

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

DANIEL MORAIS DE SOUZA

**IMPACTO DO FIM DO HORÁRIO DE VERÃO NO CONSUMO RESIDENCIAL DE
ELETRICIDADE DO BRASIL**

JUIZ DE FORA - MG
2023

DANIEL MORAIS DE SOUZA

**IMPACTO DO FIM DO HORÁRIO DE VERÃO NO CONSUMO RESIDENCIAL DE
ELETRICIDADE DO BRASIL**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Economia.
Área de concentração: Economia

Orientador: Prof. Dr. Rogério Silva de Mattos
Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Zanini

JUIZ DE FORA - MG
2023

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Morais de Souza , Daniel .

IMPACTO DO FIM DO HORÁRIO DE VERÃO NO CONSUMO RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE DO BRASIL / Daniel Moraes de Souza . -- 2023.

155 f.

Orientador: Rogério Silva de Mattos

Coorientador: Alexandre Zanini

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Economia. Programa de Pós-Graduação em Economia, 2023.

1. Horário de Verão. 2. Controle Sintético. 3. Consumo de Eletricidade. I. Silva de Mattos, Rogério , orient. II. Zanini, Alexandre , coorient. III. Título.

Daniel Morais de Souza

Impacto do fim do Horário de Verão no consumo residencial de eletricidade no Brasil

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Economia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Economia. Área de concentração: Economia

Aprovada em 03 de março de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Dr. Rogerio Silva de Mattos - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Dr. Alexandre Zanini - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Dr^a. Laura de Carvalho Schiavon

Universidade Federal de Juiz de Fora

Dr. Marcel de Toledo Vieira

Universidade Federal de Juiz de Fora

Dr^a. Paula Carvalho Pereda

Universidade de São Paulo

Dr. Pedro Guilherme Costa Ferreira

Fundação Getúlio Vargas

Juiz de Fora, 24/01/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Rogério Silva de Mattos, Professor(a)**, em 03/03/2023, às 13:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Zanini, Professor(a)**, em 06/03/2023, às 09:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcel de Toledo Vieira, Professor(a)**, em 06/03/2023, às 11:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **PAULA CARVALHO PEREDA, Usuário Externo**, em 06/03/2023, às 14:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **PEDRO GUILHERME COSTA FERREIRA, Usuário Externo**, em 07/03/2023, às 18:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Laura de Carvalho Schiavon, Professor(a)**, em 08/03/2023, às 12:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1123796** e o código CRC **3E331E2F**.

Dedico este trabalho à Deus e à minha família.

AGRADECIMENTOS

À minha família por tudo! Traduzindo em linguagem matemática, vocês são necessários e suficientes para a minha felicidade! Amo cada um de vocês de uma maneira tão única e especial que fico feliz por poder sentir um sentimento tão puro e forte!

À minha mãe por toda sua doçura maternal, ao meu pai por toda sua rigidez paternal, ao meu irmão por toda proteção de irmão mais velho, à minha cunhada por abraçar essa proteção junto com meu irmão, à minha tia Gina pelas longas conversas que me fazem entender um pouquinho mais sobre a existência, à minha vó por ter o abraço mais carinhoso do mundo.

Ao meu vô, por me ensinar o que é bondade, fraternidade, lealdade à família e amor ao próximo. À minha linda vó, pessoa que me proporcionou sentir o amor mais puro. Hei de abraçar você ainda vovó! Amo muito vocês!

À minha tia Terezinha, aos meus primos Leandro, Ângelo, Gisele, Nicolly, Arthur, Dani, à tia Tereza e ao Tineu por compartilharem a nossa família como o bem sagrado que é.

Às crianças da família, Joaquim, Laurinha, Ben e Heitor, por me ensinar a ensinar.

Aos meus fiéis amigos, Bebeto, Ket, Joaca e Let, que longe ou perto, me dão forças para eu acreditar no meu trabalho e em mim.

Aos meus colegas de CAEd, Fillipe, João, Léo, Mayanna, Tuko e Virgínia, por terem me apoiado no caminho e compartilhado bons momentos.

Aos meus colegas do PPGE, em especial, Jéssica e Tauã, por me ajudarem e compartilharem momentos difíceis comigo.

Ao meu professor, orientador e principalmente meu amigo, Rogério. Aos membros da banca, Marcel, Laura, Paula, Pedro e Zanini, pela atenção e cuidado com meu trabalho.

Ao Paulinho Nogueira, pelo O fino do violão Vol. 2.

Gostaria de agradecer à minha amada mulher Silvia e ao meu amado filho Miguel.

Vocês foram as pessoas mais importantes para eu chegar até aqui, e que vão me propulsionar para o mundo. Tê-los, torna a vida mais emocionante, mais importante, mais mágica e muito mais feliz! Obrigado minha linda por todo o carinho e cuidado que você tem comigo e com o nosso filho. Obrigado meu lindo por ser o melhor filho do mundo. Vocês são tão bons que até parecem mentira! Amo muito vocês!

RESUMO

O Horário de Verão (HV) foi uma medida de política energética instituída pelo presidente Getúlio Vargas em 1932. Esteve em vigor até 2019, quando o presidente Jair Bolsonaro decretou sua suspensão. A decisão foi pautada em estudos técnicos do Ministério de Minas e Energia (MME), que indicaram que a economia energética promovida pelo HV vem reduzindo com o passar dos anos. Usando o arcabouço de inferência causal de Neyman-Rubin, esta tese aplicou dois métodos para investigar o efeito da suspensão do HV sobre o consumo residencial de eletricidade atendido pelas distribuidoras de eletricidade: Diferença-em-diferenças e Controle Sintético. Ajustamos os modelos para dois períodos: um para os meses em que se adotava integralmente o HV e outro para os meses em que não se adotava integralmente o HV. Os resultados apontam para uma redução relevante no consumo residencial de eletricidade após da mudança de política de HV considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e da região Sudeste, entretanto, esta redução foi encontrada em ambos os períodos, indicando que a mudança da política não afetou consumo residencial de eletricidade.

Palavras-Chave: Horário de Verão; Controle Sintético; Consumo de Eletricidade.

ABSTRACT

The Daylight Saving Time (DST) was an energy policy measure introduced in 1932 by President Getúlio Vargas. It remained in force until 2019, when President Jair Bolsonaro decreed its withdrawal. The decision was based on technical studies of the Ministry of Mines and Energy (MME), which pointed out that energy savings promoted by DST have been decreasing over the years. Using Neyman-Rubin's causal inference framework, this thesis applied two methods to investigate the effect on the residential electricity consumption made by customers of electricity distributors due to DST's withdrawal: Difference-in-Difference estimator and Synthetic Control. We adjusted the models for two periods: one for the months in which the DST was fully adopted and the other for the months in which the DST was not fully adopted. The results point to a relevant reduction in residential electricity consumption after the change in DST policy considering the treatment distributors above the Tropic of Capricorn and the Southeast region, however, this reduction was found in both periods, indicating that the change in DST policy did not affect residential electricity consumption.

Keywords: Daylight Saving Time; Synthetic Control; Electricity demand.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de fuso horário global.	25
Figura 2 - Área de concessão de cada distribuidora de eletricidade em agosto de 2022.....	41
Figura 3 - Zoom da área de concessão das distribuidoras de eletricidade dos estados Sul e Sudeste em agosto de 2022.	42

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Nascer do sol em Recife – Pernambuco.	29
Gráfico 2 - Ocaso do sol em Recife – Pernambuco.	30
Gráfico 3 - Nascer do sol em Porto Alegre – Rio Grande do Sul.	30
Gráfico 4 - Ocaso do sol em Porto Alegre – Rio Grande do Sul.	30
Gráfico 5 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Norte.	47
Gráfico 6 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Nordeste.	48
Gráfico 7 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Centro-Oeste.	48
Gráfico 8 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Sudeste.	49
Gráfico 9 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Sul.	49
Gráfico 10 - Tendência do consumo residencial médio do agregado de todas as distribuidoras de tratamento vs sua versão sintética para o Período HV.	77
Gráfico 11 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e sua versão sintética para o Período HV.	78
Gráfico 12 - Tendência do consumo residencial médio do agregado de todas as distribuidoras de tratamento vs sua versão sintética para o Período Não HV.	79
Gráfico 13 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e sua versão sintética para o Período Não HV.	80
Gráfico 14 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período HV.	81
Gráfico 15 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período HV.	82
Gráfico 16 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período Não HV.	83
Gráfico 17 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período Não HV.	84
Gráfico 18 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período HV.	85

Gráfico 19 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período HV.	86
Gráfico 20 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período Não HV.	87
Gráfico 21 -. Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período Não HV.	88
Gráfico 22 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sul vs sua versão sintética para o Período HV.	89
Gráfico 23 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua versão sintética para o Período HV.	90
Gráfico 24 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sul vs sua versão sintética para o Período Não HV.	91
Gráfico 25 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua versão sintética para o Período Não HV.	92
Gráfico 26 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sudeste vs sua versão sintética para o Período HV.	93
Gráfico 27 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua versão sintética para o Período HV.	94
Gráfico 28 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sudeste vs sua versão sintética para o Período Não HV.	95
Gráfico 29 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua versão sintética para o Período Não HV.	96
Gráfico 30 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste vs sua versão sintética para o Período HV.	97
Gráfico 31 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua versão sintética para o Período HV.	98
Gráfico 32 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste vs sua versão sintética para o Período Não HV.	99

Gráfico 33 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua versão sintética para o Período Não HV.....	100
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Temporadas que o HV foi adotado no Brasil e sua abrangência.....	28
Tabela 2 - Trabalhos sobre o HV e suas conclusões.....	39
Tabela 3 - Estatísticas Descritivas e Covariáveis Utilizadas.	45
Tabela 4 - Estatísticas Descritivas por região.	46
Tabela 5 - Estatísticas Descritivas por período.....	51
Tabela 6 - Log consumo para todas as distribuidoras.....	52
Tabela 7 - Log consumo para as distribuidoras acima e abaixo do Trópico de Capricórnio..	53
Tabela 8 - Log consumo para as distribuidoras das regiões Centro-Sul.....	53
Tabela 9 - Resultado dos modelos considerando todas as distribuidoras.....	67
Tabela 10 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio.....	68
Tabela 11 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio.....	70
Tabela 12 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras da região Sul.	71
Tabela 13 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras da região Sudeste.	72
Tabela 14 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras da região Centro-Oeste.	73
Tabela 15 - Tabela resumo do impacto do fim do HV para os modelos de Diferença-em-diferenças.	74
Tabela 16 - Média das variáveis para o controle sintético considerando todas as distribuidoras para o período HV.	76
Tabela 17 - Média das variáveis para o controle sintético considerando todas as distribuidoras para o período Não HV.	78
Tabela 18 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio para o período HV.....	81
Tabela 19 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio para o período Não HV.	83
Tabela 20 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio para o período HV.....	85
Tabela 21 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio para o período Não HV.....	87

Tabela 22 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Sul para o período HV.	89
Tabela 23 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Sul para o período Não HV.	91
Tabela 24 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Sudeste para o período HV.	93
Tabela 25 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Sudeste para o período Não HV.	95
Tabela 26 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Centro-Oeste para o período HV.	97
Tabela 27 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Centro-Oeste para o período Não HV.	99
Tabela 28 – Impacto da suspensão do HV pelos três modelos para o período HV.	102
Tabela 29 – Impacto da suspensão do HV pelos três modelos para o período Não HV.	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AL	Alagoas
AME	Amazonas Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATE	<i>Average Treatment Effect</i>
BST	<i>British Standard Time</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEA	Companhia Energética do Amapá
CELPE	Neoenergia Pernambuco
CERCOS	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento rural Centro Sul de Sergipe
CERR	Companhia Energética de Roraima
CFL	Companhia Força e Luz do Oeste
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica
CO	Centro-Oeste
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COSEERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DST	<i>Daylight Savings Time</i>
EAC	Energisa Acre
EBO	Energisa Borborema
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Elétrica Vale Paranapanema
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A
ENEL CE	Entidade Nacional de Eletricidade Ceará
EPB	Energisa Paraíba
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESSE	Energisa Sergipe
ESS	ENERGISA SUL-SUDESTE
ERRO	Energisa Rondônia
ETO	Energisa Tocantins
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GMT	<i>Greenwich Meridian Time</i>
GWh	Gigawatts-hora
HV	Horário de Verão

IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGP-DI	Índice geral de preços – Disponibilidade interna
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
KWh	Quilowatts-hora
MA	Maranhão
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Megawatts-hora
NE	Nordeste
NO	Norte
ONS	Operador nacional do sistema
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PA	Pará
PI	Piauí
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios
RGE	Rio Grande Energia
RRE	Roraima Energia
SE	Sudeste
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema interligado nacional
SU	Sul
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	18
2 HORÁRIO DE VERÃO.....	22
2.1 Visão Geral.....	22
2.1.1 História do Horário de Verão	22
2.1.2 Horário de Verão, Fusos Horários e Latitude.....	24
2.2 Horário de Verão no Brasil.....	26
2.2.1 História	26
2.2.2 Características do Horário de Verão brasileiro.....	28
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
4 METODOLOGIA E BASE DE DADOS	40
4.1 Base de dados	40
4.2 Abordagem de Neyman-Rubin.....	54
4.3 Estratégia Empírica.....	56
4.4 Modelo teórico.....	57
4.5 Diferença-em-Diferenças.....	59
4.6 Controle Sintético	61
4.7 Testes de Robustez	64
5 RESULTADOS	65
5.1 Resultados do Modelo de Diferença-em-diferenças.....	65
5.1.1 Resultados considerando todas as distribuidoras.....	66
5.1.2 Resultados para as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio	67
5.1.3 Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio	69
5.1.4 Resultados para as distribuidoras do Sul	70
5.1.5 Resultados para as distribuidoras do Sudeste	72
5.1.6 Resultados para as distribuidoras do Centro-Oeste	73
5.2 Resultados do Controle Sintético	75
5.2.1 Resultados considerando todas as distribuidoras.....	76
5.2.2 Resultados para as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio	80
5.2.3 Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio	84
5.2.4 Resultados para as distribuidoras do Sul	88
5.2.5 Resultados para as distribuidoras do Sudeste	92
5.2.6 Resultados para as distribuidoras do Centro-Oeste	96

5.2.7 Testes de Robustez para os modelos de Controle Sintético	100
6 CONCLUSÕES	105
REFERÊNCIAS	108
ANEXO A – Ajuste dos modelos de diferença-em-diferenças com as variáveis socioeconômicas	112
ANEXO B – Pesos dos modelos de controle sintético	124
ANEXO C - Testes de Placebo.....	125
ANEXO D - Testes Leave one out	132
ANEXO E - Teste de Falsificação.....	144

1 INTRODUÇÃO

A política de mudança de horário, conhecida no Brasil como Horário de Verão (HV), é uma prática adotada por diversos países de adiantar o relógio em uma hora durante os meses de primavera e verão. A adoção é justificada por dois principais motivos: *i*) reduzir o consumo de energia, dada a melhor utilização da luz solar no horário de atividade da sociedade e, *ii*) desafogar o sistema elétrico no horário de pico¹, pois o HV induz uma dispersão no pico de consumo de eletricidade (FLORES; LUNA; 2019).

Segundo informações da Time and Date (2022), 143 países adotaram o HV pelo menos uma vez. Destes, apenas 74 adotaram o HV em 2022, a grande maioria no continente europeu (49 países). Dos 69 países que já adotaram, porém não adotam mais, o segundo mais recente a suspender foi o Brasil, na temporada 2019/2020. Os países que adotam essa prática são usualmente os mais distantes da Linha do Equador, porque apresentam uma diferença mais significativa na luminosidade do dia entre o Verão e o Inverno.

Apesar da prática do HV ser de longa data na história mundial (pelo menos desde as primeiras décadas do Século XX), os primeiros estudos que investigaram se o HV estava cumprindo seu objetivo surgiram somente a partir da década de 70. Pesquisadores de todo o mundo começaram a investigar os efeitos do HV não somente no consumo de eletricidade, mas também em outras variáveis que são impactadas indiretamente, como a taxa de suicídio (QUERCIOLI, 2012); a incidência de infarto (NECESSITATIS, 2008); o número de acidentes (fatais ou não) de trânsito (SMITH, 2016; RODRIGUEZ, 2020); a performance dos estudantes (HERBER; QUIS; HEINECK, 2017); no sono, a saúde e o capital humano (JIN; ZIEBARTH, 2020); na atividade criminal (DOLEAC; SANDERS, 2015) e, o comportamento humano (SEXTON; BEATTY, 2014).

Os estudos realizados para quantificar o impacto do HV sobre o uso de energia apresentaram resultados divergentes quanto à sua eficiência (ARIES; NEWSHAM; 2008). É consenso na literatura especializada que a decisão de um país de implementar o HV ou não deve ser feita de modo individual, dado que seu impacto se mostra heterogêneo. Apesar de praticado em muitos países há muito tempo, poucos estudos oferecem uma análise empírica completa do efeito do HV na demanda de eletricidade, principalmente devido à

¹ O horário de ponta é o intervalo das 18h às 21h, quando a coincidência de consumo por toda a população provoca um pico.

indisponibilidade de dados adequados. Aries e Newsham (2008) fizeram uma revisão detalhada sobre a literatura (limitada) dos efeitos energéticos e não energéticos do HV nas sociedades. Os autores fizeram um levantamento dos estudos que tem sido feito tanto por governos quanto por acadêmicos e concluíram que o conhecimento existente sobre como o HV afeta o uso de energia é limitado, incompleto e contraditório.

Um ponto importante salientado por Aries e Newsham (2008) e Kellogg e Wolff (2008) é que todos os estudos até então apresentavam estimativas do efeito do HV no consumo de eletricidade comparando o consumo antes da mudança do horário com o consumo logo depois, o que pode gerar resultados enviesados (SEKHON; 2008). Contudo, eventos quase-experimentais em que há uma mudança de política na implementação do HV em alguma unidade elegível (adoção, extensão ou cancelamento) oferecem a oportunidade de o pesquisador assumir algumas hipóteses de identificação que melhoram a consistência da estimativa do efeito causal.

Utilizando este arcabouço teórico, diversos pesquisadores verificaram os efeitos energéticos (e não energéticos) do HV sobre as sociedades. Entretanto, alguns estudos mostram que os impactos oriundos do HV vão na contramão do objetivo de reduzir o consumo de eletricidade (KELLOG; WOLFF, 2008; KOTCHEN; GRANT, 2011). O recomendado pela literatura é que o impacto energético do HV deve ser analisado para cada região, estado ou país, sendo pouco generalizável os resultados encontrados em uma região para outras regiões.

Não obstante, com a demanda energética mundial em rápida expansão, aliado às preocupações com as mudanças climáticas, é cada vez mais importante saber se o HV tem o efeito de redução de consumo de energia.

No caso brasileiro, desde a temporada 2014/2015, todos os estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste adotaram o HV começando a partir da segunda semana de outubro e acabando à zero hora do terceiro domingo de fevereiro (período comumente chamado de temporada no país, dado que começa num ano e termina noutro). Entretanto, em 2019 foi decretada a suspensão do HV, sendo então, 2018/2019 a última temporada que o Brasil adotou o HV.

Motivada por esse cenário, esta tese investigou o efeito do fim do horário de verão sobre o consumo residencial de eletricidade brasileiro. Tendo como base esse evento quase-experimental, utilizamos técnicas de inferência causal para avaliar qual seria o consumo residencial de eletricidade para as distribuidoras que adotavam o HV caso o Brasil tivesse implementado o HV nas temporadas de 2019/2020 e 2020/2021.

Os dados utilizados consistem em um painel de dados mensais de 91 distribuidoras de eletricidade do Brasil referentes ao consumo residencial de eletricidade por elas atendido para o período de janeiro de 2012 a janeiro de 2021. Devido a heterogeneidade do impacto do HV no consumo residencial de eletricidade em grandes territórios como é o caso do Brasil, verificamos o efeito da suspensão do HV em seis conjuntos de distribuidoras de tratamento: todas as do grupo de tratamento, ou seja, todas as distribuidoras que adotavam o HV; as do grupo de tratamento acima do Trópico de Capricórnio, as abaixo do Trópico de Capricórnio, as da região Centro-Oeste, da região Sudeste e da região Sul.

Foram utilizadas duas metodologias baseadas em regressão linear: o estimador de diferença em diferenças e o método de controle sintético. Esta última foi desenvolvida por Abadie e Gardeazabal (2003) e Abadie, Alexis e Jens (2010; 2014), particularmente adequada para investigar eventos que ocorrem em um nível agregado (ou seja, países, cidades, regiões, etc.), e que afetam um número relativamente pequeno de unidades, podendo ser até mesmo uma unidade. Esse método baseia-se na estimativa de diferença em diferenças, mas usa comparações sistematicamente mais atraentes dado à ponderação (ATHEY; IMBENS, 2017).

Por fim, adotamos uma estratégia de identificação alternativa. Ajustamos os modelos para dois períodos: o primeiro, denominado Período HV, utilizou apenas os meses em que se adotava integralmente o HV, isto é, novembro, dezembro e janeiro, de 2012 a 2020 mais o mês de janeiro de 2021, sendo ao final 28 meses; o segundo, denominado Período Não HV, consideramos os meses em que nenhuma distribuidora adotava integralmente o HV, ou seja, do mês de março ao mês de setembro de 2012 a 2020, sendo ao final 63 meses. Essa comparação pode ser pensada como um quase-contrafactual, dado que ela produz uma estimativa de como as distribuidoras de controle e de tratamento se diferenciam em suas diferenças durante o período em que não se aplicava HV antes e depois da mudança de política.

Os resultados encontrados apontam para uma redução no consumo residencial de eletricidade considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e da região Sudeste após da mudança de política de HV. Contudo, a análise para as mesmas distribuidoras no período em que não se adotava o HV revelou também uma redução no consumo residencial de eletricidade, fato que nos possibilita afirmar que a redução do consumo não foi causada pela suspensão do HV, mas sim por outra mudança estrutural na relação dos consumidores residenciais com a eletricidade. Em relação aos outros grupos de distribuidoras de tratamento, nenhuma apresentou mudança significativa no consumo residencial de eletricidade, nem no período HV nem no período Não HV.

Esta tese contribui para a literatura com uma análise alternativa à que foi feita pela da Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Consiste na abordagem de Neyman-Rubin (NEYMAN, 1923; RUBIN, 1974), metodologia que permite obter o efeito causal de um impacto a partir da diferença dos resultados factual e contrafactual.

Além desta Introdução, esta tese está dividida em mais cinco capítulos. O segundo capítulo apresenta uma visão geral sobre o HV e especialmente para o caso brasileiro. O terceiro capítulo aponta algumas evidências da literatura sobre o impacto do HV no consumo de eletricidade. Após, tem-se a apresentação da base de dados, estratégia empírica e as metodologias utilizadas. O quinto capítulo traz a análise e discussão dos resultados e, por fim, o sexto capítulo apresenta as considerações finais.

2 HORÁRIO DE VERÃO

2.1 VISÃO GERAL

2.1.1 História do Horário de Verão

Há muito tempo, existe a ideia de mudar o horário do relógio para melhor alinhar os padrões de atividade humana com a luz do dia disponível. Diversos estudos creditam a Benjamin Franklin a ideia do HV, pois em 1784 ele escreveu uma carta em forma de sátira para o jornal de Paris., Benjamin Franklin sugeriu que se Paris mudasse as horas de vigília para mais cedo no verão, quando a duração do dia é mais longa, uma imensa quantidade de sebo e cera poderia ser economizada pela simples utilização da luz solar ao invés das velas, que na época eram caras, como menciona no trecho a seguir: “Eu digo que é impossível que um povo tão sensato [...] tivesse vivido tanto tempo à luz das velas fumegantes, insalubres e extremamente caras, se eles realmente soubessem que poderiam ter tanta luz pura do sol para nada .” Benjamim Franklin, 1784.

Um século depois, em 1895, George Vernon Hudson, um cientista da Nova Zelândia, apresentou um artigo à Wellington Philosophical Society propondo adiantar 2 horas em outubro e atrasar 2 horas em março, contudo a ideia não foi levada adiante. Em 1907, o empresário e construtor britânico William Willett propôs um esquema de horário de verão em um panfleto intitulado “The Waste of Daylight”. A ideia era adiantar os relógios em 20 minutos em cada um dos quatro domingos de abril, e atrasá-los na mesma quantidade em cada um dos quatro domingos de setembro. Baseada na ideia de Willet, a primeira lei de horário de verão foi elaborada em 1909, e apresentada ao Parlamento britânico diversas vezes, contudo sem êxito.

Embora a Alemanha tenha sido o primeiro país a praticar o HV em todo o seu território (durante o período da 1ª guerra mundial), no dia 1º de julho de 1908 os moradores da cidade de Port Arthur (hoje Thunder Bay) em Ontário, Canadá, adiantaram os seus relógios em uma hora para iniciar o que seria o primeiro período de horário de verão da história. Devido ao seu grande sucesso, outros locais no Canadá começaram a adotar o HV logo em seguida. De acordo com um importante jornal de Regina, capital da província de Saskatchewan no Canadá, o HV “provou ser tão popular que a lei agora o faz entrar em vigor automaticamente” (TIME and DATE; 2022).

Em 1916, a Alemanha se torna o primeiro país a implementar a política de HV. O objetivo era reduzir a demanda por iluminação elétrica para liberar mais carvão para o esforço

de guerra. Após esse ato, outros 31 países seguiram a Alemanha e implementaram a política de HV, inclusive os Estados Unidos. Entretanto, após o fim da guerra, todos os países voltaram ao horário padrão, até a eclosão da 2ª guerra mundial. Durante a 2ª guerra mundial, 52 países implementaram várias políticas de HV. Em alguns deles, foi praticado o “Year-round DST”, que é a prática do HV durante todo o ano. Acabada a guerra, muitos países continuaram a adotar o HV, e em outros, como os Estados Unidos, o HV foi revogado (KOTCHEN; GRANT; 2011).

Em 1966, o governo americano estabeleceu oficialmente o HV em um período de seis meses; contudo, a adoção da política ficaria a cargo de cada estado decidir. O embargo de petróleo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em outubro de 1973 levou o então presidente Richard Nixon a assinar a Lei de Conservação de Energia do Horário de Verão de Emergência. Essa lei estabelecia que o HV seria adotado durante o ano inteiro de 1974, ou seja, um “Year-round DST”. Em 1975, o HV também foi estendido durante oito meses. Embora a política efetivamente tenha propiciado uma economia de energia, ela porém contribuiu para o aumento dos acidentes de trânsito envolvendo crianças indo à escola, evento que ficou conhecido popularmente por manhãs escuras *dark morning* (KARASU; 2010). Em 1976, o país retornou o período oficial de HV (seis meses). Em 1986, no governo do presidente Ronald Reagan, um mês foi adicionado ao HV oficial americano. A última mudança federal na política de HV americana aconteceu com a promulgação da Lei de Política Energética de 2005, que antecipava o começo de HV em três semanas e atrasava o término em uma semana, produzindo um aumento de quatro semanas. Essa lei entrou em vigor a partir de 2007.

Seguindo a estratégia americana, após a 2ª guerra mundial, a Austrália delegou aos estados e territórios a decisão da adoção do HV. Em 1968, a Tasmânia tornou-se o primeiro estado a adotar o HV e logo em seguida, em 1971, os estados de Victoria, Austrália do Sul, Nova Gales do Sul, Austrália Ocidental, Queensland e o território da Capital Australiana também começaram a adotar. Desde então, Tasmânia, Victoria, Nova Gales do Sul, Austrália do Sul e o território da Capital Australiana implementaram o HV continuamente, enquanto Queensland e Austrália Ocidental implementaram apenas por alguns anos. O território do Norte nunca implementou o HV (GUVEN *et al.*; 2021).

Na Europa, alguns países ainda adotaram o HV após a 2ª guerra mundial, principalmente para economizar combustível para programas nacionais de recuperação e reconstrução. Entretanto, muitos países abandonaram mais tarde a política por trazer recordação da guerra. Entre 1968 e 1971, a Grã-Bretanha implementou o BST (British Standard Time) durante todo o ano, que em outras palavras, seria o Year-round DST. Em 1972, o BST durante o ano inteiro

foi abandonado, e a Grã-Bretanha manteve o horário de Greenwich (GMT – Greenwich Meridian Time) no inverno e o BST no verão (KARASU; 2010). Com o embargo de petróleo da OPEP em 1973, a maioria dos países europeus reintroduziram o HV visando reduzir o consumo de energia. Em 1996 a União Europeia padronizou o período do HV nos países participantes, mantendo-o em vigor até os dias de hoje. Em 2019, o Parlamento Europeu iniciou um planejamento de remoção do HV que estava previsto para 2021. Contudo, assim como o resto do mundo, a Europa enfrentou uma crise sanitária e econômica devido à Covid-19 que fez com que o parlamento adiasse a suspensão do HV (TIME and DATE; 2022)

Países com população ou economia relevante que decretaram o fim do HV nos últimos anos foram China em 1991, Paquistão em 2009, Rússia em 2010, Azerbaijão e Uruguai em 2016, e Brasil em 2019 (KUFEOGLU *et al.*; 2021). O caso brasileiro será descrito na seção 2.2.

2.1.2 Horário de Verão, Fusos Horários e Latitude

Qualquer discussão sobre a política de HV deve considerar a estrutura dos fusos horários, uma vez que a mudança do HV consiste simplesmente em adiantar o relógio em uma hora na primavera. Isso equivale a ajustar o relógio um fuso horário mais a leste, já que nada é alterado, exceto o horário do relógio. No outono, o HV termina e o relógio retorna para o fuso horário inicial.

A medição do tempo foi primeiramente um processo de construção social/local, na medida que as sociedades demandavam precisão nas horas locais para um fortalecimento interno de suas relações. A padronização do tempo tornou-se relevante à medida que os processos sociais se tornaram mais complexos e exigiram uma coordenação temporal mais precisa, bem como uma coordenação espacial para longas distâncias. A maior interconectividade entre regiões/países demandou uma padronização nas horas nacionais em detrimento de uma menor precisão nas horas locais.

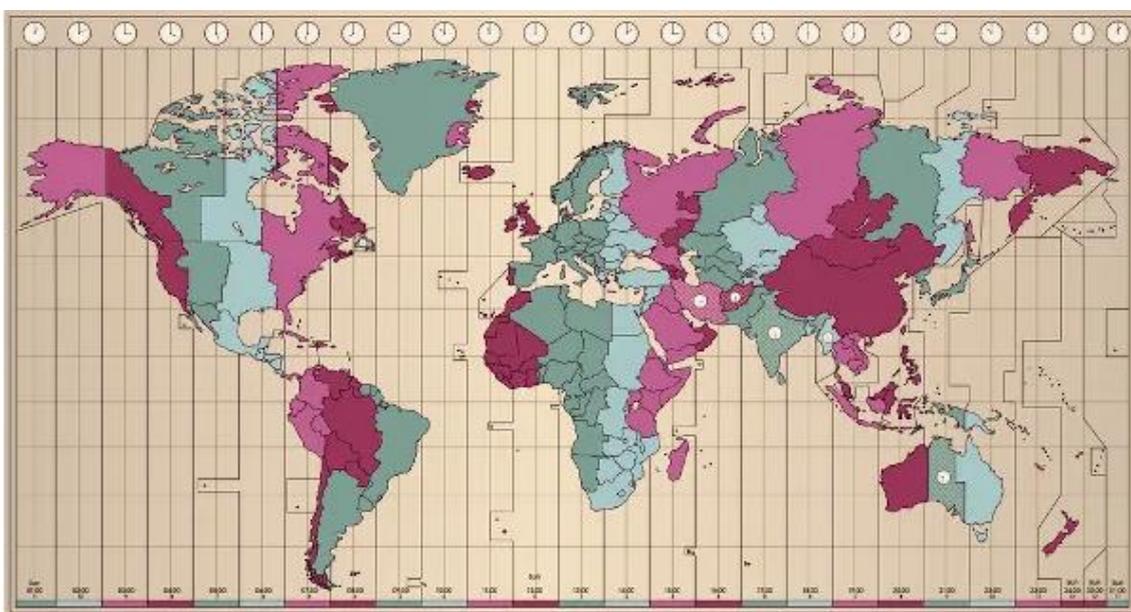
O sistema de fuso horário global remonta ao acordo feito na Conferência Internacional do Meridiano de 1884, realizada na cidade de Washington, Estados Unidos. Esse acordo estabeleceu que o meridiano que passa pelo Observatório Real de Greenwich em Londres é o meridiano principal, também conhecido como “*Greenwich Meridian Time*” (GMT). O termo meridiano designa a metade de um círculo de longitude, sendo suas extremidades o Polo Sul e o Polo Norte. Todos os locais num mesmo meridiano atingem o zênite (sol a pino) ao mesmo tempo.

Na organização atual dos fusos horários, as únicas unidades naturais na cronometragem são o ano (rotação completa da Terra em torno do Sol) e o dia (rotação completa da Terra em torno de seu próprio eixo). As demais unidades, tais como os meses, semanas, horas, minutos, zênite e meia-noite (posição mais baixa do Sol) são invenções humanas. Essas unidades serviram apenas como pontos de referências para a divisão e distribuição igualitária das horas ao longo do dia.

Com o estabelecimento dos fusos horários, a precisão do tempo solar (ou seja, o zênite acontecendo ao meio-dia) somente é exata para os locais em que o meridiano está no meio de dois fusos horários. Assim, o objetivo dos fusos horários é coordenar os tempos sociais e solares nos territórios e, portanto, permitem um certo afastamento do tempo solar “real” (HENCKEL *et al.*; 2021).

Mesmo com o acordo feito na Conferência do Meridiano de haver somente 24 fusos horários distribuídos uniformemente, a situação real é diferente. Atualmente existem 40 fusos horários. A complexidade destes fusos pode ser vista na Figura 1.

Figura 1 - Mapa de fuso horário global.



Fonte: Campos (2023).

A Figura 1 apresenta a diversidade de arranjos de fuso horário. Normalmente, os países muito grandes abrangem vários dos fusos horários acordados na Conferência do Meridiano. No entanto, por diferentes razões, esses países optam por combinar determinados fusos horários ou até mesmo não adotá-los. O caso mais claro presente na Figura 1 é a China, que possui cinco

fusos horários distintos em seu território, mas o país só adota um na prática. As decisões distintas dos países indicam que pode haver inúmeros motivos para os Estados divergirem da prática acordada na Conferência do Meridiano, muitas vezes servindo como um mecanismo de poder do Estado/Nação.

Como regra geral, as latitudes não afetam na escolha dos fusos horários. As horas do nascer do sol e do pôr-do-sol na maioria dos casos não são determinantes para a adoção da hora legal de um fuso horário. Entretanto, devido à inclinação do eixo da Terra, os graus de latitude também desempenham um papel essencial na determinação da duração do período de luz em um determinado dia. Os dias de verão no hemisfério Norte são significativamente mais longos – um exemplo é no Círculo Polar Ártico, que no dia 21 de junho o sol praticamente não se põe, enquanto em 21 de dezembro (no inverno) o sol praticamente não nasce, e vice-versa no hemisfério Sul. Eventualmente, nas latitudes mais distantes do Equador, as horas do nascer do sol e do pôr do sol podem ensejar uma mudança temporária no fuso horário. É o caso quando se adota o HV. O HV é recomendado para aquelas regiões em que o adiantamento em uma hora do fuso horário proporciona um pôr-do-sol mais tardio, trazendo economia de energia e aumento da confiabilidade do sistema elétrico.

2.2 HORÁRIO DE VERÃO NO BRASIL

2.2.1 História

No Brasil, o HV foi instituído pela primeira vez na temporada de 1931/1932 pelo então presidente Getúlio Vargas. Posteriormente, foi reeditado em alguns períodos entre as décadas de 40 e 60. Desde 13 de maio de 1942, o HV sempre é implementado por decreto do Presidente da República, respaldado legalmente pelo Decreto-Lei nº 4.295. Essa decisão sempre é fundamentada em informações do Ministério de Minas e Energia baseadas em estudos técnicos do ONS, que indicam quais unidades da Federação devem adotar o HV e qual é o período de duração.

Desde sua implementação, o HV foi adotado em todo o território nacional até a temporada de 1987/1988. A partir de 1989, o ONS produziu relatórios indicando que a adoção do HV não se justificaria nas regiões Norte e Nordeste devido à pouca diferença de luminosidade entre os dias de verão e inverno. O ONS também indicou que há uma região limítrofe formada por Bahia, Tocantins e Mato Grosso em que os estudos eram inconclusivos

(PETTERINI; SIGNOR; SANTOS, 2018). Desse modo, nas temporadas de 1988/1989 e 1989/1990, os estados da região Norte não adotaram o HV.

Na década de 1990, com poucas exceções, os estados da região Nordeste passaram a não adotar o HV também. Entretanto, antevedendo uma possível crise de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), o Governo Federal por meio do Decreto de Horário de Verão estabeleceu que os estados da região Nordeste adotariam o HV temporadas de 1999/2000 e 2001/2002. Na temporada de 2000/2001, a qual antecedeu a crise de energia de 2001, o Governo Federal tentou a manutenção do HV na região Nordeste. Contudo, diante reiteradas reações lastreadas em decisões judiciais liminares, o Governo Federal decidiu pelo abandono do HV na região. Por outro lado, o Decreto para a temporada de 2001/2002 incluiu mais uma vez a região Nordeste, que dessa vez não houve grande resistência dado a crise de energia que o país passava (MONTALVÃO; 2005). Cabe ressaltar que a região Norte não foi incorporada nos decretos pois na época ela não fazia parte do SIN. Nas temporadas seguintes, já superada a crise energética, a região Nordeste voltou a não adotar o HV.

Entre as temporadas de 1988/1989 a 2012/2013, os três estados que compõem a região limítrofe de inconclusão do HV determinada pela ONS experimentaram o oposto dos seus vizinhos regionais como forma de experimento: i) na região Norte, o estado de Tocantins adotou o HV entre as temporadas de 1995/1996 a 2002/2003 e na temporada de 2012/2013; ii) na região Nordeste, o estado da Bahia adotou o HV entre as temporadas de 1988/1989 a 2002/2003 e na temporada de 2011/2012 e; iii) na região Centro-Oeste, o estado de Mato Grosso não adotou o HV na temporada de 2003/2004. A Tabela 1 apresenta as temporadas que o HV foi adotado no Brasil e sua abrangência.

O Decreto n.º 6.558/2008 estabeleceu o início do HV como sendo a zero hora do terceiro domingo de outubro (ou seja, adianta-se o relógio em uma hora em relação à hora legal) e o fim a zero hora do terceiro domingo de fevereiro do ano subsequente (ou seja, retorna à hora legal, atrasando o relógio em uma hora). Nas duas situações os relógios seguem o padrão de horário determinado por Brasília (BRASIL, 2008).

Em 2019, o presidente Jair Bolsonaro determinou pelo Decreto n.º 9.772/2019 publicado no dia cinco de abril de 2019 o fim do HV por tempo indeterminado (BRASIL, 2019). A decisão foi pautada nos estudos técnicos divulgados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que apresentaram evidências de que a economia energética promovida pelo HV vem reduzindo com o passar dos anos. A Tabela 1 apresenta as temporadas de verão e os estados em que foram aplicados o HV no Brasil.

Tabela 1 - Temporadas que o HV foi adotado no Brasil e sua abrangência.

Temporada de verão	Abrangência
1931/1933	Todo o território nacional
1933/1949	Não foi adotado
1949/1953	Todo o território nacional
1953/1963	Não foi adotado
1963/1968	Todo o território nacional
1968/1985	Não foi adotado
1985/1988	Todo o território nacional
1988/1990	EXCETO EM RO, AM, AC, AP, RR e PA
1990/1993	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS e DF
1993/1994	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS, DF e AM
1994/1995	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS e DF
1995/1996	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS, DF, TO, AL e SE
1996/1999	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS, DF e TO
1999/2000	EXCETO EM RO, AM, AC, AP e PA
2000/2001	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS, DF e TO
2001/2002	EXCETO EM RO, AM, AC, AP, RR e PA
2002/2003	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, BA, GO, MT, MS, DF e TO
2003/2004	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, GO, MS e DF
2004/2011	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, GO, MT, MS e DF
2011/2012	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, GO, MT, MS, DF e BA
2012/2013	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, GO, MT, MS, DF e TO
2013/2019	SÓ EM RS, SC, PR, SP, RJ, ES, MG, GO, MT, MS e DF
2019/2023	Não foi adotado

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

2.2.2 Características do Horário de Verão brasileiro

O Brasil é o único país em região equatorial (até 10° de latitude Norte ou Sul) a adotar o HV. Contudo, os Estados da região equatorial do Brasil não adotavam o HV, exceto uma pequena parte do estado de Mato Grosso. Grande parte do território brasileiro que adotava HV pertence à zona tropical (latitude 10° Sul até o trópico de capricórnio, no paralelo 23°27') e uma parte significativa pertence a zona temperada (uma pequena parte do Estado de São Paulo, a grande maioria do Estado do Paraná, e a totalidade dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

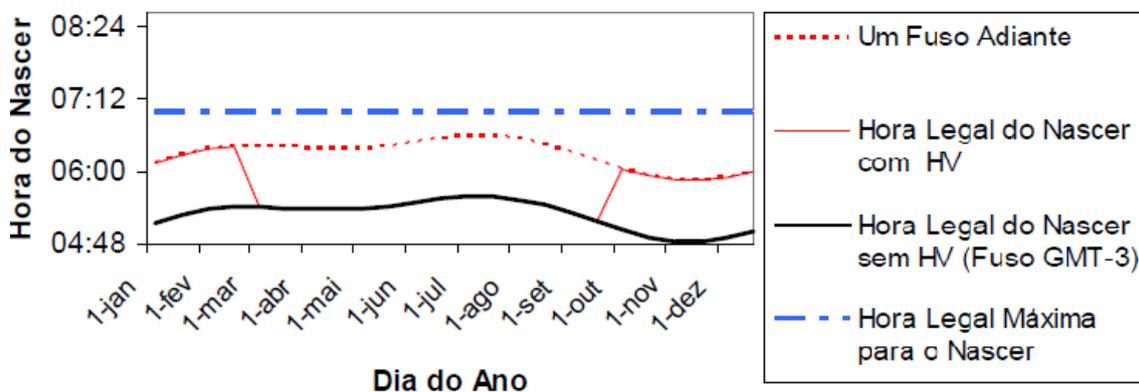
Não obstante, o critério de latitude não é o único a ser considerado quando uma região ou país opta por adotar o HV. O afastamento do fuso horário de uma determinada região (hora legal) em relação a sua hora solar combinado com uma maior insolação pode tornar viável o HV mesmo em regiões equatorianas.

Dois fatores tornam viáveis a adoção do HV em um determinado estado brasileiro: o grau de afastamento do estado da linha do Equador (latitude) e a diferença da hora solar local em relação à hora legal. Os Gráficos 1 a 4 apresentam a combinação destes dois fatores nos horários do nascer e do ocaso do sol para as capitais Recife (Pernambuco) e Porto Alegre (Rio Grande do Sul).

Os Gráficos 1 e 3 apresentam as quatro “curvas do tempo” do nascer do sol para Recife e Porto Alegre: *i*) Hora legal máxima para o nascer do sol com HV; *ii*) hora legal do nascer do sol sem HV; *iii*) hora legal do nascer do sol com HV e; *iv*) um fuso horário adiante (curva que complementa aquela do nascer do sol com o HV no período em que não há aplicação de HV).

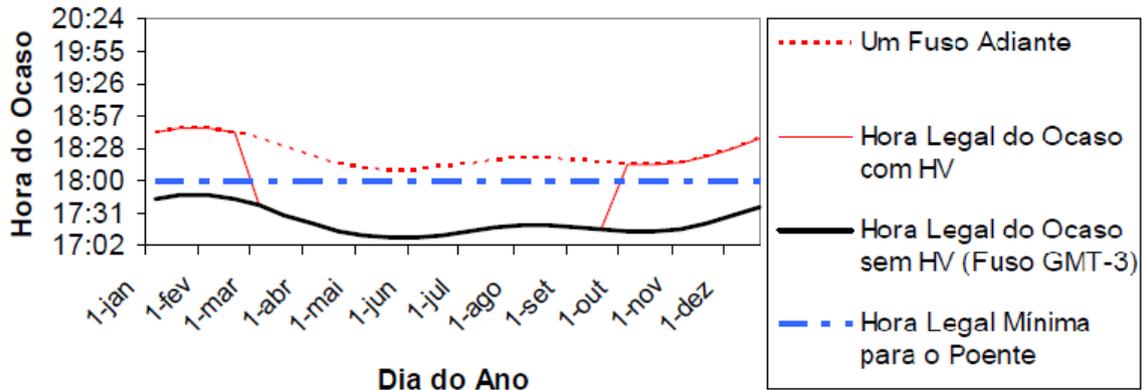
Os Gráficos 2 e 4 apresentam as quatro “curvas do tempo” do ocaso do sol para Recife e Porto Alegre: *i*) Hora legal mínima para o pôr-do-sol com HV; *ii*) hora legal do pôr-do-sol sem HV; *iii*) hora legal do pôr-do-sol com HV e; *iv*) um fuso horário adiante (curva que complementa aquela do pôr-do-sol com o HV no período em que não há aplicação de HV).

Gráfico 1 - Nascer do sol em Recife – Pernambuco.



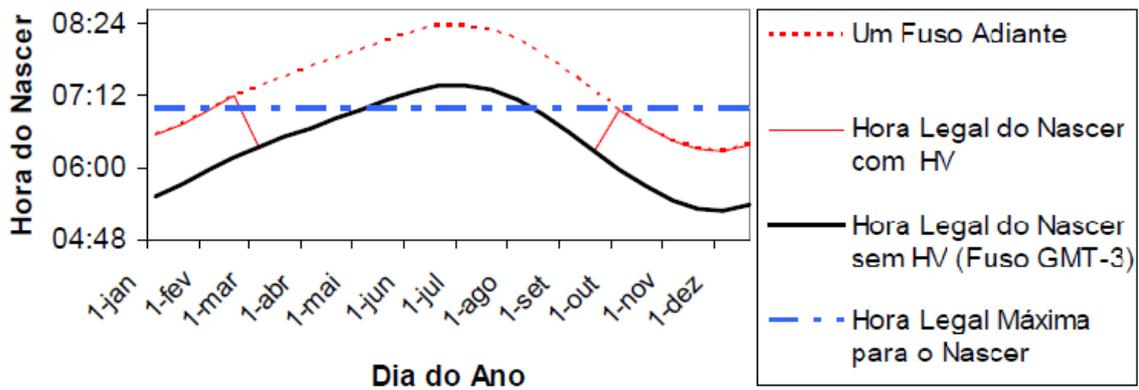
Fonte: Montalvão (2005).

Gráfico 2 - Ocaso do sol em Recife – Pernambuco.



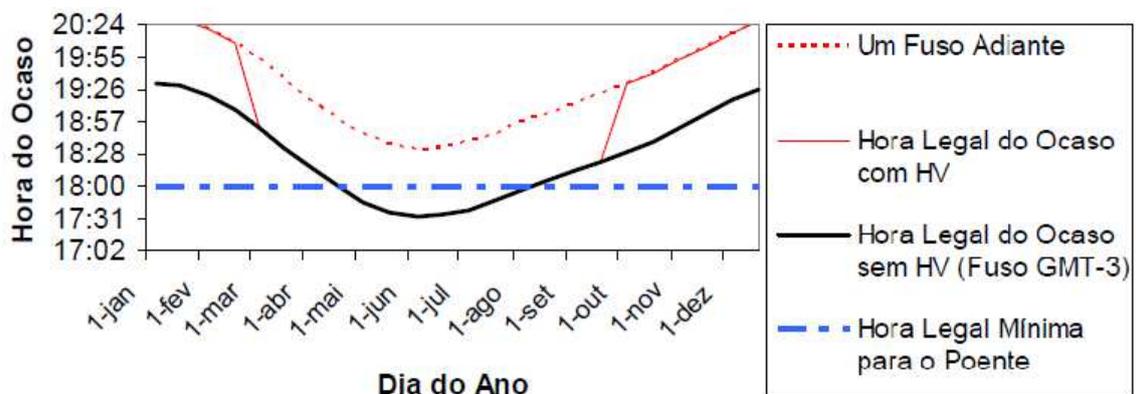
Fonte: Montalvão (2005).

Gráfico 3 - Nascer do sol em Porto Alegre – Rio Grande do Sul.



Fonte: Montalvão (2005).

Gráfico 4 - Ocaso do sol em Porto Alegre – Rio Grande do Sul.



Fonte: Montalvão (2005).

Pelos gráficos acima podemos notar que as curvas do nascer e do ocaso do sol em Recife são mais “comportadas” do que as curvas em Porto Alegre. Isto se dá por conta da latitude, isto

é, Recife recebe aproximadamente a mesma quantidade de luz solar durante os seus dias ao longo do ano, enquanto Porto Alegre possui dias mais longos no verão, e mais curtos no inverno. Os gráficos acima evidenciam a importância de considerar a quantidade de luz solar como critério para a adoção ou não do HV nas diferentes localidades.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O impacto do HV no consumo de energia foi analisado por diferentes perspectivas na literatura. Os primeiros trabalhos reportados sobre o impacto do HV no consumo de energia foram de *Her Majesty's Stationery Office* (HMSO, 1970), avaliando o Year-round DST adotado pela Grã-Bretanha de 1968 a 1971, sem nenhuma conclusão quantitativa e; de Ebersole *et al.* (1975), avaliando o Year-round DST adotado pelos Estados Unidos em 1974. No último trabalho, os autores realizaram análises do efeito do HV no consumo de energia por diferentes óticas: antes e depois da transição do Year-round DST, antes e depois de cada uma das quatorze transições de adoção ou não do HV na primavera e outono de 1967 a 1973 e, pelo método do dia equivalente, em que os autores isolam outros fatores para obter o efeito do HV. Os autores concluem que a potencial economia energética oriunda do efeito do HV nos meses de inverno é devida a dois fatores: à redução dos aparelhos elétricos residenciais e à dispersão do pico de demanda de eletricidade. Adicionalmente, os autores avaliaram o efeito do Year-round DST em diversas outras variáveis, tais como segurança da criança indo à escola, consumo de gasolina e índice de crimes.

A Comissão de Energia da Califórnia (SCHWARZENEGGER; 2007) realizou um estudo baseado em simulações com o objetivo de estimar o efeito do HV no consumo de eletricidade em todo o estado. O estudo simula o uso de eletricidade em diferentes regimes de HV levando em conta variáveis como emprego, clima, temperatura e luz solar. Os resultados encontrados apontam que o HV não teve efeitos significativos no consumo de eletricidade entre maio e setembro, entretanto, reduz o consumo entre 0,15% e 0,3% durante os meses de abril e outubro.

Conforme exigido pela Lei de Política Energética de 2005, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (2008) realizou um estudo para estimar o efeito das extensões do HV sobre o consumo de eletricidade. Os autores utilizaram um método heurístico e um método de regressão para analisar o efeito dos dias de extensão do HV em 2007 no consumo de energia. O modelo de regressão utilizado pelos autores levou em conta fatores como o crescimento da demanda de eletricidade, mudanças sazonais, dia da semana, feriados e temperatura. Os dados são oriundos das 35 concessionárias de eletricidade (na época) dos Estados Unidos para os anos de 2006 e 2007. A economia estimada pelos autores é de 0,5% por dia de extensão do HV.

Aries e Newsham (2008) apresentam uma revisão com cerca de 50 trabalhos sobre os impactos diretos do HV nas estimativas de economia de energia bem como sobre os impactos indiretos em indicadores de saúde, trânsito e crime. A respeito da eletricidade, os autores

encontraram resultados divergentes na literatura, mas verificaram que, em média, as estimativas reportadas indicam que o consumo agregado de eletricidade reduz em 0,5% com o HV. Na questão do horário de pico, todos os trabalhos revisados apontam que o HV provoca uma dispersão do consumo de eletricidade ao longo do dia, o que dá maior segurança ao sistema elétrico.

Até então, grande parte dos trabalhos apresentavam estimativas do efeito do HV no consumo de eletricidade a partir de comparações feitas antes e depois da mudança do horário. A partir do final da primeira década de 2000, os estudos começaram a aproveitar as situações quase-experimentais impostas por mudanças no HV. Os acadêmicos concentravam seus esforços em definir uma boa estratégia de identificação para se obter o efeito causal do HV no consumo de energia, buscando eliminar todos os fatores que podem confundir esse efeito. Em geral, os trabalhos examinavam as diferenças de consumo nos dias (meses ou horas) “comparáveis” que estavam e que não estavam sob HV.

Aproveitando um evento que funcionou como um quase-experimento, Kellogg e Wolff (2008) foram os primeiros a utilizarem uma estratégia de identificação que permite estimar os efeitos do HV isolando diversos fatores de confusão a partir da abordagem de Neyman-Rubin. Normalmente, três dos seis estados da Austrália adotam o HV, começando em outubro e terminando na primeira semana de abril. Por conta das Olimpíadas de Sydney em 2000, dois desses três estados começaram o HV 2 meses antes do normal. Como as Olimpíadas podem afetar diretamente a demanda de eletricidade, os autores consideraram apenas o estado de Victoria, que estendeu o HV, mas não hospedou eventos olímpicos, como o estado tratado, e usaram seu estado vizinho, South Australia, que não estendeu o HV, como controle. Kellogg e Wolff (2008) fizeram um painel de dados das cidades australianas destes dois estados com dados do consumo agregado de energia por hora de cada dia do verão dos anos de 1999, 2000 e 2001.

Como variáveis de controle os autores utilizaram dados de temperatura, precipitação, preço da energia, categorização dos dias (ex: dias de trabalho, dias de férias na escola) e, além disso, assumiram que o horário do meio-dia não é afetado pelo HV, de modo que eles incluíssem a diferença do consumo de energia entre os estados para esse horário com o intuito de captar as variações específicas de consumo de energia para cada estado, que não são explicadas por nenhuma outra variável no modelo. Utilizando a metodologia de diferença-em-diferenças, os autores concluem que a extensão do HV faz com que a demanda de eletricidade diminua significativamente à noite. Entretanto, os autores também encontraram um efeito oposto pela

manhã: a extensão australiana aumentou significativamente o consumo de eletricidade entre as 07:00 e as 08:00. E como conclusão final, os autores afirmam que a diminuição da demanda à noite não superou o aumento da manhã, ou seja, a extensão do HV aumentou o consumo total de eletricidade na Austrália.

Momani *et al.* (2009) examinaram o efeito do HV na eletricidade utilizada para iluminação na Jordânia. Os autores dividem suas análises em duas partes: a primeira verifica o efeito do HV na economia das cargas de iluminação (em GWh) em edifícios residências e comerciais com base em um estudo feito pelo ministério de energia e recursos minerais da Jordânia durante 1996; a segunda verifica o impacto do HV na geração total de eletricidade do país comparando as curvas de carga média diária para vários dias antes e depois do início do HV em 2000 e 2007. Os resultados da primeira análise mostram que houve uma significativa redução no tempo de utilização de eletricidade para iluminação nos edifícios residenciais e comerciais de aproximadamente 173 horas em 1996. A economia para o setor residencial foi de 38,1 KWh/edifício e de 139 KWh/edifício para o setor comercial. Já para a segunda análise, os autores mostram que o HV reduziu em 50 GWh a eletricidade utilizada para a iluminação em relação à geração total em 2000, uma economia de 0,73%. Contudo, há um aumento na geração total de eletricidade no início e fim do HV em 0,5% e 1,4% respectivamente, devido ao aumento de cargas para aquecimento e resfriamento. A mesma análise feita para o ano de 2007 apresentam resultados similares aos encontrados em 2000, exceto durante o período das manhãs, que o HV leva a uma redução da demanda. O HV reduz a demanda por eletricidade em 0,2% em seu início, e aumenta em 0,3% no seu fim.

Karasu (2010) analisa o efeito não somente do HV, mas também da mudança de fuso horário na Turquia. O caso turco é diferente dos demais países da região pois a Turquia possui a maior diferença de fuso horário de leste a oeste da região, sendo a diferença de 1 hora e 16 minutos. Assim, as diferenças entre as cidades do leste e do oeste em relação ao uso de luz solar é inevitável. Com o intuito de verificar o efeito da diferença do horário do relógio no consumo de energia turco, o autor contrasta cinco cenários diferentes com o cenário base. O cenário referente a um ajuste em 30 minutos a frente em todo o país e um único HV no período de abril a outubro se destacou como melhor solução energética em todo o país, implicando em uma redução do consumo de iluminação elétrica de 0,7%.

Kotchen e Grant (2011) analisaram o efeito do HV na demanda residencial de eletricidade a partir de um quase-experimento ocorrido em 2006 no estado de Indiana, nos EUA. Até o ano de 2005, 77 condados de Indiana não adotavam a política de HV enquanto apenas 15

condados adotavam. A partir de 2006 todo o estado começou a adotar o HV conforme exigido por uma lei aprovada pelo legislativo estadual em 2005. Os autores elaboraram um painel mensal do consumo de eletricidade de milhares de famílias e estimaram o modelo de diferença-em-diferenças. Os resultados encontrados apontam que o HV causou um aumento de 1% na demanda de eletricidade residencial, contudo esse efeito não foi constante durante todo o período do HV. Em particular, o HV causou um maior aumento no consumo no final do ano, com as estimativas de outubro variando de um aumento de 2% a quase 4%.

Mirza e Bergland (2011) aplicaram o modelo de diferença-em-diferenças para examinar o impacto do HV no consumo de eletricidade no sul da Noruega e na Suécia. Os autores usam um painel de dados horários e estimam o modelo considerando como controle tanto a hora do meio-dia quanto a hora da meia-noite. Os resultados apresentaram uma redução no consumo de eletricidade anual de pelo menos 1% para ambos os países, correspondente a 519 GWh para o sul da Noruega e 882 GWh para a Suécia, resultando em uma economia de 16.1 milhões de Euros para a Noruega e 30.1 milhões para a Suécia. O efeito do HV nas diferentes horas do dia indicou uma pequena, porém significativa redução no consumo de eletricidade durante o período da manhã e uma redução acentuada no período da noite em ambos os países.

Utilizando uma metodologia diferente dos trabalhos anteriores, mas no mesmo arcabouço teórico de Neyman-Rubin, Sexton e Beatty (2014) aplicaram regressão descontínua em um painel de dados de consumo diário de eletricidade de cerca de duas mil famílias norte-americanas nos dias imediatamente anteriores e posteriores ao início e fim do HV no período de 2003 a 2011. Como variáveis de controle os autores utilizaram *dummies* de status do dia, do status do HV (se está em adoção ou não), de condições climáticas e das horas do nascer e ocaso do sol. As evidências apontaram que o HV não causou economia no consumo de eletricidade, mas causou dispersão no consumo ao longo do dia.

Verdejo *et al.* (2016) analisaram o impacto do HV no consumo residencial de eletricidade de quatro cidades do Chile em 2014, a saber: Santiago, Arica, Concepción e Punta Arenas. Os autores aplicaram um modelo heurístico e o modelo de diferença-em-diferenças levando em conta variáveis como temperatura, *dummies* para horas do dia, *dummies* para os meses analisados e tendo como grupo de controle contrafactual o horário do meio-dia. Os resultados encontrados pelos autores apontam que o efeito de HV na média de consumo residencial para estas cidades nos dias em que a prática estava em vigor é muito diferente para cada cidade analisada, variando de uma redução de aproximadamente 0,5% em Santiago para um aumento de cerca de 0,3% em Concepción.

Choi, Pellen e Masson (2017) tiraram proveito da mudança de política de HV ocorrida no Estado da Austrália Ocidental, na Austrália, em março de 2009 para estimar o efeito do HV no consumo de eletricidade. A Austrália Ocidental adotou o HV de dezembro de 2006 até março de 2009, mas não imediatamente antes nem depois deste período. Usando a abordagem diferença-em-diferenças e controlando os efeitos por variáveis como temperatura, precipitação e humidade relativa do ar, os autores concluem que o HV teve pouco efeito na demanda geral de eletricidade e nos custos de geração de eletricidade, entretanto, teve um forte efeito redistributivo ao reduzir substancialmente a demanda de eletricidade no final da tarde e início da noite.

Rivers (2018) usou a abordagem de Neyman-Rubin, aproveitando o fato de que a transição do HV no Canadá ocorre em um dia diferente em cada ano, para inferir o efeito do HV no consumo de eletricidade em Ontario, Canadá. O autor aplicou três modelos em um painel de dados horários, são eles: de efeitos fixos, regressão descontínua e diferença-em-diferenças; sendo que no último, o autor compara horas de manhãs e noite tratadas (afetadas pelo HV) controlando pelas horas do meio-dia (não afetadas pelo HV) para determinar o efeito do HV em Ontario. Todos os modelos levaram em consideração variáveis como horas do nascer e ocaso do sol, temperatura, insolação, categorização dos dias (dias de semana, finais de semana, feriados) entre outras. Os resultados encontrados mostram que o HV reduziu o consumo de eletricidade em aproximadamente 1,5% e que essa economia se deu predominantemente durante o período do começo da noite. Outro resultado é que a redução na demanda de eletricidade persistiu por várias semanas após a transição para o HV.

Explorando a natureza quase-experimental da implementação do fim do programa de HV na Argentina, Hancevic e Margulis (2018) utilizaram a abordagem de diferença-em-diferenças para investigar o efeito do HV no consumo geral de eletricidade. Usaram dados horários para o período de 2005 a 2010, a nível de província, para estimar o impacto do HV no consumo de eletricidade e no pico de demanda. Os autores mostraram que o HV aumentou o consumo de eletricidade entre 0,4% e 0,6%, porém diminuiu o pico de demanda entre 2,4% e 2,9%.

Hevranek *et al.* (2018) são os primeiros a fazerem uma meta-análise da literatura de HV. Os autores coletaram 162 estimativas de 44 estudos diferentes e estimaram que o efeito do HV causa uma redução em 0,34% na média reportada do consumo de eletricidade, contudo, eles salientam que os resultados variam sistematicamente dependendo da região/país e da metodologia aplicada. Utilizando um modelo Bayesiano, os autores identificaram que os fatores

mais importantes que levam à heterogeneidade dos efeitos reportados são: técnica de estimação, frequência dos dados e a latitude da região/país considerado. Os autores afirmam que a economia energética se dá em países que estão mais distantes da linha do Equador, enquanto países em regiões subtropicais o efeito é inverso.

Petterini, Signor e Santos (2018) exploraram um quase-experimento ocorrido no Brasil para verificar se o HV gera uma economia energética no país. Os estados da Bahia e de Tocantins, conforme a Tabela 1, não adotavam o HV desde a temporada de 2002/2003, e, adotaram HV nas temporadas de 2011/2012 e 2012/2013, respectivamente. Deste modo, os autores utilizaram um painel de dados mensais² dos estados brasileiros levando em conta as seguintes variáveis: consumo de energia per capita em KWh (variável dependente), Produto Interno Bruto (PIB) *per capita* em R\$ mil de 2013), % de consumidores residenciais, % de consumidores comerciais, % de consumidores rurais, % de consumidores industriais, % de outras classes de consumidores, densidade populacional (habitantes/km²), temperatura máxima diária (°C), temperatura mínima diária (°C) e quantidade de horas de sol por dia. Dois modelos foram aplicados: diferença-em-diferenças e controle sintético. Os autores concluíram que a participação da Bahia na temporada 2011/2012 gerou uma economia energética de 252 GWh, enquanto a participação de Tocantins não gerou efeitos significativos.

Para avaliar o efeito do HV no consumo de eletricidade do México, que teve seu início em 1996, Flores e Luna (2019) utilizaram a abordagem de diferença-em-diferenças em dados mensais de consumo residencial de eletricidade para o período de 1982 a 2016. Os autores incluem *dummies* dos meses e um fator de tendência do consumo de energia no modelo. As estimativas encontradas indicam que o HV reduziu em 0,5% o consumo residencial de eletricidade, no entanto, salientam que esse resultado não é homogêneo ao longo do período analisado, destacando que os meses de agosto, setembro e outubro apresentam maiores economias energéticas.

Kudela, Dominik e Irsova (2019) examinaram os efeitos da política de HV na Eslováquia utilizando dados horários do período de 2010 a 2017. Os autores aplicaram o modelo de diferença-em-diferenças considerando variáveis como umidade do ar, precipitação, insolação, radiação, temperatura, preço da eletricidade e preço spot diário do petróleo Brent. Os resultados encontrados mostram que o HV provocou uma redução anual de 1% no consumo de eletricidade e suaviza a curva de demanda de eletricidade.

² Cabe ressaltar que os autores utilizaram apenas os meses de novembro, dezembro e janeiro. A escolha destes meses é, pois, apenas neles eram adotados o HV no mês inteiro, sendo outubro e fevereiro meses que adotavam o HV apenas em algumas semanas, mas não em sua totalidade.

Lopez (2020) analisam o efeito do HV sobre o sistema elétrico da Espanha continental. Para isto, o autor ajusta um modelo autorregressivo com variáveis exógenas (tais como tendência de longo-prazo, temperatura, *dummies* para caracterizar os dias, dentre outros) considerando três cenários mais prováveis para implementar: horário de inverno (UTC+1), Year-round HV (UTC+2) e a manutenção do HV com a volta do horário em uma hora (GMT). Os resultados encontrados pelo autor são: para o primeiro cenário haveria um aumento de 0,34% no consumo de eletricidade, para o segundo haveria uma redução de 0,14% no consumo e, para o terceiro cenário haveria um aumento de 0,38% no consumo de eletricidade.

Kuefoglou *et al.* (2021) analisaram o efeito do HV no consumo de energia da Turquia, que, assim como o Brasil, foi um dos últimos países a abolirem o HV, em 2016. Os autores aplicaram dois modelos para tal objetivo: regressão linear múltipla e séries temporais com interrupção (metodologia que compara termos de tendência pré e pós-intervenção). Para isto, foram utilizados dados diários de consumo de eletricidade e outras variáveis de controle como temperatura, humidade, preço da eletricidade de 2012 a 2020. Os resultados encontrados mostram que o HV não provoca economia energética significativa.

Güven *et al.* (2021) utilizaram um painel de dados diários de consumo de eletricidade dos estados da Austrália entre 1998 e 2015 para verificar se há economia energética com a adoção do HV. Os autores aplicaram o modelo de efeitos fixos, que nada mais é do que uma versão generalizada do modelo de diferença-em-diferenças, e que explora as variações entre e dentro dos estados em termos de adoção e a data de adoção, bem como variáveis exógenas tais como condições climáticas. Os resultados encontrados mostram que o efeito do HV no consumo de eletricidade depende fortemente das condições climáticas e do uso de equipamentos de refrigeração. A Tabela 2 apresenta um compilado dos trabalhos e suas principais conclusões.

Tabela 2 - Trabalhos sobre o HV e suas conclusões.

Autores	Método	Impacto do HV no consumo de energia	Comentários	País
Momani et al. (2009)	Comparação das curvas de carga média diária	Consumo de energia aumentou entre 0,5% e 1,7%	O artigo averigua o impacto do HV no consumo de eletricidade da Jordânia.	Jordânia
Verdejo et al (2015)	Modelos Econométrico e Heurístico	Consumo de energia aumentou em 3,18%	O artigo verifica o impacto do HV no consumo residencial de eletricidade chileno.	Chile
Kotchen e Grant (2011)	Modelos de Regressão e Diferença-em-diferenças	Consumo de energia aumenta	O artigo aproveitou um quase-experimento em Indiana para estimar o impacto do HV no consumo de energia.	Estados Unidos
Belzer et al (2008)	Modelos Econométrico e Heurístico e comparação de diferenças antes/pós HV	Consumo de energia diminui	Relatório do Escritório do Departamento de Energia para o Congresso sobre o impacto do HV no consumo de energia.	Estados Unidos
Mirza e Bergland (2011)	Diferença-em-diferenças	Consumo de energia diminui pelo menos 1%	O artigo estima o impacto do HV no consumo residencial dos domicílios dos dois países.	Noruega e Suécia
López (2020)	Simulações e modelos matemáticos	Consumo de energia diminui	O artigo analisa as variações do efeito dos horários do nascer e do pôr do sol no perfil diário do consumo de energia.	Espanha
Kellogg e Wolff (2008)	Simulações e Diferença-em-diferenças	Não houve impacto no consumo de energia	O artigo analisa a extensão do HV no consumo de energia.	Australia

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

4 METODOLOGIA E BASE DE DADOS

Antes de apresentar as duas metodologias propostas neste trabalho, primeiramente será exibida a base de dados e a estratégia de identificação assumida para se obter o efeito causal propriamente vindo do HV. Os dois modelos utilizados foram: Diferença-em-diferenças e Controle Sintético. Os modelos aqui propostos controlam o efeito do HV por todas as variáveis apresentadas a seguir e pelos efeitos fixos das distribuidoras de eletricidade, pelo mês e ano.

4.1 BASE DE DADOS

A base de dados utilizada nesta tese consiste em um painel mensal das distribuidoras de eletricidade do Brasil para o segmento residencial. Atualmente, o Brasil conta com 104 distribuidoras de eletricidade, sendo a maioria delas distribuídas nas regiões Sul e Sudeste. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) disponibiliza uma plataforma para a visualização da área de concessão de cada distribuidora de eletricidade, conforme apresentado na Figura 2. Pela Figura 2 podemos notar que Santa Catarina, São Paulo e Rio Grande do Sul são os estados que possuem mais distribuidoras de eletricidade.

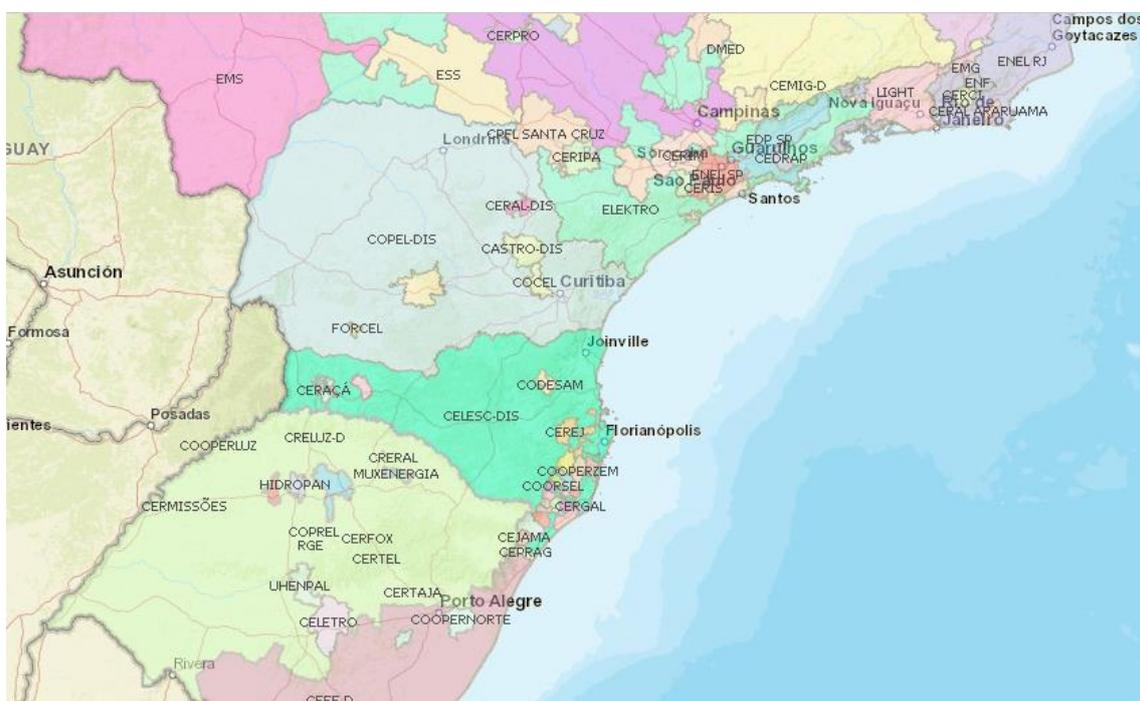
Figura 2 - Área de concessão de cada distribuidora de eletricidade em agosto de 2022.



Fonte: ANEEL³.

³<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=49bf6df3ecc9426fa3e32ef25d954d00>

Figura 3 - Zoom da área de concessão das distribuidoras de eletricidade dos estados Sul e Sudeste em agosto de 2022.



Fonte: ANEEL⁴.

Das 104 distribuidoras existentes, 13 delas foram criadas recentemente (desde 2016 pelo menos), de modo que o maior painel mensal de distribuidoras (isto é, maior número de meses e distribuidoras) que conseguimos construir foi para 91 distribuidoras de janeiro de 2012 a janeiro de 2021. Destas 91, para 4 delas tivemos que realizar uma adaptação. Os casos são descritos a seguir:

- i) Em junho de 2017, a distribuidora ENERGISA SUL-SUDESTE (ESS) incorporou as distribuidoras: Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica Vale Paranapanema (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB) e a Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO). Deste modo, para a distribuidora ESS, de janeiro de 2012 a maio de 2017 consideramos a agregação dela com as outras 4 distribuidoras que existiam na época (soma ou média ponderada), e unimos aos dados da ESS de janeiro de 2018 a janeiro de 2021;
- ii) Em janeiro de 2018 a distribuidora CPFL Jaguari agrupou à sua área as áreas de concessão das distribuidoras CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul

⁴<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=49bf6df3ecc9426fa3e32ef25d954d00>

Paulista e CPFL Santa Cruz, que atendiam consumidores no interior de São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Deste modo, para a distribuidora CPFL Jaguari, de janeiro de 2012 a dezembro de 2017 consideramos a agregação dela com as outras 4 distribuidoras (soma ou média ponderada), e unimos aos dados da CPFL Jaguari de janeiro de 2018 a janeiro de 2021;

- iii) Semelhante ao caso anterior, a Boa Vista Energia S.A agregou a Companhia Energética de Roraima (CERR) em janeiro de 2018, de modo que, de janeiro de 2012 a dezembro de 2017 consideramos a agregação da Boa Vista com a CERR (soma ou média ponderada), e unimos aos dados da Boa Vista de janeiro de 2018 a janeiro de 2021⁵;
- iv) Em janeiro de 2019 a distribuidora RGE e a distribuidora RGE Sul passaram a ser uma única empresa: a RGE, a maior distribuidora do Grupo CPFL Energia em termos territoriais e número de municípios atendidos. Seguindo a mesma lógica, de janeiro de 2012 a dezembro de 2018 consideramos a agregação das duas distribuidoras (soma ou média ponderada), e unimos aos dados da RGE de janeiro de 2019 a janeiro de 2021.

No caso deste trabalho, o intuito é utilizar dados a nível de distribuidora, logo há uma agregação e um espaço geográfico a ser respeitado. A nível das distribuidoras de eletricidade, a ANEEL fornece dados de consumo residencial de eletricidade em MWh, da receita de fornecimento de energia elétrica (com e sem tributos), da tarifa média de fornecimento (com e sem tributos) em R\$/MWh, do número de unidades consumidoras⁶ (ponto de entrega de energia com medição individualizada e correspondente a um único consumidor), do número total de unidades consumidoras que teve sua luz suspensa devido a inadimplência e do número total de unidades consumidoras de baixa renda que teve sua luz suspensa devido a inadimplência.

A maioria dos estudos considera a demanda residencial de eletricidade no contexto da teoria das famílias, ou seja, as famílias combinam eletricidade e equipamento para comprar uma mercadoria de energia composta (NARAYAN; SMYTH, 2005). Idealmente, um modelo empírico de demanda residencial de eletricidade deve representar a demanda em função do preço da eletricidade, renda real dos consumidores, preços da fonte substituta de energia, preços

⁵ Ao final de 2018 o grupo ENERGISA adquiriu a Boa Vista energia.

⁶ De acordo com a ANEEL, uma unidade consumidora é um conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

dos aparelhos elétricos, condições climáticas e outros fatores que podem impactar preferências do consumidor (AMUSA; KAFAYAT; RAMOS, 2009). Na prática, a maioria dos estudos falha em reproduzir especificações empíricas ideais devido a restrições de dados.

Das variáveis oriundas da ANEEL citadas anteriormente, utilizamos o consumo residencial de eletricidade em MWh, a tarifa média de fornecimento em R\$/MWh, o número de unidades consumidoras, o número total de unidades consumidoras que teve sua luz suspensa devido a inadimplência e o número de unidades consumidoras de baixa renda que teve sua luz suspensa devido a inadimplência nos modelos ajustados. Além delas, para captar aspectos econômicos dos consumidores residenciais, coletamos na base de dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD)⁷ duas variáveis importantes ao modelo: i) como *proxy* para a renda dos consumidores, coletamos a variável Rendimento Médio Nominal do trabalho principal, habitualmente recebido por mês e; ii) como *proxy* para pobreza, utilizamos a variável Taxa de Desocupação. Cabe ressaltar que ambas as variáveis são a nível estadual.

Para capturar o efeito das condições climáticas, coletamos os dados de temperatura máxima média (°C), temperatura mínima média(°C), precipitação total mensal (milímetros) e insolação total (número de horas com radiação) produzidas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), todas a nível mensal. O INMET dispõe seu banco de dados por estações meteorológicas, que podem ser automáticas ou convencionais. A partir da localização geográfica das estações, realizamos uma adequação espacial para as quatro variáveis mencionadas acima de modo a respeitar a área de concessão da distribuidora. Desse modo, adotamos os seguintes critérios para estabelecer as variáveis a nível da área da concessão da distribuidora: *i*) quando havia mais de uma estação meteorológica dentro da área de concessão da distribuidora, fizemos uma média simples das variáveis por estação; *ii*) quando havia uma estação meteorológica dentro da área de concessão da distribuidora, adotamos as variáveis desta estação como as da distribuidora e; *iii*) para o caso em que não havia nenhuma estação dentro da área de concessão da distribuidora consideramos a estação meteorológica mais próxima da área de concessão da distribuidora. A Tabela 3 apresenta algumas estatísticas descritivas de todas as variáveis mencionadas acima.

7 Acesso dos dados da PNAD em <https://sidra.ibge.gov.br/home/ipp/brasil>.

Tabela 3 - Estatísticas Descritivas e Covariáveis Utilizadas.

Variáveis	Mínimo	Média	Máximo	Missings	Fonte
Consumo residencial de eletricidade (MWh)	11,0	123.686,2	1.512.974,6	2	ANEEL
Tarifa residencial de eletricidade (R\$/MWh)	67,24	538,09	1.015,46	1	ANEEL
Unidades consumidoras (quantidade)	111	752.276	72.036.961	2	ANEEL
Nº de unidades inadimplentes de baixa renda	0	1.510	32.452	3.149	ANEEL
Nº de unidades inadimplentes total	0	11.460	378.379	2.714	ANEEL
Rendimento médio real (R\$) (Base=2021)	1.185	2.491	4.731	0	PNAD
Taxa de desocupação (%)	2,10	8,49	21,50	910	PNAD
Insolação (Horas com incidência de luz solar)	27,2	189,7	331,9	882	INMET
Precipitação (milímetros)	0	129,92	778,1	267	INMET
Temperatura média máxima (°C)	14,64	28,09	39,02	659	INMET
Temperatura média mínima (°C)	5,13	17,73	26,19	722	INMET

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Os estudos que empregam a metodologia de controle sintético em geral utilizam dados relativos para a variável de interesse. Assim, o indicador de impacto (variável dependente) usado nesta tese foi o consumo médio residencial por unidade consumidora de eletricidade das distribuidoras, isto é, a variável de interesse empregada aqui é o consumo médio de eletricidade das unidades residenciais atendido por uma mesma distribuidora. Também no sentido de usar dados relativos, fizemos as seguintes transformações: *i*) a variável número de unidades consumidoras foi transformada para densidade habitacional (Nº de Unidades consumidoras/Km²)⁸, *ii*) o número total de unidades consumidoras que teve sua luz suspensa devido a inadimplência foi transformada na taxa de inadimplência total (nº de suspensões/número de unidades consumidoras) e, *iii*) o número de unidades consumidoras de baixa renda que teve sua luz

⁸ Para o cálculo da densidade habitacional utilizamos a área total em Km² da área de concessão de cada distribuidora disponibilizada pela ANEEL (<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=49bf6df3ecc9426fa3e32ef25d954d00>).

suspensa devido a inadimplência na taxa de inadimplência de baixa renda (nº de suspensões de baixa renda/número de unidades consumidoras). Por fim, todas as variáveis monetárias foram deflacionadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA⁹) para preços constantes de janeiro de 2021. A Tabela 4 apresenta algumas estatísticas descritivas das variáveis já transformadas para suas versões relativas, quando assim preciso, por região do Brasil.

Tabela 4 - Estatísticas Descritivas por região.

Variáveis	Regiões				
	SU	SE	CO	NE	NO
Nº de distribuidoras	41	26	5	12	7
Consumo médio por unidade consumidora (KWh)	213,39	193,69	201,20	133,05	210,40
Tarifa residencial de eletricidade média (R\$/MWh) (Base=2021)	596,15	644,36	608,26	545,35	590,08
Densidade habitacional (Nº de Unidades consumidoras/Km ²)	24,72	200,59	37,59	31,79	1,39
Porcentagem de inadimplência de baixa renda	0,08	0,06	0,20	0,17	0,26
Porcentagem de inadimplência total	1,18	1,62	2,34	1,38	1,98
Rendimento médio real (R\$) (Base=2021)	2774,59	2923,50	2738,40	1652,92	1998,00
Taxa de desocupação (%)	5,91	10,44	8,15	12,09	10,41
Insolação (Horas com incidência de luz solar)	179,68	186,41	205,79	222,74	183,69
Precipitação (milímetros)	147,69	111,44	120,12	83,41	182,72
Temperatura média máxima (°C)	25,10	28,75	31,34	31,38	32,95
Temperatura média mínima (°C)	15,34	17,61	18,90	21,68	22,90

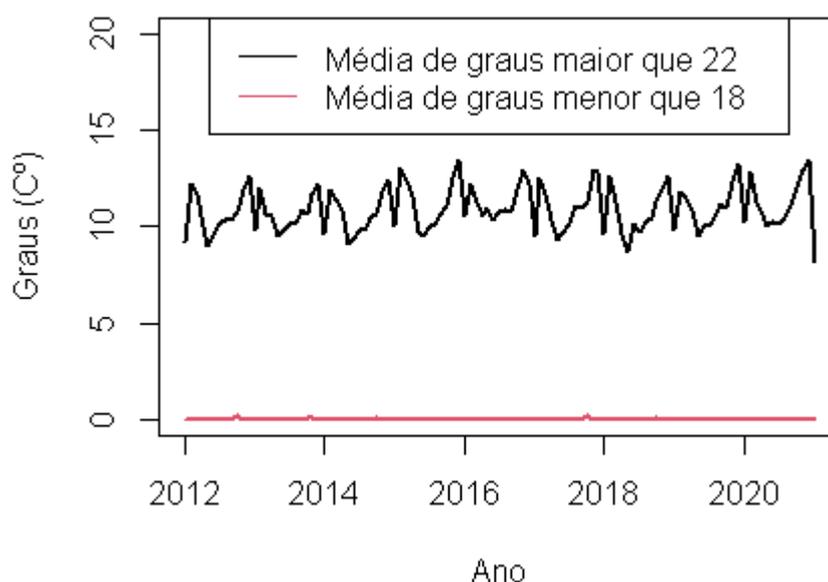
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Seguindo boa parte da literatura [e.g., Kotchen e Grant (2011), Rivers (2018), Guven (2021)], fizemos uma transformação nas variáveis temperatura média máxima e temperatura

9 Acesso do IPCA em: <http://ipeadata.gov.br/beta3/>

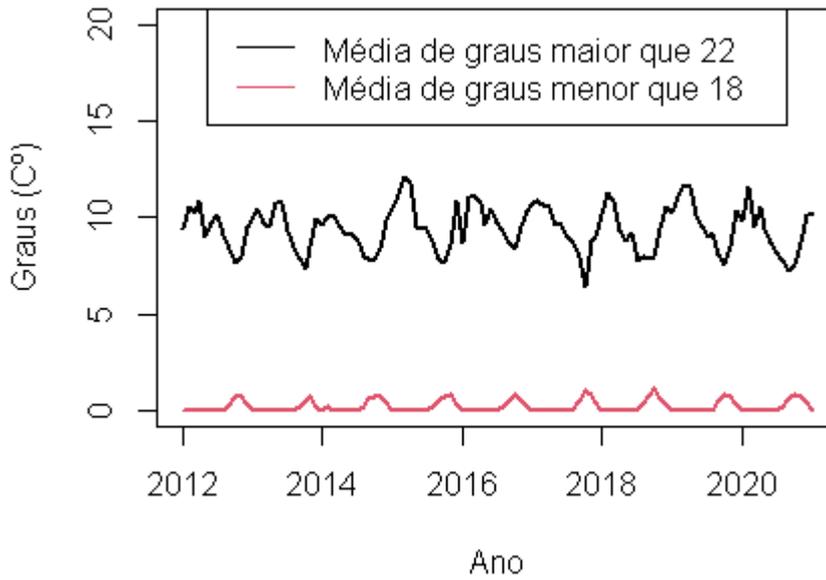
média mínima por acreditar que a relação das mesmas com o consumo residencial de eletricidade não é linear. Como se espera um aumento no consumo de eletricidade nos extremos da temperatura e uma diminuição no consumo em temperaturas agradáveis ao ser humano, para cada mês e distribuidora calculamos os graus-mês de aquecimento ($^{\circ}\text{C}$) e os graus-mês de resfriamento da seguinte forma: *i*) para o primeiro, o ponto de referência foi de 22°C , de modo que quando a temperatura média máxima for acima de 22°C , o graus-mês de aquecimento é dado pela diferença entre a temperatura e o ponto referência (22°C) e, *ii*) para o último, o ponto de referência foi de 18°C , de modo que quando a temperatura média mínima for abaixo de 18°C , o graus-mês de resfriamento é dado pela diferença entre o ponto de referência (18°C) e a temperatura. Estes pontos de referência foram escolhidos com base na literatura. Os Gráficos 5 a 9 apresentam a média dos graus-mês de aquecimento e resfriamento para cada região do Brasil.

Gráfico 5 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Norte.



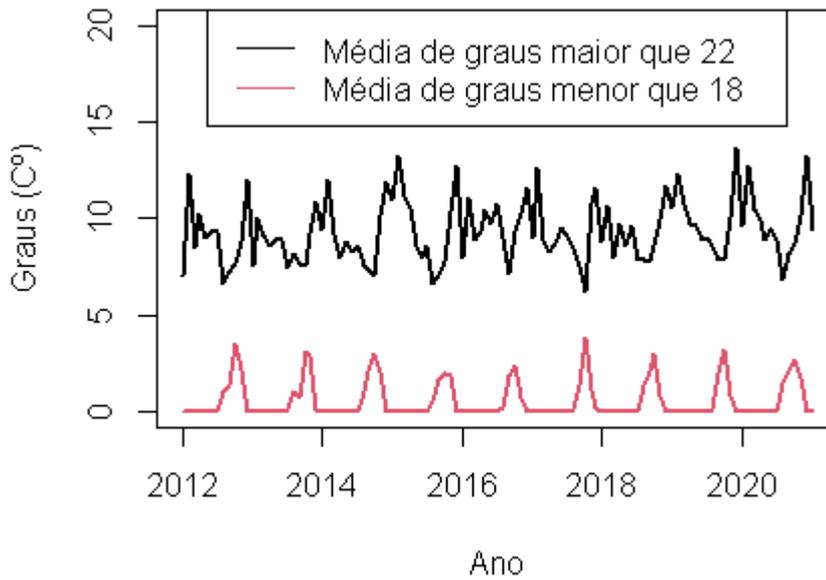
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico 6 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Nordeste.



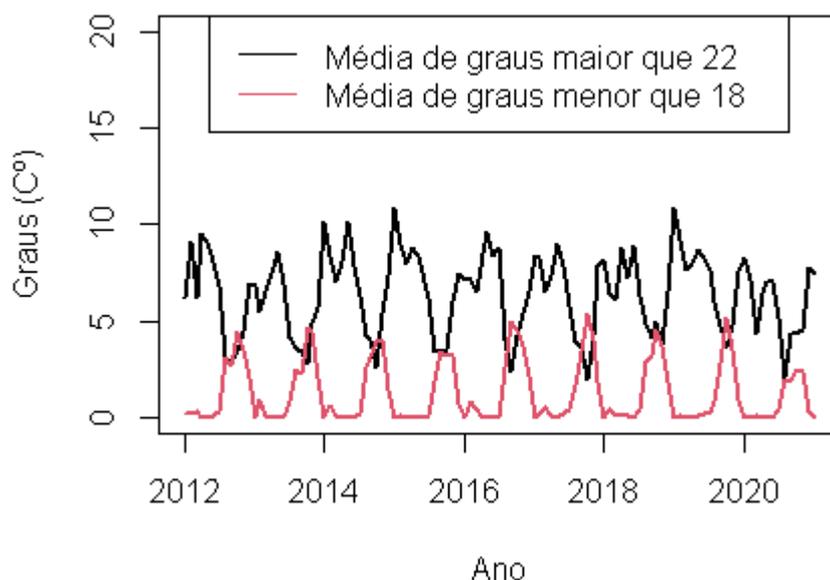
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico 7 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Centro-Oeste.



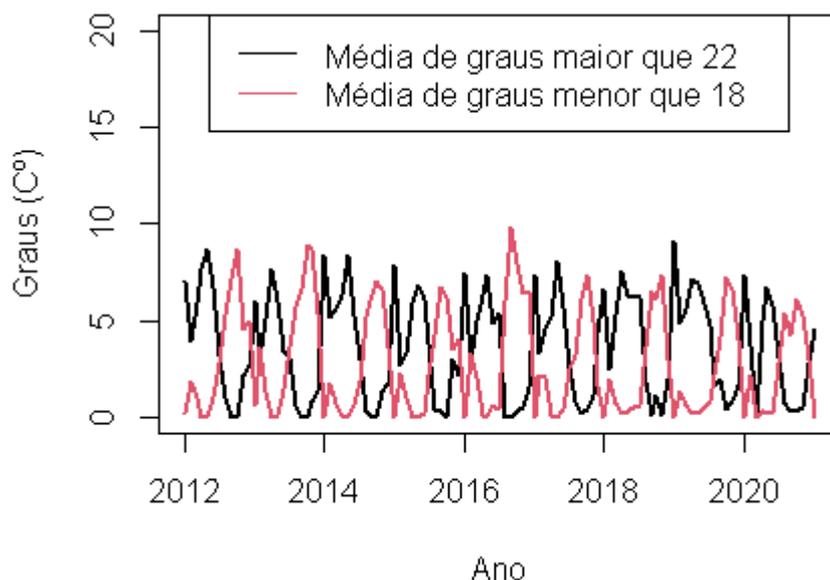
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico 8 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Sudeste.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico 9 - Graus-mês de aquecimento e resfriamento para a região Sul.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Como era de se esperar, as regiões Norte e Nordeste possuem graus-mês de aquecimento maiores do que as demais regiões enquanto os graus-mês de resfriamento são menores, especialmente para o caso do Norte. As regiões Centro-Oeste e Sudeste possuem graus-mês de aquecimento maiores do que os de resfriamento enquanto a região Sul possui hora graus-mês de aquecimento maior, hora graus-mês de resfriamento maior.

A mudança na política de HV ocorrido a partir da temporada de 2019/2020 nos provê um experimento natural para identificar o efeito do fim do HV no consumo residencial de

eletricidade. A estratégia de identificação aqui assumida emerge de uma comparação de diferença em diferenças entre o grupo de tratamento (distribuidoras que não adotaram o HV no período em questão) e o grupo de controle (distribuidoras que adotaram o HV antes da mudança da política) antes e depois da mudança da política.

Um ponto crucial desta tese é a definição do período em que iremos ajustar os modelos. Primeiramente, iremos seguir a estratégia abordada por Petterini, Signor e Santos (2018), em que será considerada em nossa análise apenas os meses em que todos os dias estavam sob o HV, isto é, os meses de novembro, dezembro e janeiro¹⁰. Sendo assim, o período final utilizado para a análise do fim no HV foi de 28 meses ($T = 28$), sendo constituído pelos três meses mencionados acima de 2012 a 2020 mais o mês de janeiro de 2021. Adicionalmente, como ponto de comparação, realizamos os mesmos procedimentos para os meses em que nenhuma distribuidora adotou o HV, ou seja, do mês de março ao mês de setembro. Deste modo, o período “Não HV” adotado para a análise foi de 63 meses ($T = 63$), sendo constituído pelos sete meses mencionados acima de 2012 a 2020. Esse exercício pode ser considerado um quase contrafactual, dado que a estimativa produzida de como os dois grupos diferem em suas diferenças após a mudança da política durante os meses em que não se havia HV. Nesse sentido, a Tabela 5 apresenta algumas estatísticas descritivas dos dados que efetivamente serão utilizados nos períodos HV e Não HV.

10 A mudança no horário ocorria no terceiro domingo de outubro e terminava no terceiro domingo de fevereiro.

Tabela 5 - Estatísticas Descritivas por período.

Variáveis	Período HV				Período Não HV			
	Mínimo	Média	Máximo	Obs.	Mínimo	Média	Máximo	Obs.
Consumo médio por unidade consumidora (KWh)	43,39	178,8	359,45	2547	65,97	166,6	357,01	5733
Tarifa residencial de eletricidade média (R\$/MWh) (Base=2021)	287,8	549,3	1015,5	2547	67,24	532,8	1002,76	5733
Densidade habitacional (Nº de Unidades consumidoras/Km ²)	0,19	59,57	2250,27	2548	0,19	58,28	2135,31	5733
Porcentagem de inadimplência de baixa renda	0	1,90	2,08	1762	0	0,20	2,92	3885
Porcentagem de inadimplência total	0	1,81	13,57	1876	0	1,85	16,56	4133
Rendimento médio real (R\$) (Base=2021)	1210	2497	4704	2548	1185	2486	4726	5733
Taxa de desocupação (%)	2,10	8,37	21,50	2275	2,40	8,53	21,50	5187
Insolação (Horas com incidência de luz solar)	54,8	194	331,9	2278	50,6	189,1	320,7	5245
Precipitação (milímetros)	0	166	778,10	2473	0	108,8	584,50	5583
Temperatura média máxima (°C)	20,52	30,04	38,06	2356	14,64	26,77	39,02	5363
Temperatura média mínima (°C)	12,72	19,91	25,64	2339	5,13	16,3	26,19	5330
Graus-mês de aquecimento	0	8,04	16,06	2356	0	5,13	17,02	5363
Graus-mês de resfriamento	0	0,25	5,28	2339	0	2,56	12,87	5330

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Como dito na primeira seção, a partir da temporada 2012/2013, todos os estados das regiões norte e nordeste não adotaram o HV¹¹ e todos os estados das demais regiões adotaram, sendo apenas na temporada de 2019/2020 que estas regiões interromperam o HV. Deste modo, são 19 distribuidoras de eletricidade que não adotaram o HV, todas localizadas nas regiões

¹¹ A única exceção foram os estados de Tocantins na temporada de 2012/2013 e o estado da Bahia na temporada de 2011/2012. Para considerar isso criamos duas *dummies* para controlar esse efeito: a primeira assume 0 para todos os períodos e distribuidoras e 1 para a distribuidora ETO (de Tocantins) nos meses de novembro e dezembro de 2012 e janeiro de 2013; e a segunda *dummy* assume 1 apenas para a distribuidora COELBA (da Bahia) em janeiro de 2012 e 0 para todos os demais períodos e distribuidoras.

Norte e Nordeste, representando as unidades de controle e 62 distribuidoras de eletricidade que adotaram o HV, mas deixaram de adotar após a mudança da política, representando as unidades de tratamento. Por fim, vale ressaltar que realizamos o procedimento de interpolação por meio do método de *Cubic Spline* para os dados faltantes de consumo médio residencial (um dado faltante), de tarifa residencial (um dado faltante) e das variáveis climáticas.

Começamos aqui com uma simples comparação de médias de consumo mensal das distribuidoras, que pode ser vista na Tabela 6. Primeiro, considere apenas os meses em que o HV estava inteiramente em vigor, ou seja, novembro, dezembro e janeiro para cada. As duas primeiras colunas retratam o log da média do consumo residencial de eletricidade por unidade consumidora (KWh) das distribuidoras que adotaram o HV (tratamento) e das que não adotaram (controle). Também relatamos a diferença antes e depois do fim do HV e a diferença das diferenças entre os grupos. Essas comparações indicam que o consumo de eletricidade aumentou para ambos os grupos, mas o consumo aumentou 1,03% a menos no grupo de tratamento.

Como dito anteriormente, como ponto de comparação, realizamos o mesmo procedimento utilizando os meses que não adotaram nenhum dia de HV, isto é, março, abril, maio, junho, julho, agosto e setembro. Novamente descobrimos que o consumo de eletricidade aumentou em ambos os grupos, contudo aumentou 1,06% a menos no grupo de tratamento. A conclusão que se chega é que provavelmente o fim do HV não influenciou no consumo de eletricidade, dado que o aumento do consumo de eletricidade foi similar entre os grupos de controle e tratamento para os períodos HV e Não HV.

Tabela 6 - Log consumo para todas as distribuidoras.

	Período do HV		Período não HV	
	Tratamento	Controle	Tratamento	Controle
2012-2019	2,2536	2,1674	2,2227	2,1495
2019-2021	2,2744	2,1985	2,2384	2,1758
Diferença	0,0208	0,0311	0,0157	0,0263
Diferença das diferenças	-0,0103		-0,0106	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A fim de aprofundar o exercício feito anteriormente, vamos fazer a mesma comparação, só que agora fazendo dois tipos de corte nas distribuidoras do grupo de tratamento: *i)* o primeiro é o corte do Trópico de Capricórnio, isto é, as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio serão um grupo de tratamento e as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio serão outro

grupo; o segundo corte é pelas regiões, ou seja, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Esse exercício será adotado na tese inteira, e sua justificativa se baseia na relação da latitude com o efeito do HV apresentado na Seção 2. As Tabelas 7 e 8 apresenta a mesma comparação de médias de consumo mensal das distribuidoras feita na Tabela 6, só que agora sob a ótica dos dois cortes descritos anteriormente.

Tabela 7 - Log consumo para as distribuidoras acima e abaixo do Trópico de Capricórnio.

	Período do HV			Período não HV		
	Acima	Abaixo	Controle	Acima	Abaixo	Controle
2012-2019	2,2439	2,2584	2,1674	2,2084	2,2299	2,1495
2019-2021	2,2621	2,2806	2,1985	2,2149	2,2501	2,1758
Diferença	0,0182	0,0222	0,0311	0,0065	0,0202	0,0263
Diferença das diferenças	-0,0129	-0,0089		-0,0198	-0,0061	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 8 - Log consumo para as distribuidoras das regiões Centro-Sul.

	Período do HV				Período não HV			
	CO	SE	SU	Controle	CO	SE	SU	Controle
2012-2019	2,2616	2,2495	2,2552	2,1674	2,2327	2,2157	2,2260	2,1495
2019-2021	2,3060	2,2586	2,2806	2,1985	2,2615	2,2176	2,2488	2,1758
Diferença	0,0444	0,0091	0,0254	0,0311	0,0288	0,0019	0,0228	0,0263
Diferença das diferenças	0,0133	-0,0220	-0,0057		0,0025	-0,0244	-0,0035	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A conclusão que se chega pelas Tabelas 7 e 8 converge para a conclusão da Tabela 6, de que provavelmente o fim do HV não influenciou no consumo de eletricidade, dado que o aumento do consumo de eletricidade foi similar entre os grupos de controle e os diferentes grupos de tratamento para os períodos HV e Não HV. Entretanto, podemos notar que para a região Centro-Oeste a diferença-das-diferenças do período HV (0,0133) foi maior do que a do período Não HV (0,0025), o que vai de encontro, mas não na mesma magnitude, com a diferença-das-diferenças das distribuidoras Acima do Trópico de Capricórnio (-0,0129 para o Período HV; -0,0198 para o Período Não HV). Uma conclusão que poderíamos chegar com base nesses números seria de que o fim do HV provocou um aumento de eletricidade para as distribuidoras da região Centro-Oeste.

Todavia, a simples comparação de médias não fornece um teste formal ou mesmo um que controle por outras variáveis que possam estar mudando diferencialmente ao longo do tempo entre os grupos. Deste modo, na próxima seção será explicada a abordagem aqui tomada para obter o efeito causal do fim do HV no consumo residencial de eletricidade.

4.2 ABORDAGEM DE NEYMAN-RUBIN

Nas últimas duas décadas diversos economistas concentraram esforços para compreender o comportamento humano a partir da abordagem experimental das ciências físicas. Uma variedade de estratégias foi desenvolvida para conseguir identificar o efeito causal de uma política pública, ou até mesmo de alguma intervenção nas sociedades. Essas estratégias são referidas na literatura como estratégias de identificação (ANGRIST; KRUEGER 1999).

No contexto mais simples, o objetivo do pesquisador é analisar o efeito de um tratamento binário com a suposição de *unconfoundedness* podendo ser justificada. Essa suposição exige que todas as covariáveis correlacionadas com a variável de interesse e com a atribuição do tratamento sejam observadas, de modo a garantir que o tratamento foi tão bom quanto se fosse atribuído aleatoriamente (ATHEY; IMBENS, 2017). Sob essa premissa, Rosenbaum e Rubin (1983) demonstraram que a diferença média entre os grupos tratados e os não tratados com os mesmos valores nas covariáveis pode receber uma interpretação causal.

Formalmente, denote por D um tratamento binário, de modo que $D_j = 1$ se, por exemplo, a unidade j sofreu alguma intervenção (possivelmente de uma política pública) e $D_j = 0$, caso ela não tenha sofrido. Seja Y a variável de interesse. Seguindo Rubin (1974), $Y(D=1)$ e $Y(D=0)$ denotam os resultados potenciais que uma unidade obteria se D fosse definido como 1 e 0; por exemplo, o potencial consumo de eletricidade de uma região com e sem HV. Para simplificar a notação, vamos chamar esses resultados de $Y(1)$ e $Y(0)$. Supõe-se que $Y(1)$ e $Y(0)$ dependam apenas do tratamento da unidade e não dos valores de tratamento de outras unidades, o que é conhecido como a suposição do valor estável de tratamento da unidade, ou *Stable Unit Treatment Value Assumption* (RUBIN, 1990).

Uma dificuldade desta abordagem é a impossibilidade de calcular diretamente os efeitos causais. Isto ocorre porque o pesquisador observa o efeito de um tratamento para determinada unidade, mas nunca o efeito produzido com o outro tipo de tratamento para aquela mesma unidade. Este problema é o que Holland (1986) chama de "problema fundamental da inferência causal", e ele pode ser formalmente expresso como:

$$Y = Y(1) \cdot D + Y(0) \cdot (1 - D) \quad (1)$$

É fácil verificar que a expressão (1) é equivalente a $Y = Y(0) + D \cdot (Y(1) - Y(0))$, i.e., o resultado da variável de interesse é a soma do seu resultado potencial sem tratamento mais D vezes $Y(1) - Y(0)$, ou seja, o efeito causal do tratamento sobre Y . As estimativas dos efeitos causais são, em última análise, baseadas em comparações de diferentes unidades com diferentes níveis de tratamento. Sob premissas específicas, no entanto, os efeitos agregados do tratamento podem ser identificados com base em grupos de unidades similares.

Dois parâmetros receberam atenção substancial na literatura de efeito causal: o efeito médio do tratamento na população (ATE, *Average Treatment Effect*, $\Delta = E(Y(1) - Y(0))$) e o efeito do tratamento na população tratada (*Average Treatment Effect on the treated population*, $\Delta_{D=1} = E(Y(1) - Y(0)|D = 1)$). A hipótese de identificação do modelo é a independência estatística da atribuição do tratamento em relação aos resultados potenciais, ou seja: $\{Y(1); Y(0)\} \perp D$, onde \perp indica independência estatística. Esta suposição implica que não existem variáveis que afetem conjuntamente o tratamento e os possíveis resultados da variável de interesse.

Para os casos em que o tratamento não é randomizado, uma comparação média de resultados dos tratados e dos não tratados geralmente é enviesada devido à adoção seletiva do tratamento. Isto implica que as unidades nos grupos de tratamento e de não tratamento diferem nas covariáveis que afetam o resultado da variável de interesse. Assim, as diferenças nos resultados observados entre unidades tratadas e não tratadas não refletem exclusivamente o efeito do tratamento, mas também os efeitos de tais covariáveis. Por isso, essas covariáveis são vistas como fatores de confusão na relação tratamento-resultado (ATHEY; IMBENS; 2017).

Outra hipótese dessa abordagem é a de seleção em observáveis, também chamada de independência condicional ou exogeneidade. Segundo essa hipótese, as covariáveis são ricas o suficiente para controlar as características que afetam conjuntamente o tratamento e o resultado da variável de interesse. Isso implica que se observa diretamente aquelas características que confundem a relação da variável de interesse com o tratamento (HUBER; 2019).

A última hipótese necessária para a abordagem de Neyman-Rubin é o suporte comum. Essa suposição requer que para qualquer combinação empiricamente viável de covariáveis possam ser observadas unidades tratadas e não tratadas, o que exclui a possibilidade das covariáveis serem determinísticas no tratamento da unidade. Adicionalmente, as covariáveis

não devem ser afetadas pelo tratamento, mas medidas antes e durante a atribuição do tratamento.

Denote por X o vetor de covariáveis observadas e $X(1)$ e $X(0)$ os resultados potenciais das covariáveis com e sem o tratamento. Formalmente, as premissas podem ser declaradas como:

$$\{Y(1), Y(0)\} \perp D|X; 0 < P(X) < 1; X(1) = X(0) = X \quad (2)$$

Onde $p(X) = \Pr(D=1|X)$ é a probabilidade condicional de tratamento, também conhecido como escore de propensão (*propensity score*). A primeira parte da expressão (2) significa que as distribuições dos resultados potenciais são condicionalmente independentes do tratamento, o que implica que D é tão bom quanto se fosse atribuído aleatoriamente entre unidades com os mesmos valores em X . A segunda parte diz que a probabilidade de uma unidade ser tratada é maior que zero e menor do que um, ou seja, que D não é determinístico nas covariáveis e o suporte comum é válido. A terceira parte afirma que X não depende de D e, portanto, não deve conter características que são afetadas pelo tratamento.

A abordagem de Neyman-Rubin imita o contexto experimental das ciências físicas. Seu grande objetivo é criar grupos com e sem tratamento que são comparáveis nas covariáveis, permitindo que as diferenças nos resultados sejam causadas exclusivamente pelo tratamento.

Na próxima subseção, iremos discutir o modelo de controle sintético, seus pontos fortes e suas principais aplicações na literatura.

4.3 ESTRATÉGIA EMPÍRICA

Diversos pesquisadores das ciências sociais se atentam com questões causais sobre os efeitos de eventos históricos e intervenções políticas em unidades agregadas, como cidades, regiões e países. Como apresentado na seção anterior, a abordagem de Neyman-Rubin é um método clássico para obter esses efeitos. A lógica por trás dessa abordagem é usar os resultados das unidades que não sofreram nenhum tipo de intervenção para aproximar o resultado que teria sido observado para as unidades que sofreram a intervenção caso não tivesse acontecido a intervenção, ou seja, um estudo de caso comparativo.

Para identificar o efeito da suspensão do horário de verão no consumo de eletricidade, utilizamos duas estratégias empíricas complementares, semelhantes a Kotchen e Grant (2011).

Na primeira, nossa estratégia de identificação é que, depois de controlar variações nas variáveis independentes, tais como clima, preço da eletricidade etc., as mudanças antes e a partir da suspensão do HV produzidas sobre o consumo de eletricidade seriam as mesmas para as distribuidoras de eletricidade do grupo de tratamento (das regiões CO, SE e SU) e do grupo de controle (das regiões NO e NE). Com essa suposição, a identificação do efeito da suspensão do HV vem de uma estimativa de diferenças entre os dois grupos, antes e a partir da mudança da política.

Na segunda, adotamos uma estratégia de identificação complementar, que é exatamente igual a primeira, contudo adicionamos mais uma camada de comparação, que seria uma comparação entre o período em que se aplicava o HV e o período que não se aplicava o HV. Essa estratégia se baseia na suposição de que os grupos de tratamento e controle teriam as mesmas diferenças de consumo entre os períodos em que se aplicava o HV e em que não se aplicava o HV, antes e depois da suspensão do HV. Essa comparação pode ser pensada como um quase-contrafactual, dado que ela produz uma estimativa de como os dois grupos se diferenciam em suas diferenças durante o período em que não se aplicava HV quando houve a mudança de política.

A proposta desta tese é aplicar duas metodologias de avaliação do efeito causal baseadas no arcabouço de Neyman-Rubin, a saber: diferença-em-diferenças, seguindo Kellogg e Wolf (2008), Kotchen e Grant (2011), Rivers (2018), Petterini, Signor e Santos (2018), Flores e Luna (2019) e; controle sintético, seguindo Petterini, Signor e Santos (2018). Descrevemos cada uma dessas abordagens a seguir, concentrando nas suposições de identificação, bem como no que cada abordagem está medindo.

4.4 MODELO TEÓRICO

Antes de entrarmos nas explicações dos modelos, primeiro apresentamos o modelo teórico do consumo de eletricidade proposto por Andrade e Lobão (1997). As hipóteses básicas propostas pelos autores, adaptadas ao intuito desta tese, são:

- i) A energia elétrica demandada pelos consumidores residenciais ligados à rede de distribuição é plenamente atendida. Isto é, de uma forma geral ou para grande parte dos consumidores, não existe o problema de demanda reprimida e a oferta do serviço é infinitamente elástica. Com esta hipótese, pode-se usar a quantidade consumida como uma boa aproximação para a quantidade demandada;

- ii) A demanda residencial das distribuidoras de eletricidade é influenciada pelas seguintes variáveis: o preço cobrado pelo serviço, a renda familiar média de seus consumidores, variáveis climáticas como nível de insolação e precipitação, as variáveis de temperatura mínima e máxima¹² e variáveis socioeconômicas (tais como inadimplência e taxa de desocupação).

Com base nestas hipóteses, a representação do consumo de eletricidade atendido pelas distribuidoras pode assumir a seguinte forma geral:

$$C_t = f(T_t, R_t, I_t, P_t, Res_t, Aq_t, Des_t, Ina_t) \quad (1)$$

em que C_t é O consumo residencial de energia elétrica, T_t a tarifa residencial de energia elétrica, R_t a renda dos consumidores, I_t o número de horas de insolação, P_t a quantidade de milímetros de chuva (precipitação), Res_t é a quantidade graus-mês de resfriamento, Aq_t é a quantidade graus-mês de aquecimento, Des_t é a taxa de desocupação, Ina_t é a taxa de inadimplência e t um índice de tempo. Para a função $f(\cdot)$, Andrade e Lobão (1997) assumem que o modelo teórico é uma função tipo Cobb-Douglas:

$$C_t = \beta_0 T_t^{\beta_1} R_t^{\beta_2} I_t^{\beta_3} P_t^{\beta_4} Res_t^{\beta_5} Aq_t^{\beta_6} Des_t^{\beta_7} Ina_t^{\beta_8} e_t \quad (2)$$

Onde $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5, \beta_6, \beta_7$ e β_8 são parâmetros a serem estimados e e_t é o termo de erro aleatório. A equação (2) constitui um modelo de elasticidade constante no tempo, sendo β_1 a elasticidade tarifa, β_2 a elasticidade renda e assim por diante. Para obter as elasticidades, basta estimar (2) na forma logarítmica¹³:

$$\log(C_t) = \log(\beta_0) + \beta_1 \log(T_t) + \beta_2 \log(R_t) + \beta_3 \log(I_t) + \beta_4 \log(P_t) + \beta_5 \log(Res_t) + \beta_6 \log(Aq_t) + \beta_7 \log(Des_t) + \beta_8 \log(Ina_t) + \log(e_t) \quad (3)$$

A equação (3) assim constitui um modelo de regressão linear múltipla que pode ser estimado por diferentes métodos. Por sua vez, os parâmetros estimados β_1 a β_8 seriam aproximações das elasticidades das variáveis em relação ao consumo residencial de

¹² No caso das variáveis de temperatura mínima e máxima consideramos graus-mês de resfriamento e aquecimento como mencionado anteriormente.

¹³ Para as variáveis taxa de desocupação (Des_t) e taxa de inadimplência (Ina_t) não aplicamos a transformação logarítmica pois a natureza delas é em porcentagem, portanto, utilizamos a escala percentual de 0 a 100.

eletricidade. Como o objetivo desta tese é verificar qual foi o impacto da suspensão do HV no consumo residencial de eletricidade, utilizamos todas as variáveis mencionadas anteriormente para controlar possíveis suas variações, o que é esperado que afeta diretamente o consumo. Deste modo, nosso foco não será a análise das elasticidades das variáveis em relação ao consumo.

4.5 DIFERENÇA-EM-DIFERENÇAS

O objetivo do modelo de Diferença-em-Diferenças é observar duas diferenças. A primeira se refere à diferença de média da variável dependente entre o período anterior e posterior à intervenção, tanto para o Grupo Tratamento, quanto para o Grupo Controle – exemplo: o log do consumo residencial de eletricidade depois da suspensão do HV, menos log do consumo residencial de eletricidade antes da suspensão do HV, considerando tanto as distribuidoras que adotavam o HV quanto aquelas que não. A segunda diferença refere-se à diferença entre o resultado da primeira diferença citada acima para o Grupo de Tratamento e o controle – exemplo: o resultado da diferença do log de consumo residencial de eletricidade das distribuidoras que adotavam o HV pelo log de consumo residencial de eletricidade daquelas que adotavam o HV.

Assumimos que a trajetória do log do consumo residencial de eletricidade das distribuidoras que adotavam o HV seria um reflexo da trajetória do log do consumo residencial de eletricidade das distribuidoras que não adotavam o HV, caso a distribuidora não tivesse suspenso o HV. Desta forma, sendo as características pré-intervenção controladas a partir da técnica Diferenças-em-Diferenças, assume-se que a trajetória do Grupo Controle, após a intervenção represente o percurso do Grupo Tratamento na ausência da Intervenção. O cerne desta estratégia é assumir a hipótese de tendências paralelas, isto é, sem suspensão, a diferença entre os valores médios do log do consumo residencial para as distribuidoras que adotavam o HV deve ser semelhante a mesma diferença para as distribuidoras que não adotavam.

Sendo assim, o modelo de Diferença-em-diferenças aplicado ao nosso caso será dado por (4).

$$DD = [E(\ln(C_{it})|Trat = 1, SHV = 1, X_{it}) - E(\ln(C_{it})|Trat = 1, SHV = 0, X_{it})] - [E(\ln(C_{it})|Trat = 0, SHV = 1, X_{it}) - E(\ln(C_{it})|Trat = 0, SHV = 0, X_{it})] \quad (4)$$

Explicitando-se as *dummies*, cada elemento do valor esperado em (4) pode ser escrito como $E[(\ln(C_{it})|X_{it}) = \beta_0 + \beta_1 \text{Trat}_i + \beta_2 \text{SHV}_{it} + \beta_3 \text{Trat}_i \text{SHV}_{it}]$, de forma que $\beta_3 = DD$. Além disso, explorando a estrutura dos dados em painel, é possível controlar os efeitos fixos das distribuidoras (v_i), de forma a chegarmos na seguinte regressão linear:

$$[(\ln(C_{it})|X_{it}) = \beta_0 + \beta_1 \text{Trat}_i + \beta_2 \text{SHV}_{it} + \beta_3 \text{Trat}_i \text{SHV}_{it} + \beta_2 X_{it} + \theta_t + v_i + \varepsilon_{it} \quad (5)$$

onde $\ln(C_{it})$ é o logaritmo neperiano do consumo residencial de eletricidade em GWh na distribuidora de eletricidade i , no mês t . SHV_{it} é a variável que indica se o período é antes ou pós a suspensão do HV, assumindo o valor de 0 para os meses antes da suspensão do HV e 1 para os meses pós suspensão. Trat_i indica se a distribuidora de eletricidade i está em um estado que se praticava HV, isto é, assume 0 para as distribuidoras que não adotavam HV e 1 para as que adotavam. X_{it} é constituído pelas variáveis mencionadas em (3) e por um vetor de 1's (que representa o intercepto). θ_t representa os efeitos fixos dos meses/anos e v_i os efeitos fixos das distribuidoras de eletricidade. ε é o termo de erro aleatório, o qual se assume, usualmente, que é um processo estocástico do tipo ruído branco e normalmente distribuído com média nula e variância constante.

Em particular, a identificação bem-sucedida do efeito da suspensão do HV no consumo residencial de eletricidade requer que $E[\varepsilon_{it} | \theta_t, v_i, X_{it}, \text{SHV}_{it}, \text{Trat}_i] = 0$. Em outras palavras, uma vez que o tempo, as distribuidoras, as variáveis observadas (clima, rendimento, tarifa, etc.) e a suspensão do HV forem contabilizados, o valor esperado do termo de erro deve ser zero. Dessa forma, assumimos que não há violação nessa estratégia de identificação e, portanto, acreditamos que o valor estimado do coeficiente β_3 deve fornecer o impacto causal da suspensão do HV no consumo residencial de eletricidade.

Um dos principais motivos para se escolher o método de Diferença-em-Diferenças ao invés dos modelos tradicionais (e.g. Efeitos Fixos) é quando o termo de erro ε_{it} apresenta autocorrelação serial, todavia $\Delta\varepsilon_{it} = \varepsilon_{it} - \varepsilon_{it-1}$ tende a não apresentar autocorrelação (CROISSANT; MILLO; 2008). Para verificar a autocorrelação serial dos erros aplicamos o Teste de Primeira-Diferenças de Wooldridge para correlação serial para dados em painel. Para evitar possíveis padrões nos erros do modelo devido ao tempo (mês/ano) e distribuidora, estimamos os erros-padrão clusterizados por essas duas dimensões. Esta técnica é uma maneira conservadora de estimar os erros padrão pois ela permite uma correlação arbitrária entre qualquer par tempo/distribuidora.

4.6 CONTROLE SINTÉTICO

Os métodos tradicionais de estudo de caso comparativo deixam a escolha das unidades de controle para o analista. Isso levanta questões sobre a arbitrariedade da seleção e o grau de relevância das unidades selecionadas para produzirem resultados contrafactuais consistentes (ABADIE; ALEXIS; JENS, 2011).

O método de Controle Sintético busca eliminar essas deficiências dos métodos tradicionais a partir de um procedimento de seleção de grupo de controle baseado nos dados (*data-driven*), além de fornecer uma estrutura para avaliar a adequação do grupo de controle escolhido. Algumas vantagens do método são: não utiliza somente uma unidade de controle ou uma média simples das unidades de controle, mas sim uma média ponderada do conjunto de controles; adequado para a avaliação de políticas agregadas, dada a menor incerteza sobre os dados; adequado para estudos de casos comparativos nos quais o número de unidades no grupo de controle e o número de períodos na amostra são relativamente pequenos; reduz a discricionariedade ao escolher grupos de controles; permite que heterogeneidades individuais variem no tempo e; permite analisar apenas uma unidade tratada, sendo este o seu maior apelo.

Abadie e Gardeazabal (2003) e Abadie, Alexis e Jens (2010) definem como a unidade de controle sintético a média ponderada das unidades de controle mais similares com a unidade tratada nas covariáveis antes do tratamento. O método torna explícitos a contribuição relativa de cada unidade de controle e o grau de similaridade antes da intervenção entre uma unidade tratada e sua contraparte sintética. Uma característica atrativa desse método é que ele evita extrapolação para fora do envoltório convexo dos dados. Isto se dá porque os pesos de todas as unidades de controle podem ser escolhidos para serem positivos e somados a um (ABADIE; ALEXIS; JENS, 2011).

Como as unidades de controle se destinam a aproximar o contrafactual da unidade tratada antes da intervenção, é importante restringir as unidades de controle com resultados que se acredita serem impulsionados pelo mesmo processo estrutural da unidade que representa o caso de interesse, e que não sofreram choques estruturais na variável de interesse durante o período amostral do estudo. No contexto desta tese, todas as distribuidoras de controle não aderiam ao HV, o que nos faz assumir a premissa de que as distribuidoras de eletricidade tanto de controle quanto de tratamento sofreram os mesmos choques estruturais, controlados pelas covariáveis, exceto com a suspensão do HV para as distribuidoras de tratamento.

Abadie, Alexis e Jens (2010) derivam o estimador de controle sintético usando um modelo econométrico que generaliza o modelo de diferença-em-diferenças. Brevemente,

suponha uma amostra de $J + 1$ unidades indexadas por j e observadas no período $t = 1, \dots, T$. A unidade $j = 1$ é o caso de interesse (ou seja, a distribuidora exposta à intervenção) e as unidades $j = 2$ a $j = J + 1$ são comparações potenciais (distribuidoras de controle). Define-se que a intervenção ocorre no tempo T_0 , de forma que $t = 1, 2, \dots, T_0$ são os períodos pré-intervenção e $t = T_0 + 1, T_0 + 2, \dots, T$ são os períodos pós-intervenção.

Seguindo o arcabouço de Neyman-Rubin, seja Y_{jt}^N os resultados da variável de interesse para a unidade j no tempo t não exposta a intervenção e, Y_{jt}^I os resultados da variável de interesse exposta a intervenção. O método assume que antes da intervenção a distribuição dos resultados das unidades dos grupos de controle e de tratamento são iguais, logo, para $t = 1, \dots, T_0$ e todas as unidades $j = 1, \dots, N$, tem-se que $Y_{jt}^I = Y_{jt}^N$. O objetivo do método é estimar o efeito da intervenção no resultado da variável de interesse para a unidade exposta a intervenção, formalmente definido pela diferença $\alpha_{1t} = Y_{1t}^I - Y_{1t}^N$ para os períodos $t = T_0 + 1, T_0 + 2, \dots, T$. É importante salientar que Y_{1t}^N é não observado. O controle sintético justamente busca construir um grupo de controle sintético que produza uma estimativa razoável para esse resultado potencial ausente. Portanto, o efeito causal pode ser medido como:

$$Y_{jt}^I = Y_{jt}^N + D_{jt}\alpha_{jt} \quad (6)$$

Em que $D_{jt} = 1$ somente para $j = 1$ (unidade exposta à intervenção) e $t > T_0$, caso contrário, $D_{jt} = 0$. Um ponto importante para o ajuste deste método é construir uma unidade de controle sintético que se assemelhe à unidade tratada em todas as características relevantes pré-intervenção. Essas características consistem em um conjunto de covariáveis importantes para explicar a variável de interesse. Como Y_{jt}^I é observado, para estimar o efeito causal α_{1t} basta estimar Y_{jt}^N . Suponha que o modelo gerador dos dados seja:

$$Y_{jt}^N = \delta_t + \theta_t X_j + \lambda_t \mu_j + \varepsilon_{jt} \quad (7)$$

Onde δ_t é um fator comum desconhecido com cargas fatoriais constantes entre as unidades, X_j é um vetor ($r \times 1$) de covariáveis observadas (não afetadas pela intervenção), θ_t é um vetor ($1 \times r$) de parâmetros desconhecidos, λ_t é um fator comum desconhecido com cargas fatoriais variáveis, μ_j é um fator comum desconhecido entre as unidades, e ε_{jt} o termo de erro. Para construir a unidade de controle sintética, é preciso determinar o vetor de pesos $W = (w_2, \dots, w_{J+1})'$ de modo que $w_j \geq 0$ para todo $j = 2, \dots, J + 1$ e $w_2 + \dots + w_{J+1} = 1$, ou seja,

cada W representa uma média ponderada particular das unidades de controle e, portanto, uma candidata para a construção de uma unidade de controle sintética. O resultado da variável de interesse para cada unidade de controle sintética indexada por W é dado por.

$$\sum_{j=2}^{J+1} w_j Y_{jt} = \delta_t + \theta_t \sum_{j=2}^{J+1} w_j X_j + \lambda_t \sum_{j=2}^{J+1} w_j \mu_j + \sum_{j=2}^{J+1} w_j \varepsilon_{jt} \quad (8)$$

Na melhor prática, o método de controle sintético busca combinações lineares da variável de interesse pré-intervenção que possam ser usadas para controlar fatores comuns não observados, cujos efeitos variam ao longo do tempo. Seja $K = (k_1, \dots, k_{T_0})'$ um vetor $(T_0 \times 1)$ que representa as combinações lineares da variável de interesse pré-intervenção, de modo que $\bar{Y}_j^K = \sum_{s=1}^{T_0} k_s Y_{js}$.

Abadie e Gardeazabal (2003) e Abadie, Alexis e Jens (2010) propõem escolher o vetor de pesos ótimo W^* de modo que a unidade de controle sintética resultante se aproxime melhor da unidade exposta à intervenção com relação às covariáveis X_j e as T_0 combinações lineares de resultados pré-intervenção $\bar{Y}_j^{K_1}, \dots, \bar{Y}_j^{K_{T_0}}$. Formalmente, o modelo escolhe o melhor W^* de modo a respeitar as seguintes expressões:

$$\sum_{j=2}^{J+1} w_j^* \bar{Y}_j^K = \bar{Y}_1^K \quad (9)$$

$$\sum_{j=2}^{J+1} w_j^* X_j = X_1 \quad (10)$$

Deste modo, Abadie et al. (2010) mostram que, se $\sum_{s=1}^{T_0} \lambda_s / T_0 \neq 0$, têm-se a equação de estimação do efeito da intervenção dada por:

$$Y_{1t}^N - \sum_{j=2}^{J+1} w_j^* Y_{jt} = \frac{\lambda_s}{\sum_{s=1}^{T_0} \lambda_s / T_0} \sum_{j=2}^{J+1} w_j^* \frac{1}{T_0} \sum_{s=1}^{T_0} (\varepsilon_{js} - \varepsilon_{1s}) - \sum_{j=2}^{J+1} w_j^* (\varepsilon_{jt} - \varepsilon_{1t}) \quad (11)$$

Obtendo assim:

$$\hat{\alpha}_{1t} = Y_{1t} - \sum_{j=2}^{J+1} w_j^* Y_{jt} \quad (12)$$

Em que $\hat{\alpha}_{1t}$ representa o efeito da intervenção na variável de interesse da unidade exposta à intervenção para os períodos $t = T_0 + 1, T_0 + 2, \dots, T$.¹⁴

14 Ver Abadie, Alexis e Jens. (2010) para uma discussão mais formal sobre o método.

4.7 TESTES DE ROBUSTEZ

Para avaliar a relevância estatística dos resultados, buscou-se entender quando os resultados foram levados inteiramente ao acaso. A proposta dos testes de robustez é verificar o quão frequente obteríamos os mesmos resultados para diferentes especificações e testes.

Utilizamos quatro testes de robustez para verificar se os resultados encontrados são consistentes. O primeiro foi testar os modelos com diferentes grupos de variáveis. Analisamos os resultados dos modelos com todas as variáveis de (3) exceto a taxa de desocupação (Des_t) e a taxa de inadimplência (Ina_t). Nesse sentido, fizemos diversas combinações de grupo de variáveis e estimamos os diferentes modelos. Entretanto, a nível de exemplo dessas combinações, apresentamos na seção dos resultados uma comparação do modelo de Diferença-em-diferenças considerando o grupo de variáveis base da nossa análise e os mesmos modelos considerando todas as variáveis base mais as duas variáveis mencionadas anteriormente, isto é, todas as variáveis de (3).

O segundo foi o teste de placebo. Neste teste usamos os mesmos modelos só que agora imputamos “tratamento” um a um, às distribuidoras que não adotavam HV e verificamos qual foi o efeito do falso tratamento naquela distribuidora. Os testes placebos foram feitos para os modelos de controle sintético.

O terceiro teste, que também é um teste de placebo, consiste em excluir uma por uma (*Leave One Out*) as distribuidoras que receberam uma ponderação positiva dos modelos de controle sintético, de modo a sacrificar a bondade do ajuste dos modelos para checar a sensibilidade nos resultados. Esta análise nos permite avaliar até que ponto os resultados são direcionados por algum controle específico.

O quarto teste também é chamado de teste de Falsificação. O objetivo aqui é ajustar os modelos de controle sintético para o período antes da mudança da política, e estipular uma data do tratamento falsa, de modo a verificar se os modelos se ajustam bem aos dados pré-mudança de política. Espera-se que os modelos consigam produzir trajetórias de consumo similares às trajetórias reais.

5 RESULTADOS

A seção de resultados foi dividida em três subseções: a primeira apresenta os resultados dos modelos de Diferença-em-diferenças, a segunda os resultados dos modelos de controle sintético e a terceira e última apresenta os testes de robustez. Em cada subseção iremos seguir o seguinte esquema de apresentação: *i*) primeiro apresentamos os resultados para o agregado de todas as distribuidoras que suspenderam o HV, isto é, para todas as 72 distribuidoras do grupo de tratamento; *ii*) posteriormente apresentamos os resultados para o agregado das distribuidoras localizadas acima do Trópico de Capricórnio (24 distribuidoras de tratamento) e abaixo do Trópico de Capricórnio (48 distribuidoras) e, por último; *iii*) apresentamos os resultados para o agregado das distribuidoras das três regiões Centro-Sul: Centro-Oeste, Sudeste e Sul, com 5, 26 e 41 distribuidoras, respectivamente. Vale lembrar que o grupo de controle é constituído por 19 distribuidoras, as quais não adotavam HV no período da nossa base. A mudança da política de HV para os modelos considerando o Período HV foi em $T=22$ (novembro de 2019), e para os modelos considerando o Período Não HV foi em $T=56$ (setembro de 2019). Para todos os modelos e testes performados o software utilizado foi o R.

5.1 RESULTADOS DO MODELO DE DIFERENÇA-EM-DIFERENÇAS

Os resultados apresentados nesta seção foram reproduzidos com base em (5) para o modelo de diferença-em-diferenças. As variáveis utilizadas são todas aquelas apresentadas em (3). Cabe lembrar que para que os parâmetros sejam interpretados em termos de elasticidade (ou semi-elasticidade), as especificações utilizadas consideraram a variável de interesse e as explicativas em logaritmo, a variável para verificar o efeito da suspensão do HV como uma *dummy*.

As tabelas a seguir apresentam os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o período HV e período “Não HV”, ou seja, período em que não era praticado o HV. Os resultados dos modelos para o período Não HV nos possibilita realizar uma comparação quase-contrafactual, dado que ela reproduz uma estimativa de como os dois grupos se diferenciam em suas diferenças durante o período em que não se aplicava HV quando houve a mudança de política. Um ponto importante a se destacar é que incorporamos as primeiras duas defasagens do log do consumo para melhorar a acurácia dos modelos.

5.1.1 Resultados considerando todas as distribuidoras

A Tabela 9 apresenta os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o conjunto de todas as distribuidoras nos períodos HV e não HV. Vamos utilizar a mesma forma de exposição para cada conjunto de distribuidoras. As tabelas expõem as elasticidades renda e preço representadas pelas variáveis “Rendimento médio” e “Tarifa”. Logo abaixo das elasticidades apresentamos as variáveis explicativas que usamos como controle. Nas tabelas, as variáveis número de horas de insolação e quantidade de milímetros de chuva (precipitação) são representadas por “Climáticas”, e as variáveis quantidade graus-mês de resfriamento e quantidade graus-mês de aquecimento são representadas por “Temperaturas”. Como dito anteriormente, incrementamos nos modelos as 1ª e 2ª defasagens do consumo residencial de eletricidade para melhorar a performance do modelo, e estão representadas nas tabelas por “Defasagens (1ª e 2ª)”. Dispomos nas tabelas os modelos ajustados com todas as variáveis, exceto as variáveis taxa de desocupação (Des_t) e taxa de inadimplência (Ina_t), o qual chamamos de **I** e, os modelos ajustados com todas as variáveis, **II**.

As tabelas também trazem o número de observações de cada modelo junto com o número de distribuidoras que foram consideradas. Como medida de ajuste, apresentamos o R^2 ajustado para cada modelo. Por fim, vamos representar o efeito da suspensão do HV no consumo residencial de eletricidade por “Fim do HV * Tratamento”, que é a interação entre a suspensão do HV com o tratamento da distribuidora, ou seja, se a distribuidora adotava ou não o HV.

Podemos notar pela Tabela 9 que as elasticidades renda e preço estão com os sinais esperados, entretanto, apenas a última é significativa a 5%. Em relação ao impacto do fim do HV, ambos os modelos, a 5% de significância, indicaram não haver mudança relevante no consumo residencial de eletricidade após a mudança da política para o período HV, ou seja, a suspensão do HV não trouxe alteração no consumo residencial de eletricidade.

Da mesma forma, o impacto do fim do HV no consumo residencial de eletricidade no período não HV não se mostrou estatisticamente relevante, para ambos os modelos. Isto nos leva a concluir que, após a mudança da política, não houve alteração no consumo residencial de eletricidade nem para o período HV nem para o período Não HV, ou seja, não houve nenhuma outra mudança estrutural na relação dos consumidores com a eletricidade neste período que fez o consumo residencial de eletricidade se alterar.

Tabela 9 - Resultado dos modelos considerando todas as distribuidoras de tratamento.

	Período HV		Período não HV	
	I	II	I	II
Fim do HV * Tratamento	-0,0075* (0,0026)	-0,0058 (0,0035)	-0,0021 (0,0058)	-0,0177 (0,0113)
Rendimento médio	0,0519 (0,0495)	0,0402 (0,0490)	0,0140 (0,0463)	0,0738* (0,0440)
Tarifa	-0,0940*** (0,0196)	-0,0864*** (0,0218)	-0,0922*** (0,0154)	-0,0931*** (0,0125)
Climáticas	SIM	SIM	SIM	SIM
Temperaturas	SIM	SIM	SIM	SIM
Socioeconômicas	NÃO	SIM	NÃO	SIM
Defasagens (1° e 2°)	SIM	SIM	SIM	SIM
Observações	2548	2275	5635	3656
Distribuidoras	91	91	91	91
R ²	0,3027	0,3334	0,2535	0,2146

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

No Anexo A é possível visualizar os testes de tendências paralelas para o período HV no Gráfico I, e não HV no Gráfico II. Em ambos os gráficos, praticamente em todos os períodos de tempo, o intervalo de confiança da diferença entre o consumo das distribuidoras de tratamento e controle engloba o valor zero, assegurando não só o teste de tendências paralelas como a não rejeição da hipótese de que o fim do HV trouxe alteração no consumo.

5.1.2 Resultados para as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio

A Tabela 10 apresenta os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o conjunto das distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio nos períodos HV e não HV. Cabe ressaltar que para cada subseção apresentada a partir da presente, vamos nomeá-las de acordo com os diferentes conjuntos de distribuidoras de tratamento, de modo que sempre utilizamos as 19 distribuidoras que não adotavam o HV como controle.

Tabela 10 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio.

	Período HV		Período não HV	
	I	II	I	II
Fim do HV * Tratamento	-0,0155*** (0,0033)	-0,0128*** (0,0035)	-0,0121*** (0,0044)	-0,0167*** (0,0050)
Rendimento médio	0,0763** (0,0329)	0,0923** (0,0382)	0,0129 (0,0588)	0,0080 (0,0511)
Tarifa	-0,0745*** (0,0197)	-0,0701*** (0,0191)	-0,1346*** (0,0323)	-0,1150*** (0,0317)
Climáticas	SIM	SIM	SIM	SIM
Temperaturas	SIM	SIM	SIM	SIM
Socioeconômicas	NÃO	SIM	NÃO	SIM
Defasagens (1º e 2º)	SIM	SIM	SIM	SIM
Observações	1204	1075	2684	1731
Distribuidoras	43	43	43	43
R ²	0,5322	0,5289	0,2572	0,4223

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

Pela Tabela 10 podemos notar que as elasticidades renda e preço estão com os sinais esperados e são estatisticamente relevantes, exceto as elasticidade renda para o modelo no período Não HV, que foi não significativa. O impacto do fim do HV de ambos os modelos indicou um efeito estatisticamente relevante e negativo no período HV, ou seja, a suspensão do HV trouxe uma redução no consumo residencial de eletricidade. As magnitudes para os modelos de diferença-em-diferenças foram similares, sendo -0,0155 e -0,0128. Este fato indica que o fim do HV causou uma redução no consumo de eletricidade que varia de 1,28% a 1,55% durante todo o período HV no qual foi suspenso a política para as distribuidoras localizadas acima do Trópico de Capricórnio, redução maior àquela encontrada nos modelos que consideravam todas as distribuidoras do grupo de tratamento (que adotavam HV) a ponto de ser relevante estatisticamente.

Os resultados dos modelos no período não HV são similares aos dos modelos no período HV, ou seja, o impacto do fim do HV foi negativo e estatisticamente relevante. A partir destes

resultados, podemos chegar à conclusão de que, após o fim do HV, houve uma redução estatisticamente significativa em ambos os períodos, o que nos possibilita afirmar que essa redução não foi causada pela mudança da política, mas por outra mudança estrutural das variáveis dos modelos.

No Anexo A é possível visualizar os testes de tendências paralelas para os modelos ajustados acima (Gráfico III para o período HV, Gráfico IV para o período não HV). Em ambos os gráficos, em praticamente em todos os períodos de tempo antes da mudança da política, o intervalo de confiança da diferença entre o consumo das distribuidoras de tratamento e controle engloba o valor zero. Contudo, após a mudança da política, podemos notar que houve uma redução no consumo significativa em um mês no período HV (janeiro de 2020), e em dois meses no período não HV (junho e julho de 2020), o que nos leva a crer que a redução no consumo não ocorreu pela mudança da política, mas sim de alguma outra mudança estrutural.

5.1.3 Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio

A Tabela 11 apresenta os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o conjunto das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio nos períodos HV e não HV.

Pela Tabela 11 podemos notar que as elasticidades renda e preço estão com os sinais esperados, contudo só a última é estatisticamente relevante. O impacto do fim do HV de ambos os modelos para o período HV não apresentou relevância estatística, ou seja, a suspensão do HV não trouxe nenhum impacto no consumo residencial de eletricidade das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio no período em que se adotava o HV. Para os modelos no período não HV, o impacto do fim do HV foi relevante estatisticamente a 10% no modelo **I**, e em 1% no modelo **II**. Contudo, ao preferir o modelo **I** pelo critério de número de *missings*, podemos concluir que a um nível de 5% de significância, não podemos rejeitar a hipótese de que o efeito do fim do HV no consumo é zero. Este resultado vai na contramão daquele encontrado na subseção anterior, o qual indica que, para ambos os períodos, o fim do HV causou uma redução no consumo de eletricidade considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio.

No Anexo A é possível visualizar os testes de tendências paralelas para o período HV no Gráfico V, e não HV no Gráfico VI. Em ambos os gráficos, praticamente em todos os períodos de tempo o intervalo de confiança da diferença entre o consumo das distribuidoras de tratamento e controle engloba o valor zero, assegurando não só o teste de tendências paralelas como a não rejeição da hipótese de que o fim do HV trouxe alteração no consumo.

Tabela 11 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio.

	Período HV		Período não HV	
	I	II	I	II
Fim do HV * Tratamento	-0,0058 (0,0042)	-0,0056 (0,0039)	-0,0203* (0,0102)	-0,0245*** (0,0064)
Rendimento médio	0,0981* (0,0578)	0,02210 (0,0569)	0,0344 (0,0386)	0,0475 (0,0384)
Tarifa	-0,1041*** (0,0204)	-0,0973*** (0,0279)	-0,0692*** (0,0114)	-0,0752*** (0,0141)
Climáticas	SIM	SIM	SIM	SIM
Temperaturas	SIM	SIM	SIM	SIM
Socioeconômicas	NÃO	SIM	NÃO	SIM
Defasagens (1º e 2º)	SIM	SIM	SIM	SIM
Observações	1876	1675	4139	3760
Distribuidoras	67	67	67	67
R ²	0,2823	0,3508	0,2265	0,3101

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

5.1.4 Resultados para as distribuidoras do Sul

Agora vamos considerar as distribuidoras por cada região. A Tabela 12 apresenta os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o conjunto das distribuidoras da região Sul nos períodos HV e não HV.

Tabela 12 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras da região Sul.

	Período HV		Período não HV	
	I	II	I	II
Fim do HV * Tratamento	-0,0026 (0,0038)	-0,0033 (0,0035)	-0,0007 (0,0072)	-0,0094* (0,0050)
Rendimento médio	0,0678 (0,0529)	0,00390 (0,0521)	0,0540 (0,0567)	0,0810* (0,0311)
Tarifa	-0,0908*** (0,0193)	-0,0875*** (0,0149)	-0,0972*** (0,0201)	-0,0737*** (0,0140)
Climáticas	SIM	SIM	SIM	SIM
Temperaturas	SIM	SIM	SIM	SIM
Socioeconômicas	NÃO	SIM	NÃO	SIM
Defasagens (1° e 2°)	SIM	SIM	SIM	SIM
Observações	1680	1500	3712	2589
Distribuidoras	60	60	60	60
R ²	0,3376	0,4268	0,1980	0,217

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

Pela Tabela 12 podemos notar que as elasticidades renda e preço estão com os sinais esperados, contudo só a última é estatisticamente relevante. O impacto do fim do HV de ambos os modelos para os dois períodos não apresentou relevância estatística a um nível de 5% de significância, ou seja, após a suspensão do HV, não houve alteração no consumo para as distribuidoras da região Sul, nem no período em que se adotava o HV, nem no período em que não se adotava o HV.

No Anexo A é possível visualizar os testes de tendências paralelas para o período HV no Gráfico VII, e não HV no Gráfico VIII. Em ambos os gráficos, praticamente em todos os períodos de tempo o intervalo de confiança da diferença entre o consumo das distribuidoras de tratamento e controle engloba o valor zero, assegurando não só o teste de tendências paralelas como a não rejeição da hipótese de que o fim do HV trouxe alteração no consumo.

5.1.5 Resultados para as distribuidoras do Sudeste

A Tabela 13 apresenta os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o conjunto das distribuidoras da região Sudeste nos períodos HV e não HV.

Tabela 13 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras da região Sudeste.

	Período HV		Período não HV	
	I	II	I	II
Fim do HV * Tratamento	-0,0178*** (0,0042)	-0,0145*** (0,0039)	-0,0156** (0,0075)	-0,0288*** (0,0087)
Rendimento médio	0,0847* (0,0472)	0,0931* (0,0506)	0,012 (0,0584)	0,052 (0,0419)
Tarifa	-0,0937*** (0,0215)	-0,0889*** (0,0344)	-0,1135*** (0,0280)	-0,0869*** (0,0208)
Climáticas	SIM	SIM	SIM	SIM
Temperaturas	SIM	SIM	SIM	SIM
Socioeconômicas	NÃO	SIM	NÃO	SIM
Defasagens (1° e 2°)	SIM	SIM	SIM	SIM
Observações	1260	1125	2796	2543
Distribuidoras	45	45	45	45
R ²	0,3950	0,3744	0,2497	0,4227

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

Pela Tabela 13 podemos notar que as elasticidades renda e preço estão com os sinais esperados, contudo só a última é estatisticamente relevante. O impacto do fim do HV de ambos os modelos indicou um efeito estatisticamente relevante e negativo no período HV. As magnitudes para os modelos de diferença-em-diferenças foram similares, sendo -0,0178 e -0,0145. Deste modo, para as distribuidoras da região Sudeste, os modelos indicam que o fim do HV causou uma redução no consumo de eletricidade que varia de 1,45% a 1,78% durante o período HV.

Assim como os resultados dos modelos considerando as distribuidoras acima do trópico de capricórnio, o impacto do fim do HV foi negativo e estatisticamente relevante. Desse modo,

os resultados indicam que houve uma redução estatisticamente significativa em ambos os períodos.

No Anexo A é possível visualizar os testes de tendências paralelas para os modelos ajustados acima (Gráfico IX para o período HV, Gráfico X para o período não HV). Em ambos os gráficos, em praticamente em todos os períodos de tempo antes da mudança da política, o intervalo de confiança da diferença entre o consumo das distribuidoras de tratamento e controle engloba o valor zero. Contudo, após a mudança da política, podemos notar que houve uma redução no consumo no período HV (em todos os meses/anos) e no período não HV (principalmente em julho de 2020), o que nos leva a crer que a redução no consumo não ocorreu pela mudança da política, mas sim de alguma outra mudança estrutural.

5.1.6 Resultados para as distribuidoras do Centro-Oeste

A Tabela 14 apresenta os resultados dos modelos de diferença-em-diferenças para o conjunto das distribuidoras da região Centro-Oeste nos períodos HV e Não HV.

Tabela 14 - Resultado dos modelos considerando as distribuidoras da região Centro-Oeste.

	Período HV		Período não HV	
	I	II	I	II
Fim do HV * Tratamento	-0,0071 (0,0049)	-0,0072 (0,0051)	0,0047 (0,0081)	0,0060 (0,0051)
Rendimento médio	0,1012** (0,0456)	0,1059** (0,0475)	0,0647 (0,6201)	0,1162** (0,0456)
Tarifa	-0,1166*** (0,0294)	-0,1139*** (0,0293)	-0,1985*** (0,0511)	-0,1176*** (0,0456)
Climáticas	SIM	SIM	SIM	SIM
Temperaturas	SIM	SIM	SIM	SIM
Socioeconômicas	NÃO	SIM	NÃO	SIM
Defasagens (1° e 2°)	SIM	SIM	SIM	SIM
Observações	672	600	1503	1365
Distribuidoras	24	24	24	24
R ²	0,5259	0,5211	0,2568	0,4586

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

Pela Tabela 14 podemos notar que as elasticidades renda e preço estão com os sinais esperados e são estatisticamente relevantes, exceto a elasticidade renda no modelo I para o período Não HV, que não foi significativa. Assim como os resultados dos modelos considerando todas as distribuidoras de tratamento, as distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio e as da região Sul, o impacto do fim do HV de ambos os modelos para os dois períodos não apresentou relevância estatística, ou seja, após a suspensão do HV, não houve alteração no consumo para as distribuidoras da região Centro-Oeste, nem no período em que se adotava o HV, nem no período em que não se adotava o HV.

No Anexo A é possível visualizar os testes de tendências paralelas para o período HV no Gráfico XI, e não HV no Gráfico XII. Em ambos os gráficos, praticamente em todos os períodos de tempo o intervalo de confiança da diferença entre o consumo das distribuidoras de tratamento e controle engloba o valor zero, assegurando não só o teste de tendências paralelas como a não rejeição da hipótese de que o fim do HV trouxe alteração no consumo. No período não HV, houve um aumento significativo do consumo no mês abril de 2020, e uma redução significativa nos meses de junho e julho de 2020, efeitos que se anularam quando visto o efeito no período inteiro depois da mudança da política.

A Tabela 15 apresenta um resumo dos impactos do fim do HV considerando os diferentes grupos de distribuidoras, para o período HV e o Não HV.

Tabela 15 - Tabela resumo do impacto do fim do HV para os modelos de Diferença-em-diferenças em cada período.

Distribuidoras analisadas	Período	
	HV	Não HV
Todas as distribuidoras	-0,0075*	-0,0021
Acima do Trópico	-0,0155***	-0,0121***
Abaixo do Trópico	-0,0058	-0,2030*
Centro-Oeste	-0,0071	0,0047
Sudeste	-0,0178***	-0,0156**
Sul	-0,0026	-0,0007

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: Valores com ***, **, * são relevantes estatisticamente a 1, 5 e 10%, respectivamente.

Pela Tabela 15 podemos notar que, para o período HV, a um nível de 5% de significância, o impacto do fim do HV nos modelos considerando as distribuidoras do Sul, ou do Centro-Oeste ou abaixo do Trópico de Capricórnio ou todas as distribuidoras de tratamento não se mostrou significativamente diferente de 0. Para as distribuidoras acima do Trópico de

Capricórnio ou para as da região Sudeste, o fim do HV trouxe uma redução no consumo de eletricidade a um nível de 5% de significância.

Os resultados dos modelos para o período não HV, a um nível de 5% de significância, são exatamente iguais aos resultados para o período HV. O impacto do fim do HV não foi significativo nos modelos considerando as distribuidoras da região Sul, ou as da região Centro-Oeste, ou as localizadas abaixo do Trópico de Capricórnio ou considerando todas as distribuidoras de tratamento. Entretanto, pode-se notar uma redução no consumo com o fim do HV nos modelos considerando as distribuidoras acima do trópico de capricórnio e as distribuidoras da região sudeste.

5.2 RESULTADOS DO CONTROLE SINTÉTICO

Nesta seção apresentamos os resultados dos modelos de Controle sintético seguindo o mesmo esquema que a seção anterior, ou seja, apresentamos os ajustes dos modelos para os períodos HV e não HV, e para os diferentes conjuntos de distribuidoras (todas as distribuidoras, as localizadas acima e abaixo do Trópico de Capricórnio e por região).

Para a agregação das variáveis consideramos a média ponderada das mesmas pelo número de unidades consumidoras da distribuidora, de modo a garantir a representatividade adequada para cada variável agregada. Por exemplo, para os modelos de controle sintético considerando todas as distribuidoras de tratamento, tanto no período HV quanto no não HV, a agregação das variáveis em cada período se deu pela média ponderada das 72 distribuidoras considerando o número de unidades consumidoras como a ponderação em cada período.

As Tabelas I e II dispostas no Anexo B apresentam os pesos (w_i) que resolvem a equação (8) para os diferentes conjuntos de distribuidoras para o período HV e Não HV, respectivamente. É possível notar alguns pesos similares quando comparamos o mesmo conjunto de distribuidoras para os diferentes períodos, especialmente para as distribuidoras do Sudeste, que para ambos os períodos as únicas distribuidoras que possuem peso positivo são RRE, ERO e COELBA. Considerando todas as distribuidoras, as distribuidoras CEA e EQUATORIAL AL tiveram pesos relevantes para ambos os períodos. As distribuidoras RRE e ERO tiveram pesos relevantes em ambos os períodos quando considerado as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio ou as distribuidoras da região Centro-Oeste. As distribuidoras CEA e ERO tiveram pesos relevantes quando considerado as distribuidoras abaixo do Trópico, assim como as distribuidoras RRE e CEA tiveram nas região Sul.

Em cada subseção a seguir apresentamos duas tabelas e quatro gráficos em cada, a saber:

i) as tabelas apresentam a média observada das variáveis agregadas para determinado conjunto de distribuidoras e a média sintetizada a partir do modelo de controle sintético, uma para o período HV e a outra para o período Não HV; isto representa uma forma de checar o quão bem o controle sintético mimetiza as unidade tratadas; *ii)* dois gráficos apresentam a trajetória do consumo residencial médio de eletricidade agregado para determinado conjunto de distribuidoras junto com sua contraparte sintética, sendo um gráfico para o período HV e um para o período Não HV e; *iii)* dois gráficos apresentam a diferença do consumo residencial médio de eletricidade agregado para determinado conjunto de distribuidoras e sua versão sintética, um para o período HV e um para o Não HV.

5.2.1 Resultados considerando todas as distribuidoras

Nesta subseção apresentamos os resultados dos modelos de controle sintético considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento para ambos os períodos. A Tabela 16 apresenta a média ponderada das variáveis, como explicado anteriormente, considerando todas as distribuidoras para o período HV. Nesta tabela são apresentadas três colunas de dados: *i)* a primeira coluna é a média real das variáveis para o agregado de todas as distribuidoras de tratamento; *ii)* a segunda é a versão sintética para o agregado de todas as distribuidoras de tratamento e; *iii)* a terceira coluna é a média simples de todas as distribuidoras de controle. A terceira coluna representa a média simples para todas as distribuidoras de controle, ou seja, similar ao que o modelo de Diferença-em-diferenças faz.

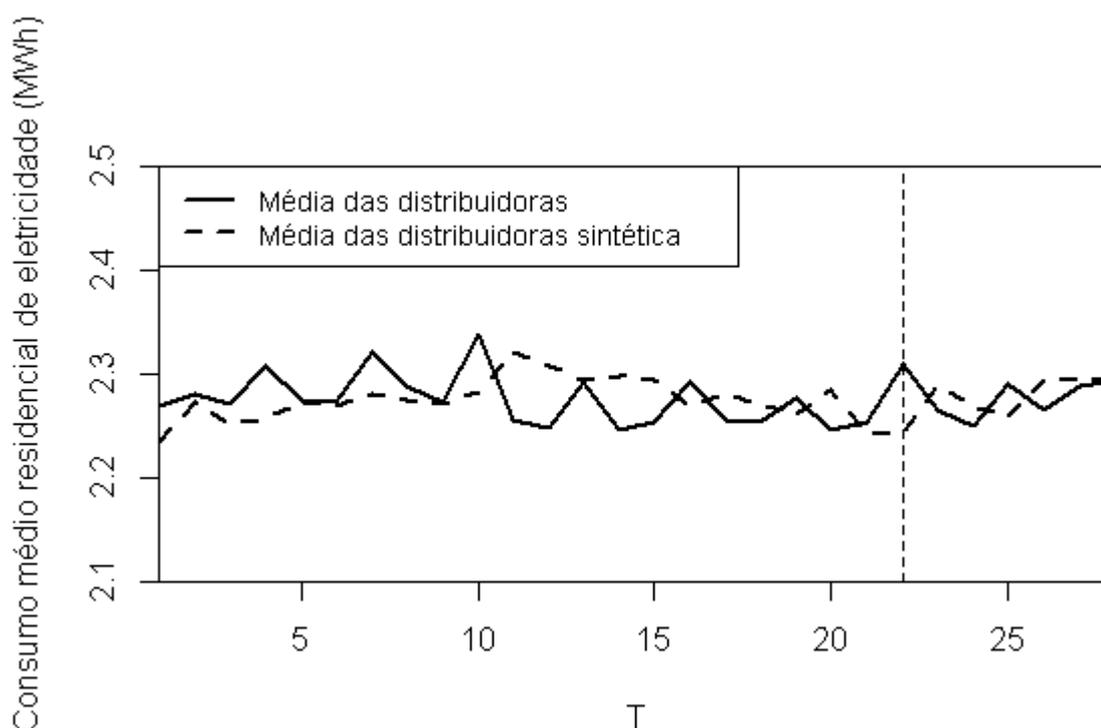
Tabela 16 - Média das variáveis para o controle sintético considerando todas as distribuidoras de tratamento para o período HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,26	2,28	2,17
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,25	2,28	2,16
Rendimento médio	3,43	3,30	3,24
Tarifa residencial	2,72	2,69	2,70
Insolação	195,10	176,56	206,34
Precipitação	176,41	194,32	114,78
Graus-mês de aquecimento	6,94	9,87	10,52
Graus-mês de resfriamento	2,85	0,05	0,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Podemos notar que as médias sintetizadas das defasagens do consumo residencial médio, do rendimento médio e da tarifa residencial parecem ter sido bem mimetizados. Para as variáveis climáticas e de temperaturas, as médias sintetizadas não ficaram tão semelhantes, contudo são mais próximas da média real no caso da precipitação e graus-mês de aquecimento. O Gráfico 10 apresenta a trajetória consumo residencial médio de eletricidade agregado de todas as distribuidoras do grupo de tratamento junto com sua contraparte sintética para o período HV.

Gráfico 10 - Tendência do consumo residencial médio do agregado de todas as distribuidoras de tratamento vs sua versão sintética para o Período HV.

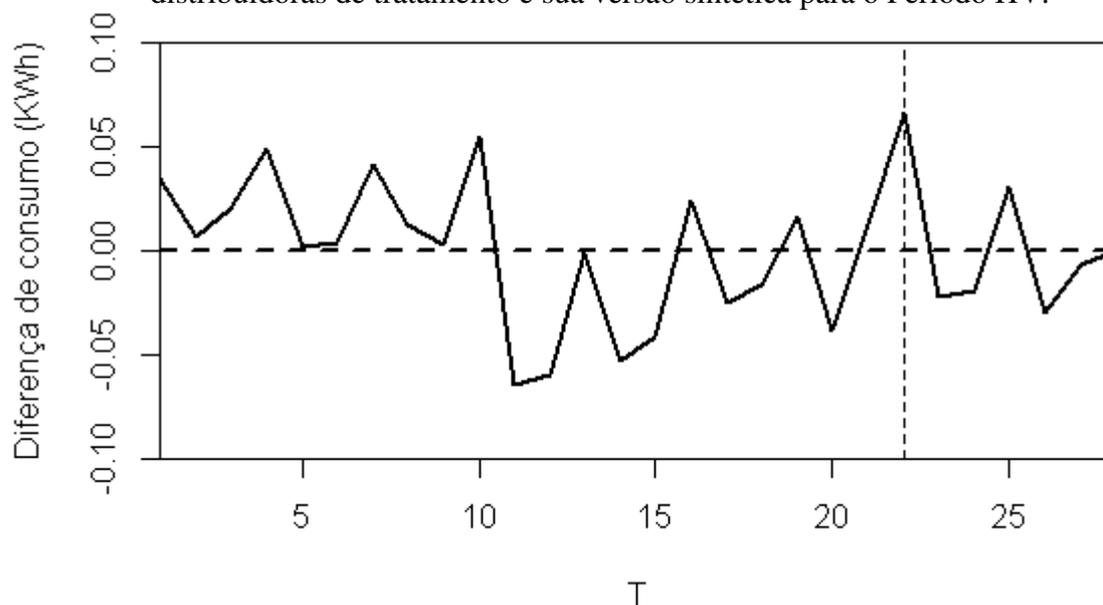


Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Pelo Gráfico 10 podemos notar que a versão sintetizada do consumo residencial médio subestima o consumo residencial médio real para os períodos menores do que $T=11$. Em contrapartida, a versão sintetizada superestima o consumo residencial médio real para o período de $T=12$ até $T=16$. Após esse período parece que a versão sintetizada replica o comportamento do consumo residencial médio para todas as distribuidoras do grupo de tratamento. O Gráfico 11 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do Gráfico 10, isto é, o consumo

residencial médio do agregado de todas as distribuidoras do grupo de tratamento e sua contraparte sintética para o período HV.

Gráfico 11 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a mudança de política, considerando os meses das temporadas 2019/2020 e 2020/2021 em que se adotava o HV, ou seja, novembro, dezembro e janeiro, houve uma redução de 0,79% no consumo residencial médio de eletricidade considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento. Este resultado é similar ao encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução de 0,75%, porém não significativa.

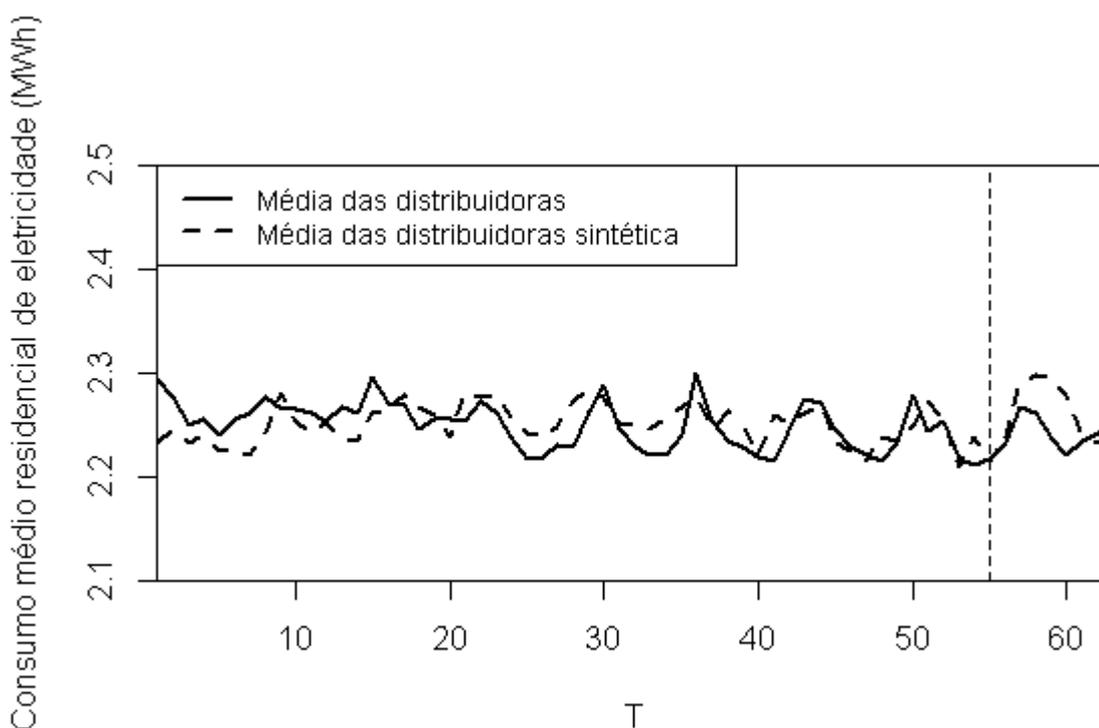
Tabela 17 - Média das variáveis para o controle sintético considerando todas as distribuidoras de tratamento para o período Não HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,25	2,25	2,15
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,26	2,25	2,15
Rendimento médio	3,43	3,27	3,24
Tarifa residencial	2,72	2,70	2,69
Insolação	181,16	199,73	212,07
Precipitação	108,23	101,76	124,03
Graus-mês de aquecimento	3,71	9,02	9,49
Graus-mês de resfriamento	3,53	0,55	0,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 17 apresenta a média das variáveis considerando todas as distribuidoras para o período Não HV. Podemos notar que as médias sintetizadas das defasagens do consumo residencial médio, do rendimento médio da tarifa residencial e das variáveis climáticas (insolação e precipitação) foram bem mimetizados. As médias sintetizadas das variáveis de temperatura não ficaram tão semelhantes, contudo, são mais próximas da média real do que a média das distribuidoras de controle. O Gráfico 12 apresenta a trajetória consumo residencial médio de eletricidade agregado para todas as distribuidoras do grupo de tratamento junto com sua contraparte sintética para o período Não HV.

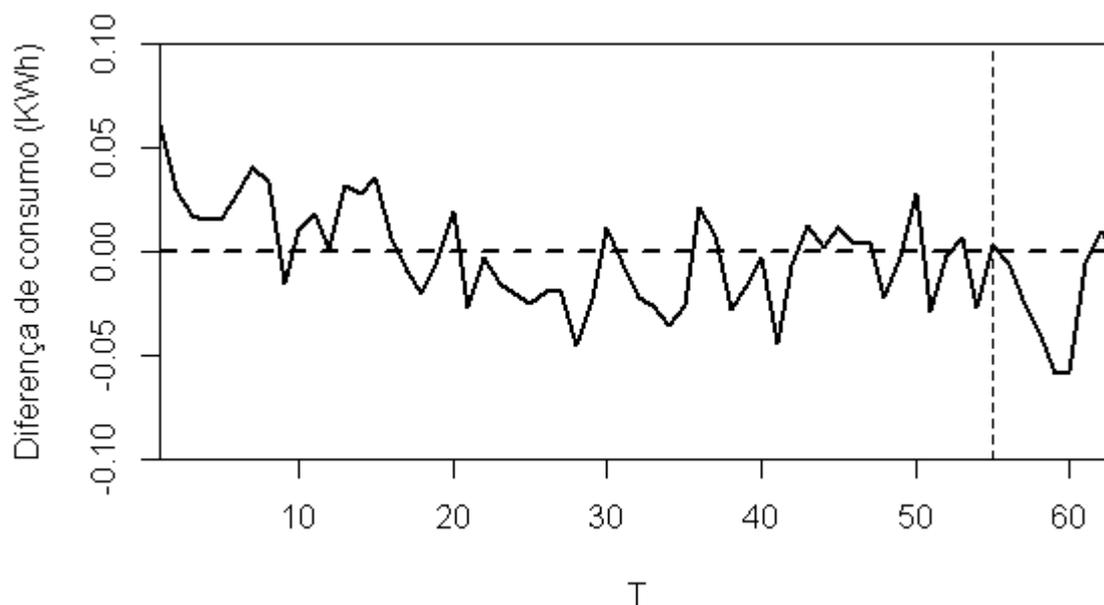
Gráfico 12 - Tendência do consumo residencial médio do agregado de todas as distribuidoras de tratamento vs sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Podemos notar que as trajetórias são muito similares em quase todo o período em destaque. Cabe destacar que há um “descolamento” entre as trajetórias a partir de T=58 até T=61 (abril a julho de 2020), período em que já havia ocorrido a mudança da política do HV. O Gráfico 13 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do Gráfico 12, isto é, o consumo residencial médio do agregado de todas as distribuidoras do grupo de tratamento e sua contraparte sintética para o período Não HV.

Gráfico 13 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a mudança de política houve uma redução de 2,28% no consumo residencial médio de eletricidade considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento. Este resultado diverge em magnitude do encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução de 0,21%, não significativa.

5.2.2 Resultados para as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio

Nesta subseção apresentamos os resultados dos modelos de controle sintético considerando o agregado das distribuidoras do grupo de tratamento acima do trópico de capricórnio. A Tabela 18 apresenta a média real das variáveis do modelo considerando o agregado das distribuidoras do grupo de tratamento acima do trópico de capricórnio junto com sua versão sintética produzida pelo modelo.

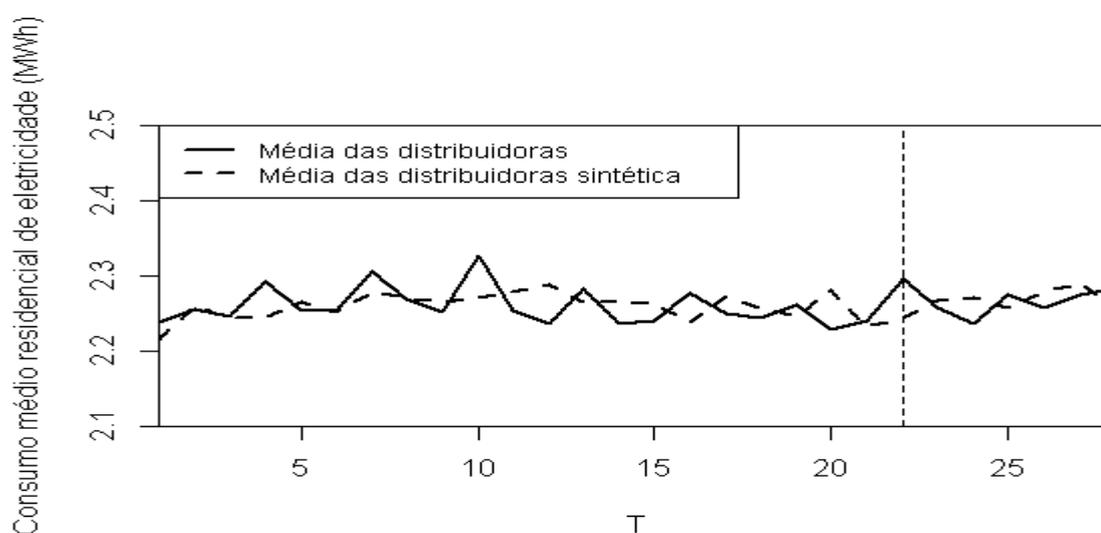
Tabela 18 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio para o período HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,24	2,26	2,17
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,24	2,26	2,16
Rendimento médio	3,42	3,27	3,24
Tarifa residencial	2,74	2,69	2,70
Insolação	175,61	175,32	206,34
Precipitação	199,16	168,62	114,78
Graus-mês de aquecimento	8,54	9,21	10,52
Graus-mês de resfriamento	2,15	1,29	0,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Pela Tabela 18 podemos afirmar que a versão sintética mimetiza as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, com menos exatidão para as variáveis precipitação e Graus-mês de resfriamento, entretanto, são mais próximas do que a média de todas as distribuidoras de tratamento acima do trópico. O Gráfico 14 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras de tratamento acima do trópico e sua contraparte sintética para o período HV. As trajetórias são similares e, após a mudança da política do HV, as trajetórias continuam similares, o que nos leva a crer que o fim do HV não trouxe alteração no consumo.

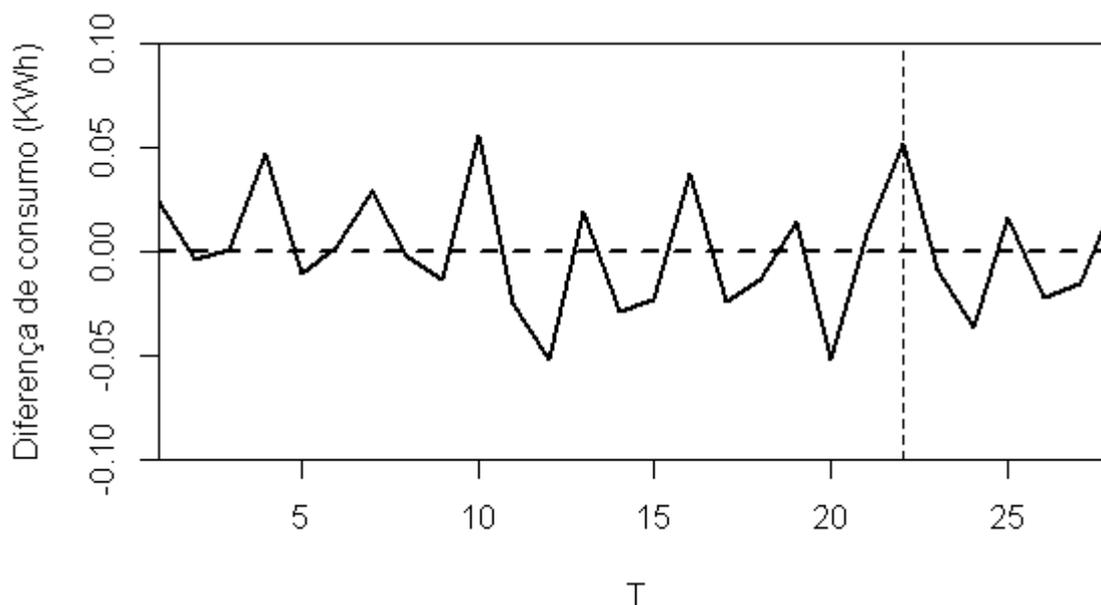
Gráfico 14 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 15 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Por inspeção visual do Gráfico 15 podemos firmar que a mudança de política não trouxe nenhuma alteração ao consumo residencial médio de eletricidade. Após a mudança da política houve uma redução de 0,68% no consumo residencial médio de eletricidade considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento acima do trópico de capricórnio, resultado este menor em magnitude do que o encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução significativa de 1,55%.

Gráfico 15 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 19 apresenta a média real das variáveis do modelo considerando o agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de capricórnio junto com sua versão sintética produzida pelo modelo. A versão sintética parece mimetizar as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para as variáveis de temperatura e para precipitação.

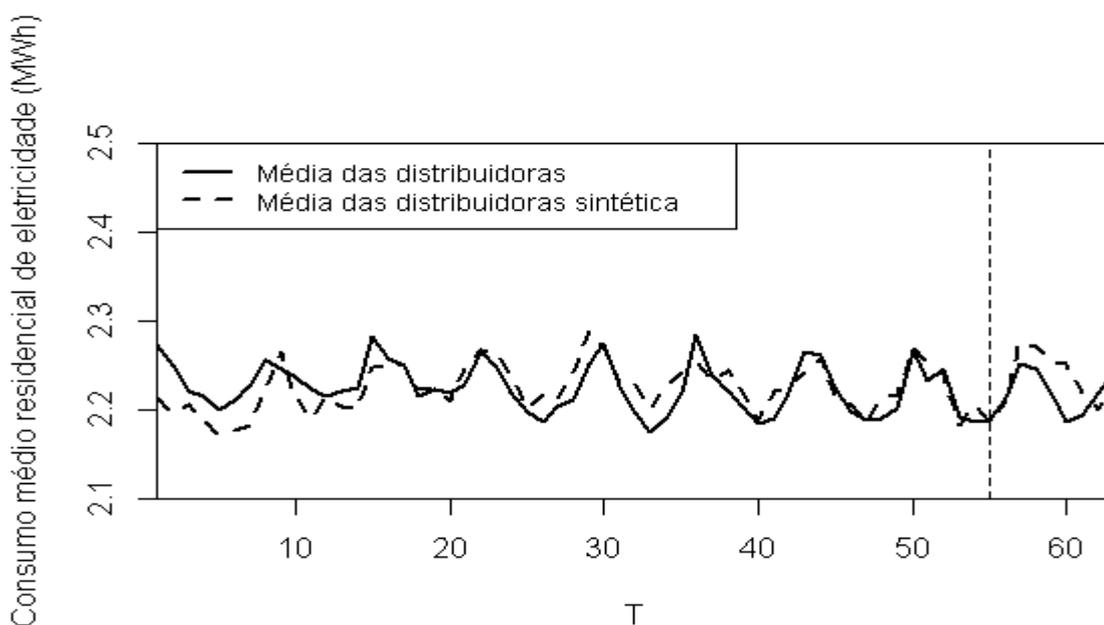
Tabela 19 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio para o período Não HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,22	2,23	2,15
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,23	2,23	2,15
Rendimento médio	3,41	3,30	3,24
Tarifa residencial	2,74	2,67	2,69
Insolação	203,93	212,18	212,07
Precipitação	66,32	114,41	124,03
Graus-mês de aquecimento	6,46	9,77	9,49
Graus-mês de resfriamento	1,88	0,03	0,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 16 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras de tratamento acima do trópico e sua contraparte sintética para o período Não HV. As trajetórias são similares, mas, após a mudança da política do HV, as trajetórias se distanciam para T=58 a T=61 (abril a julho de 2020). É possível ver com mais nitidez esse descolamento das trajetórias pelo Gráfico 17, que apresenta a diferença entre as duas trajetórias.

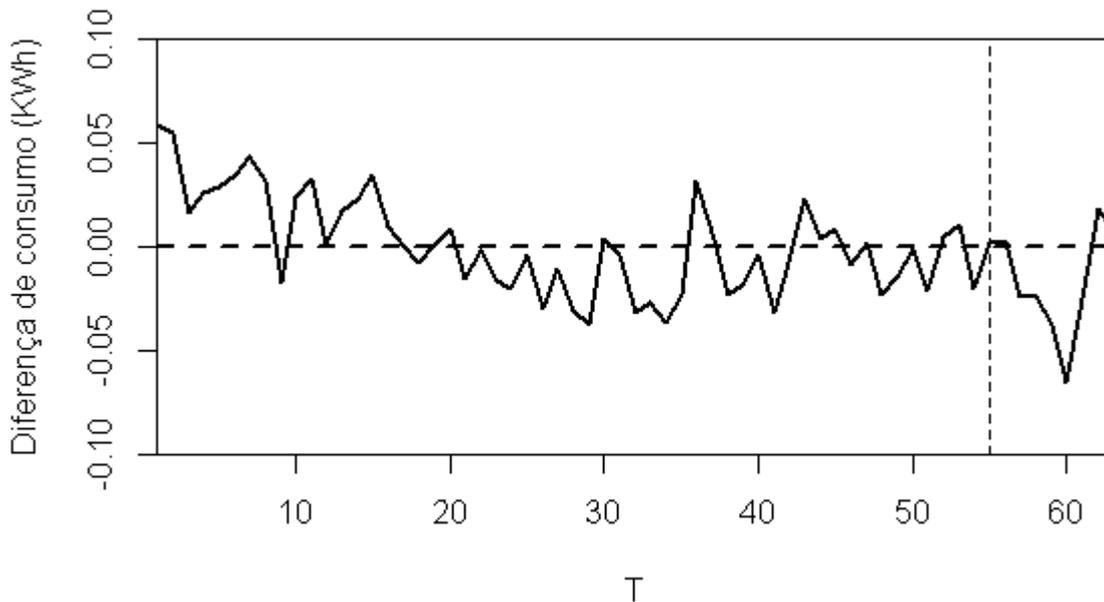
Gráfico 16 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a mudança da política houve uma redução acentuada para o tempo $T=60$ (junho de 2020), e para o período completo, uma redução de 1,84% no consumo residencial médio de eletricidade considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento acima do trópico. Este resultado é similar ao encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças (redução de 1,21%).

Gráfico 17 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

5.2.3 Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio

Nesta subseção apresentamos os resultados dos modelos de controle sintético considerando o agregado das distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio. A Tabela 20 apresenta a média real das variáveis do modelo considerando o agregado das distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio junto com sua versão sintética produzida pelo modelo.

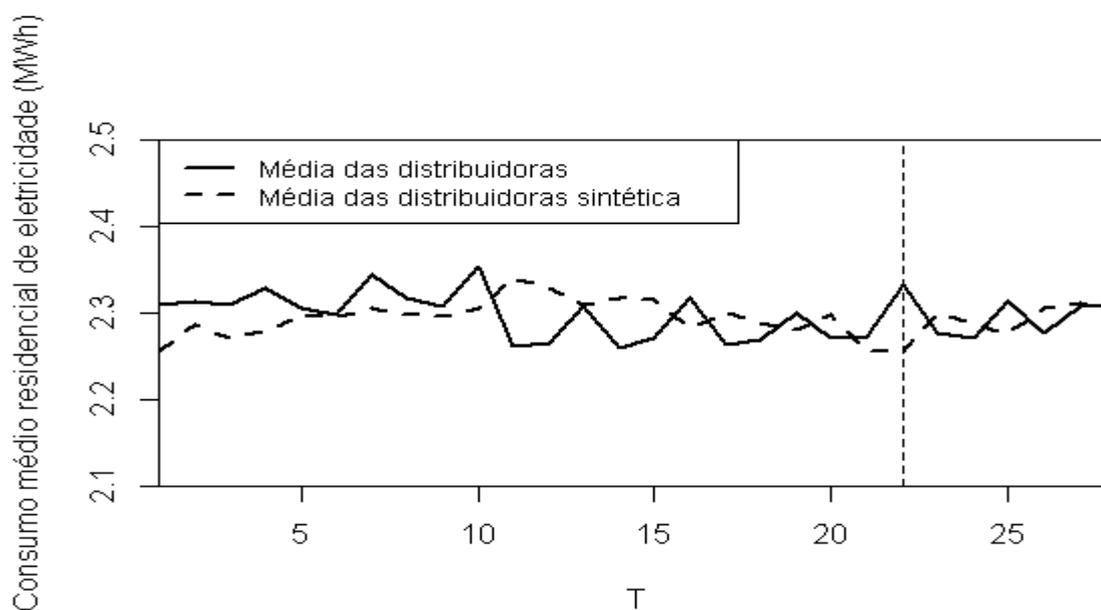
Tabela 20 - Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio para o período HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,28	2,28	2,17
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,28	2,28	2,16
Rendimento médio	3,45	3,28	3,24
Tarifa residencial	2,69	2,69	2,70
Insolação	204,85	201,40	206,34
Precipitação	165,04	150,35	114,78
Graus-mês de aquecimento	6,15	9,69	10,52
Graus-mês de resfriamento	3,20	0,44	0,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Pela Tabela 20 podemos afirmar que a versão sintética mimetiza as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para as variáveis de temperatura. O Gráfico 18 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade agregado para as distribuidoras abaixo do trópico e sua contraparte sintética para o período HV. As trajetórias são similares e, após a mudança da política do HV, as trajetórias continuam similares, o que nos leva a crer que o fim do HV não trouxe alteração no consumo.

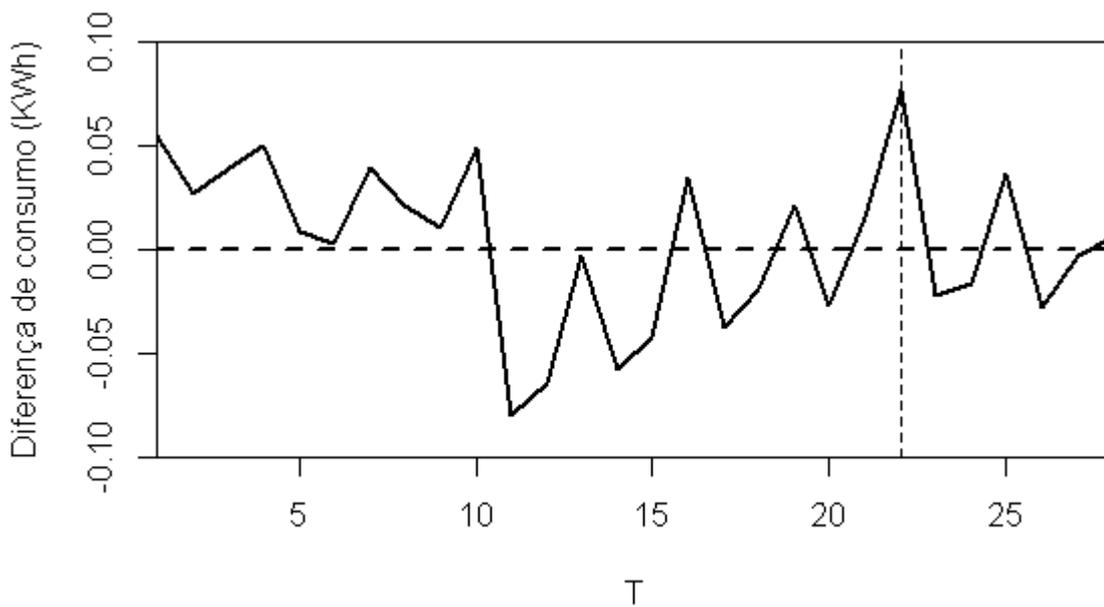
Gráfico 18 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 19 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Pela inspeção visual do Gráfico 19 podemos firmar que a mudança de política não trouxe nenhuma alteração ao consumo residencial médio de eletricidade. Após a mudança da política houve uma redução de 0,46% no consumo residencial médio de eletricidade considerando as distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio, resultado este similar ao encontrado pelo modelos de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução de 0,58%, não significativa.

Gráfico 19 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 21 apresenta a média real das variáveis do modelo considerando o agregado das distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio junto com sua versão sintética produzida pelo modelo para o período Não HV. A versão sintética parece mimetizar as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para as variáveis de temperatura e para insolação.

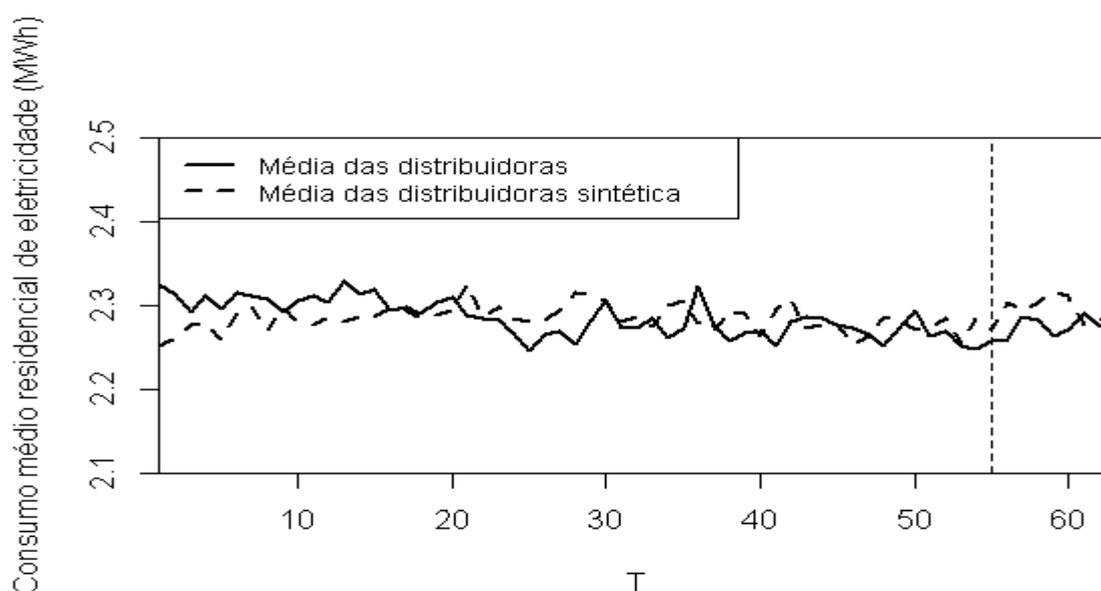
Tabela 21 -. Média das variáveis para o controle sintético considerando o agregado das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio para o período Não HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,29	2,28	2,15
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,29	2,28	2,15
Rendimento médio	3,44	3,28	3,24
Tarifa residencial	2,69	2,68	2,69
Insolação	169,75	195,92	212,07
Precipitação	129,22	135,17	124,03
Graus-mês de aquecimento	2,32	9,25	9,49
Graus-mês de resfriamento	4,35	0,06	0,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 20 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras abaixo do trópico e sua contraparte sintética para o período Não HV. As trajetórias são, no geral, similares. A exceção é para o começo do período, de T=1 a T=15, em que a trajetória da parte sintética parece subestimar o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do trópico. O Gráfico 21 apresenta a diferença entre as duas trajetórias apresentadas no gráfico acima.

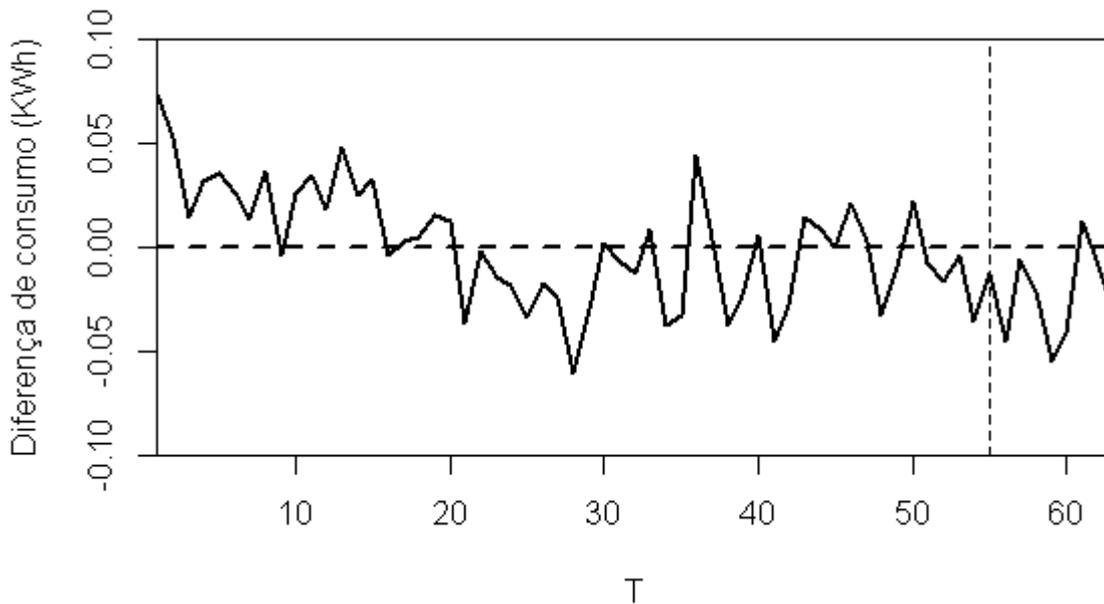
Gráfico 20 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras abaixo do trópico de Capricórnio vs sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a mudança de política houve uma redução de 2,14% no consumo residencial médio de eletricidade considerando as distribuidoras abaixo do trópico. Este resultado é similar ao encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução de 2,03%, não significativa.

Gráfico 21 -. Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do trópico de Capricórnio e sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

5.2.4 Resultados para as distribuidoras do Sul

Nesta subseção apresentamos os resultados dos modelos de controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Sul. A Tabela 22 apresenta a média real das variáveis do modelo considerando o agregado das distribuidoras da região Sul junto com sua versão sintética produzida pelo modelo. Cabe ressaltar que para os modelos de controle sintético considerando o agregado das distribuidoras do Sul não foi incorporado a variável Graus-mês de resfriamento pois ela piorava a qualidade de ajuste dos modelos.

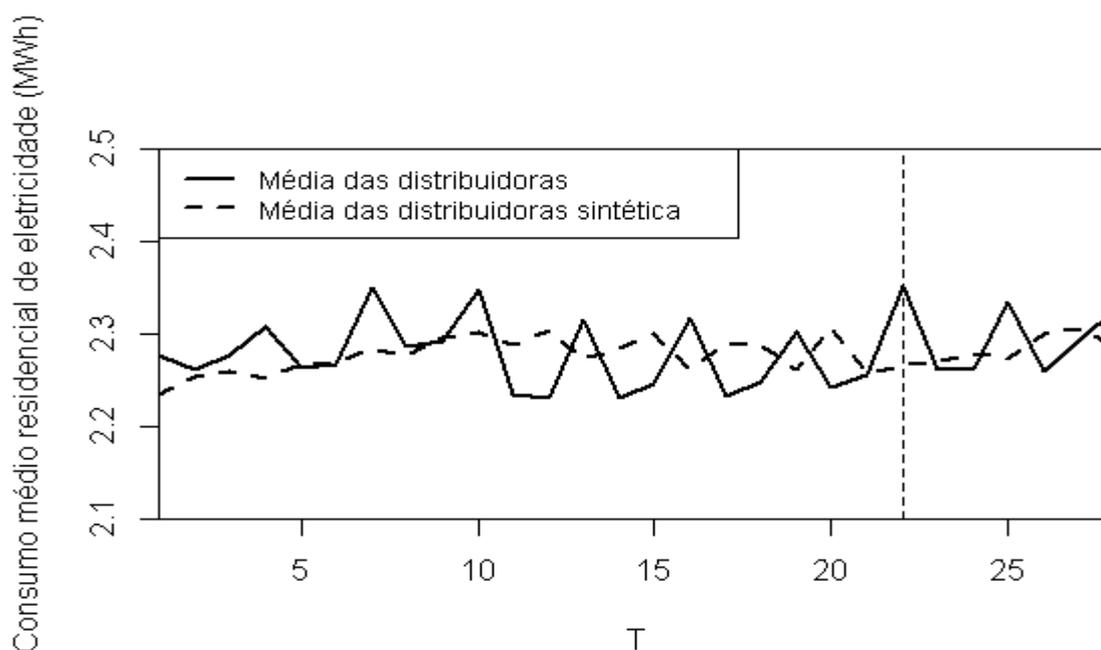
Tabela 22 -. Média das variáveis para o controle sintético considerando as distribuidoras da região Sul para o período HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,25	2,28	2,17
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,24	2,28	2,16
Rendimento médio	3,41	3,28	3,24
Tarifa residencial	2,71	2,69	2,70
Insolação	212,45	205,01	206,34
Precipitação	160,08	155,78	114,78
Graus-mês de aquecimento	5,85	9,77	10,52

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Pela Tabela 22 podemos afirmar que a versão sintética mimetiza as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para a variável Graus-mês de aquecimento. O Gráfico 22 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras da região Sul e sua contraparte sintética para o período HV. As trajetórias são similares e, após a mudança da política do HV, as trajetórias continuam similares, o que nos leva a crer que o fim do HV não trouxe alteração no consumo.

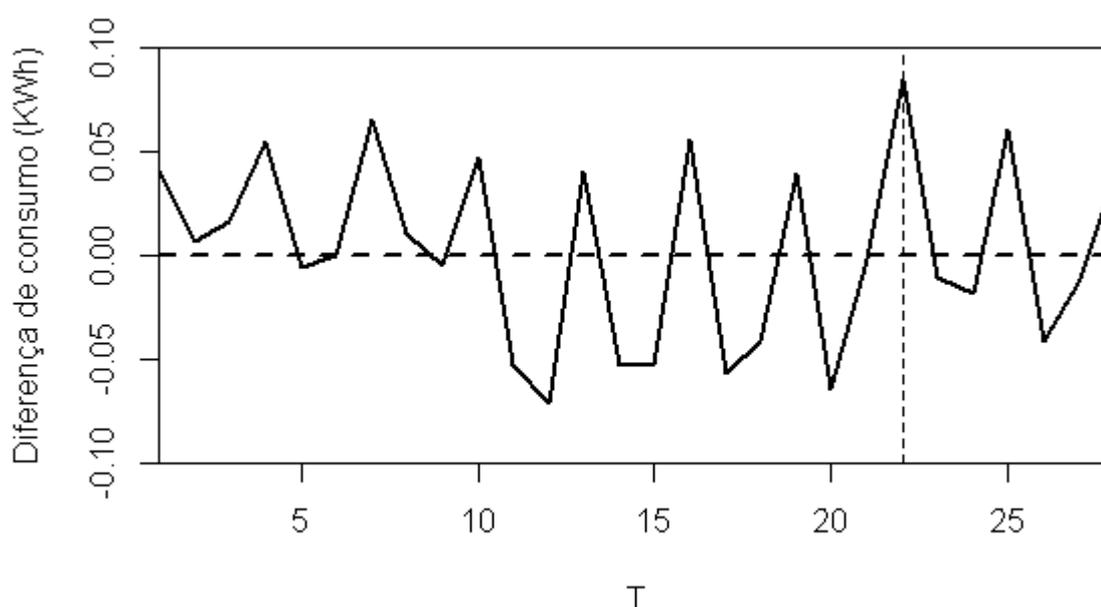
Gráfico 22 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sul vs sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 23 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Pela inspeção visual do Gráfico 23 podemos afirmar que a mudança de política não trouxe nenhuma alteração ao consumo residencial médio de eletricidade. Após a mudança da política houve um aumento de 0,26% no consumo residencial médio de eletricidade considerando as distribuidoras da região Sul, resultado este divergente em direção do resultado encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças (-0,26%), contudo próximos a zero, indicando que não houve alteração no consumo por conta da mudança da política.

Gráfico 23 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 23 apresenta a média real das variáveis considerando o agregado das distribuidoras da região Sul junto com sua versão sintética produzida pelo modelo. A versão sintética parece mimetizar as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para as variáveis de insolação e Graus-mês de aquecimento.

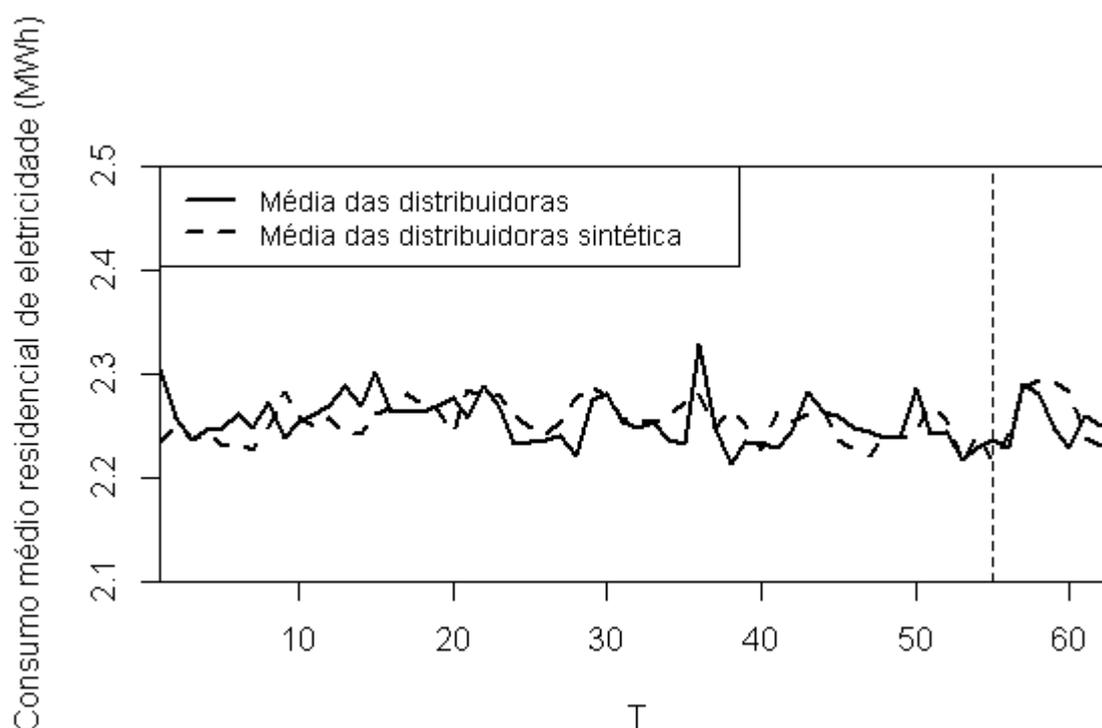
Tabela 23 - Média das variáveis para o controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Sul para o período Não HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,26	2,25	2,15
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,27	2,25	2,15
Rendimento médio	3,41	3,27	3,24
Tarifa residencial	2,70	2,70	2,69
Insolação	167,87	196,65	212,07
Precipitação	136,08	136,09	124,03
Graus-mês de aquecimento	1,96	9,20	9,49

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 24 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras da região Sul e sua contraparte sintética para o período Não HV. As trajetórias são similares, mas, após a mudança da política do HV, as trajetórias se distanciam para T=58 a T=60 (abril a junho de 2020).

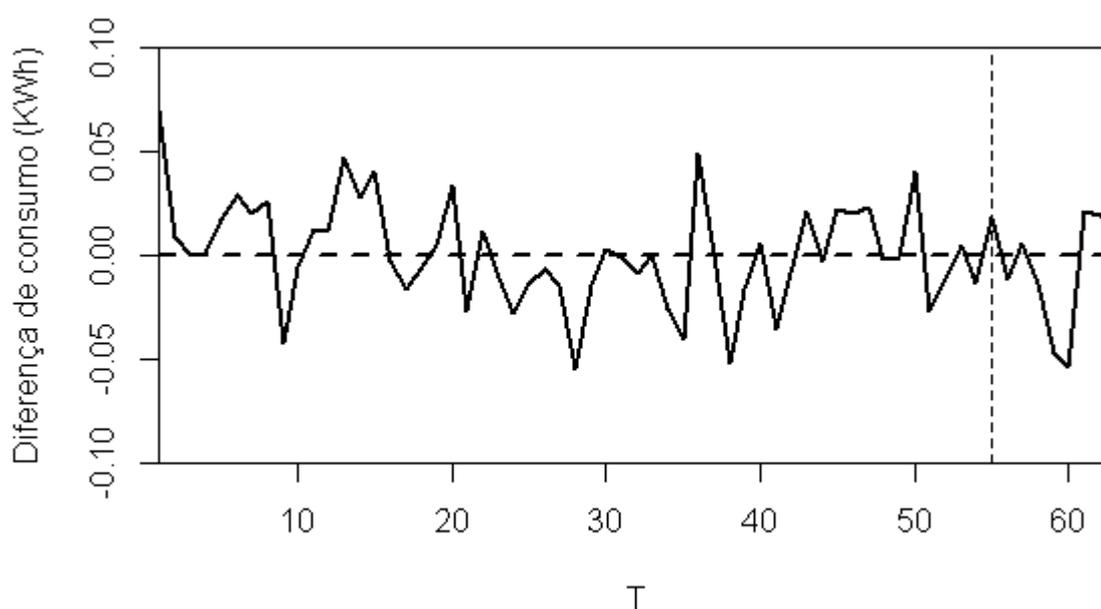
Gráfico 24 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sul vs sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 25 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Pela inspeção visual do Gráfico 25 podemos afirmar que, exceto para os meses de abril a junho de 2020, a mudança de política não trouxe alteração ao consumo residencial médio de eletricidade. Após a mudança da política houve uma redução de 0,92% no consumo residencial médio de eletricidade considerando as distribuidoras da região Sul, resultado este divergente em magnitude do resultado encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução de 0,07%.

Gráfico 25 -. Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

5.2.5 Resultados para as distribuidoras do Sudeste

Nesta subseção apresentamos os resultados dos modelos de controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Sudeste. A Tabela 24 apresenta a média real das variáveis considerando o agregado das distribuidoras da região Sudeste junto com sua versão sintética produzida pelo modelo para o período HV.

Pela Tabela 24 podemos afirmar que a versão sintética mimetiza as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para a variável Graus-mês de resfriamento.

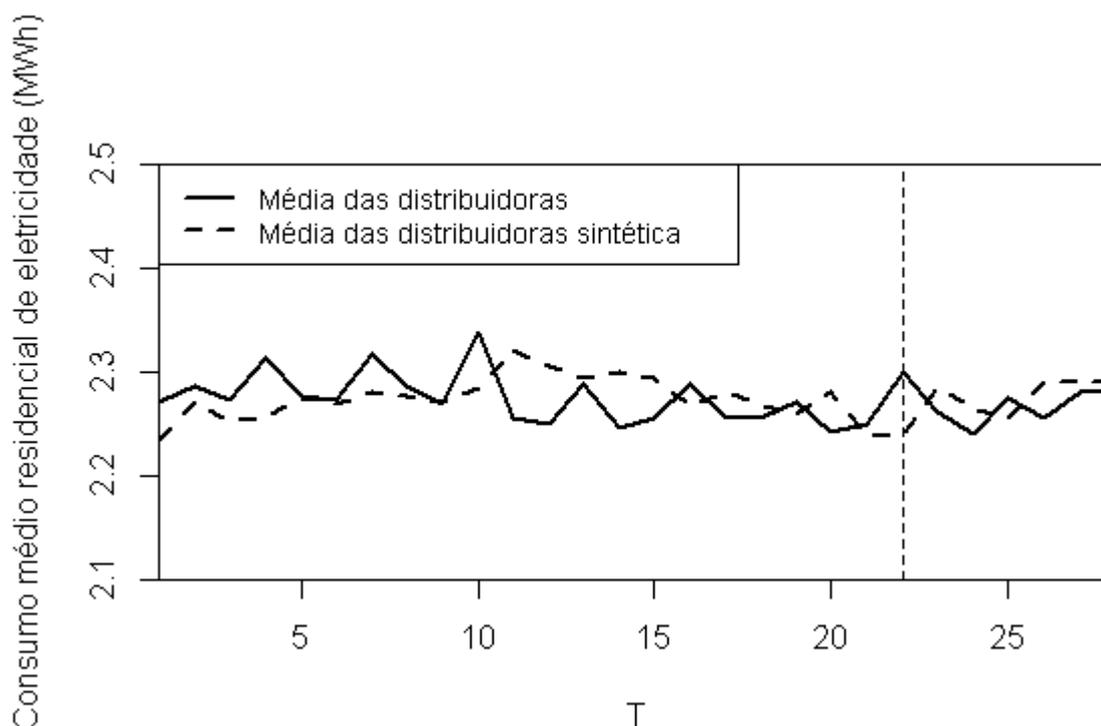
Tabela 24 - Média das variáveis para o controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Sudeste para o período HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,26	2,28	2,17
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,25	2,28	2,16
Rendimento médio	3,43	3,31	3,24
Tarifa residencial	2,73	2,69	2,70
Insolação	172,61	180,10	206,34
Graus-mês de aquecimento	8,27	9,92	10,52
Graus-mês de resfriamento	2,37	0,03	0,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 26 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras da região Sudeste e sua contraparte sintética para o período HV. As trajetórias são similares e, após a mudança da política do HV, a trajetória da parte sintética é maior em cinco dos seis meses (apenas para T=25, janeiro de 2020, que não).

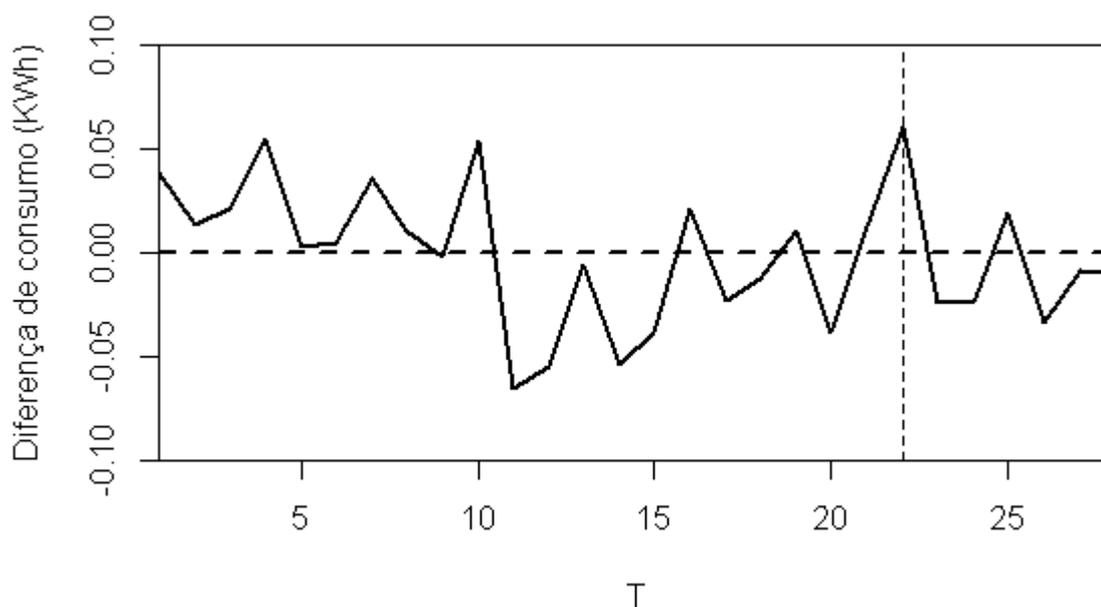
Gráfico 26 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sudeste vs sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 27 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Após a mudança da política houve uma redução de 1,36% no consumo residencial médio de eletricidade considerando o agregado das distribuidoras da região Sudeste, resultado este similar ao encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou uma redução significativa de 1,78%.

Gráfico 27 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 25 apresenta a média real das variáveis considerando o agregado das distribuidoras da região Sudeste junto com sua versão sintética produzida pelo modelo para o período Não HV. A versão sintética parece mimetizar as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, exceto para as variáveis de temperatura.

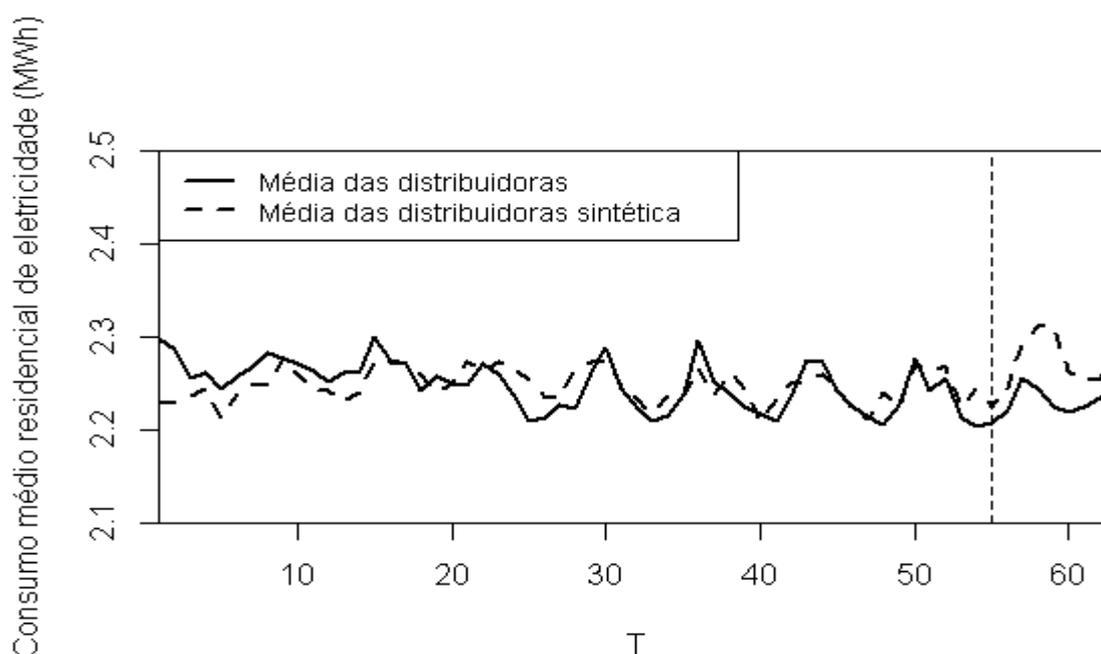
Tabela 25 - Média das variáveis para o controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Sudeste para o período Não HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,25	2,25	2,15
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,26	2,25	2,15
Rendimento médio	3,43	3,27	3,24
Tarifa residencial	2,73	2,70	2,69
Insolação	193,32	199,85	212,07
Graus-mês de aquecimento	5,42	9,00	9,49
Graus-mês de resfriamento	2,22	0,56	0,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 28 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras da região Sudeste e sua contraparte sintética para o período Não HV. As trajetórias são similares, mas, após a mudança da política do HV, as trajetórias se distanciam, principalmente para T=58 a T=61 (abril a julho de 2020). É possível ver com mais nitidez esse descolamento das trajetórias pelo Gráfico 29, que apresenta a diferença entre as duas trajetórias.

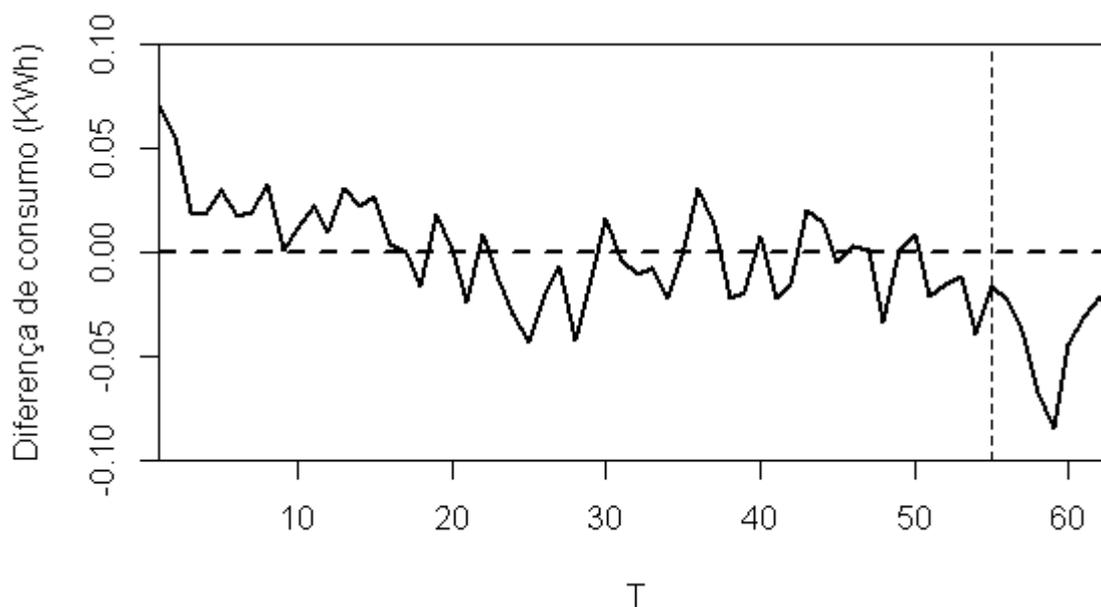
Gráfico 28 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Sudeste vs sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a mudança da política houve uma redução acentuada para o tempo $T=59$ (maio de 2020), e para o período completo, uma redução de 4,38% no consumo residencial médio de eletricidade considerando as distribuidoras da região Sudeste. Este resultado é similar ao encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças (redução de 1,56%).

Gráfico 29 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

5.2.6 Resultados para as distribuidoras do Centro-Oeste

Nesta subseção apresentamos os resultados dos modelos de controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste. A Tabela 26 apresenta a média real das variáveis considerando o agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste junto com sua versão sintética produzida pelo modelo.

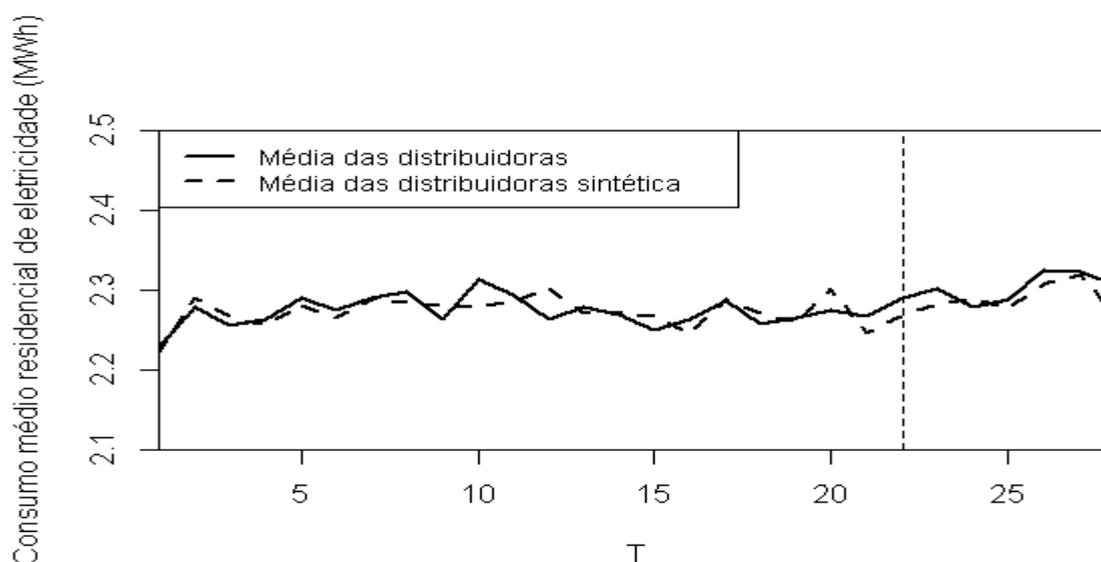
Tabela 26 - Média das variáveis para o controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste para o período HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,27	2,28	2,17
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,28	2,28	2,16
Rendimento médio	3,43	3,27	3,24
Tarifa residencial	2,73	2,71	2,70
Insolação	169,78	162,18	206,34
Precipitação	231,70	198,17	114,78
Graus-mês de aquecimento	9,02	9,37	10,52
Graus-mês de resfriamento	1,48	1,06	0,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Pela Tabela 26 podemos afirmar que a versão sintética mimetiza as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, com menos exatidão para as variáveis Precipitação e Graus-mês de resfriamento. O Gráfico 30 apresenta as trajetórias do consumo residencial médio de eletricidade para as distribuidoras da região Centro-Oeste e sua contraparte sintética para o período HV. As trajetórias são similares e, após a mudança da política do HV, embora as trajetórias estejam bem próximas, a trajetória da parte sintética foi maior apenas um mês dentre seis (T=24, dezembro de 2019).

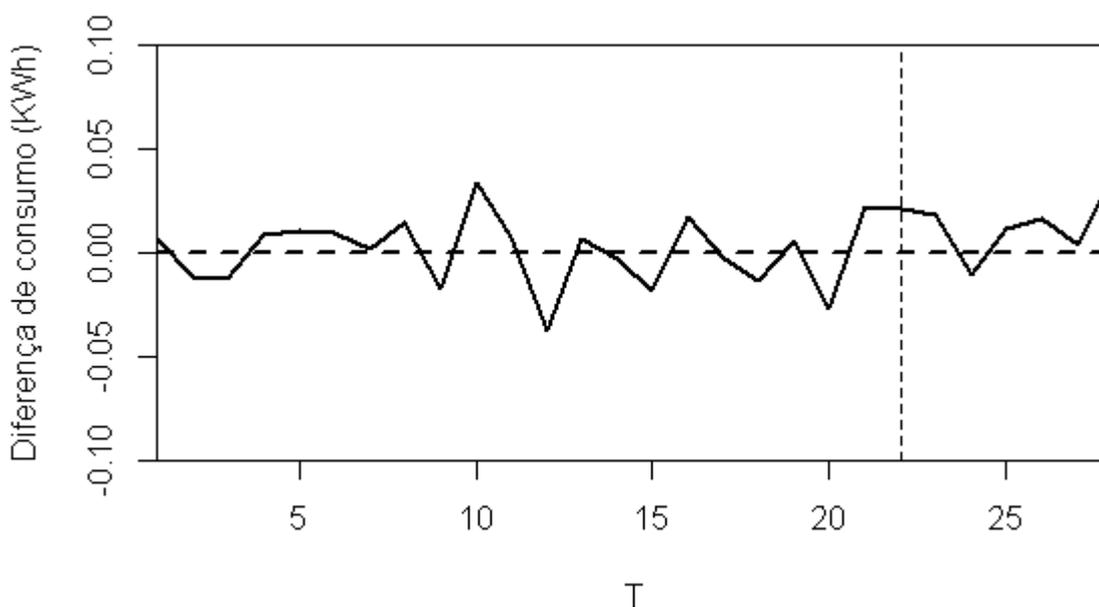
Gráfico 30 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste vs sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 31 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Por inspeção visual do Gráfico 31 podemos afirmar que a mudança de política não trouxe nenhuma alteração ao consumo residencial médio de eletricidade ou que trouxe um pequeno aumento.

Gráfico 31 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua versão sintética para o Período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Após a mudança da política houve um aumento de 1,27% no consumo residencial médio de eletricidade considerando as distribuidoras da região Centro-Oeste, resultado este divergente em direção do resultado encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças (-0,71%).

A Tabela 27 apresenta a média real das variáveis considerando o agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste junto com sua versão sintética produzida pelo modelo. A versão sintética parece mimetizar as unidades tratadas para todas as variáveis agregadas, com menos exatidão para as variáveis climáticas e de temperatura.

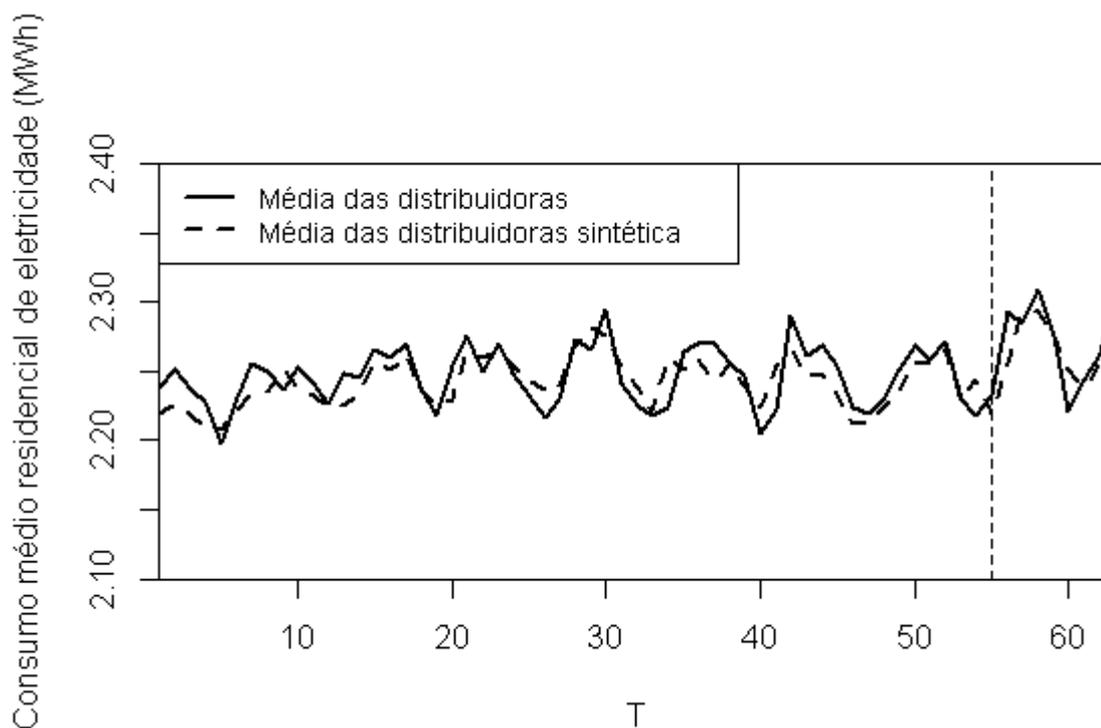
Tabela 27 - Média das variáveis para o controle sintético considerando o agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste para o período Não HV.

Variáveis	Média real	Versão sintética	Média das distribuidoras de controle
1ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,24	2,24	2,15
2ª Defasagem do Consumo médio residencial	2,25	2,25	2,15
Rendimento médio	3,42	3,27	3,24
Tarifa residencial	2,72	2,70	2,69
Insolação	226,24	200,48	212,07
Precipitação	63,88	104,76	124,03
Graus-mês de aquecimento	8,95	9,20	9,49
Graus-mês de resfriamento	1,03	0,49	0,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 32 apresenta as trajetórias do agregado do consumo residencial médio de eletricidade agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua contraparte sintética para o período Não HV. As trajetórias são similares antes e a partir da mudança de política do HV.

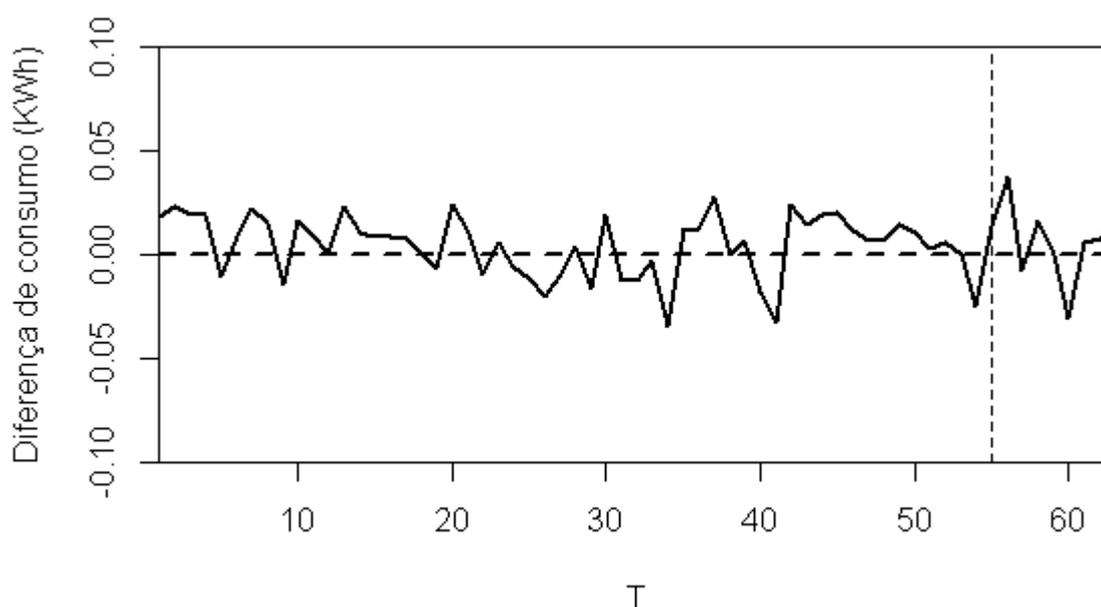
Gráfico 32 - Tendência do consumo residencial médio do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste vs sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O Gráfico 33 apresenta a trajetória da diferença entre as duas linhas do gráfico acima. Por inspeção visual do Gráfico 33 podemos afirmar que a mudança de política não trouxe alteração ao consumo residencial médio de eletricidade. Após a mudança da política houve um aumento de 0,59% no consumo residencial médio de eletricidade considerando o agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste, resultado este similar ao resultado encontrado pelo modelo de diferença-em-diferenças, que apontou um aumento de 0,47%.

Gráfico 33 - Diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua versão sintética para o Período Não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

5.2.7 Testes de Robustez para os modelos de Controle Sintético

Nesta subseção apresentamos os resultados dos testes de robustez aplicados aos modelos ajustados apresentados nas subseções anteriores. Como mencionado na seção 4, realizamos três testes de robustez para os modelos de controle sintético: placebo, *leave one out* e falsificação. Cada um destes testes checa a sensibilidade dos resultados a partir de mudanças na estrutura dos modelos.

O teste de placebo simula como seria o consumo residencial de eletricidade de uma distribuidora do grupo de controle se ela fosse do grupo de tratamento. No presente caso, este teste verifica se houve alguma mudança estrutural no consumo residencial de eletricidade a partir da mudança de política de HV em alguma distribuidora do grupo de controle, ou seja,

uma distribuidora que não adotava o HV nem antes e nem depois da mudança de política. Espera-se que não haja nenhuma mudança no consumo residencial de eletricidade para essas distribuidoras ou que, se houver, que tenha também para o período Não HV, levando a crer que não foi efeito da mudança de política. Os resultados dos testes de placebo são apresentados no Anexo C.

Os Gráficos XIII a XXIV apresentam as diferenças do consumo residencial médio de eletricidade do agregado em questão e sua versão sintética para os períodos HV e Não HV. A linha preta indica a diferença entre o consumo residencial médio de eletricidade do agregado em questão e sua contraparte sintética e as linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle. Por inspeção visual, podemos notar que, para todos os modelos ajustados no período HV, não há evidências de que houve mudança no consumo residencial médio de eletricidade, isto é, nenhuma das seis agregações de distribuidoras de controle apresentou alteração no consumo residencial de eletricidade. Estes resultados convergem com os resultados dos modelos de Diferença-em-diferenças considerando as distribuidoras do Sul, do Centro-Oeste, as abaixo do Trópico de Capricórnio e de todas as distribuidoras do grupo de tratamento; entretanto, divergem dos resultados considerando as distribuidoras do Sudeste e as distribuidoras do grupo de tratamento acima do Trópico de Capricórnio.

Para o período Não HV podemos dividir os resultados em três. O primeiro resultado é que, para as distribuidoras do Centro-Oeste, a conclusão é a mesma que a apresentada pelos modelos considerando o período HV, isto é, não houve mudança no consumo residencial de eletricidade. Como segundo resultado temos que, para as distribuidoras do Sul, as abaixo do Trópico de capricórnio, as do grupo de tratamento acima do Trópico e para todas as distribuidoras do grupo de tratamento a conclusão é a mesma que a para as distribuidoras do Centro-Oeste, contudo, vale ressaltar que houve uma redução significativa no consumo residencial de eletricidade para estas agregações em T=58 a T=61, principalmente para as duas últimas agregações mencionadas. Uma possível causa para isto e, que não consideramos em nosso modelo, é o possível choque desigual no consumo residencial de eletricidade das distribuidoras para este período acarretado pela alta disseminação da Covid-19, período comumente nomeado como a “primeira onda” de casos no país. Contudo, podemos chegar à conclusão de que não houve alteração no consumo residencial de eletricidade para estas agregações ao final do período.

O terceiro resultado em que se chega com a inspeção visual dos gráficos é que, para o agregado das distribuidoras da região Sudeste há uma redução significativa do consumo residencial médio de eletricidade. Comparando estes resultados com aqueles apresentados pelos modelos de Diferença-em-diferenças, podemos afirmar que os modelos apenas divergem em conclusão para os modelos considerando as distribuidoras do grupo de tratamento acima do Trópico de Capricórnio, em que o modelo de Diferença-em-diferenças indica uma redução significativa no consumo residencial de eletricidade, enquanto o modelo de controle sintético, apesar de indicar uma redução no período da primeira onda da Covid-19, não apresenta mudança estrutural no consumo. As Tabelas 28 e 29 sumarizam o impacto da suspensão do HV no consumo residencial de eletricidade para o período HV e Não HV, respectivamente.

Tabela 28 – Impacto da suspensão do HV pelos três modelos para o período HV.

Distribuidoras analisadas	Diferença-em-diferenças	Controle Sintético
Todas as distribuidoras	-0,0075	-0,0079
Acima do Trópico	-0,0155*	-0,0068
Abaixo do Trópico	-0,0058	-0,0046
Centro-Oeste	-0,0071	0,0127
Sudeste	-0,0178*	-0,0136
Sul	-0,0026	0,0026

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: * representa que é relevante estatisticamente (no caso do modelo de Diferença-em-diferenças a um nível de 1% de significância, no caso do modelo de controle sintético pela inspeção visual dos testes de placebo).

Tabela 29 – Impacto da suspensão do HV pelos três modelos para o período Não HV.

Distribuidoras analisadas	Diferença-em-diferenças	Controle Sintético
Todas as distribuidoras	-0,0021	-0,0228
Acima do Trópico	-0,0121*	-0,0184
Abaixo do Trópico	-0,0203	-0,0214
Centro-Oeste	0,0047	0,0059
Sudeste	-0,0156*	-0,0438*
Sul	-0,0007	-0,0097

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nota: * representa que é relevante estatisticamente (no caso do modelo de Diferença-em-diferenças a um nível de 1% de significância, no caso do modelo de controle sintético pela inspeção visual dos testes de placebo).

É importante salientar que o modelo de controle sintético utiliza uma média ponderada das distribuidoras pelo número de unidades consumidoras para cada uma das seis agregações,

de modo a produzir uma única unidade de tratamento que represente o consumidor residencial médio de eletricidade por unidade consumidora de cada uma das seis agregações. O modelo de Diferença-em-diferenças utiliza n unidades de tratamento (e.g. 72 unidades no caso em que se considera todas as distribuidoras de tratamento). Este pode ser um fator para a discrepância em algumas magnitudes entre os resultados dos dois modelos.

Os dois modelos apontam que, para ambos os períodos, não houve alteração no consumo residencial de eletricidade após a mudança da política de HV considerando para as agregações das distribuidoras da região Sul, da região Centro-Oeste, abaixo do Trópico de Capricórnio e considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento. Por outro lado, podemos notar que para as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio, o modelo de Diferença-em-diferenças acusa uma redução no consumo residencial de eletricidade para o período HV e Não HV, enquanto que o modelo de controle sintético apresentou evidências de que não houve alteração no consumo. Para as distribuidoras da região Sudeste, o modelo de Diferença-em-diferenças acusa uma redução no consumo residencial de eletricidade em ambos os períodos, e controle sintético somente para o período Não HV.

O segundo teste de robustez realizado foi o *Leave one out*, teste que consiste em excluir uma por uma das distribuidoras que receberam uma ponderação positiva nos pesos produzidos pelos modelos de controle sintético. Os resultados destes testes estão dispostos nos Gráficos XXV a XXXVI, no Anexo D. Podemos notar para todos os gráficos que, mesmo retirando uma distribuidora do grupo de controle por vez e, conseqüentemente, produzir diferentes pesos para a construção da contraparte sintética de cada agregação, a trajetória da contraparte sintética é robusta, ou seja, não é sensível à retirada de distribuidoras do grupo de controle.

O terceiro teste é o da falsificação, que tem como objetivo antecipar a data da mudança do grupo de tratamento, ou seja, a data da suspensão do HV, para verificar se o modelo de controle sintético se ajusta bem aos dados antes da mudança da política. Os Gráficos XXXVII a XXXXVIII dispostos no Anexo E apresentam os testes de falsificação para as seis agregações propostas em ambos os períodos. Para o período HV consideramos os dados de janeiro de 2012 a janeiro de 2019, isto é, período em que era adotado o HV. A mudança de política falsa que incorremos no modelo foi novembro de 2017. Para o período Não HV consideramos os dados de março de 2012 a setembro de 2019. A mudança de política falsa que incorremos no modelo foi setembro de 2017.

Podemos notar pelos gráficos XXXVII a XXXXVIII que os modelos de controle sintético produzem versões sintéticas aderentes ao verdadeiro consumo residencial médio de

eletricidade. É possível notar que, para as agregações das distribuidoras abaixo do trópico de Capricórnio e da região Sul para o período HV, os modelos de controle sintético falham por reproduzir o consumo residencial médio de eletricidade nos últimos períodos, entretanto, os demais pontos do gráfico as estimativas dos modelos são próximas do consumo real.

6 CONCLUSÕES

Com o objetivo de contribuir para o debate sobre se o Horário de Verão (HV) traz eficiência energética e, tirando proveito do quase-experimento que ocorreu na temporada de 2019/2020, quando foi decretado o fim do Horário de verão no Brasil, esta tese buscou estimar o efeito da suspensão do horário de verão no consumo residencial de eletricidade das distribuidoras brasileiras. Para isto, utilizamos o arcabouço de Neyman-Rubin, o qual nos permite obter o efeito causal de um impacto a partir da diferença dos resultados factual e contrafactual, assumindo certas premissas.

Para identificar o efeito da suspensão do horário de verão no consumo de eletricidade, utilizamos duas estratégias empíricas complementares. Na primeira, a estratégia de identificação é que, depois de controlar variações nas variáveis independentes, tais como clima, renda, preço da eletricidade etc., as mudanças antes e a partir da suspensão do HV produzidas sobre o consumo de eletricidade seriam as mesmas para as distribuidoras do grupo de tratamento e de controle.

Na segunda, adotamos uma estratégia de identificação complementar à anterior, adicionando mais uma camada de comparação, que seria entre o período em que se aplicava o HV e o período que não se aplicava o HV. Essa estratégia se baseia na suposição de que os grupos de tratamento e controle teriam as mesmas diferenças de consumo entre os períodos em que se aplicava o HV e em que não se aplicava o HV, antes e a partir da suspensão do HV.

Perseguindo as duas estratégias, construímos dois conjuntos de dados a partir de um painel de dados de 91 distribuidoras de eletricidade no período de janeiro de 2012 a janeiro de 2021: *i*) o primeiro conjunto de dados (Período HV) utilizou apenas os meses em que se adotava integralmente o HV, isto é, novembro, dezembro e janeiro, de 2012 a 2020 mais o mês de janeiro de 2021, sendo ao final 28 meses; *ii*) o segundo conjunto (Período Não HV) consideramos os meses em que nenhuma distribuidora adotava integralmente o HV, ou seja, do mês de março ao mês de setembro de 2012 a 2020, sendo ao final 63 meses.

Devido a heterogeneidade do impacto do HV no consumo residencial de eletricidade em grandes territórios como é o caso do Brasil, esta tese buscou abordar o tema dividindo o impacto em seis conjuntos de distribuidoras de tratamento: todas as do grupo de tratamento, ou seja, as distribuidoras que adotavam o HV; as do grupo de tratamento acima do Trópico de Capricórnio, as abaixo do Trópico de Capricórnio, as da região Centro-Oeste, da região Sudeste e da região Sul.

Utilizamos duas metodologias baseadas em regressão linear para cada um dos seis conjuntos de distribuidoras de tratamento em cada um dos dois períodos: o estimador de diferença-em-diferenças e o método de controle sintético. O último é particularmente adequado para investigar eventos que ocorrem em um nível agregado e que afetam um número relativamente pequeno de unidades, podendo ser até mesmo uma unidade.

Para verificar a sensibilidade dos resultados utilizamos quatro testes de robustez. O primeiro foi testar os modelos de Diferença-em-diferenças com diferentes grupos de variáveis e verificar o efeito nos resultados dos modelos. O segundo foi o teste de placebo para os modelos de controle sintético, o qual imputamos “tratamento” um a um às distribuidoras que não adotavam o HV e verificamos qual foi o efeito do falso tratamento naquela distribuidora. O terceiro teste, também chamado de *Leave One Out*, consiste em excluir uma por uma as distribuidoras que receberam uma ponderação positiva no controle sintético, de modo a sacrificar a bondade do ajuste para checar se os resultados são sensíveis à variação nas distribuidoras de controle. O quarto teste é o de Falsificação. O objetivo dele é antecipar a data do tratamento, ou, no nosso caso, a data da suspensão do HV, para verificar se o modelo de controle sintético se ajusta bem aos dados.

Os resultados encontrados apontam que, para ambos os períodos, não houve alteração no consumo residencial de eletricidade após a mudança da política de HV considerando os seguintes conjuntos de distribuidoras: da região Sul, da região Centro-Oeste, abaixo do Trópico de Capricórnio e considerando todas as distribuidoras do grupo de tratamento. Por outro lado, para as distribuidoras do grupo de tratamento acima do Trópico de Capricórnio, o modelo de Diferença-em-diferenças acusa uma redução no consumo residencial de eletricidade para o período HV e Não HV. Para as distribuidoras da região Sudeste, os dois modelos acusam uma redução no consumo residencial de eletricidade no período Não HV, e apenas o modelo de diferença-em-diferenças acusa uma redução no consumo residencial de eletricidade para o período HV.

De acordo com os resultados apresentados anteriormente podemos afirmar que houve uma redução no consumo residencial de eletricidade considerando as distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e da região Sudeste a partir da mudança de política de HV. Contudo, a análise para as mesmas distribuidoras no período em que não se adotava o HV revelou também uma redução no consumo residencial de eletricidade, fato que nos possibilita afirmar que a redução do consumo não foi causada pela suspensão do HV, mas sim por outra mudança estrutural na relação dos consumidores residenciais com a eletricidade.

Considerando apenas os resultados dos modelos de Diferença-em-diferenças, após a mudança de política do HV (novembro 2019), o consumo residencial de eletricidade mensal das distribuidoras do grupo de tratamento acima do Trópico de Capricórnio reduziu 1,55% no período em que se adotava o HV e 1,21% no período em que não se adotava o HV, enquanto que para as distribuidoras da região Sudeste reduziu 1,78% no período em que se adotava o HV e 1,56 no período em que não se adotava o HV.

Em resumo, esta tese explorou a mudança de política de HV implementada no Brasil na temporada 2019/2020 para investigar se a suspensão do HV impactaria o consumo residencial de eletricidade. Os modelos conduzidos nos dão evidências de que a mudança de política não alterou o consumo residencial. Estudos futuros devem cobrir o impacto da suspensão em outros setores elétricos, tais como o comercial e o industrial.

REFERÊNCIAS

- ABADIE, A & JAVIER G. The Economic Costs of Conflict: A Case Study of the Basque Country. *American Economic Review*, v. 93, n. 1, p. 113–132, 2003.
- ABADIE, A., ALEXIS D., JENS H. An R Package for Synthetic Control Methods in Comparative Case Studies. *Journal of Statistical Software*, v. 42, n. 13, 2011.
- ABADIE, A., ALEXIS D., JENS H. Comparative Politics and the Synthetic Control Method. *American Journal of Political Science*, v. 59, n. 2, p. 495 – 510, 2014.
- ABADIE, A., ALEXIS D., JENS H. Synthetic Control Methods for Comparative Case Studies: Estimating the Effect of California’s Tobacco Control Program. *Journal of the American Statistical Association*, v. 105, n. 490, p. 493–505, 2010.
- ABADIE, A; GARDEAZABAL, J. The economic costs of conflict: A case study of the Basque Country. *American Economic Review*, v. 93, n. 1, p. 113-132, 2003.
- AMUSA, H., KAFAYAT A., RAMOS M. Aggregate demand for electricity in South Africa: An analysis using the bounds testing approach to cointegration. *Energy policy*, v. 37, n. 10, 2009.
- ANDRADE, T. A & LOBÃO, W. J. A. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de Energia Elétrica no Brasil. Texto para discussão nº 489. Rio de Janeiro, IPEA, 1997.
- ANGRIST, J. D.; KRUEGER, A.B. Empirical strategies in labor economics. In: *Handbook of Labor Economics*. Elsevier, 1999.
- ARIES, M. BC; NEWSHAM, G. R. Effect of daylight saving time on lighting energy use: A literature review. *Energy Policy*, v. 36, n. 6, p. 1858-1866, 2008.
- ATHEY, S, IMBENS, G.W. The state of applied econometrics: Causality and policy evaluation. *Journal of Economic Perspectives*, v. 31, n. 2, 2017.
- CAMPOS, M. Mundo Educação. Geografia.Fusos Horários, Uol [online], 2023. Disponível em: <https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/fusos-horarios.htm>. Acesso em: 10 jan. 2023.
- CHOI, S., PELLEN, A., & MASSON, V. How does daylight saving time affect electricity demand? An answer using aggregate data from a natural experiment in Western Australia. *Energy Economics*, v. 66, p. 247-260, 2017.
- CROISSANT, Y.; MILLO, G. *Panel data econometrics in R: The plm package*. *Journal of statistical software*, v. 27, n. 2, p. 1-43, 2008.
- Departamento de Energia dos Estados Unidos. *Impact of Extended Daylight Saving Time on National Energy Consumption. Report to Congress. Energy Policy Act of 2005*, Seção 110, 2008.

DOLEAC, J. L.; SANDERS, N. J. Under the cover of darkness: How ambient light influences criminal activity. *Review of Economics and Statistics*, v. 97, n. 5, p. 1093-1103, 2015.

FLORES, D; LUNA, E. M. An econometric evaluation of daylight saving time in Mexico. *Energy*, v. 187, p. 116-124, 2019.

GUVEN, C.; YUAN, H.; ZHANG, Q.; AKSAKALLI, V. *When does daylight saving time save electricity? Weather and air-conditioning. Energy Economics*, v. 98, p. 105216-105236, 2021.

HANCEVIC, P., MARGULIS, D. Daylight saving time and energy consumption: The case of Argentina. *El trimestre económico*, v. 85, n. 339, p. 515-542, 2018.

HENCKEL, D.; GERNIG, B.; MÜCKENBERGER, U. *The Future of Daylight Saving Time. German Society for time policy*, 2021.

HERBER, S. P.; QUIS, J. S; HEINECK, G. Does the transition into daylight saving time affect students' performance? *Economics of Education Review*, v. 61, p. 130-139, 2017.

HAVRANEK, T.; HERMAN, D.; IRSOVA, Z. *Does daylight saving save electricity? A meta-analysis. The Energy Journal*, v. 39, n. 2, 2018.

HOLLAND, P. W. "Statistics and causal inference." *Journal of the American statistical Association*, v. 81, n. 396, 1986.

HUBER, M. "An introduction to flexible methods for policy evaluation." *arXiv preprint arXiv*, 2019.

JIN, L; ZIEBARTH, N. R. Sleep, health, and human capital: Evidence from daylight saving time. *Journal of Economic Behavior & Organization*, v. 170, p. 174-192, 2020.

KARASU, S. *The effect of daylight saving time options on electricity consumption of Turkey. Energy*, v. 35, n. 9, p. 3773-3782, 2010.

KELLOGG, R; WOLFF, H. Daylight time and energy: Evidence from an Australian experiment. *Journal of Environmental Economics and Management*, v. 56, n. 3, p. 207-220, 2008.

KOTCHEN, M. J.; GRANT, L. E. Does daylight saving time save energy? Evidence from a natural experiment in Indiana. *Review of Economics and Statistics*, v. 93, n. 4, p. 1172-1185, 2011.

KUDELA, P. *et al.* Does daylight saving time save electricity? Evidence from Slovakia. *Energy Policy*, v. 137, p. 111- 146, 2020.

KÜFEOĞLU, S.; ÜÇLER, Ş.; ESKICIOĞLU, F.; ÖZTÜRK, E. B.; CHEN, H. *Daylight Saving Time policy and energy consumption. Energy Reports*, v. 7, p. 5013-5025, 2021.

LÓPEZ, M. *Daylight effect on the electricity demand in Spain and assessment of Daylight Saving Time policies*. *Energy Policy*, v. 140, p. 111419, 2020.

MIRZA, F.M; BERGLAND, O. The impact of daylight saving time on electricity consumption: Evidence from southern Norway and Sweden. *Energy Policy*, v. 39, n. 6, p. 3558-3571, 2011.

MONTALVÃO, E. O setor elétrico e o horário de verão. *Senado Federal, Consultoria Legislativa*, Texto para discussão n. 19, 2005.

MOMANI, M. A.; YATIM, B.; ALI, M. A. M. *The impact of the daylight saving time on electricity consumption—a case study from Jordan*. *Energy Policy*, v. 37, n. 5, p. 2042-2051, 2009.

NARAYAN, P.K., SMYTH, R. The residential demand for electricity in Australia: an application of the bounds testing approach to cointegration. *Energy Policy*, v. 33, p. 467–474, 2005.

NECESSITATIS, E. Shifts to and from daylight saving time and incidence of myocardial infarction. *N Engl J Med*, n. 359, p. 1966-1968, 2008.

NEYMAN, J. Sur les Applications de la Theorie des Probabilites aux Experiences Agricoles: Essai des Principes, *Roczniki Nauk Rolniczych*, v. 10, p. 1–51, 1923.

PETTERINI, F; SIGNOR, D; SANTOS, P. O limítrofe do horário de verão: análises quase-experimentais do consumo de energia elétrica na Bahia e no Tocantins. *Nova Economia*, v. 28, n. 3, p. 943-964, 2018.

QUERCIOLO, E. Time zone lines and suicides: west side story. *Acta Psychiatrica Scandinavica*, v. 126, n. 2, p. 153, 2012.

RIVERS, N. Does daylight savings time save energy? Evidence from Ontario. *Environmental and Resource Economics*, v. 70, n. 2, p. 517-543, 2018.

RODRIGUEZ, H. S.; HANCEVIC, P. *The unexpected effects of daylight-saving time: Traffic accidents in Mexican municipalities*. 2020.

ROSENBAUM, P. R.; DONALD B. R. The central role of the propensity score in observational studies for causal effects. *Biometrika*, v. 70, n. 1, p. 41-55, 1983.

RUBIN, D. B. Estimating causal effects of treatments in randomized and nonrandomized studies. *Journal of educational Psychology*, v. 66, n. 5, p. 688, 1974.

RUBIN, D. B. Formal mode of statistical inference for causal effects. *Journal of statistical planning and inference*, v. 25, n. 3, p. 279-292, 1990.

SEKHON, J. The Neyman-Rubin Model of Causal Inference and Estimation Via Matching Methods. *The Oxford Handbook of Political Methodology*, v. 2, p. 1-37, 2008.

SEXTON, A. L.; BEATTY, T. KM. Behavioral responses to daylight savings time. *Journal of Economic Behavior & Organization*, v. 107, p. 290-307, 2014.

SMITH, A. C. Spring forward at your own risk: Daylight saving time and fatal vehicle crashes. *Applied Economics*, v. 8, n. 2, p. 65-91, 2016.

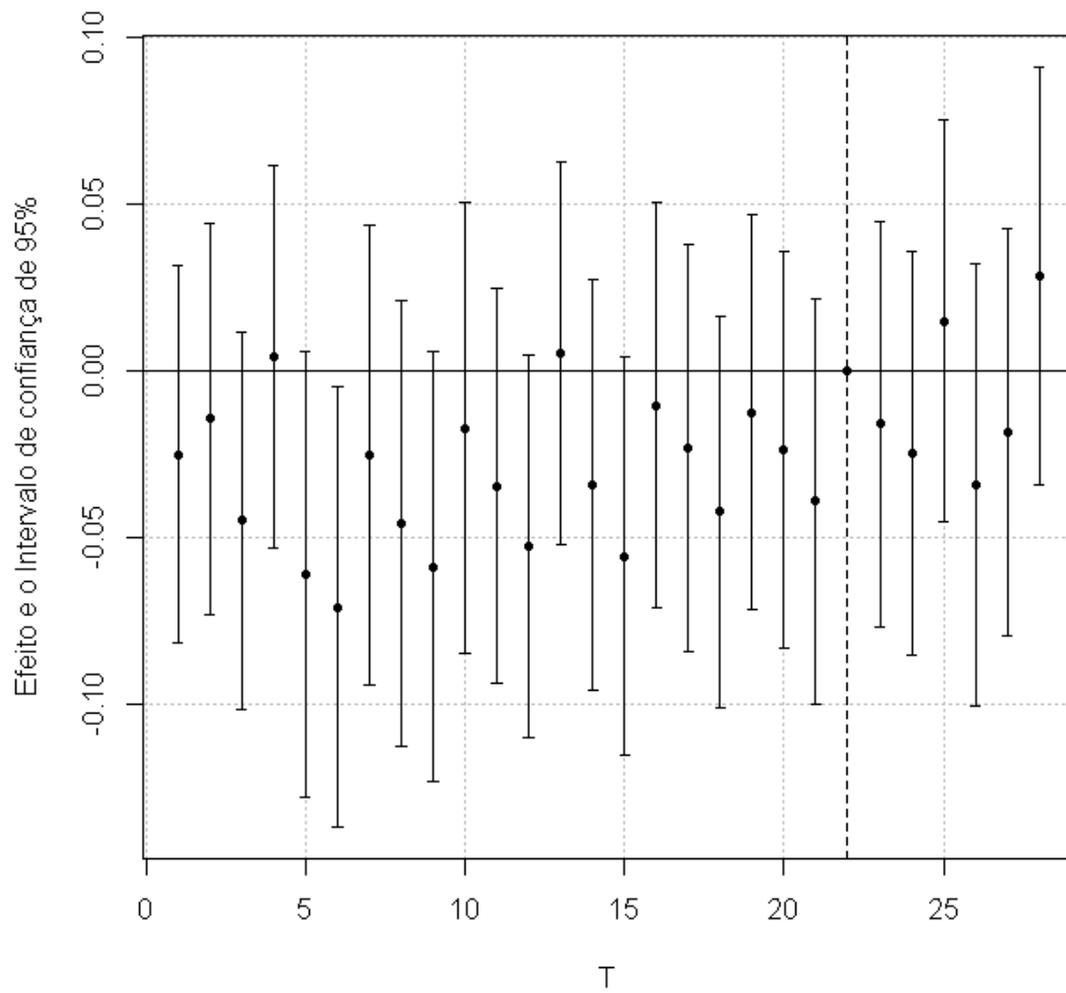
SCHWARZENEGGER, A. *The effect of early daylight saving time on california electricity consumption: a statistical analysis*, California energy comission, 2007.

Time and Date (2022). *Time and Date*. Acesso em 29/10/2022 no site [www.Timeanddate.com: https://www.timeanddate.com/time/dst/statistics.html](https://www.timeanddate.com/time/dst/statistics.html)

VERDEJO, H.; BECKER, C.; ECHIBURU, D.; ESCUDERO, W.; FUCKS, E. *Impact of daylight saving time on the Chilean residential consumption*. *Energy Policy*, v. 88, p. 456-464, 2016.

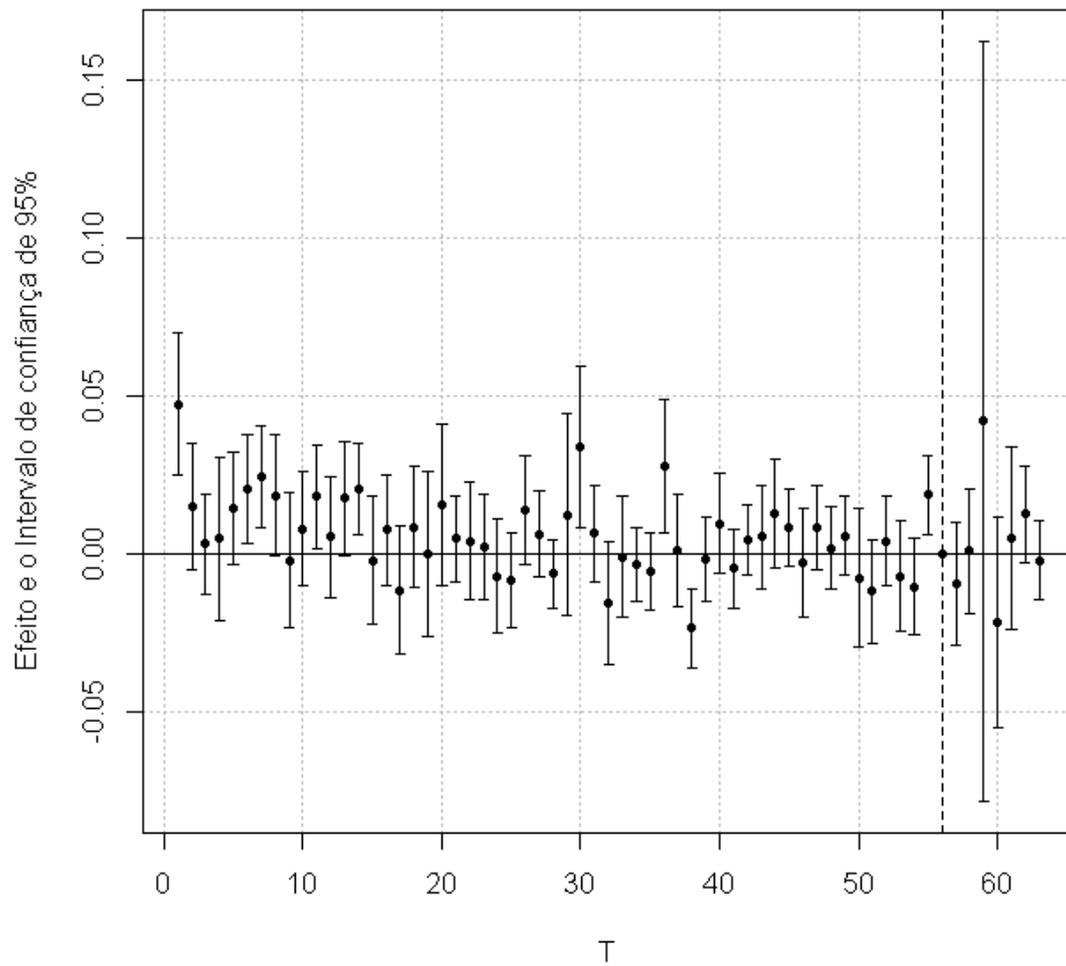
ANEXO A – Ajuste dos modelos de diferença-em-diferenças com as variáveis socioeconômicas

Gráfico I. Teste de tendências paralelas considerando todas as distribuidoras no período HV.



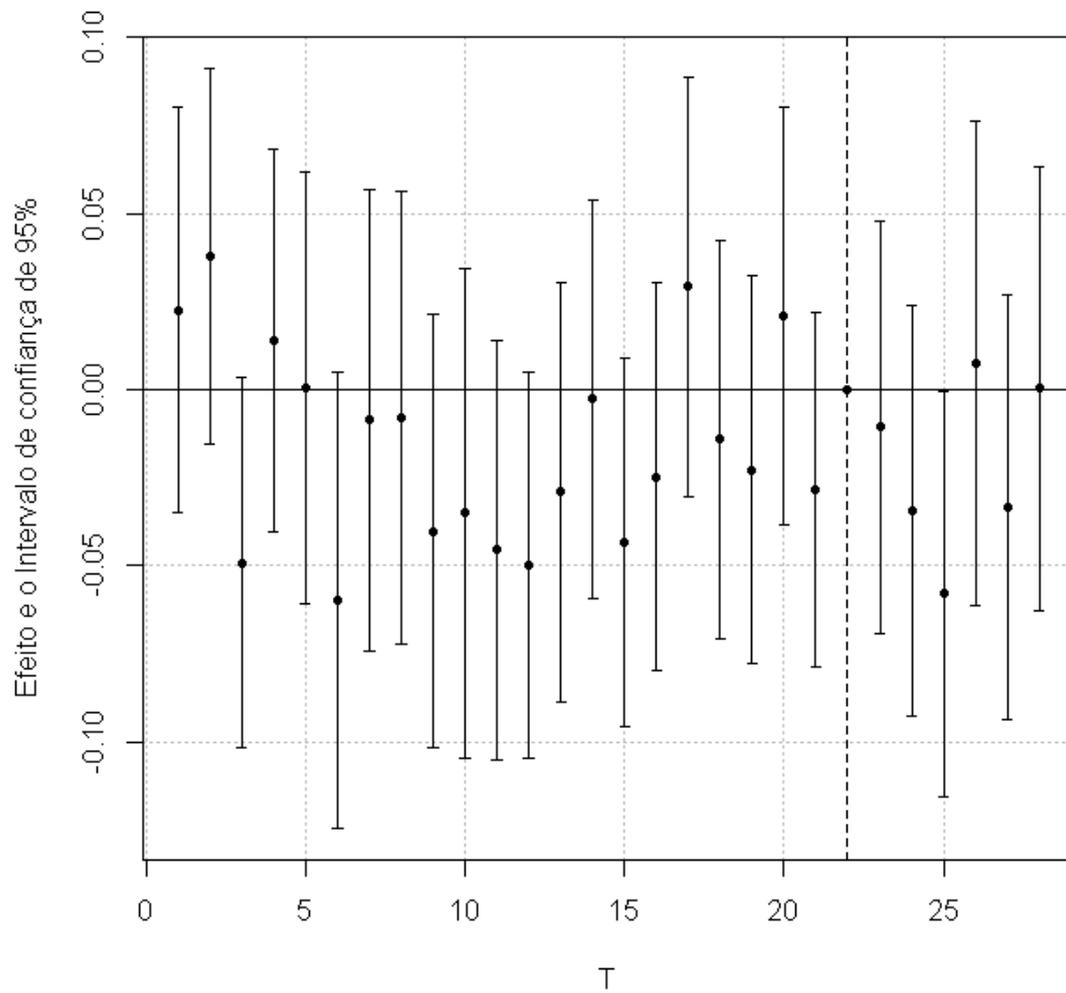
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico II. Teste de tendências paralelas considerando todas as distribuidoras no período não HV.



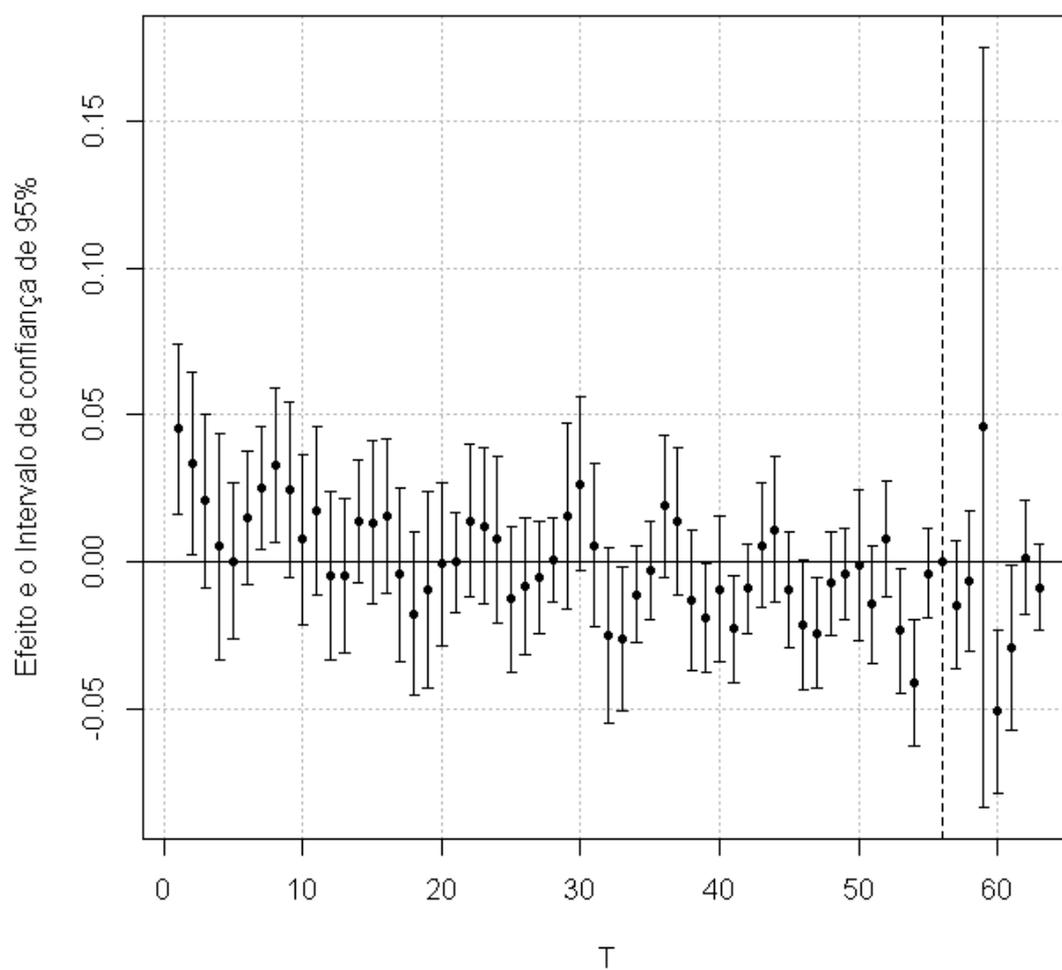
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico III. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio no período HV.



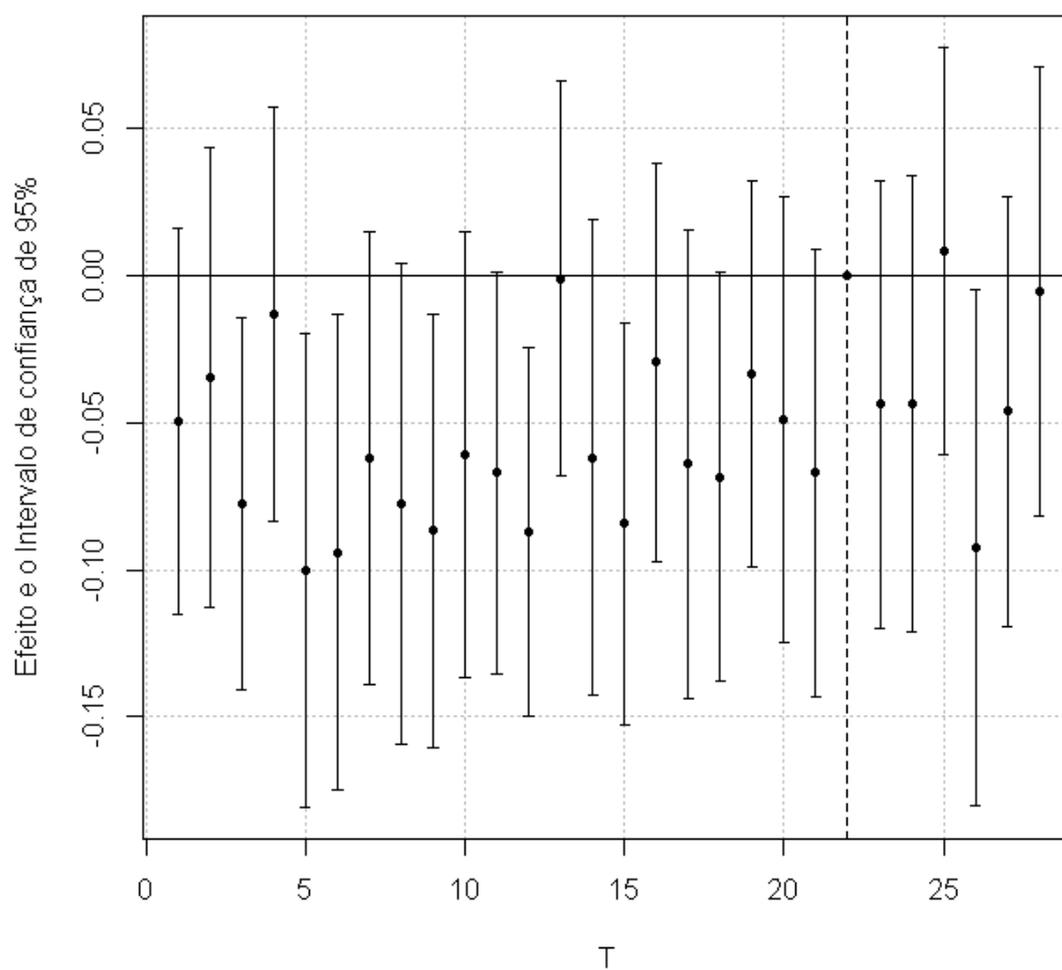
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico IV. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio no período não HV.



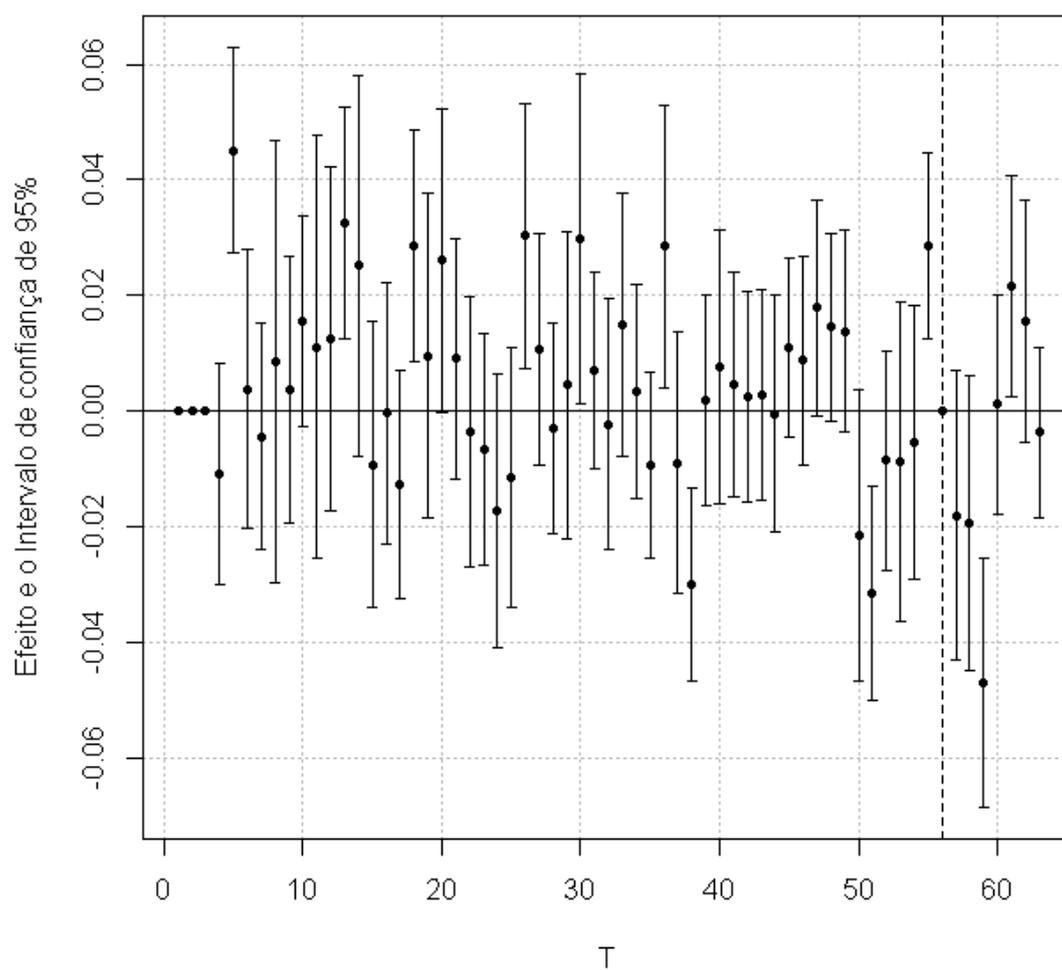
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico V. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio no período HV.



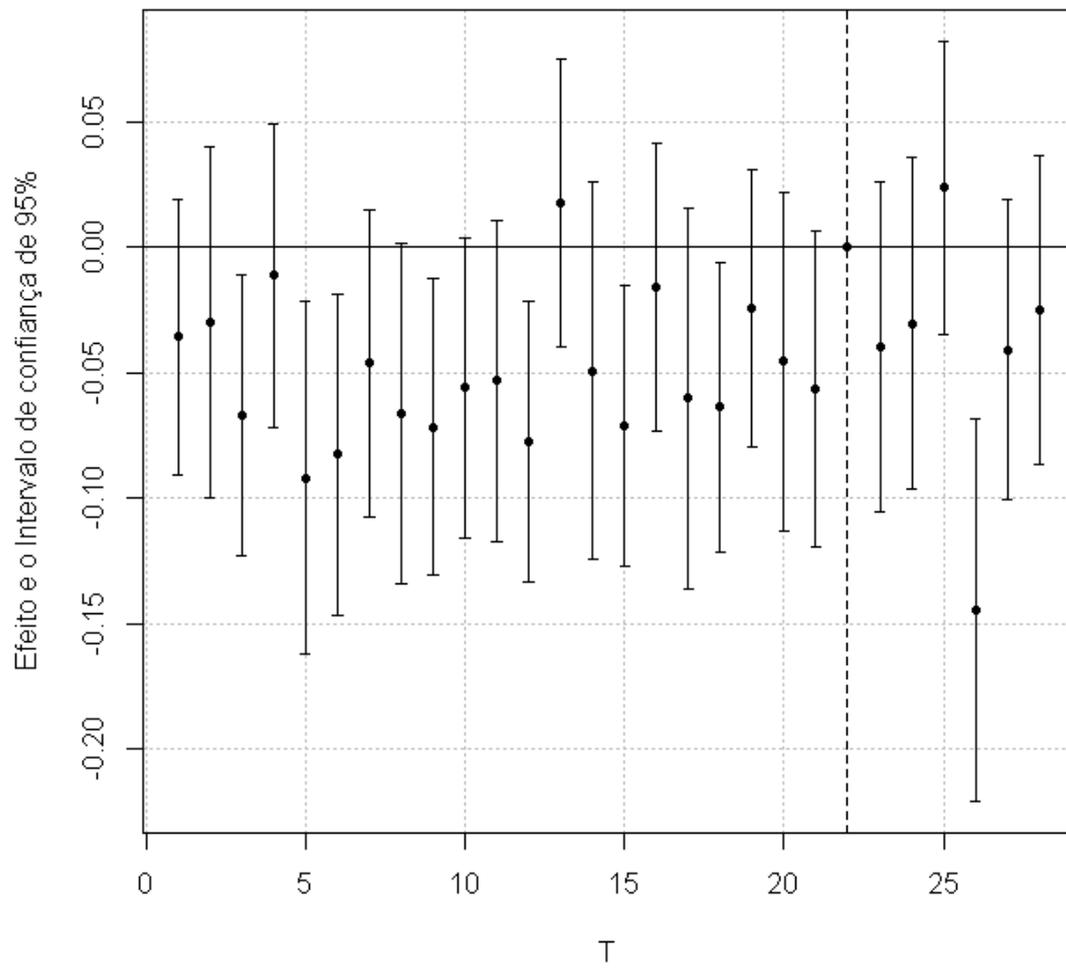
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico VI. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio no período não HV.



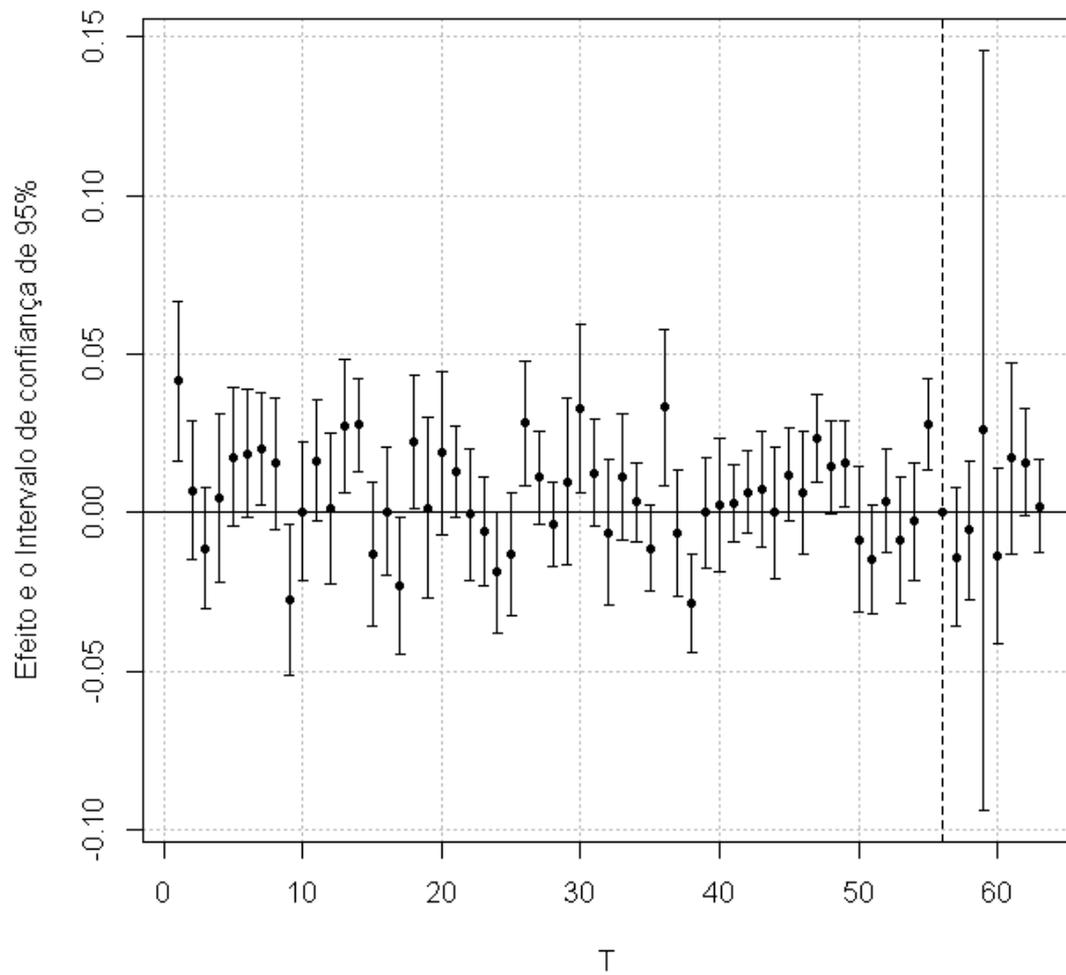
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico VII. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras do Sul no período HV.



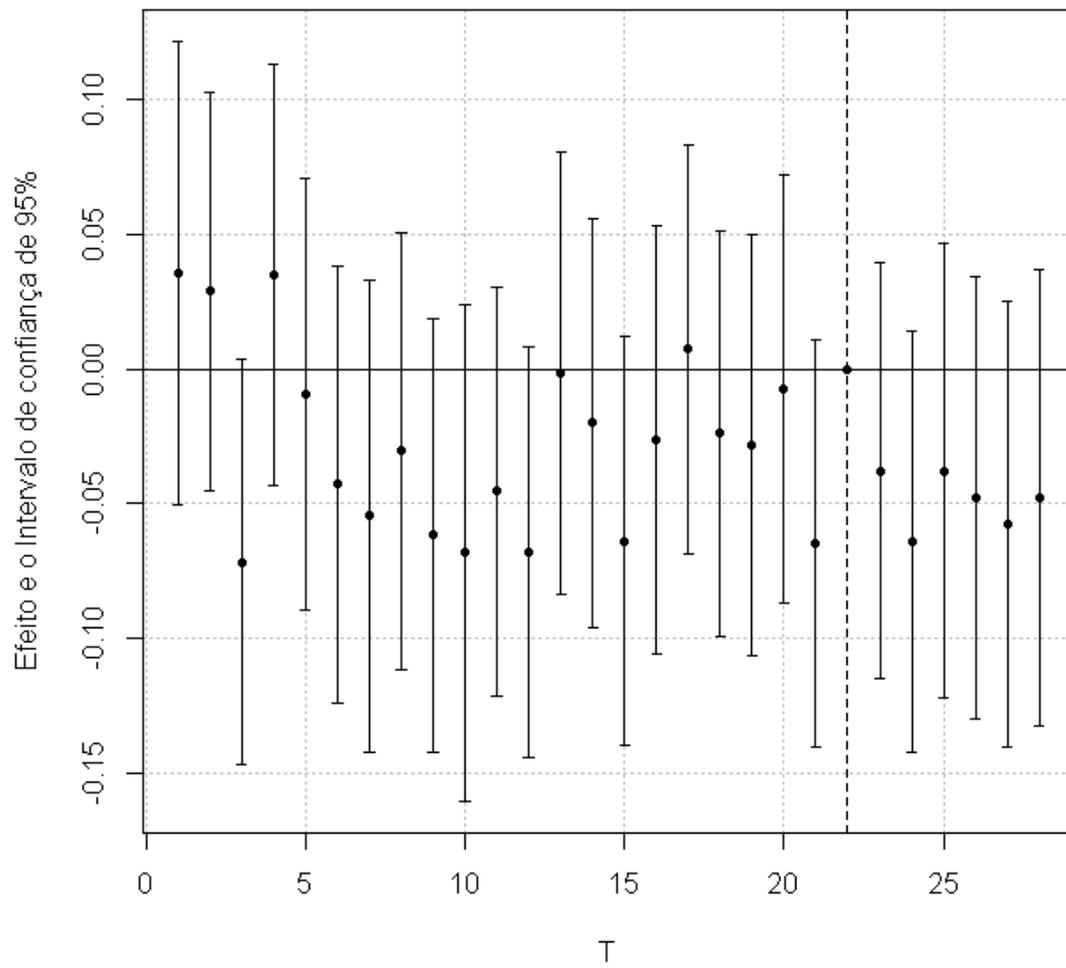
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico VIII. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras do Sul no período não HV.



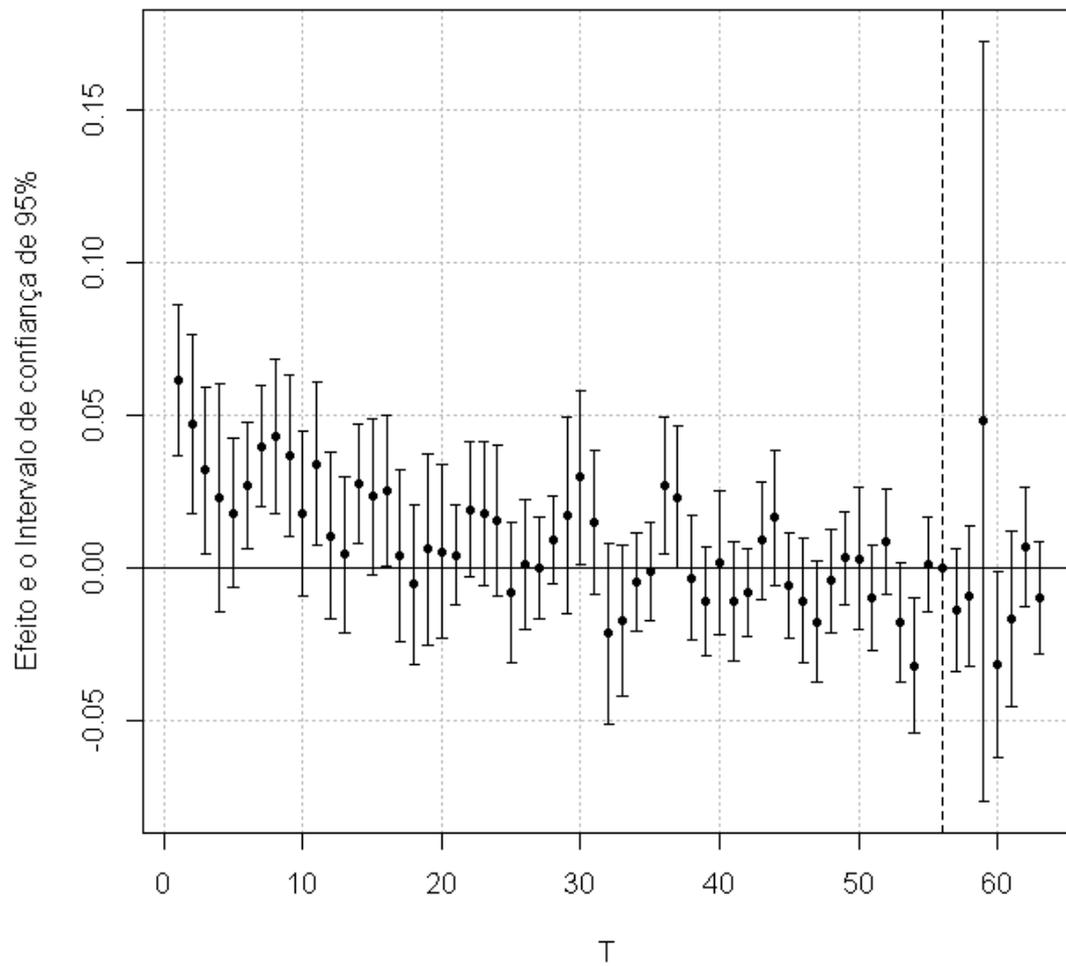
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico IX. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras do Sudeste no período HV.



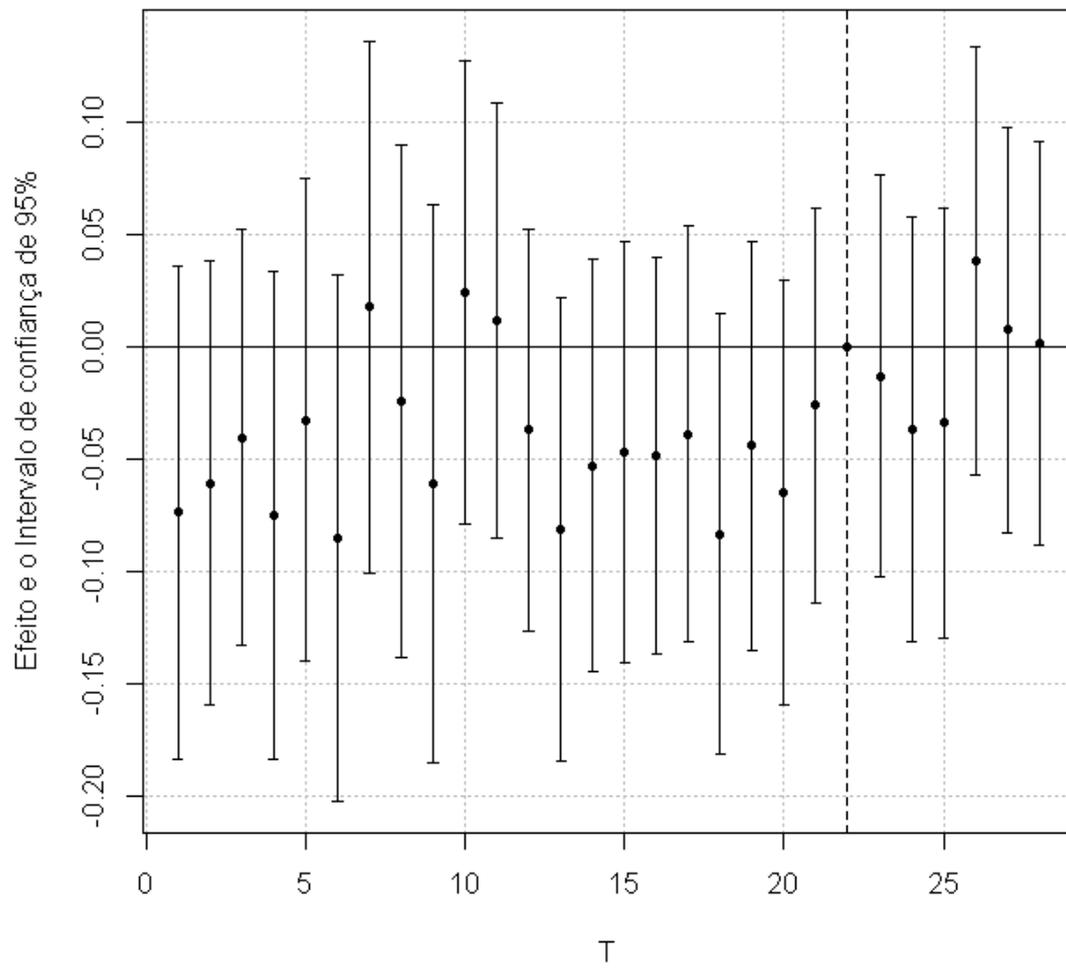
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico X. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras do Sudeste no período não HV.



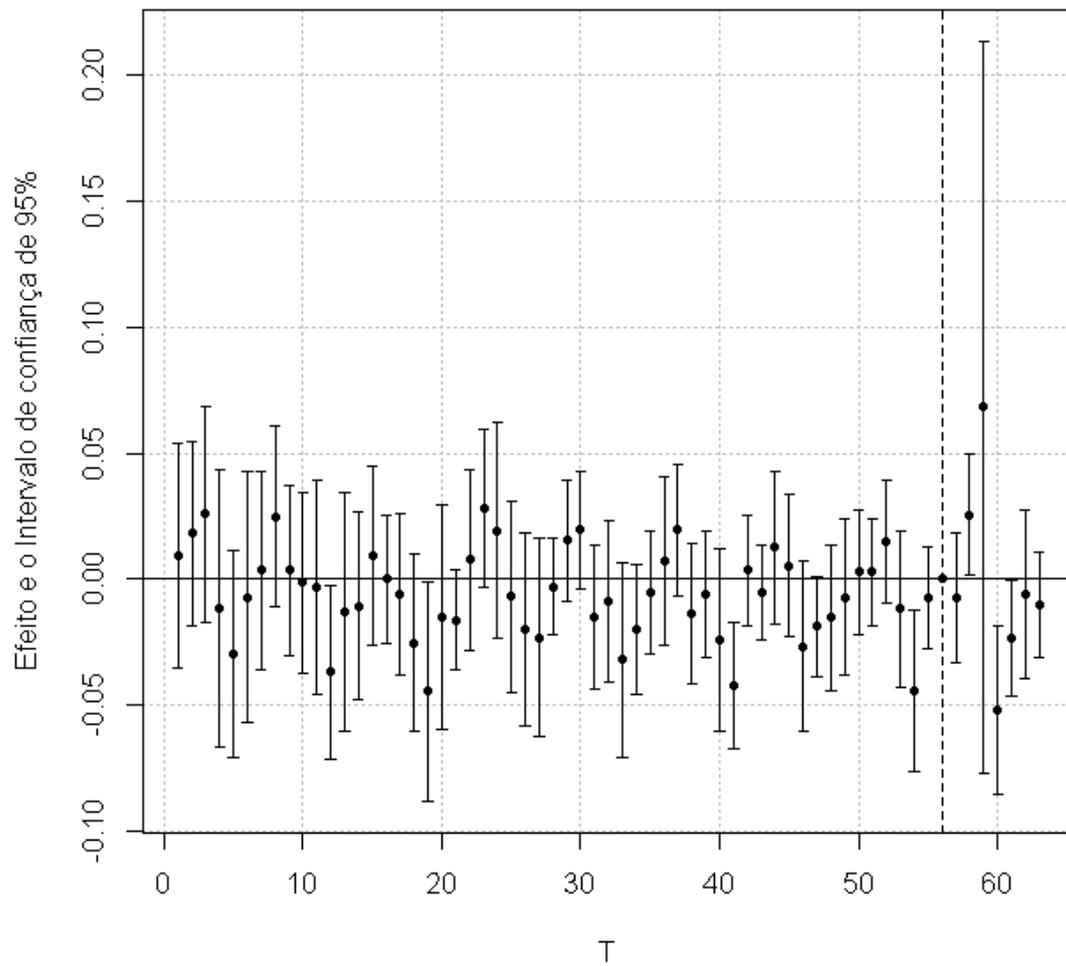
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico XI. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras do Centro-Oeste no período HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Gráfico XII. Teste de tendências paralelas considerando as distribuidoras do Centro-Oeste no período não HV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

ANEXO B – Pesos dos modelos de controle sintético

Tabela I. Pesos dos controles sintéticos ajustados por corte para o período HV.

Distribuidoras	Período HV					
	Todas	Aci. do trópico	Aba. do trópico	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
AME	0	0	0	0	0	0
RRE	0	0,064	0	0,060	0,201	0,500
CEA	0,329	0,122	0,316	0,011	0	0,123
CELPE	0	0	0	0	0	0
EQUATORIAL MA	0	0	0	0	0	0
CERCOS	0,001	0	0	0	0	0
ERRO	0	0,409	0,312	0,590	0,414	0
COELBA	0	0,406	0,103	0,329	0,384	0,011
COSERN	0	0	0	0	0	0
EBO	0	0	0	0	0	0
EAC	0,406	0	0,001	0,007	0	0
ENEL CE	0	0	0	0	0	0
EPB	0	0	0	0	0	0
EQUATORIAL AL	0,257	0	0,266	0	0	0
EQUATORIAL PA	0	0	0	0	0	0
EQUATORIAL PI	0	0	0	0	0	0
ESSE	0	0	0	0	0	0
ETO	0	0	0	0,002	0	0
SULGIPE	0,007	0	0	0	0	0,363

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

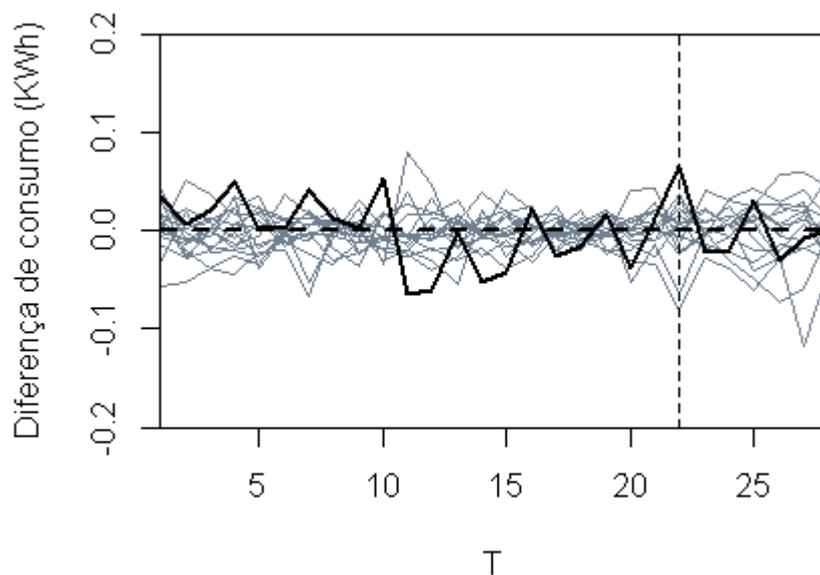
Tabela II. Pesos dos controles sintéticos ajustados por corte para o período Não HV.

Distribuidoras	Período não HV					
	Todas	Aci. do trópico	Aba. do trópico	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
AME	0,001	0	0	0	0	0
RRE	0	0,166	0,086	0,107	0,151	0,245
CEA	0,118	0	0,168	0	0	0,264
CELPE	0,001	0,587	0	0,328	0	0
EQUATORIAL MA	0	0	0	0	0	0
CERCOS	0,001	0	0	0,009	0	0,005
ERRO	0,513	0,248	0,436	0,325	0,458	0
COELBA	0,097	0	0	0	0,392	0
COSERN	0,001	0	0	0	0	0
EBO	0,014	0	0,310	0	0	0,484
EAC	0	0	0	0,186	0	0
ENEL CE	0	0	0	0	0	0
EPB	0	0	0	0	0	0
EQUATORIAL AL	0,252	0	0	0	0	0
EQUATORIAL PA	0	0	0	0	0	0
EQUATORIAL PI	0	0	0	0	0	0
ESSE	0,001	0	0	0	0	0
ETO	0	0	0	0,019	0	0
SULGIPE	0,001	0	0	0,027	0	0,001

ANEXO C - Testes de Placebo

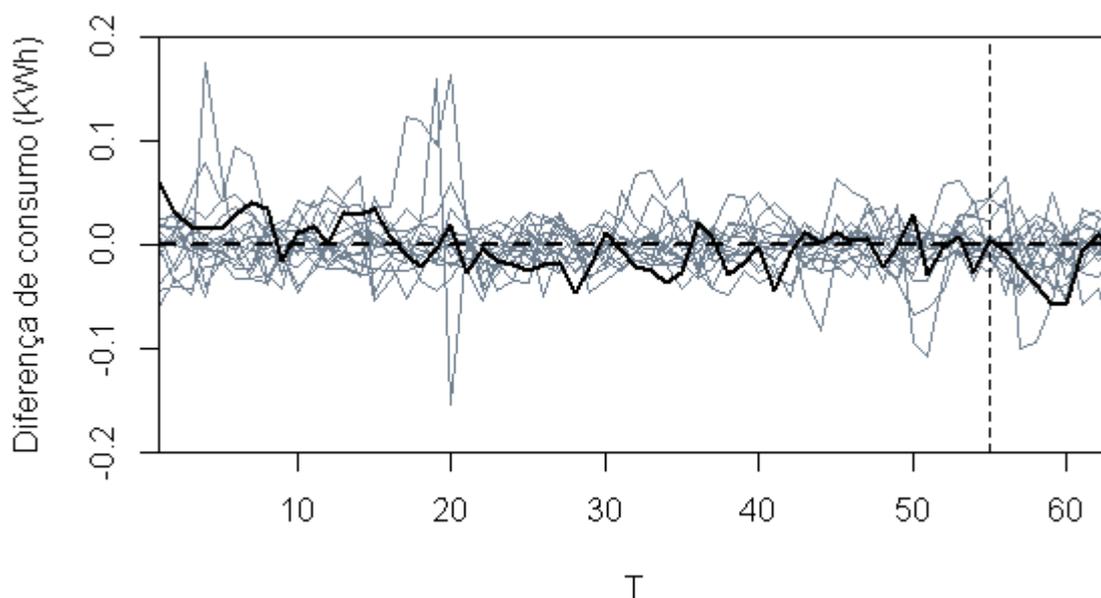
III.I Resultados considerando todas as distribuidoras

Gráfico XIII. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

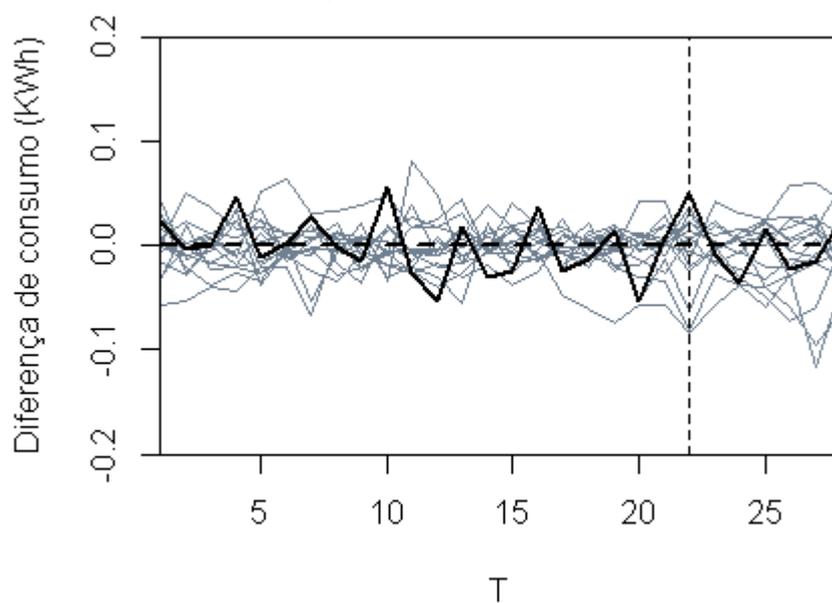
Gráfico XIV. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

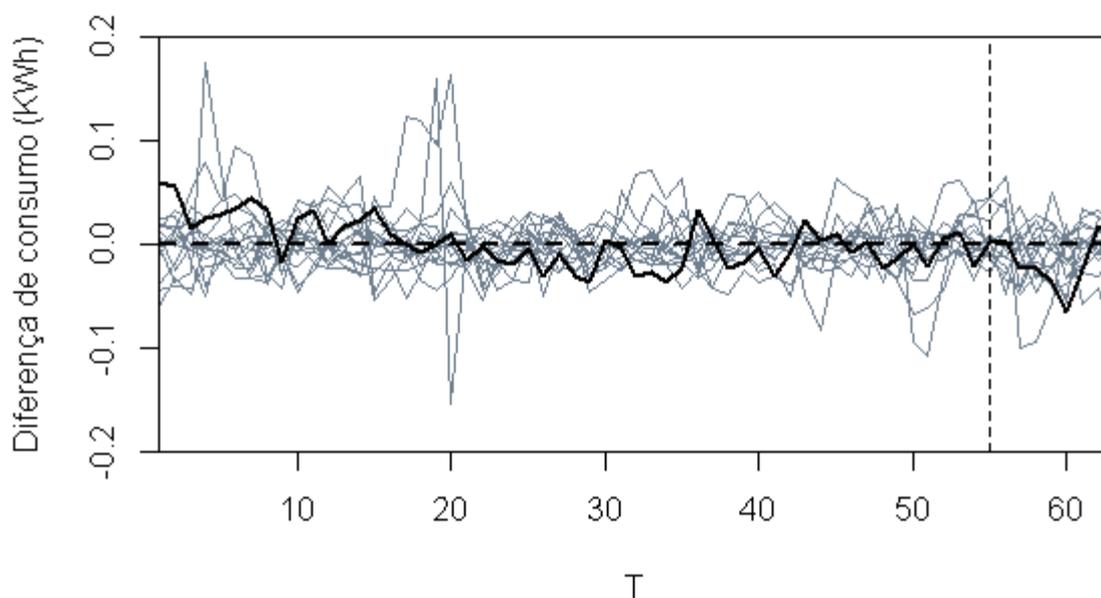
III.II Resultados para as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio

Gráfico XV. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

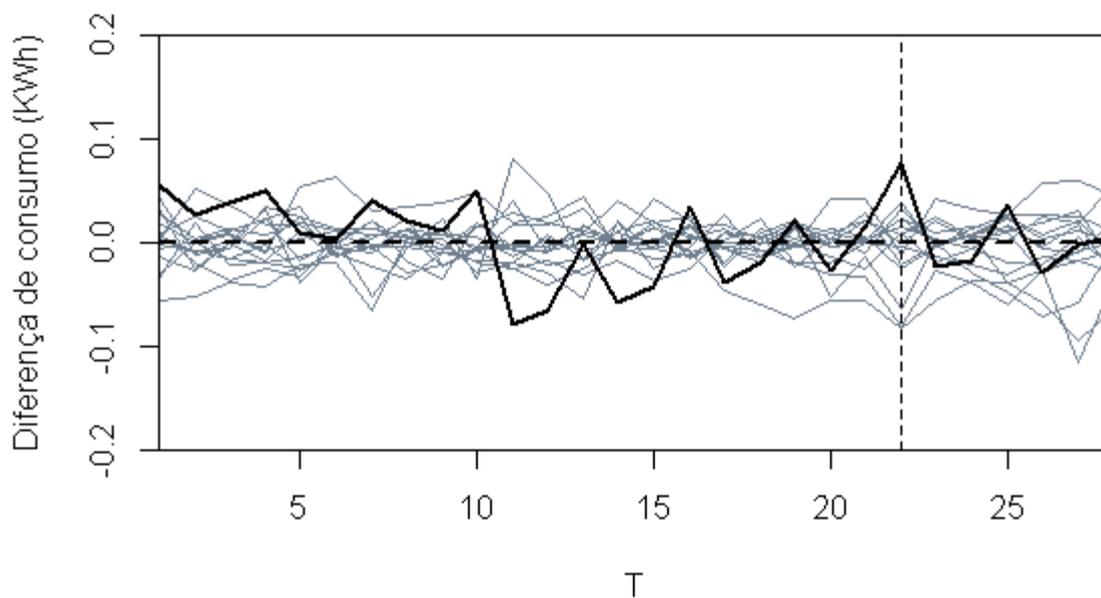
Gráfico XVI. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

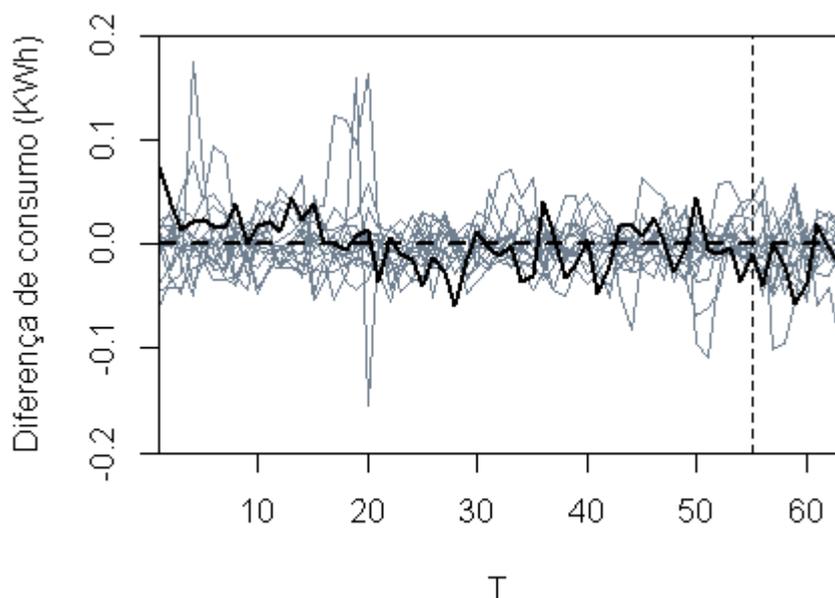
III.III Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio

Gráfico XVII. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

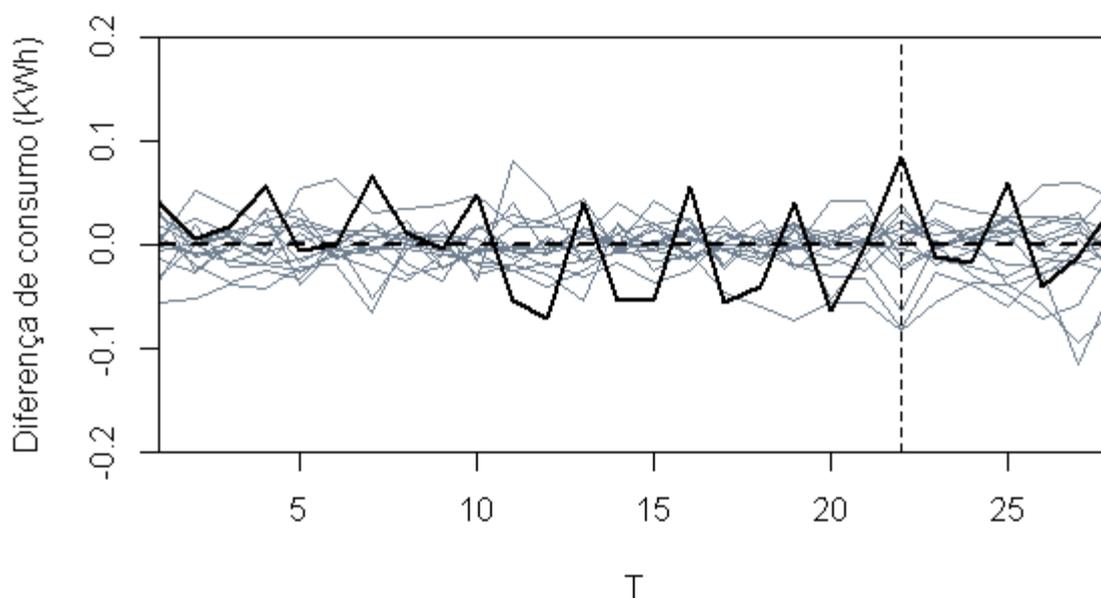
Gráfico XVIII. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

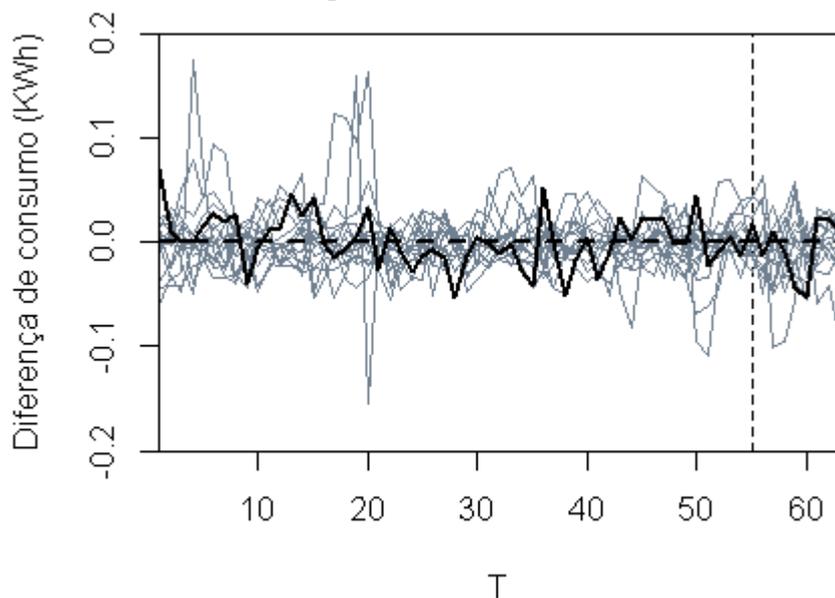
III.IV Resultados para as distribuidoras do Sul

Gráfico XIX. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

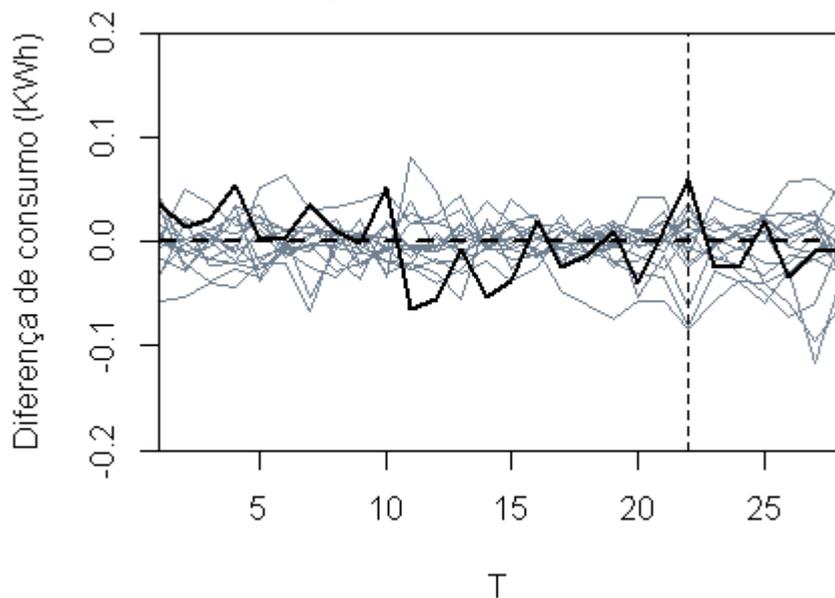
Gráfico XX. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

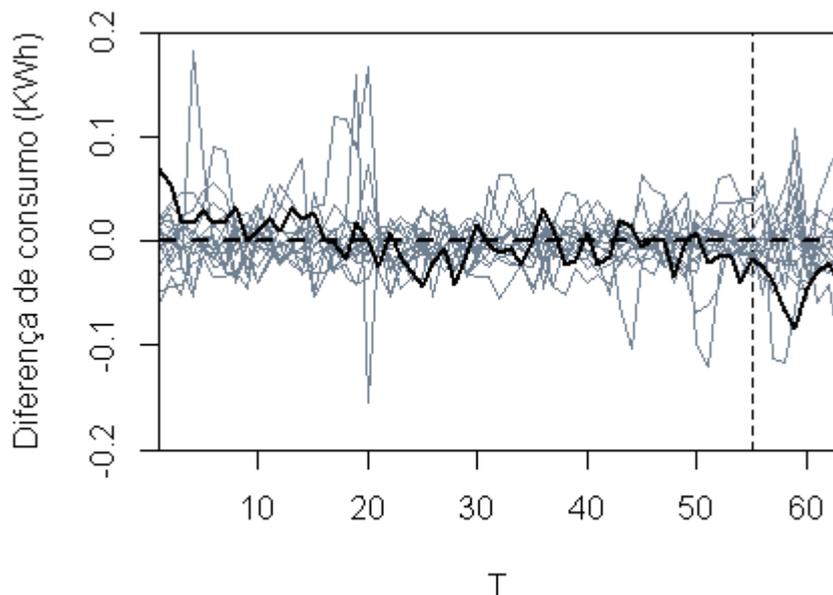
III.V Resultados para as distribuidoras do Sudeste

Gráfico XXI. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

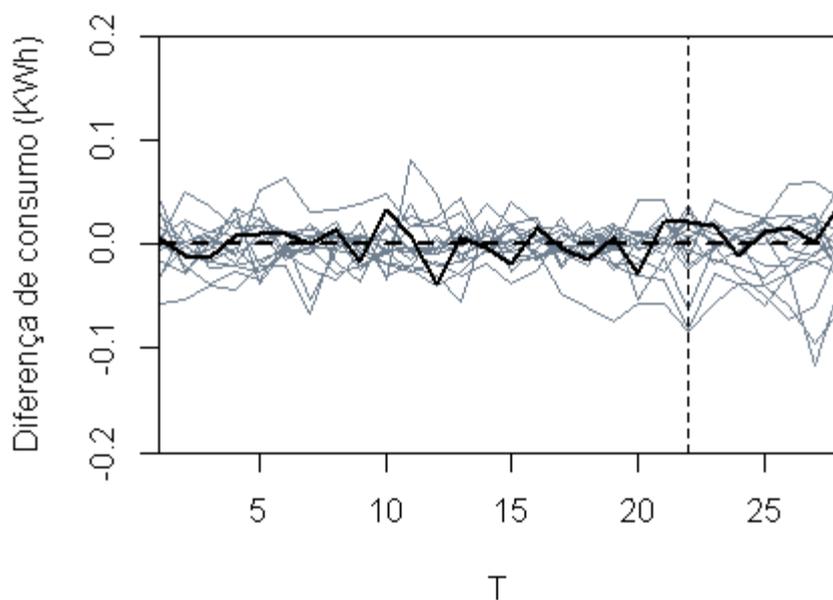
Gráfico XXII. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

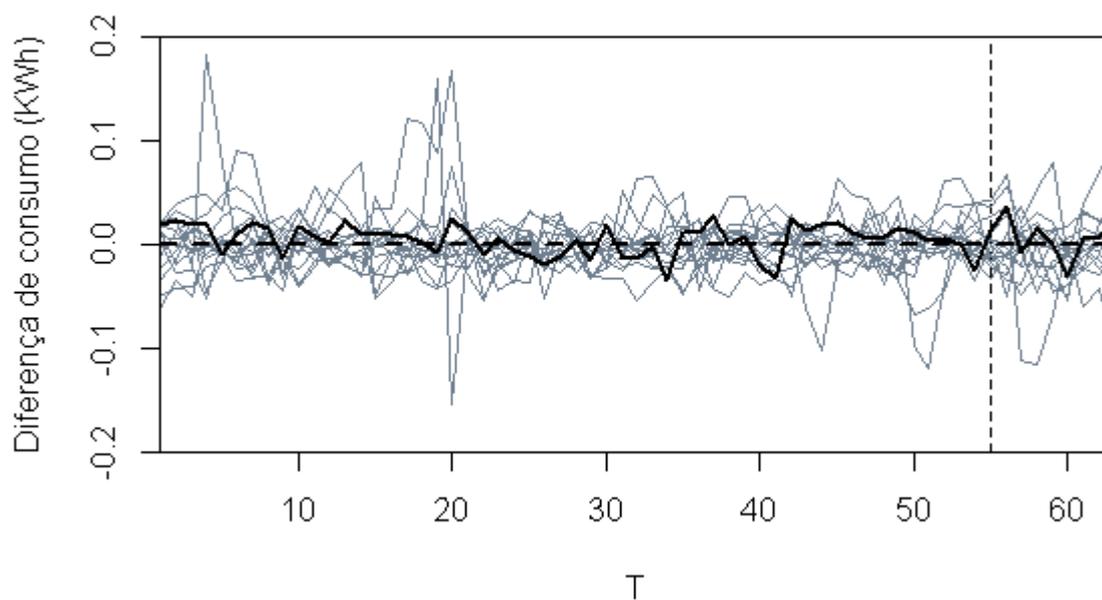
III.VI Resultados para as distribuidoras do Centro-Oeste

Gráfico XXIII. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

Gráfico XXIV. Testes de placebo - Diferença do consumo residencial de eletricidade da distribuidora e sua contraparte sintética no Período Não HV.

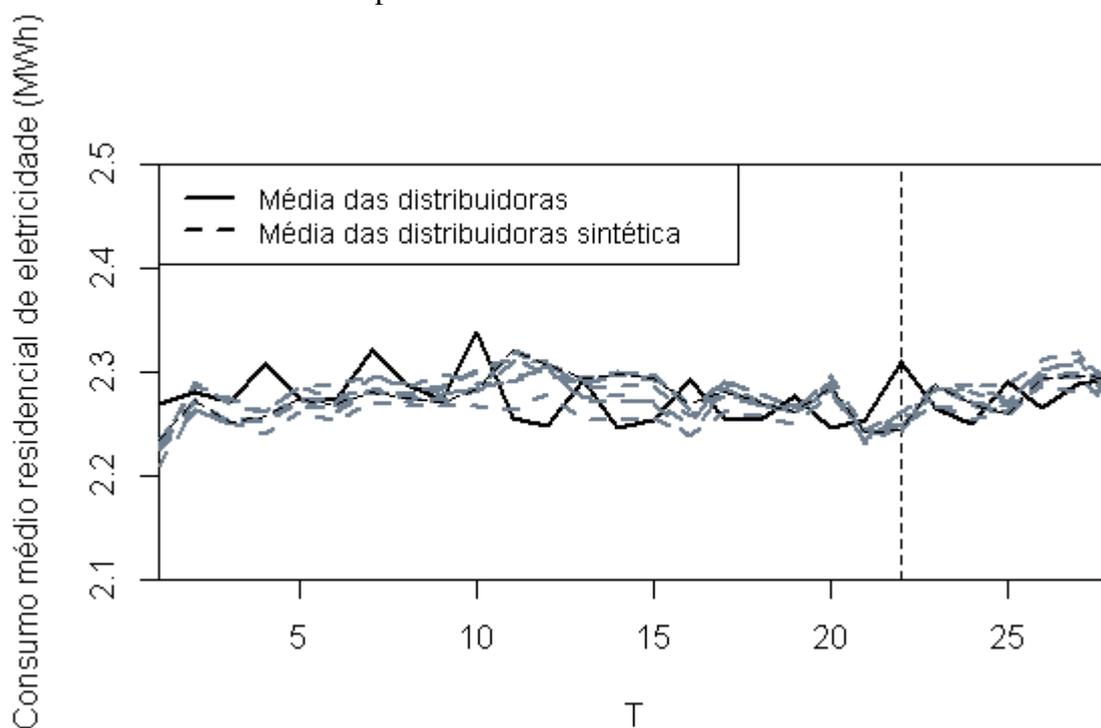


Nota: A linha preta em relevo indica a diferença do consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua versão sintética. As linhas em cinza apresentam os testes de placebo para as 19 distribuidoras do grupo de controle.

ANEXO D - Testes *Leave one out*

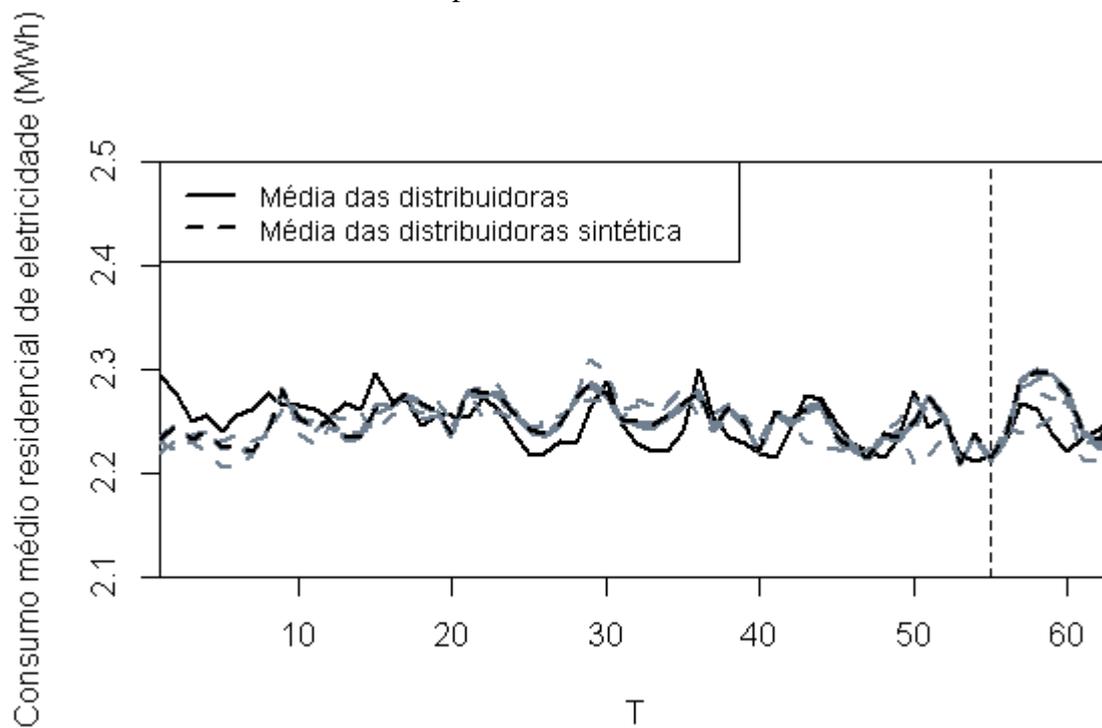
4.1 Resultados considerando todas as distribuidoras

Gráfico XXV. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

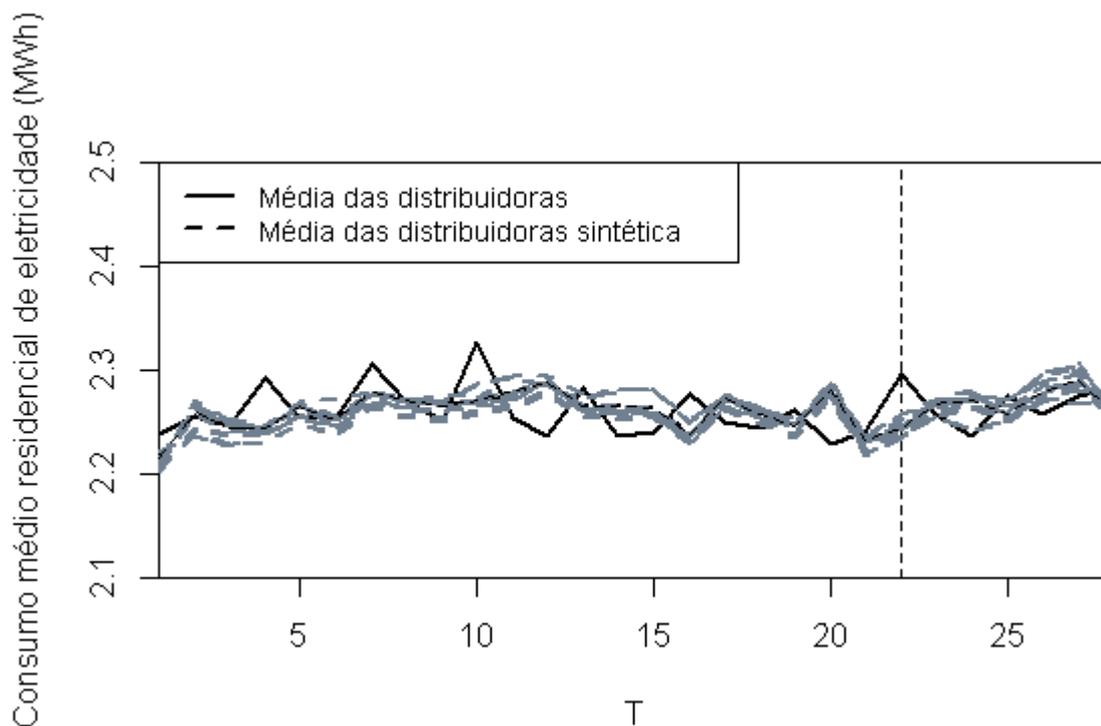
Gráfico XXVI. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

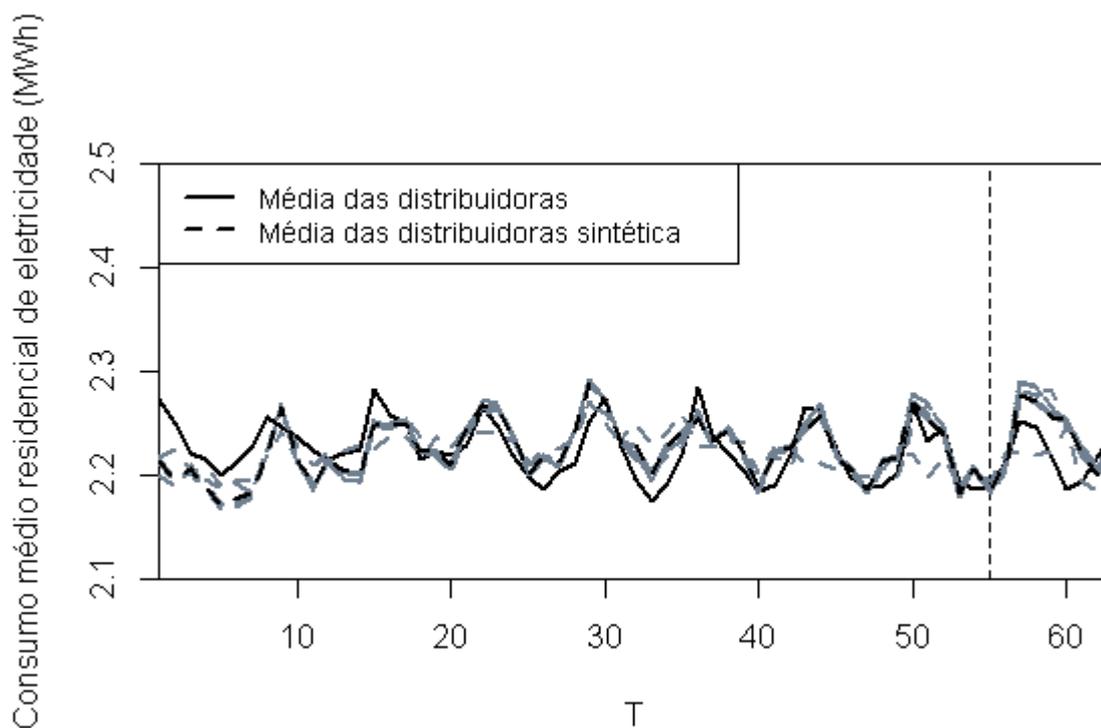
IV.II Resultados para as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio

Gráfico XXVII. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de capricórnio, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

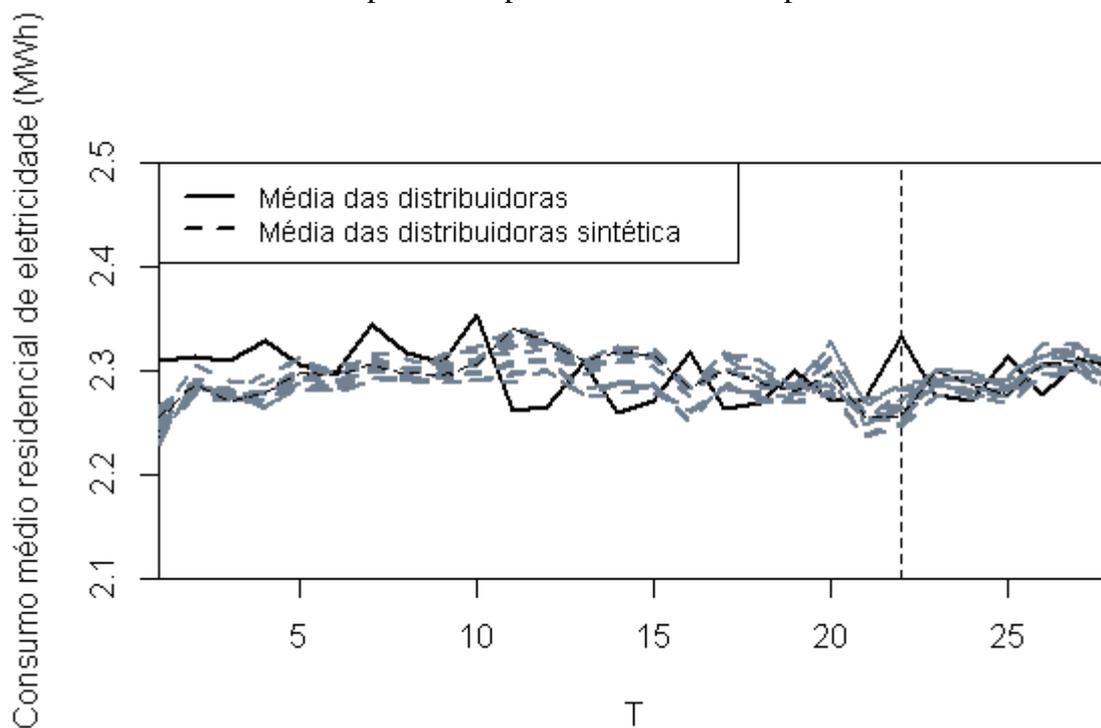
Gráfico XXVIII. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de capricórnio, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

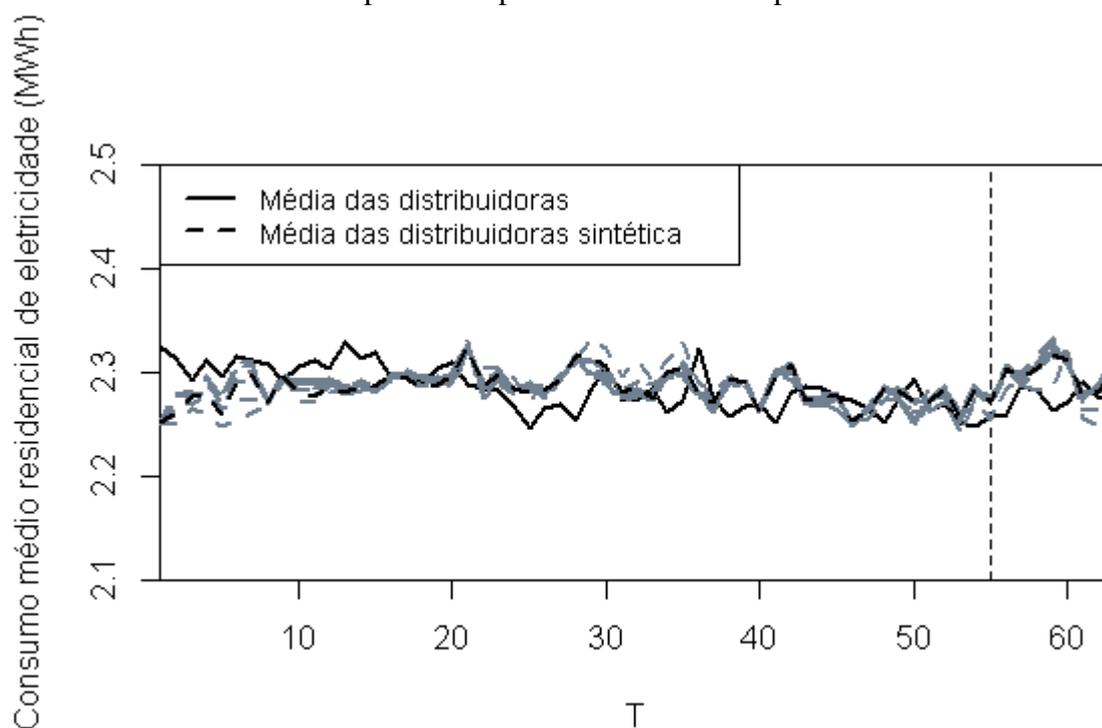
IV.III Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio

Gráfico XXIX. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

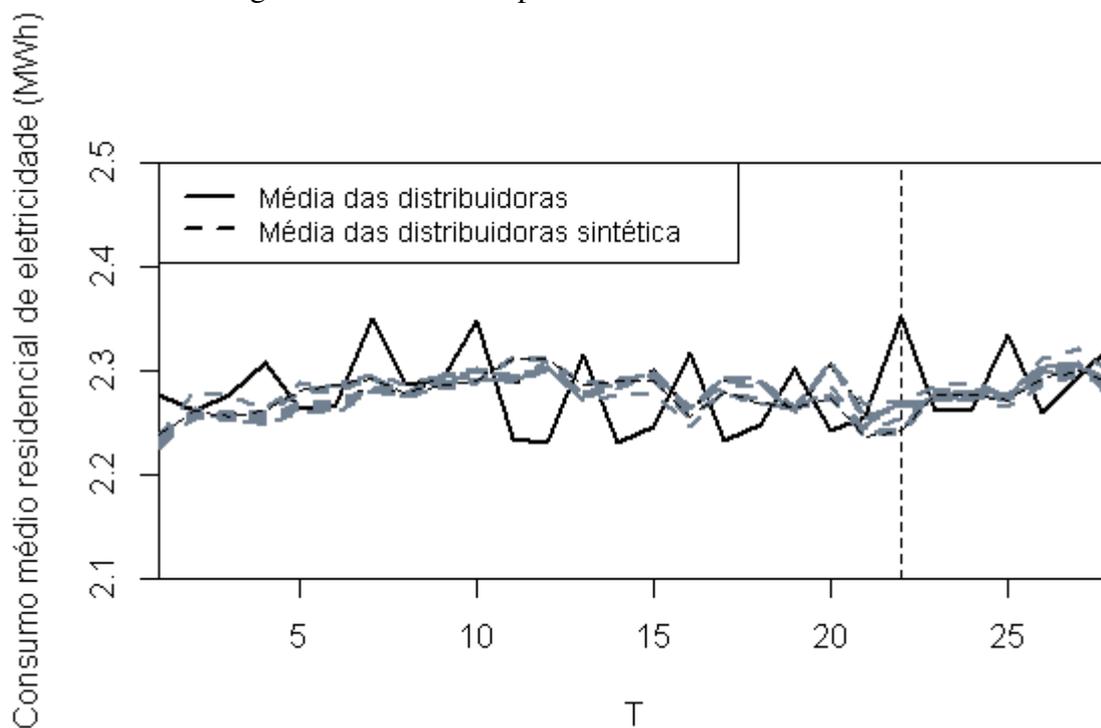
Gráfico XXX. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras abaixo do trópico de capricórnio, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

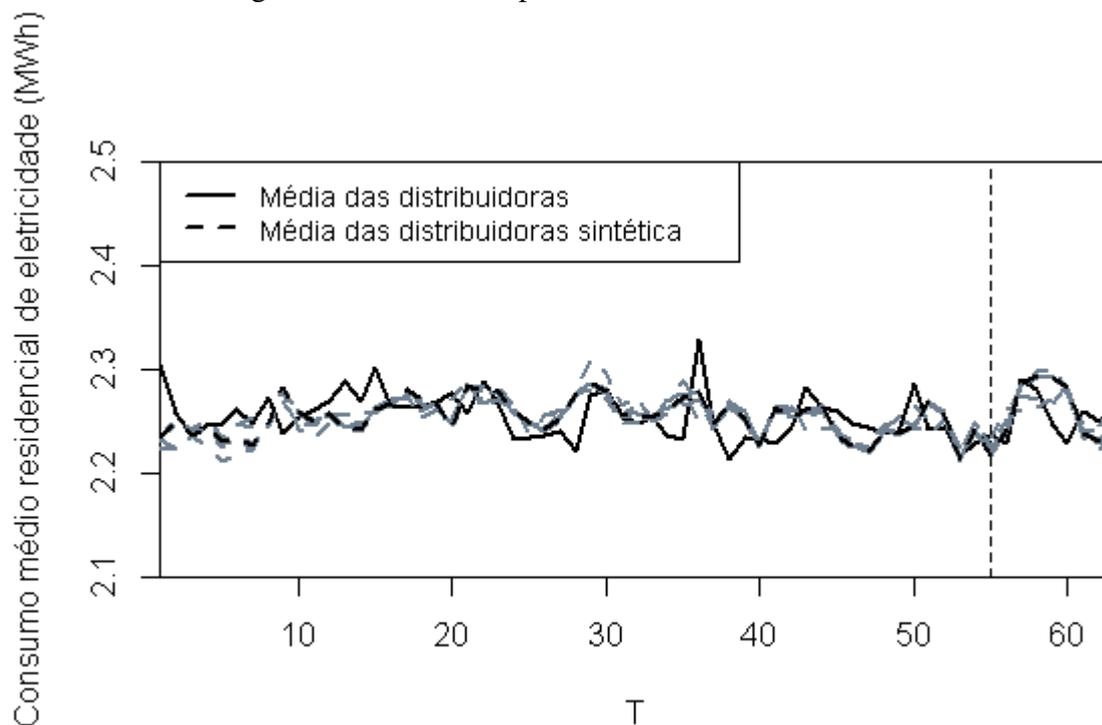
IV.IV Resultados para as distribuidoras da região Sul

Gráfico XXXI. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras da região Sul, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

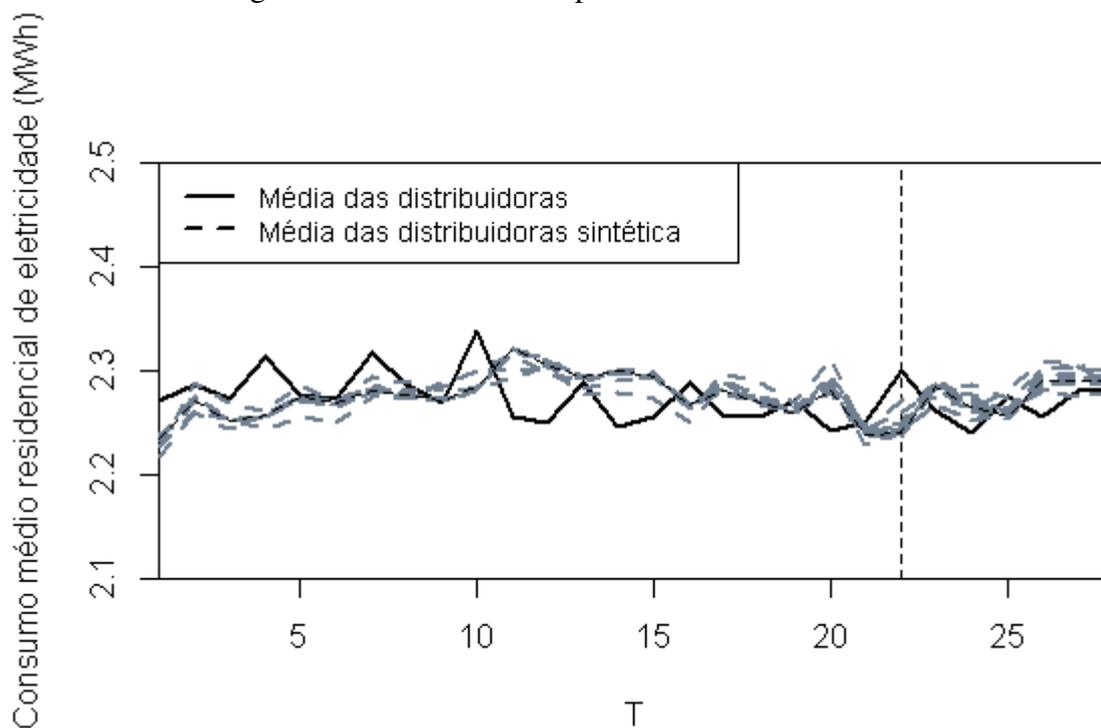
Gráfico XXXII. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras da região Sul, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

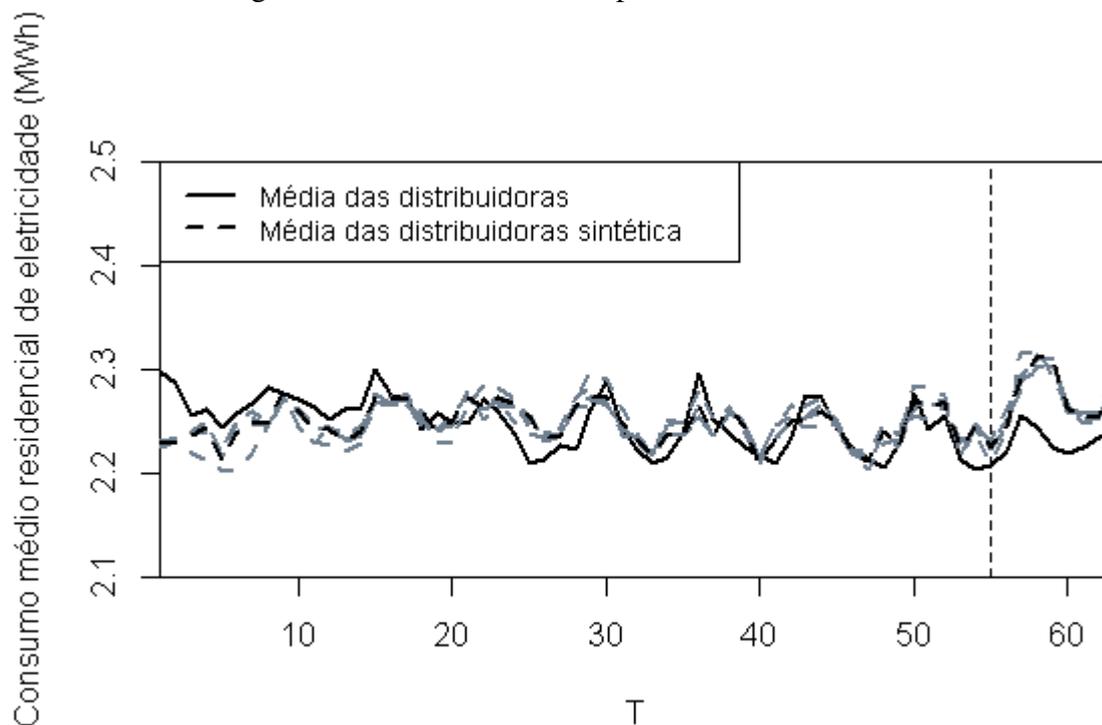
IV.V Resultados para as distribuidoras da região Sudeste

Gráfico XXXIII. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras da região Sudeste, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

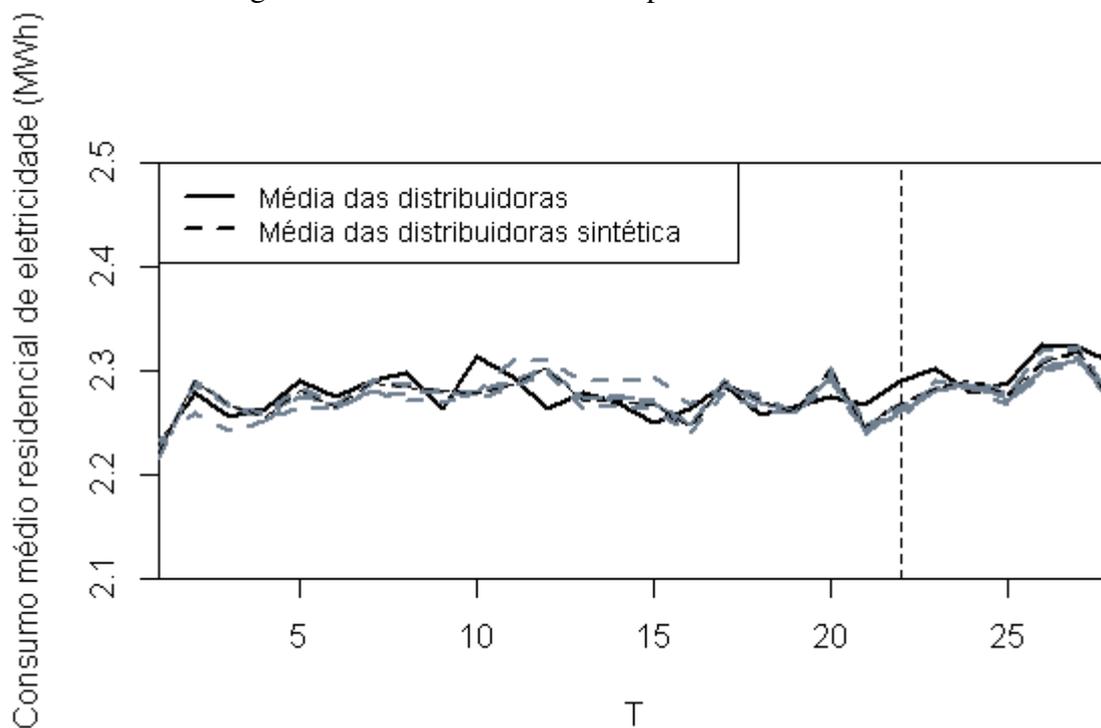
Gráfico XXXIV. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região do Sudeste e sua contraparte sintética no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras da região Sudeste, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

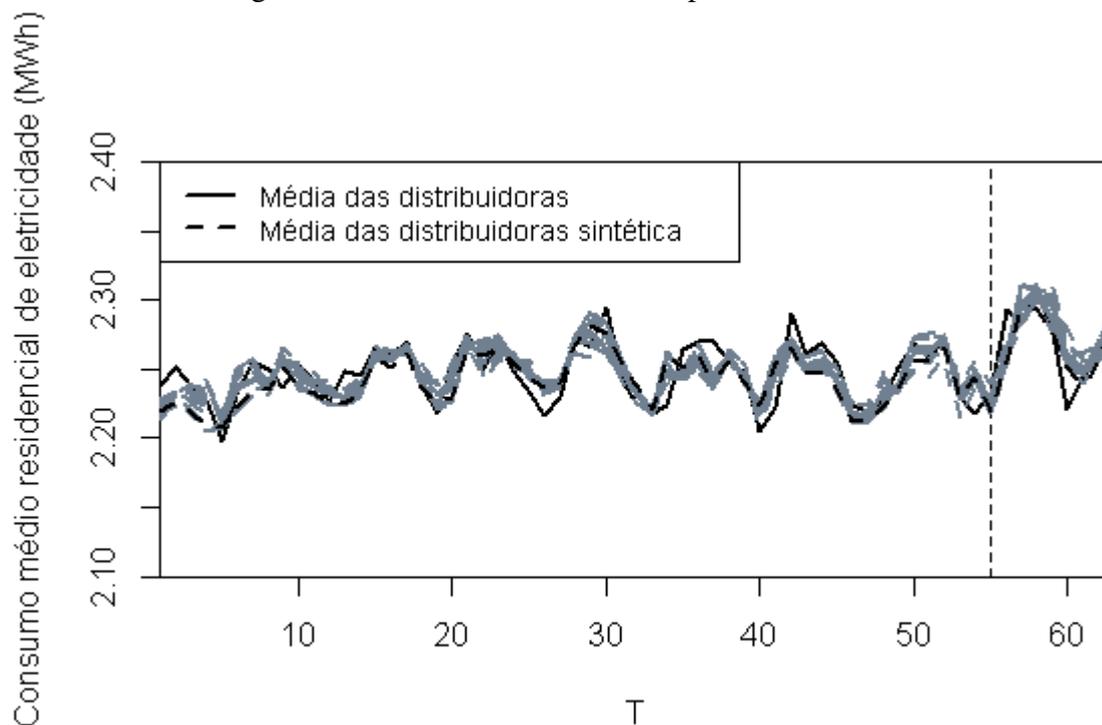
IV.VI Resultados para as distribuidoras da região Centro-Oeste

Gráfico XXXV. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e sua contraparte sintética no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras da região Centro-Oeste a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

Gráfico XXXVI. Testes *Leave one out* - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região do Centro-Oeste e sua contraparte sintética no Período Não HV.

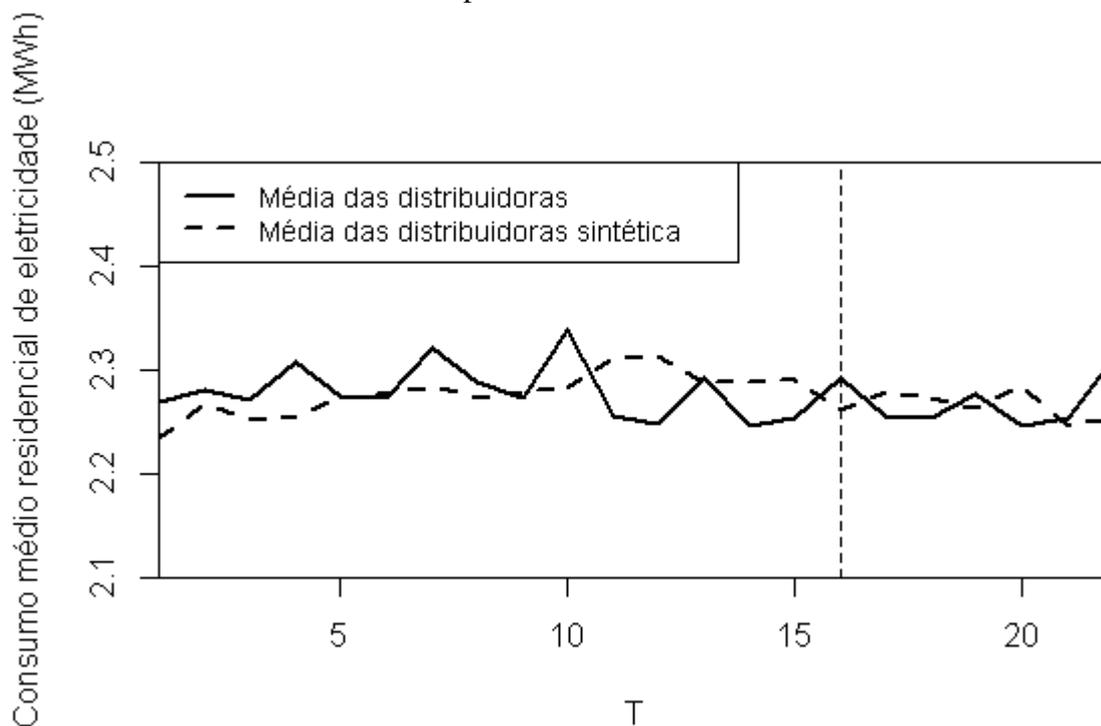


Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras da região Centro-Oeste, a linha pontilhada preta a sua versão sintética e as linhas pontilhadas em cinza são as combinações retirando uma distribuidora por vez do peso sintético.

ANEXO E - Teste de Falsificação

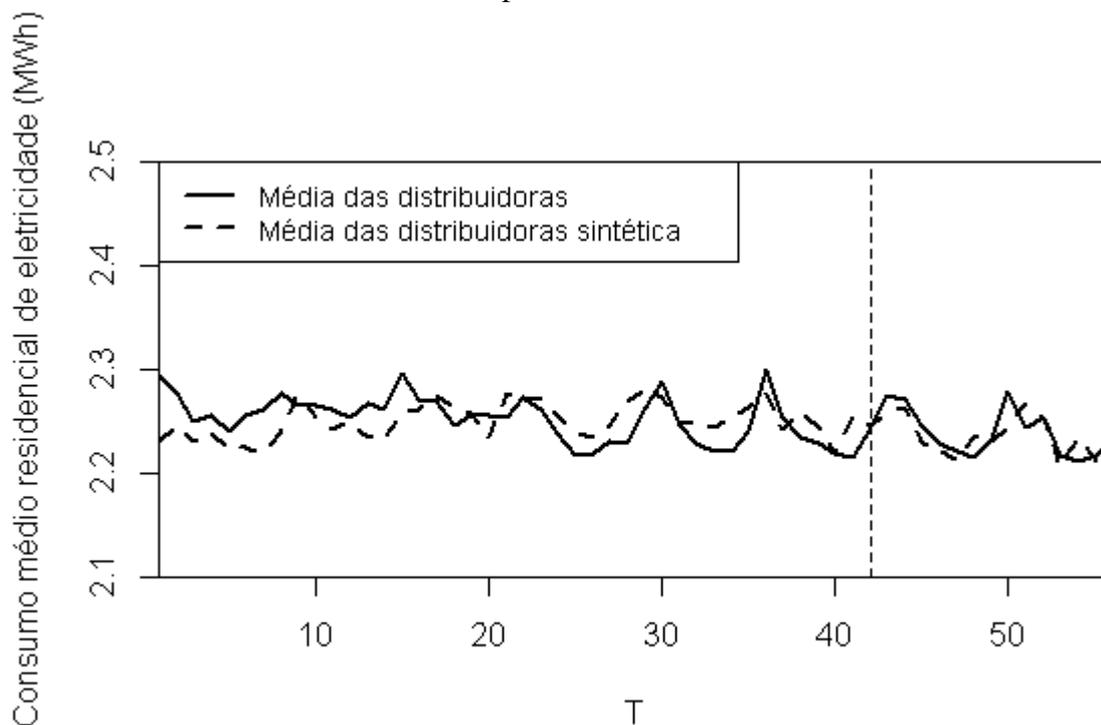
V.I Resultados considerando todas as distribuidoras

Gráfico XXXVII. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras e suas contrapartes sintéticas no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=16.

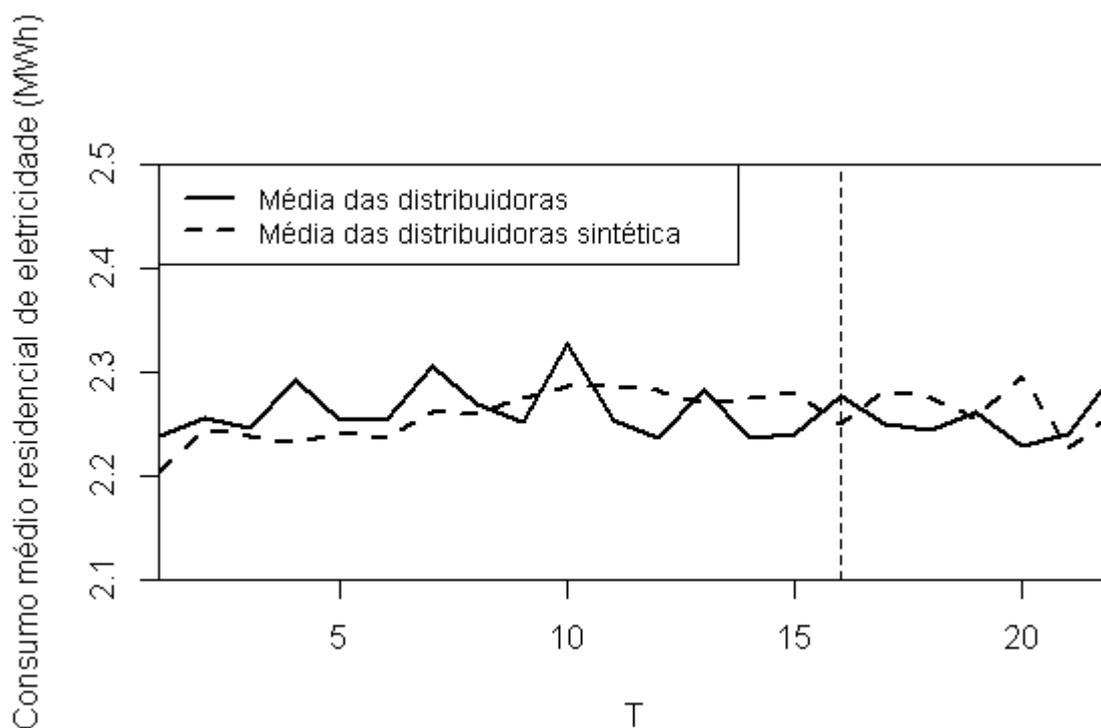
Gráfico XXXVIII. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras e suas contrapartes sintéticas no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado de todas as distribuidoras de tratamento e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=42.

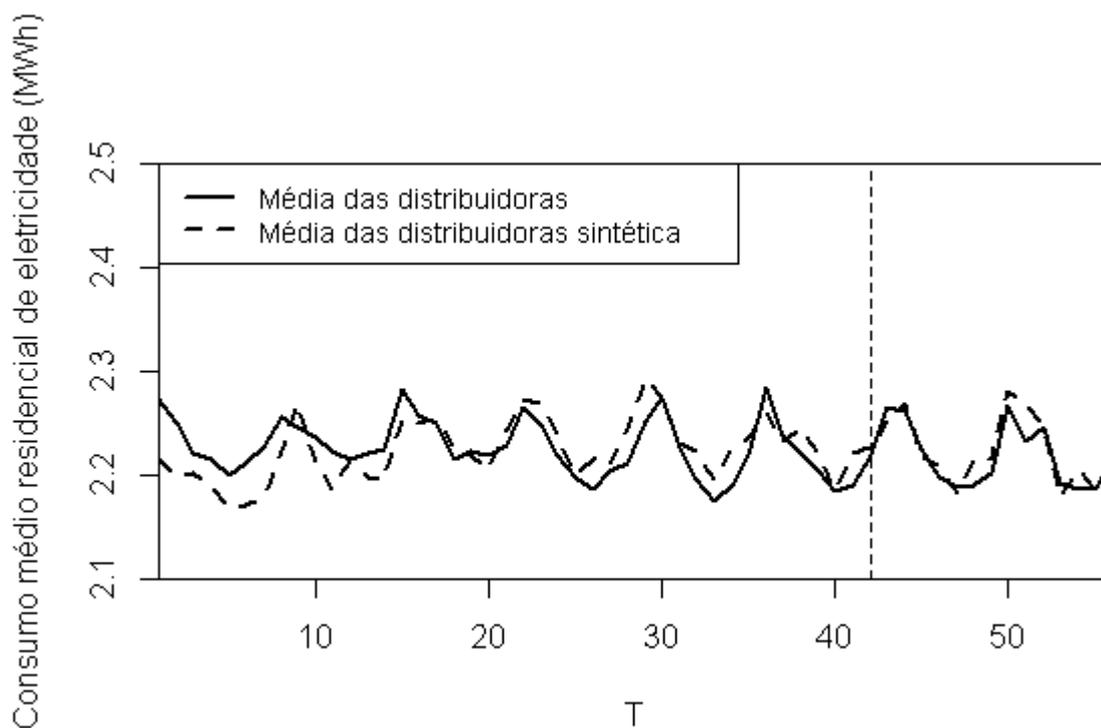
V.II Resultados para as distribuidoras acima do Trópico de Capricórnio

Gráfico XXXIX. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio e suas contrapartes sintéticas no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=16.

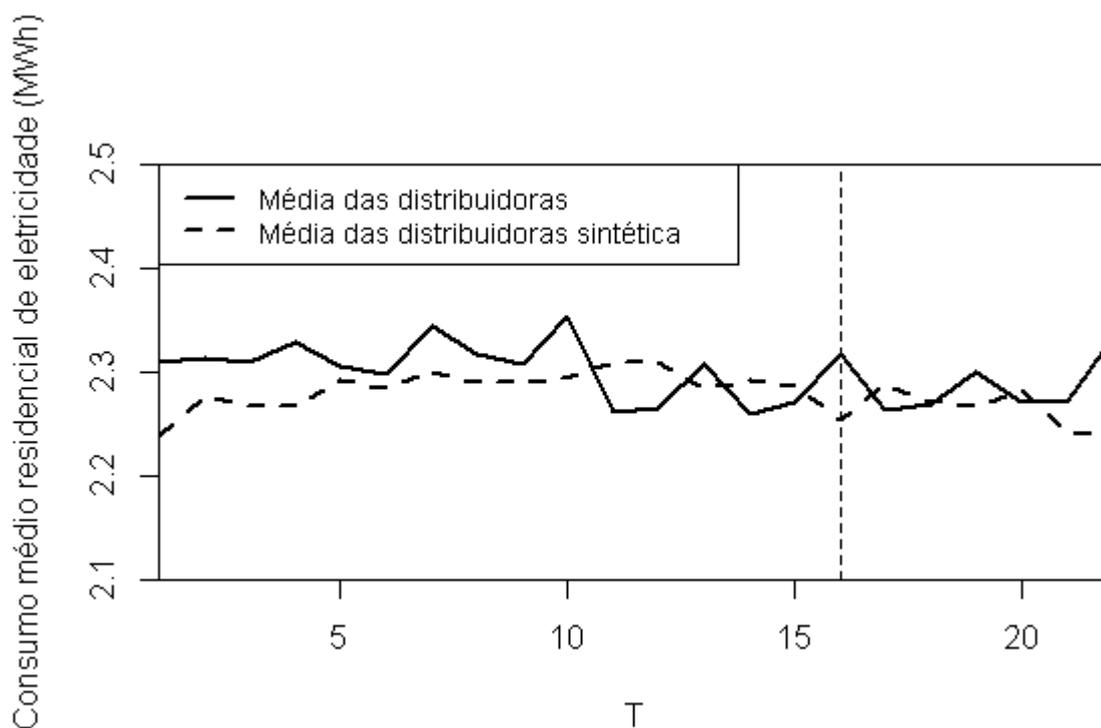
Gráfico XXXX. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do trópico de Capricórnio e suas contrapartes sintéticas no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento acima do Trópico de Capricórnio e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=42.

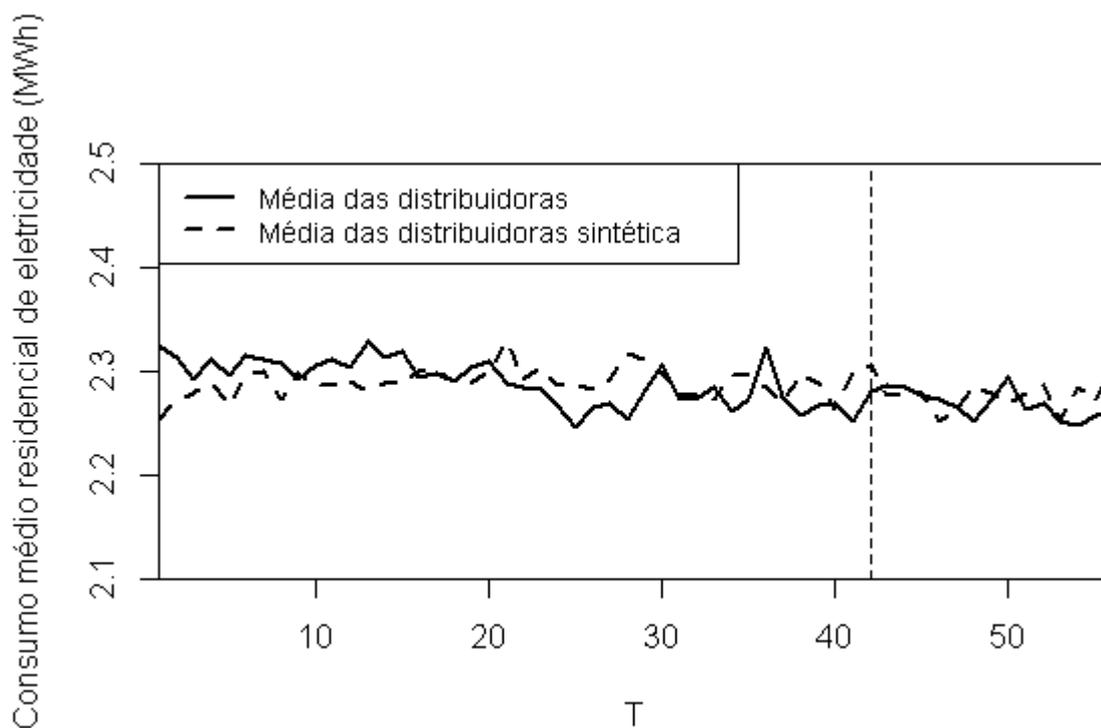
V.III Resultados para as distribuidoras abaixo do Trópico de Capricórnio

Gráfico XXXXI. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do trópico de Capricórnio e suas contrapartes sintéticas no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do Trópico de Capricórnio e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=16.

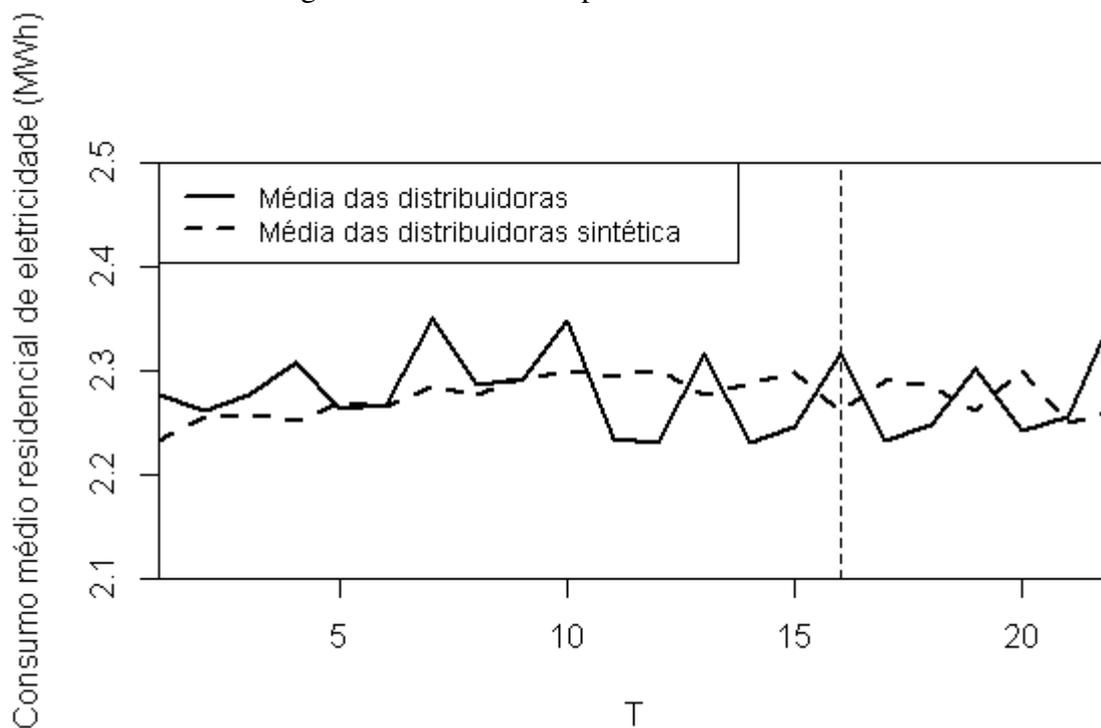
Gráfico XXXXII. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do trópico de Capricórnio e suas contrapartes sintéticas no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras de tratamento abaixo do Trópico de Capricórnio e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=42.

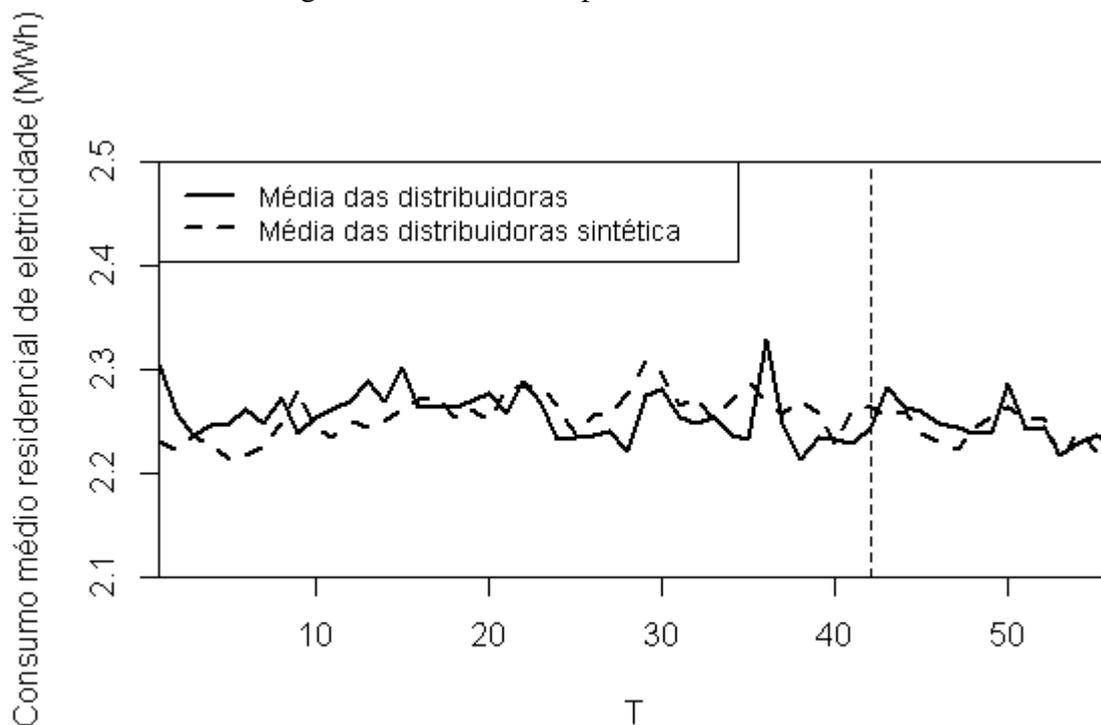
V.IV Resultados para as distribuidoras da região Sul

Gráfico XXXXIII. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e suas contrapartes sintéticas no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=16.

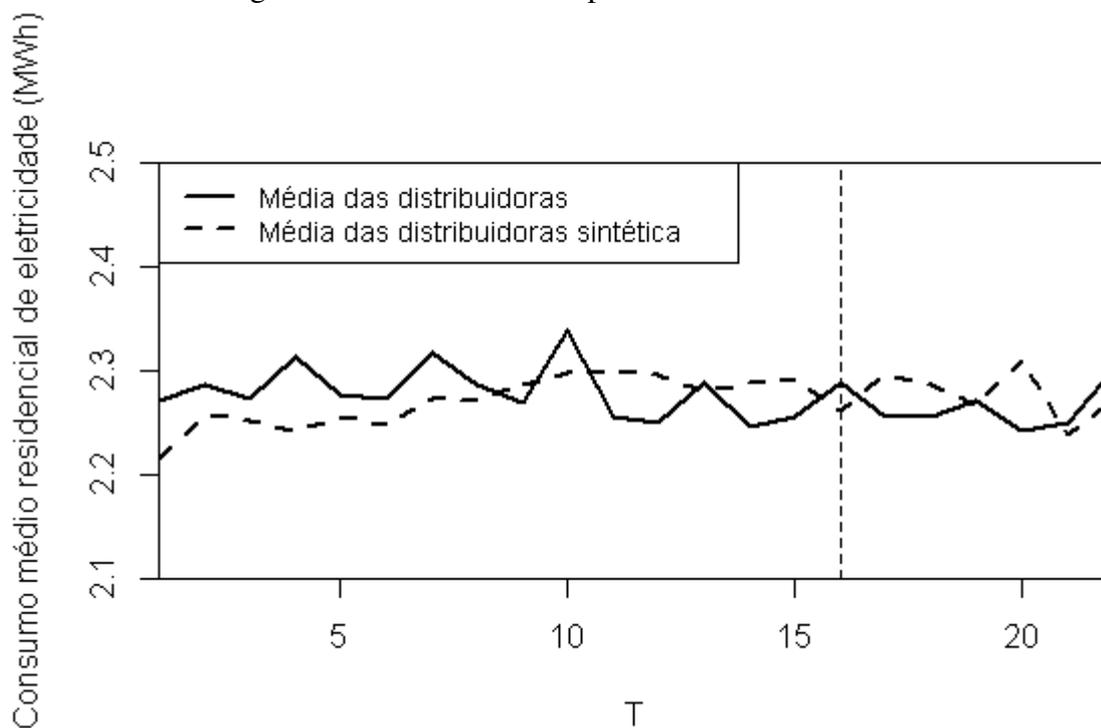
Gráfico XXXIV. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e suas contrapartes sintéticas no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sul e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=42.

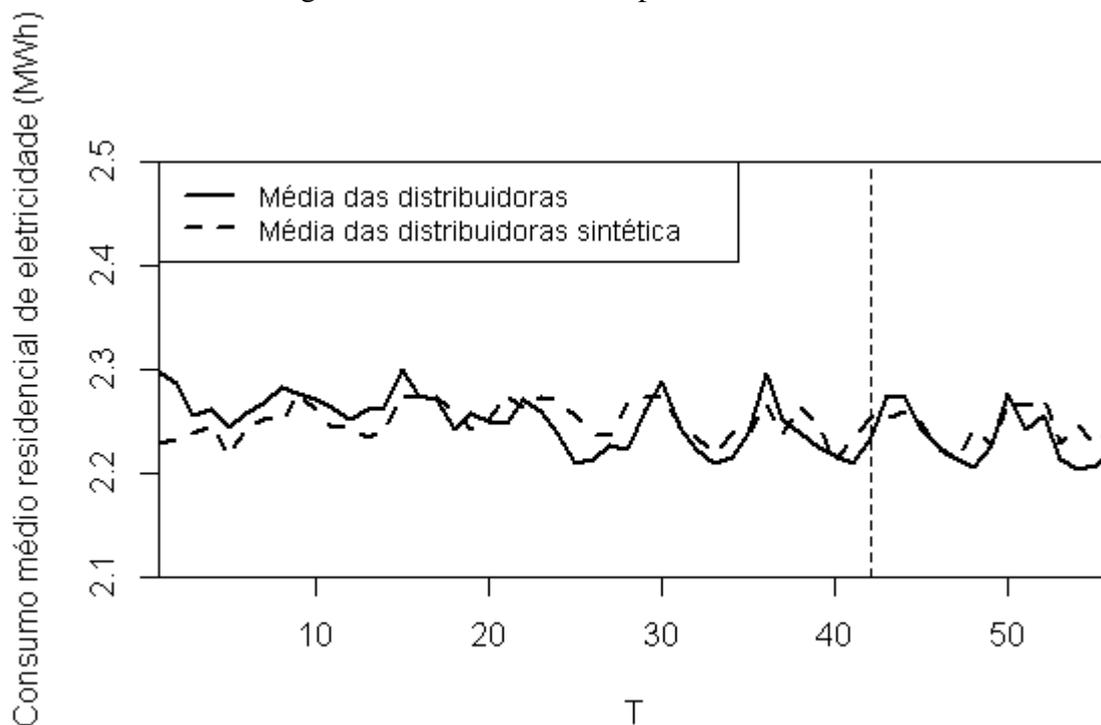
V.V Resultados para as distribuidoras da região Sudeste

Gráfico XXXXV. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e suas contrapartes sintéticas no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=16.

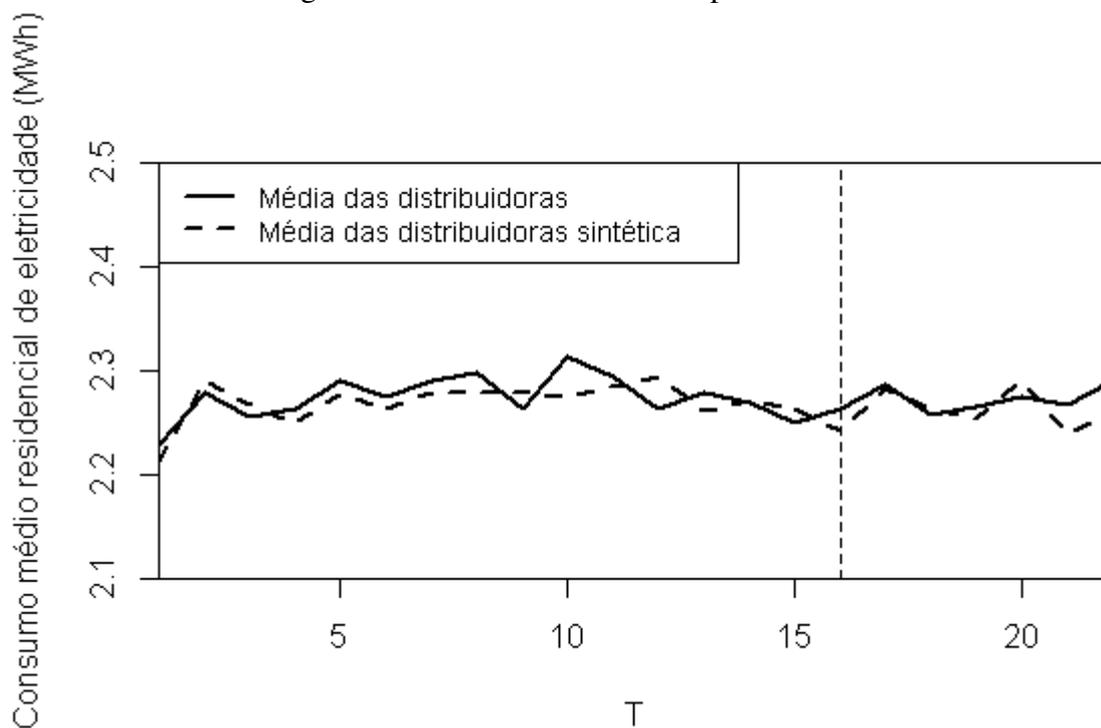
Gráfico XXXXVI. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e suas contrapartes sintéticas no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Sudeste e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=42.

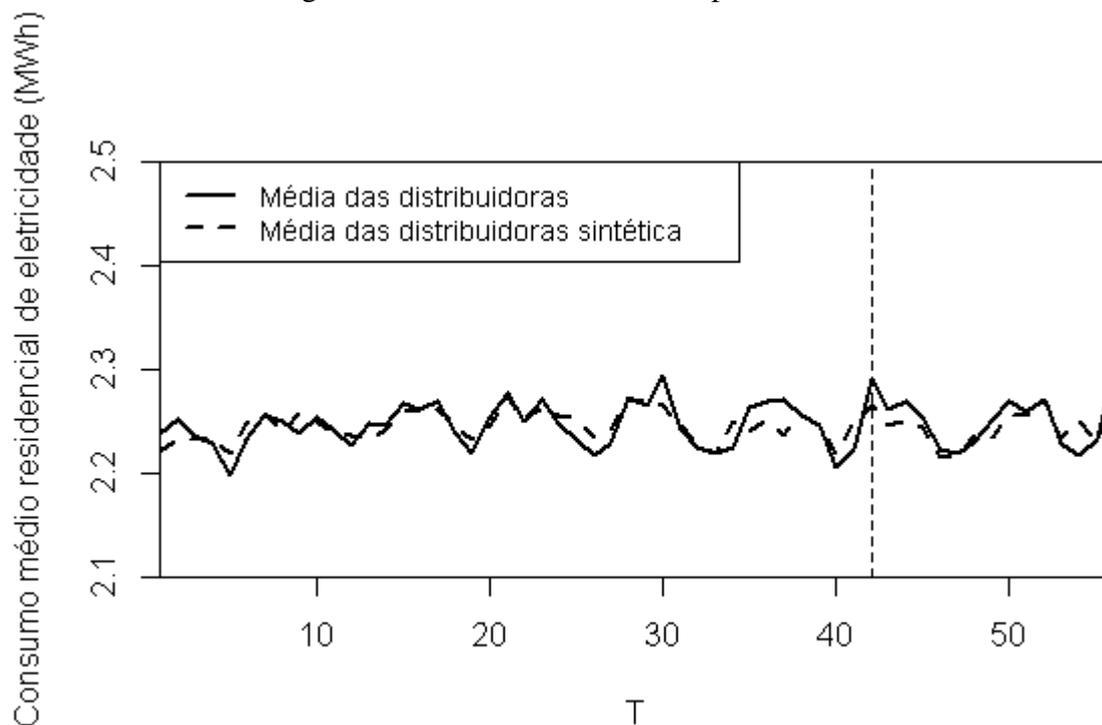
V.VI Resultados para as distribuidoras da região Centro-Oeste

Gráfico XXXXVII. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e suas contrapartes sintéticas no Período HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=16.

Gráfico XXXXVIII. Testes de Falsificação - Consumo residencial de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e suas contrapartes sintéticas no Período Não HV.



Nota: A linha preta em relevo indica o consumo residencial médio de eletricidade do agregado das distribuidoras da região Centro-Oeste e a linha pontilhada preta a sua versão sintética. A mudança de política hipotética aqui considerada é em T=42.