012.

VILLAREAL, M. J. C.; MOREIRA, J. M. L. Household consumption of electricity in Brazil between 1985 and 2013. **Energy Policy**, v. 96, p. 251–259, 1 set. 2016.

WALTMAN, L.; VAN ECK, N. J. A new methodology for constructing a publication-level classification system of science. 2 mar. 2012.

WANG, N.; MOGI, G. Industrial and residential electricity demand dynamics in Japan : How did price and income elasticities evolve from 1989 to 2014 ? **Energy Policy**, v. 106, n. March, p. 233–243, 2017.

WEI, M. et al. Deep carbon reductions in California require electrification and integration across economic sectors. **Environmental Research Letters**, v. 8, n. 1, p. 014038, 1 mar. 2013.

WOO, C. K. et al. Price elasticities of retail energy demands in the United States: New evidence from a panel of monthly data for 2001–2016. **Applied Energy**, v. 222, p. 460–474, 15 jul. 2018.

WOOLDRIDGE, J. M. **Introdução à Econometria**. 4. ed. São Paulo: Cengage, 2012.

YIN, F. et al. Novel Calcium-Looping-Based Biomass-Integrated Gasification Combined Cycle: Thermodynamic Modeling and Experimental Study. **Energy and Fuels**, v. 30, n. 3, p. 1730–1740, 17 mar. 2016.

YIN, H.; ZHOU, H.; ZHU, K. Long- and short-run elasticities of residential electricity consumption in China: a partial adjustment model with panel data. **Applied Economics**, v. 48, n. 28, p. 2587–2599, 14 jun. 2016.

YOON, S. J. et al. Gasification and power generation characteristics of rice husk and rice husk pellet using a downdraft fixed-bed gasifier. **Renewable Energy**, v. 42, p. 163–167, jun. 2012.

ZAMBRZYCKI, G. C. **Potencial energético de biomassa residuais e atributos de solos em ambientes agrícolas e florestais**. [s.l.] Universidade de Brasília (UNB), 2018.

ZHANG, P. et al. Carbon sources/sinks analysis of land use changes in China based on data envelopment analysis. **Journal of Cleaner Production**, v. 204, p. 702–711, dez. 2018.

ZHAO, M.; MINETT, A. I.; HARRIS, A. T. A review of techno-economic models for the retrofitting of conventional pulverised-coal power plants for post-combustion capture (PCC) of CO₂. **Energy and Environmental Science**, jan. 2013.

ZHONG, H. et al. Implications of COVID-19 for the electricity industry: A comprehensive review. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 6, n. 3, p. 489–495, 1 set. 2020.

ZHOU, Y. et al. Joint R&D in low-carbon technology development in China: A case study of the wind-turbine manufacturing industry. **Energy Policy**, v. 46, p. 100–108, jul. 2012.

ZHU, X. et al. A meta-analysis on the price elasticity and income elasticity of residential electricity demand. **Journal of Cleaner Production**, v. 201, p. 169–177, 10 nov. 2018.

APÊNDICE A – RESULTADOS DA ESTIMATIVA DA ELASTICIDADE-PREÇO E ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA INDUSTRIAL DE ELETRICIDADE COM ESTIMADOR SY – GMM UTILIZANDO A MÉDIA

Tabela A.1 - Regressões da demanda industrial de eletricidade no Brasil (2003 – 2020)

Regressors	Modelo (1)	Modelo (2)
$\ln c_{(t-1)}$	0.72*** (0.086)	0.726*** (0.081)
$\ln p$	-0.457*** (0.109)	-0.451*** (0.103)
$\ln ip$	0.081* (0.046)	0.079* (0.042)
$\ln gp$	-0.327* (0.180)	-0.32* (0.177)
$\ln imp$	0.008 (0.007)	0.008 (0.007)
$\ln job$	0.215*** (0.067)	0.211*** (0.064)
$\ln rain$	0.0007*** (0.0002)	0.0007*** (0.0002)
$\ln temp$	-0.010** (0.004)	-0.010** (0.004)
cov	-0.1052*** (0.031)	-0.1041*** (0.031)
Elasticidade-preço (LP)	-1.63	-1.65
Elasticidade-renda (LP)	0.29	0.28
N	221	221
Sargan	0.275	0.316
m1	0.013	0.014
m2	0.789	0.773
Instrumentos	$\ln c(t-2)$ $\ln p(t-1)$ $\ln ip(t-1)$	$\ln c(t-2)$ $\ln c(t-3)$ $\ln p(t-1)$ $\ln ip(t-1)$

Fonte: Dados da pesquisa (2021). As regressões foram estimadas por meio de dados em painel para cada um dos 13 Estados de 2003 a 2020. Os erros padrão robustos estão entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***), 5% (**) e 10% (*). O teste de Sargan indica as restrições de identificação excessiva para estimadores SY GMM. O valor p foi relatado. Os valores de m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

Tabela A.2 - Regressões da demanda industrial de eletricidade no Brasil – Estados mais industrializados e Estados menos industrializados (2003 – 2020)

Regressores	Estados mais industrializados		Estados menos industrializados	
	Model 1	Model 2	Model 1	Model 2
$\ln c_{(t-1)}$	0.792*** (0.091)	0.768*** (0.085)	0.696*** (0.111)	0.719*** (0.101)
$\ln p$	-0.432*** (0.176)	-0.441*** (0.178)	-0.358*** (0.087)	-0.334*** (0.078)
$\ln ip$	-0.103 (0.095)	-0.106 (0.089)	0.116* (0.066)	0.108* (0.065)
$\ln gp$	-0.156 (0.146)	-0.203 (0.143)	-0.574*** (0.224)	-0.051*** (0.221)
$\ln imp$	-0.075** (0.036)	-0.084*** (0.031)	0.028*** (0.009)	0.027*** (0.008)

<i>ln job</i>	0.248** (0.115)	0.281*** (0.105)	0.250*** (0.074)	0.238*** (0.068)
<i>ln rain</i>	0.0008* (0.0005)	0.0008* (0.0005)	0.0008*** (0.0003)	0.0008*** (0.0003)
<i>ln temp</i>	-0.0004 (0.0083)	-0.001 (0.008)	0.011 (0.011)	0.010 (0.010)
<i>cov</i>	-0.1567*** (0.036)	-0.1631*** (0.036)	-0.044*** (0.014)	-0.041*** (0.013)
<i>Elasticidade-preço (LP)</i>	-2.08	-1.9	-1.18	-1.19
<i>Elasticidade-renda (LP)</i>	0.49	0.46	0.38	0.38
N	102	102	119	119
Sargan	0.705	0.647	0.353	0.302
m1	0.117	0.116	0.018	0.019
m2	0.622	0.584	0.466	0.426
Instrumentos	<i>ln c(t-2)</i>	<i>ln c(t-2)</i>	<i>ln c(t-2)</i>	<i>ln c(t-2)</i>
	<i>ln p(t-1)</i>	<i>ln c(t-3)</i>	<i>ln p(t-1)</i>	<i>ln c(t-3)</i>
	<i>ln ip(t-1)</i>	<i>ln p(t-1)</i>	<i>ln ip(t-1)</i>	<i>ln p(t-1)</i>
		<i>ln ip(t-1)</i>		<i>ln ip(t-1)</i>

Fonte: Dados da pesquisa (2021). As regressões foram estimadas por meio de dados em painel para cada um dos 13 Estados de 2003 a 2020. Os erros padrão robustos estão entre parênteses. Os coeficientes são significativos aos níveis de 1% (***), 5% (**) e 10% (*). O teste de Sargan indica as restrições de identificação excessiva para estimadores SY GMM. O valor p foi relatado. Os valores de m1 e m2 são testes de correlação serial de primeira e segunda ordem, com distribuição normal N (0,1).

APÊNDICE B – DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL POR ESTADO

1. Amazonas: CIGAS – Companhia de Gás do Amazonas
<https://www.cigas-am.com.br/>
 2. Bahia: BAHIAGÁS – Companhia de Gás da Bahia
<http://www.bahiasgas.com.br/>
 3. Ceará: CEGÁS – Companhia de Gás do Ceará
<https://www.cegas.com.br/>
 4. Espírito Santo: ESGás – Companhia de Gás do Espírito Santo
<https://esgas.com.br/>
 5. Goiás: Goiasgás – Agência Goiana de Gás Canalizado
<http://www.goiasgas.com.br/>
 6. Minas Gerais: GASMIG – Companhia de Gás de Minas Gerais
<http://www.gasmig.com.br/>
 7. Pará: GÁS do PARÁ – Companhia de Gás do Pará
<https://www.gasdopara.com.br/>
 8. Pernambuco: Copergás – Companhia Pernambucana de Gás
<https://www.copergas.com.br/>
 9. Paraná: COMPAGAS – Companhia Paranaense de Gás
<https://www.compagas.com.br/>
 10. Rio de Janeiro: Naturgy / CEG – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro
<https://www.cogen.com.br/>
 11. Rio Grande do Sul: SULGAS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul
<https://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/>
 12. Santa Catarina: SCGAS – Companhia de Gás de Santa Catarina
<https://www.scgas.com.br/>
 13. São Paulo: GasBrasiliانو – Gás Brasileiro
<https://www.gasbrasiliano.com.br/>
- COMGAS – Companhia de Gás de São Paulo
<https://www.comgas.com.br/>

APÊNDICE C – ACESSO AOS BANCOS DE DADOS DA PESQUISA

C.1) Banco de dados para construção dos mapas temáticos – Potencial de geração de eletricidade a partir de biomassa vegetal:

https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1cbG-ulPQY7_1XSCbVoOvunHnDcVodJYW

C.2) Banco de dados – Estimativa das elasticidade-preço e renda da demanda residencial de energia elétrica:

<https://data.mendeley.com/drafts/njf4r7mkhk>

C.3) Banco de dados – Estimativa das elasticidade-preço e elasticidade-produto da demanda industrial de energia elétrica:

<https://data.mendeley.com/drafts/x3tn4yzdxb>

C.4) Banco de dados – Estimativa das elasticidade-preço e elasticidade-renda da demanda por energia elétrica do setor sucroenergético:

<https://data.mendeley.com/drafts/vp6bs2sc54>

APÊNDICE D – RELAÇÃO DE TRABALHOS ACADÊMICOS PRODUZIDOS DURANTE PERCURSO DO DOUTORAMENTO

1. Potencialidades e limitações para a expansão, em bases sustentáveis, da agroenergia na Bahia. CARNEIRO, Roberto Antônio Fortuna; MARTINS, Luís Oscar Silva (2018). **Bahia Análise & Dados**, Salvador, V. 27, n. 1. <http://publicacoes.sei.ba.gov.br/index.php/bahiaanaliseedados/article/view/72>;
2. Energias renováveis no contexto energético mundial e nacional: Riscos, oportunidades e desafios. MARTINS, *et al.*, 2018. In: Bioenergia: Um diálogo Renovável, V. 7, 1. Ed.
3. Supply chain management of biomass to energy Generation: A critical analysis of main trends. MARTINS *et al.*, 2019. **Journal of Agricultural Science**, V. 11, n. 13. <http://www.ccsenet.org/journal/index.php/jas/article/view/0/40216>.
4. Potencial of electric energy Generation from vegetable biomass in different regions of Brazil: mapping and analysis. MARTINS, Luís Oscar Silva; CARNEIRO, Roberto Antônio Fortuna; SILVA, Marcelo Santana; TORRES, Ednildo Andrade (2019). **Revista Tecnologia e Sociedade**, V. 15. N. 37. <https://periodicos.utfpr.edu.br/rts/article/view/9636>;
5. The use of econometric models in studies of electricity Generation from biomass: a bibliometric Analysis. MARTINS, *et al.*, 2020. **Brazilian Journal of Information Science: Research trends**, V. 14, n. 1. <https://revistas.marilia.unesp.br/index.php/bjis/article/view/9270>;
6. Avaliação econômica de projeto de investimento em usina termelétrica a partir de coco da baía: uma abordagem pela teoria das opções reais. MARTINS, *et al.*, 2020, **RBE** v. 26, n. 3. Artigo apresentado e publicado nos Anais do XII Congresso Brasileiro de Pesquisa Energética. Eleito um dos 20 melhores trabalhos do evento. Foi publicado na Revista Brasileira de Energia, Vol. 26, Nº 3, 3º Trimestre de 2020. <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/570>.
7. A produção de briquetes a partir dos resíduos de eucalipto: uma oportunidade de negócios para o litoral norte da Bahia. ALMEIDA, Anne Marri Costa da Silva; CARNEIRO, Roberto Antônio Fortuna; LOPES, Jerisnaldo Matos; MARTINS, Luís Oscar Silva (2019), **Revista Valore**. V. 4. <https://revistavalore.emnuvens.com.br/valore/article/view/350>;
8. Pesquisa com Biodiesel na UFBA: uma análise a partir das teses e dissertações produzidas entre 2005 e 2019 com aplicação da lei de Lotka. FERNANDES, Fábio Matos; MARTINS, Luís Oscar Silva; SILVA, Marcelo Santana; FREIRES, Francisco Gaudêncio Mendonça (2020). **Informação & Sociedade: Estudos**, V. 30, n. 2. <https://periodicos.ufpb.br/ojs2/index.php/ies/article/view/52125>.

9. Wind power and Competitiveness: a bibliometric analysis. MARQUES, Rogério Santos *et al.*, 2020. **Informação & Sociedade: Estudos**, V. 30, n. 2. <https://periodicos.ufpb.br/ojs2/index.php/ies/article/view/52282>.
10. Price and income elasticities of residential electricity demand in Brazil and policy implications. MARTINS, Luís Oscar Silva *et al.*, 2021. **Utilities Policy**, V. 71, 101250. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101250>.
11. Estudos Métricos da Informação em Pesquisas com Gordura Animal para Produção de Biodiesel no Brasil entre 2008 e 2019 no Âmbito da Web of Science. FERNANDES, Fábio Matos; MARTINS, Luís Oscar Silva; MARQUES, Rogério Santos; CUNHA, Felipe Barroco Fontes; SILVA, Marcelo Santana; FREIRES, Francisco Gaudêncio Mendonça, 2021. **Revista GEINTEC**, V. 11, 1. D.O.I.: 10.7198/geintec.v11i1.1501.
12. Energia eólica e cadeia de suprimentos: uma pesquisa bibliométrica. MARQUES, Rogério Santos; MARTINS, Luís Oscar Silva; FERNANDES, Fábio Matos; SILVA, Marcelo Santana; FREIRES, Francisco Gaudêncio Mendonça, 2021. **Ciência da Informação**, V. 50, n. 2. <http://revista.ibict.br/ciinf/issue/view/305>.
13. Agricultura familiar, biodiesel e competitividade: o caso do núcleo de produção de oleaginosas de Serra do Ramalho (BA). FERNANDES, Fábio Matos; SILVA, Marcelo Santana; MARTINS, Luís Oscar Silva; FREIRES, Francisco Gaudêncio Mendonça, 2022. **Organizações Rurais & Agroindustriais**, V. 23, 1. P. e1752. <http://revista.dae.ufla.br/index.php/ora/article/view/175>.