

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE CIÊNCIAS CONTÁBEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS

CLÁUDIA OLÍMPIA NEVES MAMEDE MAESTRI

**AVALIAÇÃO DO EFEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DE
ENERGIA: ASPECTOS CONCEITUAIS, REGULAMENTARES,
METODOLÓGICOS E PROPOSTAS PARA UMA SOLUÇÃO DE EQUILÍBRIO**

UBERLÂNDIA

2021

CLÁUDIA OLÍMPIA NEVES MAMEDE MAESTRI

**AVALIAÇÃO DO EFEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DE
ENERGIA: ASPECTOS CONCEITUAIS, REGULAMENTARES,
METODOLÓGICOS E PROPOSTAS PARA UMA SOLUÇÃO DE EQUILÍBRIO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis da Faculdade de Ciências Contábeis da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciências Contábeis.

Área de Concentração: Contabilidade Financeira

Orientadora: Profa. Dra. Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade

UBERLÂNDIA

2021



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Defesa de:	Tese de Doutorado Acadêmico Número 020- PPGCC				
Data:	20 de agosto de 2021	Hora de início:	13h30min	Hora de encerramento:	16h40
Matrícula do Discente:	11813CCT002				
Nome do Discente:	Cláudia Olímpia Neves Mamede Maestri				
Título do Trabalho:	Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia no Brasil: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio.				
Área de concentração:	Contabilidade e Controladoria				
Linha de pesquisa:	Contabilidade Financeira				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	PPGCC01: Contabilidade e Gestão Aplicada ao Setor Público				

Reuniu-se, por meio do sistema de web conferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Ciências Contábeis, assim composta: Professores Doutores: Marcelo Tavares (UFU), Eduardo Giarola (UFU), André Barra Neto (UFG), Dorel Soares Ramos (USP) e Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade (UFU), orientadora da candidata.

Iniciando os trabalhos a presidente da mesa, Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade, apresentou a Comissão Examinadora e a candidata, agradeceu a presença do público, e concedeu a discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação da discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir a senhora presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir a candidata. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando a candidata:

APROVADA

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título descrito na tabela acima. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Maria Elisabeth Moreira Carvalho**



Andrade, Professor(a) do Magistério Superior, em 20/08/2021, às 16:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Tavares, Professor(a) do Magistério Superior**, em 24/08/2021, às 08:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Eduardo Giarola, Professor(a) do Magistério Superior**, em 24/08/2021, às 15:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Dorel Soares Ramos, Usuário Externo**, em 24/08/2021, às 15:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **André Barra neto, Usuário Externo**, em 26/08/2021, às 18:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2964876** e o código CRC **F8FE5F39**.

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

M186 2021	<p>Maestri, Claudia Olimpia Neves Mamede, 1983- Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio [recurso eletrônico] / Claudia Olimpia Neves Mamede Maestri. - 2021.</p> <p>Orientadora: Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-Graduação em Ciências Contábeis. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2021.476 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Contabilidade. I. Andrade, Maria Elisabeth Moreira Carvalho, 1968-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-Graduação em Ciências Contábeis. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 657</p>
--------------	--

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

Reitor da Universidade Federal de Uberlândia

Valder Steffen Júnior

Diretor da Faculdade de Ciências Contábeis

Lucimar Antônio Cabral de Ávila

Coordenador do Programa de Pós-Graduação

Gilberto José Miranda

CLÁUDIA OLÍMPIA NEVES MAMEDE MAESTRI

**AVALIAÇÃO DO EFEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TARIFA DE
ENERGIA: ASPECTOS CONCEITUAIS, REGULAMENTARES,
METODOLÓGICOS E PROPOSTAS PARA UMA SOLUÇÃO DE EQUILÍBRIO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis da Faculdade de Ciências Contábeis da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciências Contábeis.

Área de Concentração: Contabilidade Financeira

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade (Orientadora)
Universidade Federal de Uberlândia

André Barra Neto
Universidade Federal de Goiás

Dorel Soares Ramos
Universidade de São Paulo

Eduardo Giarola
Universidade Federal de Uberlândia

Marcelo Tavares
Universidade Federal de Uberlândia

Uberlândia, 20 de agosto de 2021.

*Dedico esta tese ao meu amado
esposo Gustavo que sempre me
incentivou a superar meus desafios
e à minha amada irmã Carla que
sempre foi minha inspiração.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por minha saúde e por me permitir trilhar os caminhos que conduzem à sabedoria.

Agradeço ao meu esposo pelo companheirismo, amor e compreensão em todos os momentos de minha caminhada.

Agradeço à minha filha, Isabela, por me despertar o amor mais puro, me lembrar o valor da simplicidade e da naturalidade das coisas da vida e por dar novo significado à minha existência.

Agradeço aos meus pais pela educação, pelos exemplos e pelo zelo que sempre tiveram comigo, minha irmã e agora também com nossas filhas.

Agradeço à minha irmã e comadre pelo apoio, exemplo, realismo e incentivo.

Agradeço à minha sogrinha por me acolher com tanto carinho e me apoiar em minhas empreitadas.

Agradeço ao meu cunhado e compadre pelas reflexões sobre economia e órgãos governamentais.

Agradeço à minha sobrinha/afilhada, Elisa, por me inspirar tanta alegria e disposição.

Agradeço à minha orientadora pela sensatez, confiança, disponibilidade e dedicação.

Agradeço aos colegas de PPGCC da minha turma 2018-1 pelas reflexões compartilhadas durante e após as aulas. Especialmente a Roberta Teruel, Tatiane Bento e Sabrina Rafaela, muito obrigada queridas!

Agradeço ao colega de PPGCC da turma 2020-1 José Vieira Neto pelas dicas em relação ao setor de energia e ao mercado fotovoltaico.

Agradeço aos professores do PPGCC pelos questionamentos, ensinamentos e reflexões durante as aulas.

Agradeço aos membros das bancas de qualificação e defesa, professores Dorel, André, Eduardo e Marcelo, por aceitarem o convite, disporem seu tempo e elaborarem *feedbacks* e contribuições para esta tese.

Agradeço aos técnicos do PPGCC pela presteza e suporte.

Agradeço à UFU pelo acolhimento desde a graduação e por todas as oportunidades que me proporciona.

Agradeço aos órgãos de fomento FAPEMIG e CAPES pelo apoio financeiro a partir da bolsa de estudos.

*O futuro exige uma revolução energética, com
uma mudança no modo como energia é gerada,
distribuída e consumida.*

Greenpeace

RESUMO

A proposta deste estudo foi investigar o ajuste do modelo tarifário que proporcione equilíbrio (menor alteração para cada envolvido) entre o *payback* dos investimentos do prossumidor, a modicidade tarifária do consumidor e o retorno dos investimentos das distribuidoras, devido à compensação da energia produzida por geração distribuída (GD) no Brasil. A tese defendida é a de que aprimorar o modelo de tarifação já estabelecido pode minimizar os impactos da compensação de energia produzida por GD para os prossumidores, os consumidores e as distribuidoras, o que possibilita atender de forma simultânea aos interesses desses três envolvidos. Para tal, foram analisadas as alterações que podem ocorrer para esses três envolvidos de acordo com as cinco alternativas regulatórias indicadas na Nota Técnica 62/2018 e mais duas propostas pela presente pesquisa, todas analisadas sem a consideração de bandeiras tarifárias, impostos e revisão tarifária periódica. A amostra foi composta por 47 distribuidoras de energia que possuem unidades consumidoras com GD fotovoltaica e com disponibilidade de dados no ano base de 2018. O método foi constituído de análise financeira e análise estatística. Os resultados confirmaram que os sete cenários propostos (C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7) para compensação da energia produzida por GD no Brasil provocam alterações crescentes para os prossumidores e decrescentes para os consumidores à medida que mais componentes da tarifa de energia são desconsiderados na forma de compensação da energia produzida por GD, sendo que o cenário C2 proporciona similaridade entre a variação para o prossumidor e para o consumidor. Os impactos dessa compensação são acentuados a depender (a) da simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia do prossumidor; (b) do porte das distribuidoras que os consumidores e prossumidores estão vinculados e (c) da proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores das distribuidoras que os consumidores estão vinculados. Esses resultados contribuem para expandir a discussão do problema público no Brasil sobre a forma de compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia e para a literatura sobre regulação da estrutura tarifária a ser adotada com a inserção da GD de energia, além de intensificar a relevância de os órgãos reguladores do setor elétrico intermediarem a solução para o *trade-off* de incentivo à expansão da GD versus o encarecimento da tarifa de energia dos demais consumidores.

Palavras-chave: Geração distribuída (GD); compensação da GD na tarifa de energia; modelo tarifário; *payback* do prossumidor; modicidade tarifária do consumidor.

ABSTRACT

The purpose of this study was to investigate the adjustment of the tariff model that provides a balance (smallest change for each involved) between the payback of the prosumer's investments, the consumer's modicity tariffs and the return on the distributors' investments, due to the compensation of the energy produced by DG in Brazil. The thesis defended is that improving the already established tariffing model can minimize the impacts of the compensation of energy produced by DG for prosumers, consumers and distributors, which makes it possible to simultaneously meet the interests of these three parties involved. To this end, the changes that may occur for these three parties were analyzed according to the five regulatory alternatives indicated in Technical Note 62/2018 and two more proposals for this research, all analyzed without considering tariff flags, taxes and periodic tariff review. The sample consisted of 47 energy distributors that have consumer units with photovoltaic DG and data availability in the base year 2018. The method consisted of financial analysis and statistical analysis. The results confirmed that the seven proposed scenarios (C1, C2, C3, C4, C5, C6 and C7) for compensation the energy produced by DG in Brazil cause increasing changes for prosumers and decreasing for consumers as more tariff components of energy are disregarded in the form of compensation of the energy produced by DG, and scenario C2 provides similarity between the variation for the prosumer and for the consumer. It was also identified that the impacts of this compensation are accentuated depending on (a) the simultaneity or not between generation and consumption of energy by the prosumer; (b) the size of the distributors to which the consumers and prosumers are bound and (c) the proportion between the number of prosumers and consumers of the distributors to which the consumers are bound. These results contribute to expand the discussion of the public problem in Brazil about the form of compensation of the energy produced by DG in the energy tariff and to the literature on the regulation of the tariff structure to be adopted with the insertion of the energy DG, in addition to intensifying the relevance of the regulatory bodies of the electricity sector to intermediate the solution for the trade-off of incentive to the expansion of DG versus the increase in the energy tariff of other consumers.

Keywords: Distributed generation (DG); DG compensation in the energy tariff; tariff model; prosumer payback; consumer tariff modicity.

LISTA DE FIGURAS, GRÁFICOS E QUADROS

Figura 1: Síntese da pesquisa – questão, hipóteses e tese.....	41
Figura 2: Visão epistemológica do processo de pesquisa.....	43
Figura 3: Modelo para teste das hipóteses.....	57
Gráfico 1: Taxa de Crescimento da Demanda de Energia e do PIB de 1951 a 2019.....	30
Gráfico 2: Unidades consumidoras e potência instalada de GD no Brasil - 2012 a 2020.....	32
Quadro 1: Trajetória histórica da indústria elétrica brasileira.....	25
Quadro 2: Trajetória regulatória da geração distribuída no Brasil.....	27
Quadro 3: Micro e minigeração de GD a partir de energia fotovoltaica nos países pesquisados por Silva et al. (2019).....	34
Quadro 4: Países com maior capacidade instalada de GDFV até 2018.....	36
Quadro 5: Esboço dos componentes da tarifa de energia.....	44
Quadro 6: Cenários para compensação da produção de energia com GD a partir dos componentes (TUSD e TE) da tarifa de energia de acordo com a Nota Técnica 62/2018.....	46
Quadro 7: Cenários para compensação da produção de energia com GD a partir dos componentes (TUSD e TE) da tarifa de energia de acordo com a Nota Técnica 62/2018.....	47
Quadro 8: Resumo da amostra estudada - 47 distribuidoras que possuem unidades consumidoras com GD e com disponibilidade de dados no ano de 2018.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resultado da diferença de variação no <i>payback</i> de acordo com a classificação geral da amostra.....	60
Tabela 2: Resultado da diferença de variação no <i>payback</i> de acordo com a classificação da amostra por porte.....	62
Tabela 3: Resultado da diferença de variação no <i>payback</i> de acordo com a classificação da amostra por proporção.....	63
Tabela 4: Resultado da diferença de variação na tarifa de acordo com a classificação geral da amostra.....	65
Tabela 5: Resultado da diferença de variação na tarifa de acordo com a classificação da amostra por porte.....	66
Tabela 6: Resultado da diferença de variação na tarifa de acordo com a classificação da amostra por proporção.....	67
Tabela 7: Resultado da diferença de variação no ROE de acordo com a classificação geral da amostra.....	69
Tabela 8: Resultado da diferença de variação no ROE de acordo com a classificação da amostra por porte.....	70
Tabela 9: Resultado da diferença de variação no ROE de acordo com a classificação da amostra por proporção.....	70
Tabela 10: Resultado da diferença de variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor de acordo com a classificação geral da amostra.....	72
Tabela 11: Resultado da diferença de variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor de acordo com a classificação da amostra por porte.....	76
Tabela 12: Resultado da diferença de variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor de acordo com a classificação da amostra por proporção.....	77
Tabela 13: Síntese dos principais resultados encontrados.....	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FIT's – *Feed-in-tariffs*

GD – Geração Distribuída de energia

GDFV – Geração Distribuída de energia fotovoltaica

GW – Gigawatts de potência

IEA – *International Energy Agency*

IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

KWh – Quilowatts hora

LL – Lucro líquido

MME – Ministério de Minas e Energia

MWh – Megawatts hora

ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

ONU – Organização das Nações Unidas

PL – Patrimônio líquido

RN – Resolução Normativa

ROE – Resultado sobre o Patrimônio Líquido

WACC - *Weighted Average Cost of Capital* ou custo médio ponderado de capital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1	Teoria da Regulação	22
2.2	Revisão histórica e marcos regulatórios da indústria elétrica brasileira	23
2.3	Regulação do setor elétrico, crescimento econômico do Brasil e a geração distribuída fotovoltaica	29
2.4	Políticas públicas e o incentivo à GDFV de pequeno porte no Brasil	37
2.5	Compensação da GD na tarifa de energia	39
2.6	Síntese da pesquisa: questão, hipóteses levantadas e tese	41
3	ASPECTOS METODOLÓGICOS	43
3.1	Trajetória epistemológica	43
3.2	Objeto de estudo e cenários propostos	44
3.3	Procedimentos metodológicos	49
3.3.1	Amostra	49
3.3.2	Variáveis	50
3.3.3	Parâmetros considerados para estruturação da base de dados	54
3.3.4	Modelo de pesquisa e técnicas econométricas	56
4	APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS	59
4.1	Resultados para a variação no <i>payback</i> do prosumidor	59
4.2	Resultados para a variação na tarifa do consumidor	64
4.3	Resultados para a variação no ROE da distribuidora	68
4.4	Resultados para a comparação das variações entre os prosumidores, distribuidoras e consumidores	71
4.5	Síntese dos principais resultados encontrados e contribuições da pesquisa	79
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
	REFERÊNCIAS	89

APÊNDICES	101
Apêndice 1: Dados referentes ao ano base de 2018 para a amostra estudada	101
Apêndice 2: Peso dos componentes da TUSD e da TE no ano base de 2018.....	103
Apêndice 3: Faturamento da tarifa do prossumidor de acordo com o modelo da NT 62/2018 - moeda real (R\$) - ano base 2018.....	105
Apêndice 4: <i>Payback</i> - Síntese do <i>payback</i> em anos e da variação percentual do <i>payback</i> de cada cenário em relação ao C_base a partir do fluxo de caixa de investimento do prossumidor de energia elétrica por GD	108
Apêndice 5: Tarifa - Variação na tarifa do consumidor a partir da perda de receita da distribuidora em virtude de prossumidores de energia elétrica por GD	115
Apêndice 6: ROE - Variação no ROE da distribuidora a partir do que a distribuidora deixa de perder devido à desconsideração de alguns componentes na compensação da energia elétrica produzida pelo prossumidor por GD.....	117
Apêndice 7: Estatística descritiva para a variação do <i>payback</i> dos prossumidores.....	120
Apêndice 8: Estatística descritiva para a variação da tarifa dos consumidores.....	125
Apêndice 9: Estatística descritiva para a variação do ROE das distribuidoras.....	129
Apêndice 10: Estatística descritiva para a variação simultânea entre prossumidor, consumidor e distribuidora	133

1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) surgiu da necessidade de ampliar o acesso dos consumidores à energia renovável em busca de sustentabilidade. No Brasil, essa modalidade de geração significa que os consumidores podem produzir sua própria energia a partir de fontes renováveis como, sol (energia fotovoltaica) e vento (energia eólica), e inserir o excedente na rede elétrica (ANEEL, 2015a). Dessa forma, a GD traz inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade, além de benefícios ao sistema elétrico, como: (a) adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição; (b) baixo impacto ambiental; (c) a redução na carga das redes – como a melhoria na qualidade do serviço com regulação da tensão e continuidade de suprimento; (d) redução de perdas, principalmente no transporte de energia entre longas distâncias; e (e) diversificação da matriz energética (ANEEL, 2015a).

As redes inteligentes de energia (*smart grids*) têm como fator fundamental a medição líquida ou *net metering* (SAJJAD et al., 2018) que impulsionou o mercado de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) em países desenvolvidos, como Estados Unidos (DARGHOUTH; BARBOSE; WISER, 2011). Assim, a implementação e expansão de sistemas de GD em países desenvolvidos como Alemanha, Estados Unidos e Reino Unido têm promovido a discussão sobre formas de tarifação, compensação da energia gerada e remuneração das distribuidoras a nível global (BAJAY et al., 2018; KONZEN; ANDRADE, 2016; SILVA et al., 2019). Porém, mesmo com inovações tecnológicas o desenvolvimento de *smart grids* ainda é lento devido, não a questões estritamente técnicas, mas sim, a barreiras regulatórias que primam mais as concessionárias do que os clientes (SAJJAD et al., 2018) que são os protagonistas na produção de energia descentralizada.

Dessa forma, algumas dúvidas sobre a GD ainda não têm respostas consolidadas, por exemplo: “Até que ponto a geração feita por clientes deve ser compensada? Qual a forma de compensação? O que é justo para o produtor, outros contribuintes e a própria concessionária?” (HUGHES; BELL, 2006, p. 1533). Também ainda não se têm respostas para questões voltadas para tarifação de energia com a inserção da GD, por exemplo: “como compartilhar o ônus de pagar pela rede? Os usuários de rede podem ser cobrados de acordo com os benefícios que recebem do sistema ou com os custos que eles impõem a ele?” (PICCIARIELLO et al., 2015a, p.372). Por conseguinte, os formuladores de políticas públicas que buscam apoiar a implantação da GD precisam compreender como as formas de tarifação dos consumidores afetam a

economia da conta de energia com a medição líquida (DARGHOUGH; BARBOSE; WISER, 2011).

Com isso, muitos estudos se concentram na discussão sobre as formas de regulação e tarifação que poderiam minimizar os impactos negativos da GD (CHAN et al., 2017; DARGHOUGH; BARBOSE; WISER, 2014; EID et al., 2014; MARTIN; RICE, 2018; MELO; JANNUZZI; BAJAY, 2016; PEREIRA et al., 2012; PICCIARIELLO et al., 2015a; RICHTER, 2013a, 2013b; YATCHEW; BAZILIAUSKAS, 2011). Porém, mesmo sugerindo alternativas para alinhar os interesses das concessionárias e de seus consumidores e/ou acionistas, esses estudos têm abordagem qualitativa e não propõem modelos para quantificar a eficácia das mudanças propostas com a GD. Por outro lado, as pesquisas com abordagem quantitativa (ALVES FILHO et al., 2018; FIGUEIRÓ et al., 2013; KONZEN; ANDRADE, 2016; SAJJAD et al., 2018; SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015a, 2015b) quantificam a eficácia das mudanças propostas com a inserção da GD de forma isolada para cada envolvido (concessionária, prosumidor e consumidor) no processo, ou seja, ainda não foram encontradas pesquisas quantitativas que englobem simultaneamente esses três envolvidos no processo de tarifação com a GD.

Sobre o Brasil, ainda se tem poucos estudos acerca dos impactos da GD no processo de tarifação provavelmente devido ao estágio até então inicial de implementação dessa modalidade de energia, cujo marco regulatório foi em 2012, ao passo que em países desenvolvidos ocorreu a partir de 1990 (CASTRO; DANTAS, 2018). Destaca-se também que o setor elétrico brasileiro está dividido em quatro grupos: geração, transmissão, distribuição e comercialização (ANEEL, 2021a) e, como transmissão e distribuição atuam como monopólios naturais, a discussão sobre a compensação da energia produzida por GD gira em torno de quem ficaria com os maiores ônus da GD, o prosumidor ou os demais consumidores residenciais, visto que as concessionárias distribuidoras de energia são protegidas pela regulação com reajustes anual de inflação e periódico (a cada três, quatro ou cinco anos) de revisão tarifária, podendo solicitar revisão tarifária extraordinária para o reestabelecimento de seu equilíbrio econômico-financeiro.

Sob o mesmo ponto de vista, com a expansão da geração distribuída no Brasil tem-se o problema do possível dano econômico-financeiro que os prosumidores geram à modicidade tarifária dos demais consumidores de energia de baixa tensão. Isso porque a compensação do excedente produzido por GD ocorre em todos os componentes da tarifa TUSD (custo de transporte de energia até as unidades consumidoras) e TE (custo da energia gerada), e com a expansão da GD a distribuidora de energia tem expandidos também dois tipos de redução de

receitas: um está nessa atual forma de compensação da GD e o outro é a própria redução de consumo de energia devido aos prossumidores produzirem sua própria energia elétrica. Com isso, a regulação do setor de distribuição de energia pode permitir reajustes tarifários – tanto periódicos quanto extraordinários – a fim de reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, o que pode comprometer a modicidade tarifária dos demais consumidores de energia.

Nesse contexto, a lacuna a ser pesquisada é a respeito das formas de tarifação com *net-metering* que atendam de forma justa (HUGHES; BELL, 2006) os principais envolvidos no processo de compensação da energia produzida por GD no Brasil: os prossumidores, os consumidores e as distribuidoras. Por forma justa entende-se, especificamente nesta pesquisa, a menor variação (para mais ou para menos, em relação ao cenário base de compensação do excedente produzido por GD em todos os componentes da tarifa TUSD e TE) nos valores: (1) do *payback* dos investimentos feitos pelo prossumidor; (2) da tarifa de energia paga pelo consumidor; e (3) do ROE da distribuidora. Com essa proposta, a presente pesquisa vai além dos estudos realizados ao considerar a compensação da energia produzida com GD a partir da busca por harmonização dos interesses dos três principais envolvidos (prossumidores, consumidores e distribuidoras) por meio do processo de tarifação de energia.

Por conseguinte, tem-se o problema de pesquisa: Qual adequação no modelo tarifário de energia no Brasil pode minimizar o impacto da compensação da energia produzida por GD para o prossumidor, o consumidor e a distribuidora? O objetivo geral é investigar o ajuste no modelo tarifário com compensação da energia produzida por GD no Brasil que proporcione menor alteração (1) no *payback* dos investimentos para os prossumidores; (2) na modicidade tarifária para os consumidores; (3) no retorno dos investimentos para as distribuidoras; e (4) para os três envolvidos simultaneamente. Como objetivos específicos têm-se: (1) comparar a variação do *payback* dos prossumidores entre os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD; (2) comparar a variação da modicidade tarifária entre os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD; (3) comparar a variação do ROE das distribuidoras entre os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD; (4) comparar a variação simultânea entre os prossumidores, os consumidores e as distribuidoras em cada cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD.

Para responder o problema de pesquisa este estudo analisa as distribuidoras de energia que possuem unidades consumidoras com GD fotovoltaica e com disponibilidade de dados no

ano de 2018. O período de estudo partiu de 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL, com projeção para os próximos vinte e cinco anos (até 2042) devido à vida útil dos painéis fotovoltaicos. A proposta inicial de alteração da forma de compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia no Brasil advém da análise da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL que elucida, em cinco cenários alternativos ao cenário vigente (base), a compensação da GD a partir da alternância dos componentes que fazem parte da tarifa, e em seguida, esta presente pesquisa propõe dois novos cenários diferentes dos da nota técnica. Em todos os cenários propostos são investigadas as alterações sem a consideração de bandeiras tarifárias, impostos e revisão tarifária periódica. A compensação da energia produzida por GD é analisada por meio da variação de cada um dos sete cenários alternativos em relação ao cenário base, tanto por meio da comparação da variação entre os cenários por envolvido, quanto por meio da comparação da variação entre os envolvidos por cenário. Metodologicamente tem-se duas etapas para desenvolvimento deste estudo: a primeira contempla a análise financeira realizada tanto por fluxo de caixa para identificação da alteração no *payback* dos prosumidores quanto por projeção de perdas de receitas e de retorno sobre os investimentos das distribuidoras para identificação da alteração na tarifa dos consumidores e no ROE das distribuidoras, e, a segunda etapa contempla análise estatística com testes de diferenças de médias para comparar as variações tanto entre os cenários propostos quanto entre os envolvidos (prosumidor, consumidor e distribuidora) no processo de compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia.

Diante do exposto, esta pesquisa se insere na Teoria da Regulação ao seguir o pensamento de Stigler (1971) e Peltzman (1976) de que a regulação gera custos para uns e benefícios para outros, mas o regulador não concede benefício máximo ao grupo vencedor pois leva em consideração os grupos que estão perdendo e busca conciliar os interesses de ambas partes (LOPES; IUDÍCIBUS, 2012). Logo, a tese a ser defendida é a de que aprimorar o modelo de tarifação já estabelecido pode minimizar os impactos da compensação de energia produzida por GD para os prosumidores, os consumidores e as distribuidoras, o que possibilita atender de forma simultânea aos interesses desses três envolvidos. Ou seja, a forma de compensação da energia produzida pela GD através da tarifa de energia precisa estar alinhada entre o investimento do prosumidor, o custo da energia elétrica paga pelo consumidor e o retorno da distribuidora de energia.

A presente pesquisa se justifica porque a GD desafia o modelo tradicional de negócios de energia elétrica e necessita de mudança regulatória para garantir sua sustentabilidade econômica e ambiental (BRADSHAW, 2017; CASTRO; DANTAS, 2018). Economicamente

a medição líquida pode trazer problemas para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica no modelo de tarifação de baixa tensão - principal mercado de micro geração (EID et al., 2014). Isso porque, ao manter a cobrança da tarifa monômnia ou volumétrica do grupo B - a depender do regime regulatório do setor de energia de cada país - os consumidores que não implantarem sistemas de geração de energia tendem a pagar mais pela energia, pois seria uma forma de as distribuidoras compensarem no curto prazo as perdas de faturamento decorrentes da GD (BAJAY et al., 2018; KONZEN; ANDRADE, 2016). Assim, a relevância de estudar o assunto GD e sua tarifação no Brasil está na necessidade de alinhar os interesses de distribuidoras e consumidores por intermédio do órgão regulador do setor elétrico (BRADSHAW, 2017).

A contribuição teórica é sobre a evolução da Teoria da Regulação em virtude da ascensão do monopólio natural descentralizado. No caso, considera-se que entre os anos 1930 a 1980 a Teoria da Regulação Econômica com abrangência ao monopólio natural foi fundamentada no atendimento ao mercado de forma centralizada (BERG; TSCHIRHART, 1989; FIANI, 1998; KAHN, 1970). Mas a partir dos anos 1980 com a globalização, descentralização e privatização (FIANI, 1998) surge também a geração de produtos/serviços relacionados ao monopólio natural de forma descentralizada, por exemplo, a GD de energia. Mais especificamente, espera-se contribuir teoricamente para a discussão sobre a descentralização do monopólio natural a partir da expansão da GD de energia e de sua regulação.

A contribuição prática está voltada para o alinhamento da integração da GD entre consumidores e concessionárias por meio de uma tarifa que remunere os custos adicionais da GD e que atenda aos consumidores de energia (PICCIARIELLO et al., 2015a). Especialmente no caso do Brasil em que a alteração na compensação do excedente produzido por GD está em discussão na agenda do órgão regulador do setor elétrico (ANEEL), então espera-se contribuir com resultados e apontamentos que possam ser considerados nas discussões do órgão regulador. Também espera-se contribuir para os estudos sobre a estrutura tarifária a ser adotada com a inserção da GD de energia, visto que esta temática ainda representa uma questão em aberto na literatura e está se tornando cada vez mais relevante diante das perspectivas de crescimento da adesão à GD (BAYOD-RÚJULA, 2009; PICCIARIELLO et al., 2015a, 2015b).

A contribuição social da presente pesquisa é oferecer opções de tarifas que beneficiem de forma simultânea o consumidor, prosumidor e distribuidora, ou seja, proporcione bem estar social aos envolvidos no processo. Visto que, sob o aspecto social, o uso da medição líquida de energia renovável pode proporcionar aos países emergentes a melhoria do acesso à eletricidade

e da confiabilidade da energia, reduzir a dependência da rede de serviços públicos e aliviar a carga nas redes de energia (AZIMOH; DZOBO; MBOHWA, 2017).

A contribuição ambiental está voltada para a manutenção do Brasil como um país com grande representatividade de fontes renováveis em suas matrizes energética e elétrica (BAJAY et al., 2018; EPE, 2019; LEÃO, 2019; MME, 2019; MORAIS, 2019; PNUD, 2015), pois, dependendo da adequação no modelo tarifário de energia no Brasil (em virtude da compensação da energia produzida por GD) pode ocorrer maior ou menor incentivo ao aumento de GDFV o que fortalece ou enfraquece a diversificação das fontes renováveis nas matrizes energética e elétrica do país. Visto que a participação de energias renováveis na matriz energética global se destaca como o “objetivo 7” dentre os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU) (PNUD, 2015).

A contribuição contábil é a respeito da utilização de informações divulgadas por meio de relatórios de contabilidade regulatória que foram a base para o desenvolvimento desta pesquisa, ou seja, a partir da análise de custos, receitas, retornos, entre outras contas, a contabilidade pode contribuir para definição da política tarifária justa entre consumidores, prosumidores e distribuidoras.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Teoria da Regulação

A origem da Teoria da Regulação remete à década de 1930 com a proposta de Keynes sobre a intervenção estatal para amenizar a crise de 1929 e retoma ao século XVII com algumas ideias de Thomas Hobbes sobre a soberania do estado. Nos anos 1960 os estudiosos Stigler e Friedland (1962) sugerem que o foco da regulação está voltado para a questão do monopólio dos serviços prestados, no caso, a regulação busca reduzir o exercício do poder de monopólio e eliminar certas formas de discriminação de preços, porém, a influência da regulação é insignificante do ponto de vista econômico, pois o deslocamento das curvas de oferta e demanda que afetam os preços dependem de fatores tecnológicos e econômicos (como taxa de juros, inflação, etc) e não de estatutos com inúmeras ações reguladoras (STIGLER; FRIEDLAND, 1962). Para comprovar esse posicionamento, Stigler e Friedland (1962) questionam o que precisa ser regulado a partir de uma comparação entre empresas de energia em estados com e sem regulação nos EUA. Os resultados apontaram que as tarifas são menores nas empresas reguladas em comparação às não reguladas, mas as diferenças já existiam nos estados mesmo antes das empresas serem reguladas.

Ademais, com a regulação o interesse do produtor ou indústria tende a prevalecer sobre o interesse do consumidor (PELTZMAN, 1976; STIGLER, 1971) e com isso vem à tona a Teoria da Regulação Econômica buscando “explicar quem receberá os benefícios ou ônus da regulação, que forma a regulação tomará e os efeitos da regulação sobre a alocação de recursos” (STIGLER, 1971, p.3), além de ter a obrigação de contribuir para: (a) subsídio direto de recursos; (b) proteção quanto aos novos entrantes no mercado; (c) concorrência intersetorial entre substitutos e complementos; (d) fixação de preços (STIGLER, 1971). Assim, ainda nos anos 1970 ocorre a difusão da Teoria da Regulação devido a falhas de mercado como informação assimétrica sobre oportunidades de custo e demanda por determinados serviços prestados no mercado (JOSKOW, 2007).

Nesse contexto acrescenta-se o enfoque da teoria econômica com abordagem positiva em que os estudiosos Stigler (1971) e Peltzman (1976) procuraram explicar o porquê do fenômeno da regulação, como ocorre, seus efeitos e consequências. Basicamente Stigler (1971) e Peltzman (1976) defendem que a regulação gera custos para uns e benefícios para outros e que por meio dela há maior distribuição de renda para os grupos com maior demanda, mas que o regulador não concede benefício máximo ao grupo vencedor pois leva em consideração os

grupos que estão perdendo com a regulação, ou seja, busca conciliar os interesses de ambas partes (LOPES; IUDÍCIBUS, 2012).

Além disso, também na década de 1970 destaca-se a regulação dos monopólios naturais (como os segmentos de transmissão e distribuição do setor elétrico brasileiro), em que “um monopólio natural é uma indústria na qual as economias de escala - isto é, a tendência de os custos médios diminuírem quanto maior a empresa produtora - são contínuas até o ponto de uma empresa suprir toda a demanda” (KAHN, 1970, p. 123). Ou seja, é menos dispendioso uma única empresa atender à demanda por um produto/serviço do que se houvesse outras empresas participando dessa oferta (BERG; TSCHIRHART, 1989; JOSKOW, 2007). Na prática, o desempenho das instituições associadas ao monopólio regulado reflete os resultados das políticas de grupos de interesse e dos objetivos políticos normativos do país, sendo que as políticas públicas devem se atentar à questão da transferência de renda e riqueza que está associada aos lucros resultantes da precificação do monopólio (JOSKOW, 2007).

Por fim, sobre a precificação do monopólio, a tarifação está inserida na regulação econômica e segue princípios como: transparência, equidade, sustentabilidade, recuperação de custos, simplicidade, eficiência econômica, estabilidade e causalidade de custos (BERG; TSCHIRHART, 1989; BONBRIGHT, 1961; LÉVÊQUE, 2003). Visto que alguns princípios podem ser conflitantes, como eficiência econômica e sustentabilidade, o contexto e as prioridades regulatórias de cada país determinam quais princípios priorizar (PICCIARIELLO et al., 2015a, 2015b; RODRÍGUEZ ORTEGA et al., 2008). No Brasil visualiza-se o apreço pela manutenção da sustentabilidade e da modicidade tarifária do setor de distribuição de energia elétrica a partir do aprimoramento da RN 482/2012 sobre a geração distribuída de energia, pois em 2021 esse tema estava na 1ª posição da Agenda Regulatória da ANEEL.

2.2 Revisão histórica e marcos regulatórios da indústria elétrica brasileira

O quadro 1 apresenta a trajetória histórica da indústria elétrica no Brasil com alguns marcos históricos e regulatórios desde o final do século XIX até os anos 2019. Pode-se dividir essa trajetória em três momentos: “antigo”, “reestruturação” e “novo” modelo elétrico do Brasil. Basicamente, no antigo modelo o principal objetivo foi a implantação, consolidação, institucionalização e crescimento da oferta de energia elétrica no país, com predominância de capital privado no início e de capital estatal no final (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015). Na reestruturação do modelo elétrico brasileiro a partir da década de 1990, com a privatização e

liberalização dos mercados de energia (inclusive a nível mundial), o controle desse setor passa a ser pelas forças de mercado e não pelo Estado que passa a atuar “apenas” como órgão regulador, fiscalizador e formulador de políticas públicas e não mais como empresário e proprietário absoluto (ALMEIDA; SILVA, 1996; BANDEIRA, 2005; GOMES; VIEIRA, 2009; MERCEDES; RICO; POZZO, 2015). Ainda na reestruturação destaca-se a desverticalização do setor elétrico a partir de seu desmembramento em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização, dos quais geração e comercialização são mercados competitivos e transmissão e distribuição são mercados de monopólio natural, e também ressalta-se a formalização das concessões no setor elétrico a partir das leis N° 8.987/95 e N° 9.074/95 e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituição responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. No novo modelo elétrico brasileiro, a partir dos anos 2000, pode-se dizer que o Brasil está em busca de reduzir o risco de ocorrência de déficit de energia no país ou de desabastecimento de energia (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015), de melhorar o acesso e a qualidade de fornecimento energia, assim como ampliar as fontes de energia na matriz elétrica, sejam fontes centralizadas ou descentralizadas (como a geração distribuída de energia). Nesse novo modelo elétrico brasileiro destaca-se a criação das instituições: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) responsável por acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (anteriormente denominada Mercado Atacadista de Energia - MAE) responsável pelo equilíbrio operacional do mercado de comercialização de energia (CCEE, 2021).

Quadro 1: Trajetória histórica da indústria elétrica brasileira

Período	Características	Fonte
Final do Século XIX	Investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia a partir de pequenas empresas privadas e de governos municipais, além de capital estrangeiro, mas eram investimentos locais sem expansão e/ou conexão a nível nacional.	(LORENZO, 2001; PINTO JUNIOR et al., 2007)
1930	1934 - Constituição dos Estados Unidos do Brasil 1934 - Decreto Nº 24.643/34 do Código das Águas	(BRASIL, 1934a) (BRASIL, 1934b)
1940	Década de 1940 - Primeiras companhias concessionárias estatais (1945: Companhia Elétrica de São Francisco (CHESF) – Governo Federal; 1946: Usina de Gafanhoto – Governo de MG)	(LORENZO, 2001)
1950	1952 - Lei 1.628 de 20 de junho de 1952 - Criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) e outras providências 1954 - Lei 2.308 de agosto de 1954 - Criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e do Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), e outras providências	(BRASIL, 1952) (BRASIL, 1954)
1960	1960 - Lei 3.782/60 de 22 de julho de 1960 - Criação do Ministério de Minas e Energia (MME) 1961 - Lei 3.890/A de 25 de abril de 1961 - Criação da Eletrobrás que foi inaugurada em 1962	(BRASIL, 1960) (BRASIL, 1961)
1970	1973 - Lei 5.899 de 05 de julho de 1973 - Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências 1973 - com a criação da Itaipu Binacional a Eletrobrás passa a atuar no país como um todo e consolida seu papel como agência de planejamento, financiamento e holding federal	(BRASIL, 1973) (GOMES; VIEIRA, 2009)
1980	Início do planejamento de transição de um Estado empresário para um Estado regulador do setor privado	(ALMEIDA; SILVA, 1996; BANDEIRA, 2005; GOMES; VIEIRA, 2009; MERCEDES; RICO; POZZO, 2015)
1990	1990 - Lei 8.031 de 12 de abril de 1990 - Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências 1993 - Lei 8.631/93 de 04 de março de 1993 - Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o Serviço Público de Energia Elétrica (elimina a remuneração garantida e a tarifa equalizada no país) 1995 - Lei Nº 8.987/95 de 13 de fevereiro de 1995 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal 1995 - Lei Nº 9.074/95 de 5 de julho de 1995 - Estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos 1996 - Lei Nº 9.427/96 de 26 de dezembro de 1996 - Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica 1998 - Lei Nº 9.648/98 de 27 de maio de 1998 - Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS, criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	(BRASIL, 1990) (BRASIL, 1993) (BRASIL, 1995a) (BRASIL, 1995b) (BRASIL, 1996) (BRASIL, 1998)

Continua...

...continuação

Período	Características	Fonte
2000	2002 - Lei Nº 10.438 de 26 de abril de 2002 - Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, e outras providências	(BRASIL, 2002)
	2003 - Lei Nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 - Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, e outras providências	(BRASIL, 2003)
	2004 - Lei Nº 10.847/04 de 16 de março de 2004 - Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(BRASIL, 2004a)
	2004 - Lei Nº 10.848/04 de 16 de março de 2004 - Dispõe sobre comercialização de energia elétrica, criação da Comissão de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e outras providências	(BRASIL, 2004b)
	2004 - Decreto 5.163/04 - Modelo de Leilões e outras providências	(BRASIL, 2004c)
2010	2010 - Resolução Normativa (RN) Nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 - Institui a Contabilidade Regulatória e aprova alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001	(ANEEL, 2010a)
	2012 - RN Nº 482/12 de 17 de abril de 2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências	(ANEEL, 2012)
	2013 - Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013 - Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e outras providências	(BRASIL, 2013)
	2015 - RN Nº 687/15 de 24 de novembro de 2015 - Altera a RN nº 482/12 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST	(ANEEL, 2015b)
	2016 - Projeto de Lei do Senado nº 232/16 - Dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica, entre outros	(BRASIL, 2016)
	2019 - Anteprojeto de Lei Nº 1/2019 - Institui o Código Brasileiro de Energia Elétrica, e dá outras providências	(BRASIL, 2019a)

Fonte: elaboração própria

Em síntese, pode-se afirmar que a trajetória histórica da indústria elétrica no Brasil começou no século XIX com capital totalmente privado em pequena escala. A partir da década de 1940 iniciou-se a participação estatal como responsável pela negociação dos serviços elétricos (estatização ou verticalização) com auge nos anos 1970 e declínio nos anos 1980. Na década de 1990 – com reformas implantadas, privatizações e mudanças na estrutura de mercado – o setor volta a ser dominado por capital privado mas em escala nacional. Nos anos 2000 tem-se o racionamento de energia no país em 2001 que traz à tona a necessidade de segurança no fornecimento de energia elétrica e a busca por expansão de energias renováveis “mais limpas”, inclusive com a possibilidade de o consumidor de baixa tensão gerar a sua própria energia, o

que a longo prazo acarreta numa potencial migração de consumo da geração centralizada para a geração distribuída, podendo o consumidor que produz a sua própria energia se tornar um novo participante no mercado de energia elétrica. Além disso, nos anos 2016 emerge a possibilidade de os consumidores de baixa tensão participarem do mercado livre de energia em que, a depender de alguns parâmetros, podem escolher a concessionária distribuidora de energia que estarão vinculados, mas tudo a depender da aprovação do projeto que seguia em análise até 2020. Portanto, de forma geral, por ser o setor de energia relacionado à infraestrutura e desenvolvimento do país, este setor continua fortemente ligado à regulação, ao governo e à política.

Ademais, no histórico mais recente da indústria elétrica brasileira salienta-se a geração distribuída de energia, em que a ANEEL no ano de 2012 estabeleceu o marco regulatório desse formato de geração a partir da RN nº 482/2012 (ANEEL, 2012), posteriormente revisada pela RN nº 687/2015 (ANEEL, 2015b). Essas resoluções incentivam a instalação de sistemas geradores de energia renovável – de até 75 kW (micro geração) e até 5 MW (mini geração) – e a compensação da energia gerada na conta de energia do consumidor. O quadro 2 aborda a trajetória regulatória da geração distribuída no Brasil desde seu marco regulatório em 2012 até o ano de 2021.

Quadro 2: Trajetória regulatória da geração distribuída no Brasil

Período	Características	Fonte
2010	2010 - Nota Técnica Nº 43/10 de 08 de setembro de 2010 - Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída	(ANEEL, 2010b)
	2012 - RN Nº 482/12 de 17 de abril de 2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências	(ANEEL, 2012)
	2015 - RN Nº 687/15 de 24 de novembro de 2015 - Altera a RN nº 482/12 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST	(ANEEL, 2015b)
	2017 - Agenda regulatória ANEEL 2018/2019, entre outras a atividade nº 50 era “Aprimorar a RN nº 482/2012, que trata de micro e minigeração distribuída.”	(ANEEL, 2021b)
	2018 - Nota Técnica Nº 62/18 de 25 de maio de 2018 - Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída	(ANEEL, 2018a)
	2018 - Consulta Pública Nº 10/18 de 30 de maio de 2018 - Visa obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída	(ANEEL, 2018b)
	2018 - Análise de Impactos Regulatórios Nº 04/18 de 06 de dezembro de 2018 - Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (RN nº 482/2012)	(ANEEL, 2018c)
		Continua...

	<p>2018 - Agenda regulatória ANEEL 2019/2020, entre outras a atividade nº 2 era “Aprimorar a RN nº 482/2012, que trata de micro e minigeração distribuída.”</p> <p>2019 - Audiência Pública Nº 01/2019 de 23 de janeiro de 2019 - Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório 04/18</p> <p>2019 - Nota Técnica Nº 78/19 de 7 de outubro de 2019 - Análise das contribuições da AP nº 01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.</p> <p>2019 - Análise de Impactos Regulatórios Nº 03/19 de 07 de outubro de 2019 - Anexo da Nota Técnica Nº 78/2019</p> <p>2019 - Consulta Pública Nº 25/19 de 17 de outubro de 2019 - Obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à RN nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)</p>	<p>...continuação</p> <p>(ANEEL, 2021b)</p> <p>(ANEEL, 2019a)</p> <p>(ANEEL, 2019b)</p> <p>(ANEEL, 2019c)</p> <p>(ANEEL, 2019d)</p>
	<p>2019 - Audiência Pública Nº 40/19 de 17 de outubro de 2019 - Obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à RN nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)</p> <p>2019 - Projeto de Lei Nº 5829/19 de 05 de novembro de 2019 - Estende a cobrança de encargos e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição aos micro e minigeradores de energia elétrica, entre outros</p> <p>2019 - Agenda regulatória ANEEL 2020/2021, entre outras a atividade nº 2 era “Aprimorar a RN nº 482/2012, que trata de micro e minigeração distribuída.”</p>	<p>(ANEEL, 2019e)</p> <p>(BRASIL, 2019b)</p> <p>(ANEEL, 2021b)</p>
2020	<p>2020 - TCU - ACÓRDÃO Nº 3063/20 de 18 de novembro de 2020 - acerca de supostas violações aos princípios jurídicos praticados pela Agência Nacional de Energia Elétrica no âmbito da Consulta Pública ANEEL 25/2019</p> <p>2020 - Agenda regulatória ANEEL 2021/2022 - aprovada pela Portaria Nº 6.606 de 8 de dezembro de 2020, entre outras a atividade nº 1 é “Aprimorar a RN nº 482/2012, que trata de micro e minigeração distribuída.”</p> <p>2021 - Discussão do Projeto de Lei 5829/2019 na Câmara dos Deputados - distribuição do projeto às Comissões de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável; Defesa do Consumidor; Minas e Energia; Finanças e Tributação (Mérito e Art. 54, RICD) e Constituição e Justiça e de Cidadania (Art. 54 RICD) e determinação de criação de Comissão Especial para analisar a matéria visto o projeto participa de mais de três Comissões de mérito.</p>	<p>(UNIÃO, 2020)</p> <p>(ANEEL, 2021b)</p> <p>(BRASIL, 2019c)</p>

Fonte: elaboração própria

Em relação às Agendas Regulatórias da ANEEL, visualiza-se que aprimorar a RN 482/2012 passou a ser o tema prioritário na agenda, partindo da 50ª posição em 2018 para a 1ª em 2021. Nesse intervalo de tempo o tema está em discussão a partir de consultas públicas, notas técnicas, audiências públicas e análise de impactos regulatórios. Além desse campo regulatório da ANEEL, dada a magnitude do assunto para o país, a busca por soluções passou a envolver outras instituições do setor elétrico brasileiro como EPE (Empresa de Pesquisa Energética), MME (Ministério de Minas e Energia), CCEE (Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica), além de órgãos mais amplos, como o Congresso Nacional (tanto pela Câmara de Deputados quanto pelo Senado Federal) e o Tribunal de Contas da União.

Nota-se a importância de se ter regras claras, exequíveis e que proporcionem a manutenção do bem comum que é a energia elétrica a todos os cidadãos e com manutenção da modicidade tarifária do consumidor, retorno ao prosumidor que investe em geração distribuída e equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras principalmente porque, com a expansão da geração distribuída de energia, o consumidor residencial ao se tornar um prosumidor passa a ser um novo participante (*player*) no mercado. E esse novo *player* no mercado de energia elétrica, especialmente a longo prazo, acaba provocando uma série de adequações: na regulamentação legal – como o reconhecimento desse novo participante e os impactos da adesão em larga escala desses novos entrantes; nas soluções tecnológicas implementadas para esse tipo de empreendimento – como a operacionalização de medidores inteligentes; no impacto ambiental desse tipo de geração de energia – como a questão dos resíduos ao final da vida útil do sistema de energia, e, de uma forma geral, na cadeia de valor desse tipo de negócio (LAVRIJSSEN; PARRA, 2017).

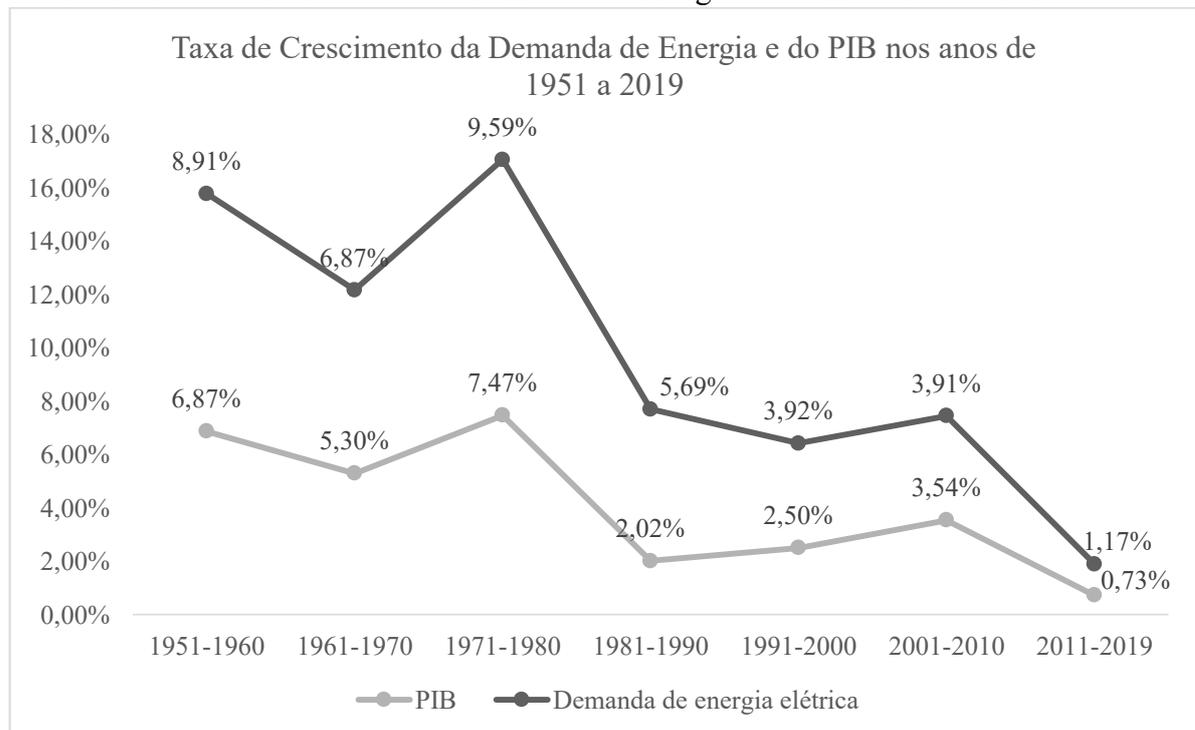
Além do mais, com a expansão da geração distribuída residencial, a simbologia da geração e distribuição de energia começa a mudar, principalmente para o prosumidor e a concessionária de distribuição. De um modo geral, a simbologia da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica no Brasil é voltada para a geração centralizada em grandes usinas (hidrelétricas, térmicas, eólicas, solares, etc), com transporte da energia em alta tensão até as distribuidoras, as quais transformam a energia em baixa tensão e a comercializam para os consumidores finais. Com a geração distribuída, os prosumidores residenciais que produzem mais energia do que consomem injetam o excedente de energia na rede da distribuidora, o que acaba invertendo a relação de cliente/fornecedor entre o prosumidor e a distribuidora, ou no mínimo, há uma relação de troca mútua de prestação de serviço em relação à energia disponibilizada. O ponto evidente é que o prosumidor também passa a ser um fornecedor de energia ao sistema como um todo (ou pelo menos à distribuidora à qual está vinculado), e aqui encontra-se a ruptura com o que, até então, é convencional no país.

2.3 Regulação do setor elétrico, crescimento econômico do Brasil e a geração distribuída fotovoltaica

O setor elétrico é um serviço de utilidade pública, cujos segmentos de transmissão e distribuição no Brasil são caracterizados como monopólio natural (os consumidores não possuem alternativas para a substituição do serviço), que necessita de regulação de órgãos governamentais para evitar o abuso do poder de mercado das firmas que participam do setor (BASSO; SILVA, 2000). Essa regulação pode ser feita por administração indireta a partir de agências reguladoras que atuam em busca de conciliar preço do serviço, lucro do concessionário e distribuição de renda do usuário (MOREIRA, 2010; TIRYAKI, 2012). Ademais as agências reguladoras operam de forma independente do governo, ou seja, a independência das agências reguladoras está relacionada à forma como se desvincula da política as decisões voltadas para as concessões, dado que proporcionar maior independência às agências reguladoras confere maior credibilidade de que as decisões serão mantidas mesmo com alteração do cenário político do país (TIRYAKI, 2012).

A indústria elétrica no Brasil está inserida em projetos de infraestrutura e desenvolvimento do país, e uma das formas de visualizar congruências (ou não) sobre esses aspectos está no acompanhamento tanto da demanda por energia no país quanto do PIB (produto interno bruto). O gráfico 1 evidencia (em porcentagem e em periodicidade decenal) a taxa de crescimento da Demanda de Energia e a taxa de crescimento do PIB nos anos de 1950 a 2019.

Gráfico 1: Taxa de Crescimento da Demanda de Energia e do PIB de 1951 a 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados do IPEA

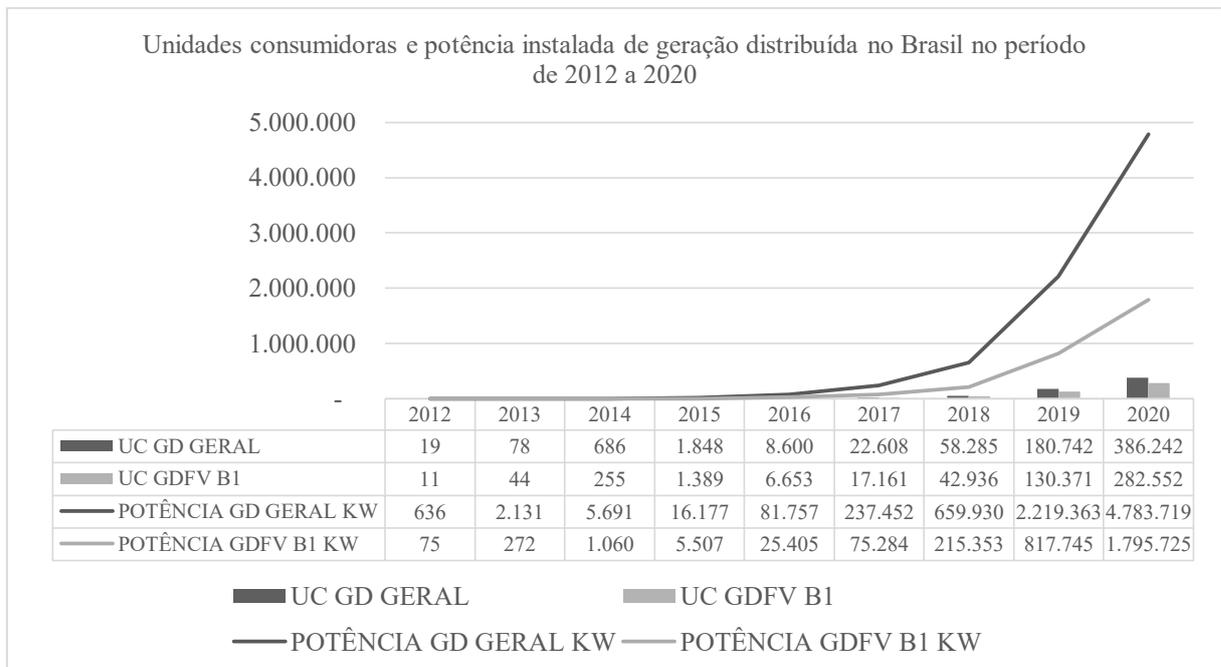
No gráfico 1 os dados históricos referentes à taxa de crescimento decenal tanto da Demanda de Energia quanto do PIB nos anos de 1951 a 2019 evidenciam o déficit entre o crescimento econômico e o consumo de energia do país, provavelmente em virtude do investimento estrutural no país ter estado aquém das demandas de longo prazo, mas também por questões de intensidade e eficiência energética ao longo do tempo. Essa característica parece se reverter nas projeções da EPE (2019) para os próximos dez anos (2020-2029) – ao considerar a possibilidade de reformas estruturais (por exemplo, reformas tributária e fiscal que podem impulsionar investimentos no setor empresarial) – com expectativa anual de crescimento médio da demanda de energia de 2,5% e de crescimento médio do PIB de 2,9%. Além disso, outras interferências no crescimento econômico do país podem ser o desemprego, a inflação, os juros, o câmbio, etc. A taxa de desemprego encerrou o ano de 2012 em 6,9%, 2016 em 12% e 2020 em 14,1% (IBGE, 2020). A inflação medida pelo IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) saiu de 7,81% em 2012 chegando (com oscilação entre redução e aumento) em 23,35% em 2020 (IPEADATA, 2020a). Sobre a taxa básica de juros da economia, nos anos de 2015 a 2020 a SELIC apresentou queda de aproximadamente 765% saindo de 14,84% a.a. em 2015 e chegando a 1,94% a.a. em 2020 (IPEADATA, 2020b). A taxa de câmbio saiu de R\$2,04 em 2012 e chegou a R\$5,19 em 2020 (IPEADATA, 2020c).

Outro possível fator que pode auxiliar o Brasil tanto a crescer economicamente quanto a atender a demanda por energia é a geração descentralizada de energia por meio da GD. Economicamente a GD gera renda por meio de empregos no setor, e de forma indireta ao prossumidor (por meio da compensação de energia por medição líquida) que, ao produzir sua própria energia, tem redução na conta de energia elétrica o que contribui para aumentar o saldo entre receitas e despesas do prossumidor. E quanto ao atendimento da demanda por energia, a geração descentralizada de energia por meio da GD passa a ser mais um ofertante de energia, em que, os prossumidores podem tanto suprir sua própria demanda de energia quanto ofertarem o excedente produzido ao sistema centralizado de energia, o que pode prorrogar ou até reduzir a necessidade de investimentos para ampliação de oferta de energia nesse sistema. Além disso, a partir da futura regulamentação do mercado livre de energia para os consumidores cativos, esses mesmos prossumidores que injetavam o excedente de energia na rede de distribuição poderão atuar como comercializadores de energia a preços de mercado.

Em relação à expansão da GD no Brasil, o gráfico 2 aborda (desde a regulamentação da GD em 2012 até o ano de 2020) a quantidade de unidades consumidoras e a potência instalada, tanto para GD geral (todos tipos de fonte de geração – hidrelétrica, eólica, fotovoltaica e térmica, e, todos grupos de tensão – A, B) quanto GDFV (fonte de maior peso na potência

instalada) do grupo de tensão B1 (residencial, que é o subgrupo de maior peso na potência instalada) (ABRADEE, 2021; ANEEL, 2021c). Destaca-se que em 2020 a representatividade da GDFV residencial em relação à GD geral foi de 73% em unidades consumidoras e 38% em potência instalada. Evidencia-se o crescimento das conexões de micro e mini geração de energia que em 2012 apresentava 636 kW de potência instalada e 4.783.719 kW em 2020, apresentando um crescimento médio anual de 3 vezes em relação ao ano anterior. Nessa tendência de crescimento, a expectativa é que até o ano 2029 a potência instalada com a GD chegue a 32 GW (EPE, 2019).

Gráfico 2: Unidades consumidoras e potência instalada de GD no Brasil - 2012 a 2020



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2021c)

Mesmo com a expansão e expectativa de crescimento da GD a sua representatividade na matriz elétrica brasileira ainda é baixa, visto que do total de 170.115 MW de capacidade instalada (ONS, 2021a), apenas 4.783 MW (2,81%) advém da GD geral e destes 1.795 MW (1,06%) são de GDFV de consumidores residenciais (ANEEL, 2021c). Contudo, a GD proporciona desenvolvimento e crescimento para o país, principalmente ao se analisar as contribuições da GD sob o aspecto microeconômico, como na melhoria: do acesso à energia elétrica, no aumento da geração de emprego seja diretamente na instalação dos sistemas de geração de energia ou indiretamente a partir das indústrias de componentes do sistema, seja na parte eletrônica, tecnológica, segurança e manutenção do sistema ou tecnologia da informação,

como sistemas de gerenciamento de créditos de energia e *fintechs*. Portanto, a GD move toda uma cadeia de suprimentos do setor de energia elétrica.

Sobre o crescimento da GDFV residencial, em virtude do preço significativo dos sistemas fotovoltaicos é possível que a motivação do consumidor para investir nesse tipo de energia não tenha sido somente a viabilidade econômica - principalmente na instalação dos primeiros sistemas - mas também questões como autossuficiência energética, fatores ambientais, diminuição de custos periódicos no orçamento (como o custo da conta de energia). Posteriormente, com a queda no preço dos sistemas fotovoltaicos residenciais (4 kWp) – de R\$8,77 em 2016 para R\$4,96 em 2020 (GREENER, 2018, 2020) – é provável que a viabilidade econômica tenha trazido maior peso na decisão de instalar um sistema fotovoltaico em virtude do *payback* do investimento e também devido à baixa remuneração da taxa de juros SELIC – de 14,84% a.a. em 2015 para 1,94% a.a. em 2020 (IPEADATA, 2020b). Pois com a queda da SELIC os poupadores de recursos podem preferir aplicar seu dinheiro em investimentos de renda fixa com possibilidade de maior retorno, como tesouro nacional, CDB, LCA, LCI, etc, e nesse caso, investir num sistema fotovoltaico de energia pode ser uma alternativa conveniente.

Assim, com a crescente descentralização do fornecimento de energia elétrica a partir da GD tem-se um novo paradigma tecnológico no segmento de distribuição de energia (CASTRO; DANTAS, 2018; SILVA et al., 2019), o que impulsiona estudos sobre adequações no setor. Sobre a regulação da energia de GDFV, Silva et al. (2019) estudaram treze casos (Brasil, Califórnia, Havaí, Nevada, Nova York, Japão, Bélgica, França, Alemanha, Itália, Portugal, Reino Unido, Austrália) e identificaram que a forma de compensação da energia gerada impacta de maneira diferente as políticas e os ajustes regulatórios oriundos da GDFV. Os autores identificaram que quando a compensação da energia fotovoltaica gerada ocorre por *feed-in-tariffs* (FIT's) a preocupação governamental está nos custos de aquisição da energia gerada pelo prosumidor e na manutenção de tal política, sendo os ajustes regulatórios voltados para redução do preço das FIT's. E, quando a compensação da energia fotovoltaica gerada ocorre por *net metering* a preocupação está na transferência de custos entre prosumidores e consumidores convencionais, além de alterações na alocação dos custos que compõem as tarifas de eletricidade. O quadro 3 contempla o resumo de algumas informações sobre GDFV nos casos pesquisados por Silva et al. (2019).

Quadro 3: Micro e minigeração de GD a partir de energia fotovoltaica nos países pesquisados por Silva et al. (2019)

Caso estudado	Ano base	Política de compensação de energia	Potência instalada	Representatividade da GD FV na matriz energética	Políticas e incentivos para ampliar a inserção da GDFV na matriz energética
Brasil	2016	<i>Net metering</i>	0,06 GW	0,01%	Incentivos fiscais por estado e modelos de negócios sem comercialização direta de energia mas com repasse de créditos de energia entre prossumidores e consumidores: i) autoconsumo local; ii) autoconsumo remoto; iii) múltiplas unidades consumidoras – condomínios; iv) geração compartilhada – consórcio ou cooperativa.
Califórnia - EUA	2016	<i>Net metering</i>	4,7 GW	3,2%	Incentivos a partir de crédito para investimento e crédito de imposto federal tanto para clientes residenciais quanto comerciais, além de exigência de um padrão de 50% das vendas de eletricidade no varejo sejam atendidas por fontes renováveis até 2030. Redução de 4 para 2 níveis de estrutura de tarifas; taxa de interconexão; tarifa de consumo de energia da rede; taxa de tempo de uso para novos consumidores GD FV.
Havaí – EUA	2015	Transição de <i>net metering</i> para <i>feed-in-tariff</i>	0,2 GW	8%	Prossumidores pagam taxa mínima (US\$25) para cobertura de custos fixos da rede de transmissão; não há remuneração pelo excedente de energia injetado na rede; há um conjunto de incentivos fiscais, tributários e financeiros do governo.
Nevada – EUA	2017	<i>Net metering</i>	0,2 GW	1,03%	Incentivo por meio do Programa de Gerações Solares a partir da capacidade dos sistemas, e incentivo fiscal por meio da Isenção do Imposto sobre Propriedade de Sistemas de Energias Renováveis.
Nova York – EUA	2016	<i>Net metering</i>	0,6 GW	0,6%	A geração de energia excedente deixou de ser avaliada a preços de varejo e passou para custos evitados com a geração excedente. Apoio financeiro a consumidores residenciais, comerciais e industriais por meio do Programa NY Sun. Incentivo fiscal por meio do Sistema de Energia Solar Crédito de equipamento.
Japão	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	32 GW	3,2%	Sistema de compra de energia injetada na rede com garantia do preço por 10 anos (sistemas até 10 kW) e 20 anos (sistemas acima de 10 kW). Benefício fiscal a partir da depreciação de 30% no primeiro ano das instalações fotovoltaicas.
Bélgica	2016	<i>Net metering</i>	3,43 GW	4%	Criação de tarifa específica para prossumidores.

Continua...

...continuação

Caso estudado	Ano base	Política de compensação de energia	Potência instalada	Representatividade da GD FV na matriz energética	Políticas e incentivos para ampliar a inserção da GDFV na matriz energética
França	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	6,2 GW	1,4%	Incentivo fiscal para: a) aquisições de tecnologia de energia renovável; b) redução do Imposto sobre Valor Agregado de sistemas fotovoltaicos. Ainda em discussão sobre a criação de encargos específicos para os clientes de energia fotovoltaica, como uma tarifa de injeção de energia na rede.
Alemanha	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	23 GW	5,5%	Ainda em discussão sobre a reforma do atual sistema de apoio às energias renováveis.
Itália	2016	<i>Net metering</i>	19,3 GW	6,2%	Incentivo por crédito tributário e revenda de energia direto do possuidor para o endereço do cliente por rede elétrica privada. Redução de taxa progressiva com inserção de tarifa fixa e tarifa por demanda para prossumidores.
Portugal	2015	<i>Feed-in-tariff</i>	0,2 GW	0,96%	Ainda em discussão sobre a expansão da GD, a discrepância entre receita e custos para o setor elétrico e a adaptação da estrutura tarifária.
Reino Unido	2017	<i>Feed-in-tariff</i>	4,54 GW	1,2%	Valores de tarifas de geração e inserção na rede progressivamente reduzidos.
Austrália (Victoria)	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	300 GW	1,58%	Criação de tarifas de demanda e introdução de tarifas de uso do sistema, ambas de forma opcional para clientes com uma demanda anual inferior a 40 MWh.

Fonte: Adaptado de Silva et al. (2019)

De acordo com a *International Agency Energy (IEA)* no ano de 2018 a GDFV a nível global atingiu potência instalada de 213 GW, dos quais 58 GW foram da classe de consumo residencial, e, a previsão é que até o ano de 2024 a GDFV alcance 530 GW, destes 143 GW da classe residencial. Até 2018 o continente com maior representatividade em capacidade instalada de GDFV era o Europeu seguido pelo Asiático e América do Norte, mas a previsão é que até 2024 a China seja o mercado com maior crescimento e a expansão da região Ásia-Pacífico seja maior do que a da Europa e da América do Norte, “porque a Índia, o Japão e a Coreia têm fortes incentivos políticos” (IEA, 2019, p. 65). O quadro 4 evidencia os cinco países com maior capacidade instalada de GDFV até o ano de 2018, com classificação em GDFV por classes de consumo “total”, “comercial e industrial” e “residencial” e também a representatividade da GDFV em relação à capacidade instalada total de eletricidade de cada país.

Quadro 4: Países com maior capacidade instalada de GDFV até 2018

País	GDFV geral (GW)	Total eletricidade (GW)	% GDFV geral/Total	País	GDFV_CI (GW)	País	GDFV_R (GW)
China	51	1911	3%	China	49	EUA	13
Japão	34	299	11%	Alemanha	26	Japão	9
Alemanha	33	214	15%	Japão	25	Alemanha	6,5
EUA	26	1094	2%	EUA	12	Austrália	6,5
Itália	16	114	14%	Itália	12	Itália	4,2
Mundial	213	6784	3%				

Notas - GDFV geral (GW): capacidade instalada de eletricidade em gigawatts a partir de geração distribuída pela fonte de energia fotovoltaica para as classes de consumo em geral; Total eletricidade (GW): capacidade instalada de eletricidade em gigawatts a partir de todas as fontes de energia; GDFV_CI (GW): capacidade instalada de eletricidade em gigawatts a partir de geração distribuída pela fonte de energia fotovoltaica para as classes de consumo comercial e industrial; GDFV_R (GW): capacidade instalada de eletricidade em gigawatts a partir de geração distribuída pela fonte de energia fotovoltaica para a classe de consumo residencial. Fonte: (ECONOMY, 2018; IEA, 2019; STATISTICA, 2020)

Ao contrapor o ranking dos cinco países com maior capacidade instalada de eletricidade de GDFV (quadro 4) – China, Japão, Alemanha, EUA, Itália - (IEA, 2019) versus o ranking dos cinco países com maior capacidade instalada de eletricidade (a partir de todas as fontes de energia) - China, EUA, Índia, Brasil, Irã - (ECONOMY, 2018) visualiza-se que o Brasil está entre os países com maior capacidade instalada de eletricidade porém ainda sem representatividade da GDFV em sua matriz elétrica (MME, 2019). Por outro lado, em contraste a essa falta de representatividade se destaca a preocupação de órgãos reguladores, distribuidoras, prosumidores e consumidores sobre os possíveis impactos que a expansão da GD pode trazer ao mercado de eletricidade do Brasil, por exemplo, o possível aumento das tarifas de energia da classe de consumo do grupo B em virtude da manutenção da atual forma de compensação da energia produzida por GD (em todos os componentes da TE e da TUSD). Ademais, destacam-se alguns pontos divergentes da expansão da GD frente à realidade do mercado de eletricidade no Brasil, como: o atual modelo legal e regulatório das concessionárias de energia; a economia do prosumidor com a compra de energia; o aumento da tarifa do consumidor em virtude da queda do volume de energia vendida pela concessionária distribuidora; os aspectos técnicos e operacionais - como integração, planejamento e operação do sistema de energia (BAJAY et al., 2017). Diante do apresentado, infere-se que, no Brasil, a magnitude da adesão à GD - seja em número de unidades conectadas, potência instalada ou representatividade na matriz elétrica - pode ditar a criação de políticas públicas que alinhem pontos conflitantes na realidade do mercado de eletricidade nesse país, ou vice-versa.

2.4 Políticas públicas e o incentivo à GDFV de pequeno porte no Brasil

As políticas públicas referem-se ao “conjunto de atividades que dizem respeito à ação do governo” (DIAS; MATOS, 2012, p.2) cujos principais elementos para seu processo de elaboração são a definição de agenda – problemas que chamam a atenção do governo – e de alternativas – propostas, soluções, ações – para lidar com o problema (CAPELLA, 2018). Em outras palavras, os elementos para criação de políticas públicas são a identificação de um problema na sociedade e a formulação de diretrizes para solucionar o problema público (SECCHI, 2011, 2016), os quais fazem parte também do ciclo de políticas públicas, em geral composto por: (a) identificação de um problema, (b) formação de agenda, (c) formulação de alternativas, (d) tomada de decisão, (e) implementação, (f) avaliação, e (g) extinção (SECCHI, 2011). Ademais, um dos enfoques utilizados na estruturação e análise de políticas públicas se fundamenta na abordagem racionalista, principalmente quando combinada à epistemologia do positivismo (CLEMENTE, 2018; SECCHI, 2011, 2016; SOARES; EMMENDOERFER, 2013), pois possibilita maior proximidade com as ferramentas de gestão governamental que buscam mensurar tanto problemas quanto alternativas com propostas de soluções. Acrescenta-se também que as políticas públicas podem intervir ou induzir o comportamento dos cidadãos por meio de instrumentos como leis, campanhas, prêmios, sanções ou multas, programas de intervenções, resoluções, incentivos, entre outros (SECCHI, 2011; SOARES; EMMENDOERFER, 2013).

A transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil é altamente controlada pelo estado o que acaba gerando a expectativa de que o governo deve ser o responsável pela transição tecnológica para a energia fotovoltaica (CARSTENS; CUNHA, 2019). Assim o desenvolvimento da energia fotovoltaica fica dependente de políticas públicas e incentivos governamentais, como política tributária (por exemplo, no local onde o sistema for instalado haver redução de impostos; dedução do imposto de renda de pessoas físicas; dedução do imposto anual sobre a propriedade – IPTU); política de crédito para financiamento. Além disso, políticas que envolvam o setor privado, órgãos reguladores e governamentais, e instituições bancárias (CARSTENS; CUNHA, 2019).

Nesse contexto insere-se o problema público referente à necessidade de ampliar as fontes de energia renovável na matriz elétrica brasileira a partir da geração distribuída. O marco legal para disseminação da Geração Distribuída no Brasil aconteceu em 2012 com a REN 482/2012 cuja proposta foi incentivar a instalação da GD local em sistemas micro (até 75 kW) e mini (até 5 MW) através da forma “*net metering*” para a compensação do excedente de

energia gerado (diferença entre a energia produzida e a consumida pelo prossumidor) com direito à utilização em até 60 meses dos créditos referentes à energia que foi injetada na rede (ANEEL, 2012). Em 2015 a REN 482/2012 foi atualizada pela REN 687/2015 com objetivo de ampliar a geração de energia por GD do formato local para outras três modalidades: empreendimento com múltiplas unidades consumidoras; geração compartilhada; e autoconsumo remoto (ANEEL, 2015b). Além disso, surgiram incentivos fiscais estaduais, como o convênio ICMS (para unidades consumidoras com até 1 MW de capacidade instalada) que estabeleceu a isenção de ICMS sobre a quantidade de energia fornecida pela distribuidora, desde que a quantidade de energia inserida pelo prossumidor à distribuidora seja a mesma ou maior do que a fornecida por ela. Esse incentivo surgiu em 2015 a partir do convênio ICMS 16/2015 (CONFAZ, 2015) com última atualização pelo convênio ICMS 42/2018 (CONFAZ, 2018) em que todos os estados brasileiros aderiram ao incentivo.

Especificamente sobre as REN 482/2012 e REN 687/2015 como políticas públicas para ampliação da diversificação de fontes de energia renovável na matriz elétrica, visualiza-se que o ciclo dessas políticas ainda não se encerrou, pois o objetivo de representatividade significativa da geração distribuída no país ainda não foi cumprido. No caso, em fevereiro de 2021, dados do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2021a) revelam que a capacidade instalada foi de 170.115 MW, dos quais 5.040 MW advém de GD, e destes, 4.907 MW foram de fonte solar, dos quais 1.922 MW se referem a consumidores residenciais (ANEEL, 2021d).

Além disso, com a expansão da GD no país surge também outro problema público que é a manutenção da modicidade tarifária do consumidor de energia elétrica de baixa tensão. Isso porque a REN 482/2012 definiu que a compensação da GD seria em todos os componentes da tarifa TUSD e TE até que as normas fossem revisadas em dezembro/2019. Até fevereiro/2021 a revisão das normas continuava em análise e a discussão atual, de certa forma, é sobre quem fica com os maiores ônus da GD, o prossumidor ou os demais consumidores residenciais, visto que as concessionárias distribuidoras de energia são protegidas pela regulação com reajustes anual de inflação e periódico (a cada três, quatro ou cinco anos) para revisão tarifária, podendo solicitar revisão tarifária extraordinária para o reestabelecimento de seu equilíbrio econômico-financeiro.

Em outras palavras, com a expansão da geração distribuída no Brasil tem-se o problema público do possível dano econômico-financeiro que os prossumidores geram à modicidade tarifária dos demais consumidores de energia. Isso porque a compensação do excedente produzido por GD ocorre em todos os componentes da tarifa TUSD e TE, e com a expansão da GD a concessionária distribuidora de energia passa por dois tipos de redução de receitas, um

está nessa forma de compensação e o outro é a própria redução de consumo de energia devido aos prossumidores produzirem sua própria energia elétrica. Com isso, a regulação do setor de distribuição de energia pode permitir reajustes periódicos tarifários a fim de reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição o que pode comprometer a modicidade tarifária dos demais consumidores de energia.

Sobre esse problema público do possível dano econômico-financeiro que os prossumidores geram à modicidade tarifária dos demais consumidores de energia, o ciclo de políticas públicas (SECCHI, 2011) está no início do processo, com a formação de agenda pela ANEEL para discussão do problema (ANEEL, 2021b), em que o regulador do sistema disponibilizou alternativas para solucionar o problema (ANEEL, 2018a, 2018c, 2019a, 2019c) e essas alternativas continuam em análise inclusive a partir de contribuições de participação social pública. Porém, dada a magnitude dos dois problemas públicos apresentados, a busca por soluções está além da regulação da ANEEL e passou a envolver outras instituições do setor elétrico brasileiro como EPE (Empresa de Pesquisa Energética), MME (Ministério de Minas e Energia), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), além de órgãos mais amplos, como o Congresso Nacional e o Tribunal de Contas da União.

2.5 Compensação da GD na tarifa de energia

No Brasil ainda não foram encontrados estudos sobre a compensação da GD na tarifa de energia, tampouco estudos que englobem simultaneamente prossumidores, consumidores e distribuidoras no processo de tarifação de energia. Os estudos mais próximos ao proposto nesta tese estão desatualizados em relação ao mercado elétrico e são voltados para a discussão sobre cobrança de consumo de energia a partir das tarifas monômnia - consumo de energia (R\$/kWh) abaixo de 2.300 volts, e binômnia - consumo com componente de demanda de potência (R\$/kW) e de consumo de energia (R\$/kWh) acima de 2.300 volts (ALVES FILHO et al., 2018; ANEEL, 2012; BAJAY et al., 2018; BRASIL, 1968; KONZEN; ANDRADE, 2016). Por exemplo, estudos encontrados no Brasil sobre o impacto da GD para os prossumidores: (a) Alves Filho et al. (2018) estudaram a viabilidade econômica de sistemas de geração solar fotovoltaica para prossumidores do grupo A (alta tensão) a partir da comparação de dois tipos de tarifas (monômnia e binômnia). Identificaram que com a tarifa binômnia os prossumidores do grupo A levam 5 anos para ter retorno do investimento do capital, e, com a tarifa monômnia levam 3,5 anos; (b) Konzen e Andrade (2016) estudaram as dez distribuidoras com maior número de microgeradores até março de 2015 e identificaram que naquela época, com a tarifa binômnia, os

prossumidores de 40% das distribuidoras analisadas teriam o *payback* de seus investimentos com prazo dobrado (passaria da média de 11 anos para 22 anos), e, para os prossumidores de 60% das distribuidoras analisadas, o investimento em GD não se pagaria porque o *payback* seria maior que a vida útil (25 anos) do painel fotovoltaico instalado; (c) Santos, Bernardon e Abaide (2013) comparam as tarifas convencional, branca e branca combinada à GDFV e eólica e identificaram que a inserção da tarifa branca combinada à GD proporcionava maior economia na conta de energia. E sobre o impacto da GD para as distribuidoras, Simone e Salles (2017) estudaram as três maiores distribuidoras do Brasil (em quantidade de unidades consumidoras com GDFV instalada) a fim de identificar a alteração no resultado dessas empresas diante de um cenário de crescimento da GD proposto pela Nota Técnica DEA 26/14 da EPE num horizonte de dez anos (2016-2025). Dentre os resultados, a previsão era que até 2025 houvesse queda de até 38% no EBITDA dessas distribuidoras, o que de acordo com os autores poderia comprometer tanto a capacidade de investimento quanto o retorno financeiro dessas empresas.

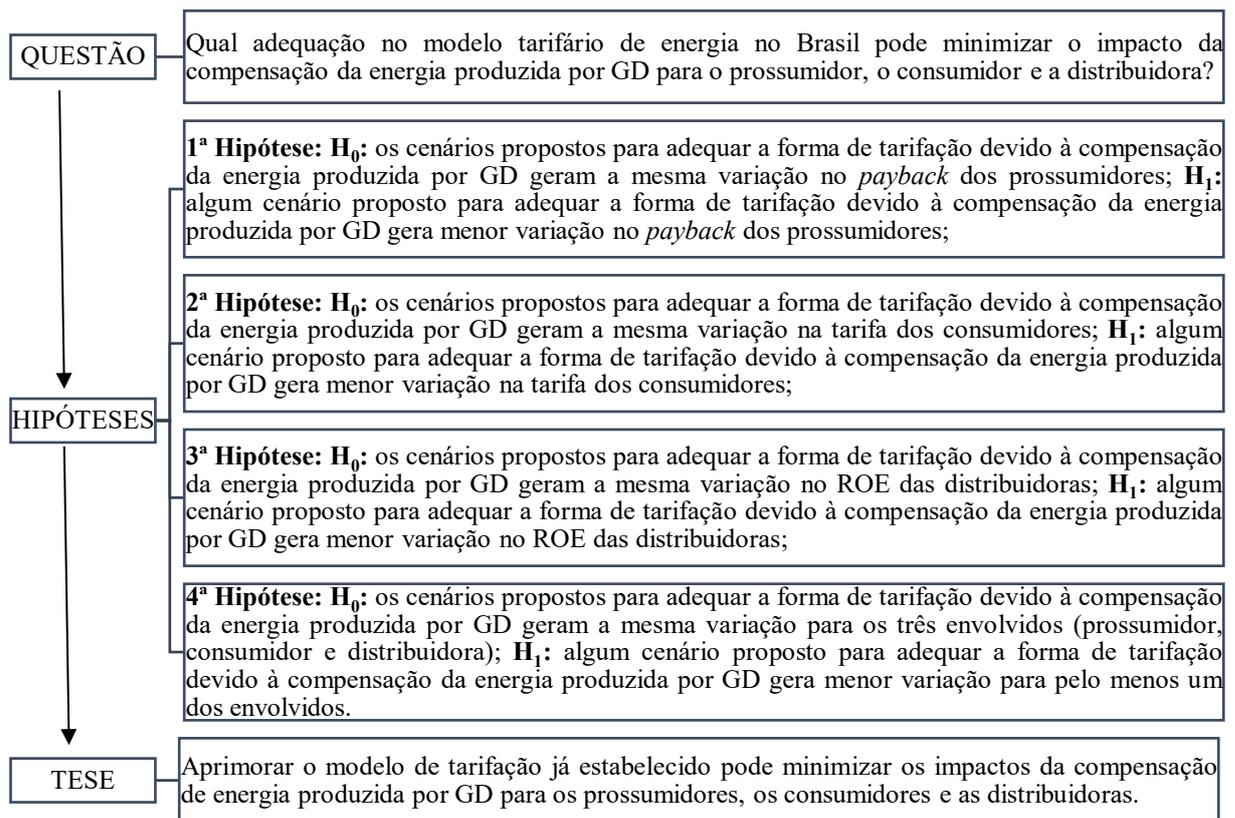
Internacionalmente, mesmo sendo outro tipo de regulação que não se aplica à regulação do setor elétrico brasileiro, apenas para salientar a importância de se estudar a compensação da GD na tarifa de energia, são evidenciadas algumas pesquisas sobre os Estados Unidos: Satchwell, Mills e Barbose (2015a) e Satchwell, Mills e Barbose (2015b) pesquisaram as concessionárias e identificaram que a GDFV corrói as receitas dessas empresas provocando futuros desinvestimentos e gerando impacto negativo para a rentabilidade das concessionárias e seus investidores. Além disso, a queda nas vendas de serviços das concessionárias é maior do que a queda dos custos dos seus serviços fazendo com que a tarifação dos demais consumidores fique mais cara (SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015a). Com isso, há necessidade de alterar a regulação para mitigar esse efeito negativo e uma das alterações propostas trata da forma de tarifação. Satchwell, Mills e Barbose (2015b) identificaram que o retorno sobre patrimônio líquido (ROE) das concessionárias tem grande melhora quando elas passam de tarifa de energia volumétrica (clientes pagam pelo consumo de energia) para tarifa fixa (clientes pagam valor fixo pelo serviço elétrico que não varia com o uso), e melhora moderada quando a cobrança é por tarifa de demanda, embora esses efeitos sobre o ROE dependam também de circunstâncias específicas das concessionárias (como número de clientes e volume de vendas). Ainda sobre os Estados Unidos, Picciariello et al. (2015b) identificaram que os subsídios cruzados entre consumidores e prossumidores é maior quando é aplicada a medição líquida combinada com tarifas volumétricas puras, e os subsídios cruzados são reduzidos na combinação de uma tarifa de custo-causalidade. Com isso, cada vez mais aumenta a

preocupação de como tratar os prossumidores de um ponto de vista tarifário (PICCIARIELLO et al., 2015b).

2.6 Síntese da pesquisa: questão, hipóteses levantadas e tese

Na figura 1 tem-se a questão de pesquisa, as hipóteses e a tese do presente estudo.

Figura 1: Síntese da pesquisa – questão, hipóteses e tese



Fonte: Elaboração própria

Para investigar essas hipóteses (sintetizadas na figura 1) são comparadas as variações no *payback* dos prossumidores, nas tarifas pagas pelos consumidores e no ROE das distribuidoras diante das propostas de alteração da forma de compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia no Brasil. A proposta inicial de alteração advém da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL que elucida a compensação da GD a partir da alternância dos componentes que fazem parte da tarifa, conforme especificado no subtópico “3.2 Objeto de estudo”. Essa alternância foi distribuída em 6 cenários, o primeiro é o cenário base (até então em vigência no país) e os outros cinco cenários se referem às propostas de alteração. Seguindo a proposta da

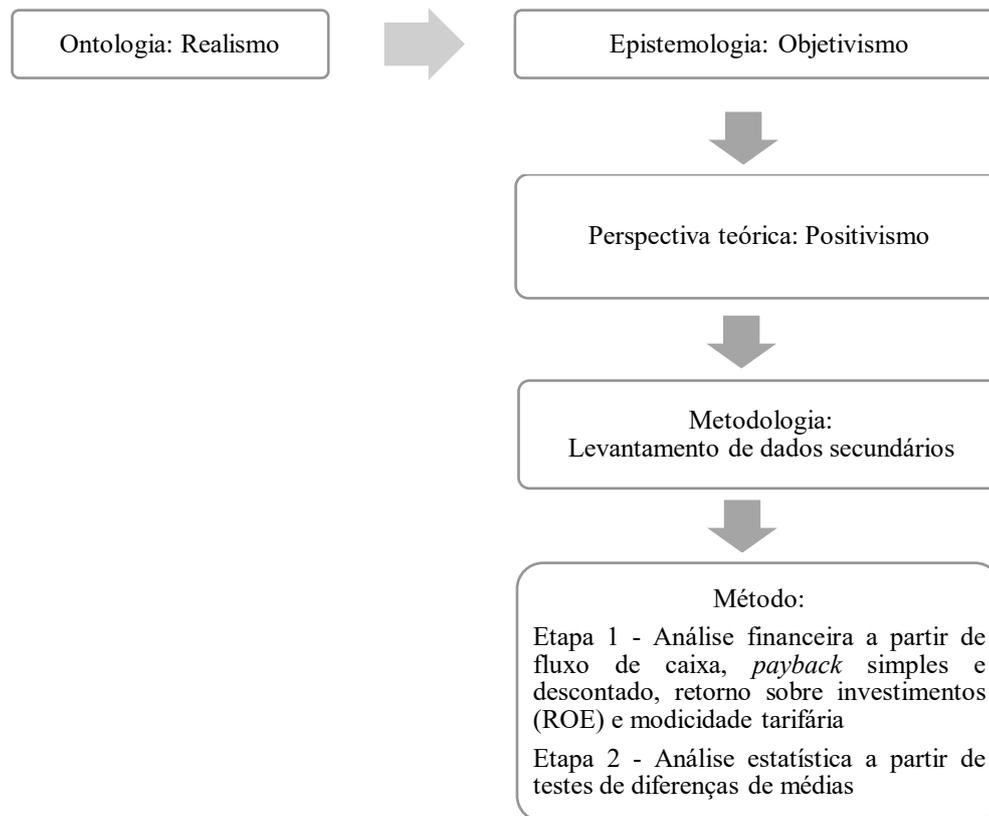
Nota Técnica 62/2018 esta presente pesquisa identifica a variação de cada cenário em relação ao cenário base, ou seja, o que cada cenário provoca de variação no *payback* dos investimentos do prosumidor, na modicidade tarifária do consumidor e no retorno dos investimentos das distribuidoras. Em sequência, esta presente pesquisa propõe dois novos cenários diferentes dos cinco destacados na Nota Técnica 62/2018, e identifica a variação desses novos cenários em relação ao cenário base. Por fim, a presente pesquisa compara as variações tanto entre os cenários propostos quanto entre os envolvidos no processo de compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia e em todos os cenários analisados não se considerou a aplicação de bandeiras tarifárias, de impostos e de revisão tarifária periódica.

3 ASPECTOS METODOLÓGICOS

3.1 Trajetória epistemológica

Na Figura 2 tem-se a trajetória epistemológica desta pesquisa:

Figura 2: Visão epistemológica do processo de pesquisa



Fonte: Adaptado de Crotty (1998, p.4)

A ontologia é a maneira de entender a natureza da existência de algo, e neste caso, está representada pelo realismo que afirma que as realidades existem fora da mente, ou seja, as realidades existem independente da consciência sobre elas (CROTTY, 1998). Na presente pesquisa a realidade está no setor elétrico ser regulado tanto por questões governamentais quanto por recursos energéticos limitados.

O realismo implica no objetivismo e este é uma noção epistemológica de entender o que significa a realidade que existe independente do conhecimento sobre ela, a partir do uso do método científico (CROTTY, 1998). Na presente pesquisa o objetivismo está caracterizado pela forma como se busca a explicação para o problema pesquisado, com separação entre o sujeito pesquisador e o objeto a ser estudado.

A perspectiva teórica ou abordagem do presente estudo é o positivismo, que tem por base a lógica hipotética-dedutiva com utilização do método científico para testar empiricamente hipóteses advindas de teorias científicas (CROTTY, 1998).

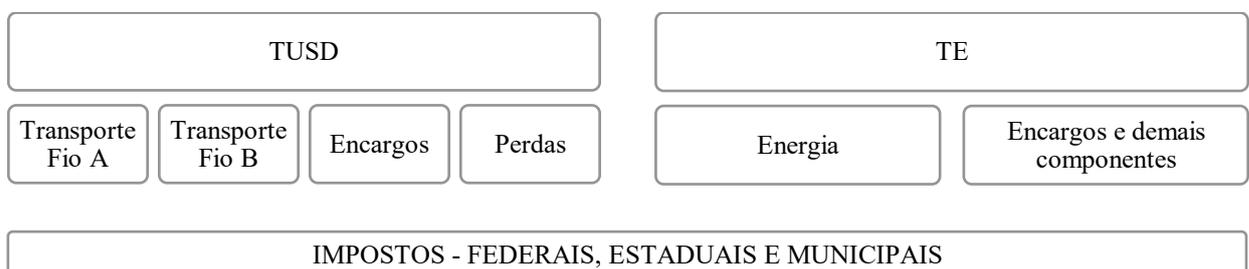
A metodologia do presente estudo é o levantamento de dados secundários sobre as distribuidoras, os consumidores e os prossumidores de energia. Os dados advêm das bases de dados da ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e contribuições de participações sociais a consultas públicas e audiências públicas divulgadas pela ANEEL. De forma geral os dados advêm de relatórios contábeis, como o balanço patrimonial e a demonstração de resultados do exercício.

O método é constituído de duas etapas: (a) a primeira é a análise financeira para cálculo de *payback* (KONZEN; ANDRADE, 2016) dos prossumidores, de tarifa dos consumidores, e, retorno sobre os investimentos das distribuidoras (SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015b); (b) a segunda etapa é a comparação dos *paybacks* dos prossumidores, tarifas dos consumidores e retornos das distribuidoras a partir de teste de diferenças de médias das alterações propostas tanto pela nota técnica 62/2018 da ANEEL quanto pela proposta desta presente pesquisa, conforme elucidado no subtópico 3.2 referente ao objeto de estudo.

3.2 Objeto de estudo e cenários propostos

O objeto de estudo é a forma de compensação da energia produzida pela GD através da tarifa de energia, sendo esta, de um lado, o custo da energia elétrica paga pelo consumidor e, de outro, a receita da distribuidora de energia. A tarifa de energia engloba três componentes: (a) o custo da energia gerada (TE), (b) o custo de transporte de energia até as unidades consumidoras (TUSD) e (c) os encargos setoriais, mais os impostos: federais - PIS/COFINS, estaduais - ICMS, e municipais - Taxa de Iluminação Pública (ANEEL, 2016a). No quadro 5 tem-se um esboço dos componentes que representam a tarifa de energia:

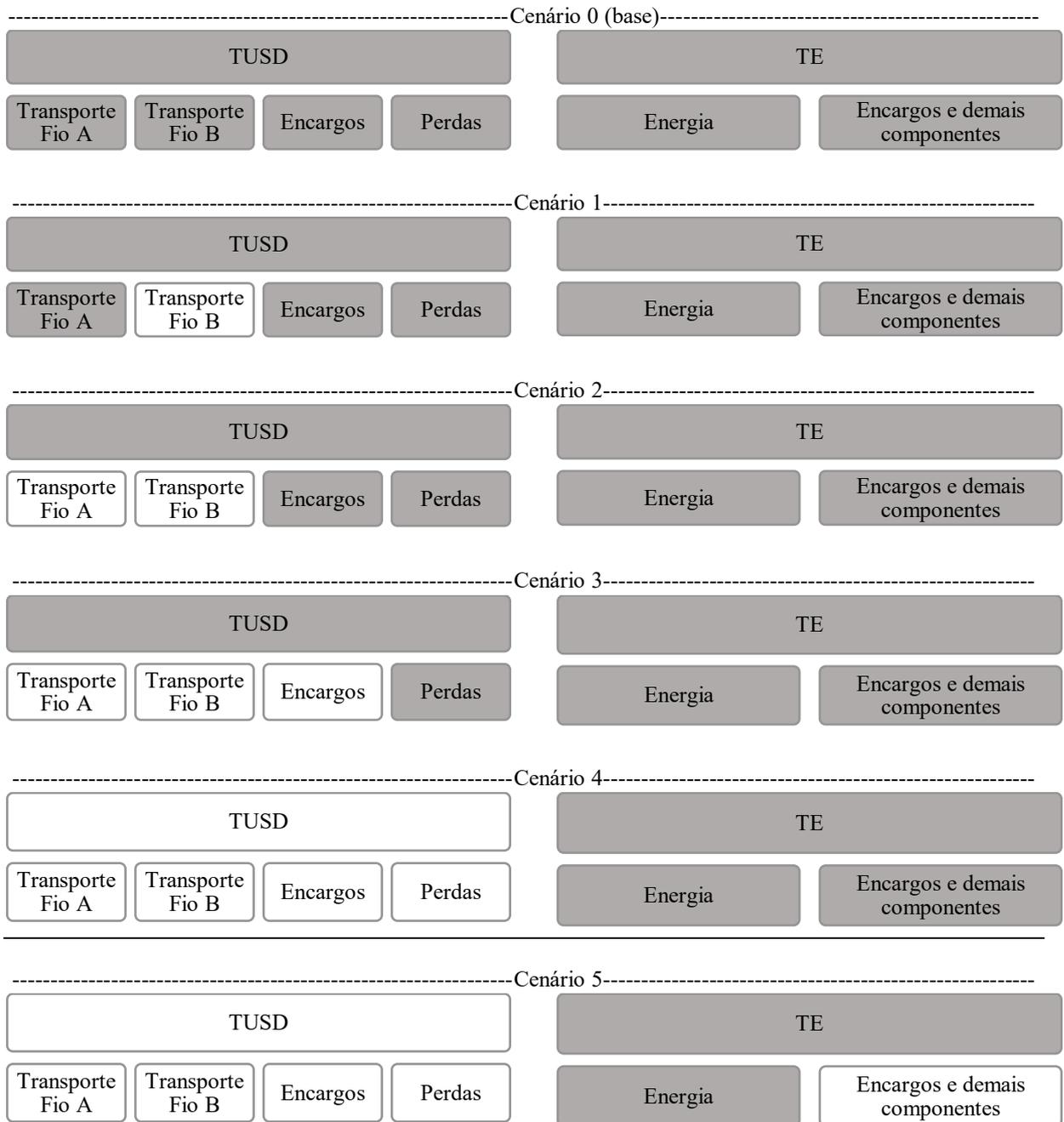
Quadro 5: Esboço dos componentes da tarifa de energia



Fonte: Adaptado dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição (ANEEL, 2011) e da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a)

Inicialmente a compensação da energia produzida por GD é analisada a partir de seis cenários com alternância dos componentes que fazem parte da tarifa, conforme proposta da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a). Ou seja, os cenários propostos abrangem os componentes que custeiam a tarifa de energia gerada (TE) e os componentes que custeiam o transporte de energia até as unidades consumidoras (TUSD). Assim, o Cenário Zero ou Cenário Base (que está em vigor no país desde o ano de 2012 quando foi regulamentada a GD) se refere à compensação da energia produzida por GD a partir de todos componentes da TUSD (fio A, fio B, encargos e perdas) e de todos da TE (energia, encargos e demais componentes). O “Cenário 1” propõe que a compensação da energia produzida por GD desconsidere o componente “fio B” da TUSD. O “Cenário 2” propõe que a compensação da energia produzida por GD desconsidere os componentes “fio A” e “fio B” da TUSD. O “Cenário 3” propõe que a compensação da energia produzida por GD desconsidere os componentes “fio A”, “fio B” e “encargos” da TUSD. O “Cenário 4” propõe que a compensação da energia produzida por GD desconsidere todos os componentes da TUSD. Por fim, o “Cenário 5” propõe que a compensação da energia produzida por GD desconsidere os componentes da TUSD e o componente de “encargos e demais componentes” da TE. O quadro 6 elucida os cenários propostos na Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a):

Quadro 6: Cenários para compensação da produção de energia com GD a partir dos componentes (TUSD e TE) da tarifa de energia de acordo com a Nota Técnica 62/2018



Nota: destaque na cor cinza se refere aos componentes utilizados para compensação da energia produzida a partir da GD. Fonte: Adaptado dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição (ANEEL, 2011) e da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a).

A proposta desta tese é investigar o ajuste do modelo tarifário que proporcione equilíbrio (menor alteração para cada envolvido) entre o *payback* dos investimentos do prosumidor, a modicidade tarifária do consumidor e o retorno dos investimentos das distribuidoras, devido à compensação da energia produzida por GD no Brasil. Para tal, inicialmente analisou-se a variação dos “Cenários 1, 2, 3, 4 e 5” propostos na Nota Técnica 62/2018 em relação ao Cenário Base a fim de identificar as alterações que podem ocorrer no *payback* dos prosumidores, na tarifa dos consumidores e no ROE das distribuidoras, e em seguida analisou-se a variação de dois novos cenários diferentes dos cinco propostos na Nota Técnica 62/2018. Os novos cenários foram propostos pela presente pesquisa e se referem: (a) “Cenário 6” à compensação da energia produzida por GD a partir da desconsideração do componente “fio A” da TUSD, devido este representar menor peso na tarifa de energia do que o componente do “fio B” da TUSD (apêndice 2), o que pode proporcionar menor alteração para cada um dos envolvidos, e (b) “Cenário 7” à compensação da energia produzida por GD a partir da desconsideração de 70% do componente “fio A + fio B” da TUSD, devido ao prosumidor ter parte de sua produção de energia consumida simultaneamente (30%) no momento da geração o que significa que essa energia consumida não utiliza a rede da distribuidora e isso pode ser um atributo a favor do prosumidor reduzir a parcela do componente a ser desconsiderado na compensação da GD.

O quadro 7 aborda os exemplos de forma de faturamento da conta de energia do prosumidor utilizados para estruturar cada cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD.

Quadro 7: Cenários para compensação da produção de energia com GD a partir dos componentes (TUSD e TE) da tarifa de energia de acordo com a Nota Técnica 62/2018

Cenário	Forma de faturamento	Valor da fatura	Economia pela GD	Varição da economia em relação ao C_base
C_base	$(300 - 200) \times (TUSD + TE)$	R\$ 50,00	R\$ 100,00	
C1	$(300 - 200) \times (TUSD - \text{Transporte Fio B} + TE) + (300) \times (\text{Transporte Fio B})$	R\$ 78,00	R\$ 72,00	-28%
C2	$(300 - 200) \times (TUSD - \text{Transporte Fio A} - \text{Transporte Fio B} + TE) + (300) \times (\text{Transporte Fio A} + \text{Transporte Fio B})$	R\$ 84,00	R\$ 66,00	-34%
C3	$(300 - 200) \times (TUSD - \text{Transporte Fio A} - \text{Transporte Fio B} - \text{Encargos} + TE) + (300) \times (\text{Transporte Fio A} + \text{Transporte Fio B} + \text{Encargos})$	R\$ 92,00	R\$ 58,00	-42%
C4	$(300 - 200) \times (TE) + (300) \times (TUSD)$	R\$ 100,00	R\$ 50,00	-50%
C5	$(300 - 200) \times (\text{Energia}) + (300) \times (TUSD + TE - TE \text{ Energia})$	R\$ 112,00	R\$ 38,00	-62%

Continua...

...continuação

Cenário	Forma de faturamento	Valor da fatura	Economia pela GD	Variação da economia em relação ao C base
C6	$(300 - 200) \times (\text{TUSD} - \text{Transporte Fio A} + \text{TE}) + (300) \times (\text{Transporte Fio A})$	R\$ 56,00	R\$ 94,00	-6%
C7	$(300 - 200) \times (\text{TUSD} - 70\% \text{ Transporte Fio A} - 70\% \text{ Transporte Fio B} + \text{TE}) + (300) \times (70\% \text{ Transporte Fio A} + 70\% \text{ Transporte Fio B})$	R\$ 73,80	R\$ 76,20	-24%

Nota: de acordo com o modelo da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a) para exemplificação do faturamento do prossumidor considerou-se que ao final de um ciclo de faturamento a energia consumida é 300 kWh e a energia injetada por microgeração distribuída é 200 kWh, com tarifa no valor hipotético de R\$0,50/kWh (desconsiderando bandeiras, impostos e contribuição por iluminação pública) sendo composta por Fio A da TUSD = 6%; Fio B da TUSD = 28%; Encargos da TUSD = 8%; Perdas da TUSD = 8%; TE energia = 38%; Encargos e demais componentes da TE = 12%. Fonte: Adaptado da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a).

De forma concisa tem-se a denominação dos cenários estudados: “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE.

3.3 Procedimentos metodológicos

3.3.1 Amostra

A população do presente estudo compreendeu o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil composto por 63 distribuidoras no ambiente de contratação regulada. A amostra foi constituída inicialmente por 52 distribuidoras que possuíam unidades consumidoras com GD fotovoltaica e com disponibilidade de dados no ano base de 2018. Mas as cinco distribuidoras com LL e PL negativos em 2018 (AME, CEA, CEEE-D, CEPISA, CERON) foram retiradas da amostra em virtude da distorção que provocariam na análise do ROE, portanto a amostra final contemplou as 47 distribuidoras expostas no quadro 8. Os dados sobre as distribuidoras e os consumidores advêm da base de dados da ANEEL. O acesso aos relatórios contábeis, como o balanço patrimonial e a demonstração de resultados do exercício - tanto com exigência pela legislação societária quanto pela regulatória, de cada distribuidora foi a partir da Central de Informações Econômico-Financeiras da ANEEL. Os prossumidores são os de sistema fotovoltaico *on-grid* (conectado à rede elétrica) do grupo B1 (baixa tensão residencial) com geração de energia local, cujos dados advêm das bases de dados do Sistema de GD da ANEEL, Greener (empresa de pesquisa no setor de energia solar fotovoltaica), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e contribuições de participações sociais em consultas públicas e audiências públicas divulgadas pela ANEEL. O período de estudo partiu do ano base de 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL, com projeção para os próximos vinte e cinco anos devido à vida útil dos painéis fotovoltaicos, então o ano inicial foi 2018 e o final 2042. O ano base para estudo foi 2018 devido ao lançamento da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL e seus desdobramentos em Audiências Públicas (01/2019; 40/2019), Análise de Impactos Regulatórios (004/2018 e 003/2019), Consultas Públicas (10/2018 e 25/2019) e Notas Técnicas (108/2018 e 78/2019).

Quadro 8: Resumo da amostra estudada - 47 distribuidoras que possuem unidades consumidoras com GD fotovoltaica e com disponibilidade de dados no ano de 2018

Seq.	Distribuidora de energia	Sigla	Estado	Região
1	<u>RORAIMA ENERGIA S.A</u>	Boa Vista	RR	Norte
2	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL</u>	Ceal	AL	Nordeste
3	<u>CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	CEB-DIS	DF	Oeste
4	<u>CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A</u>	Celesc-DIS	SC	Sul
5	<u>CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	Celg-D	GO	Oeste
6	<u>CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA</u>	Celpa	PA	Norte
7	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO</u>	Celpe	PE	Nordeste

Continua...

...continuação

Seq.	Distribuidora de energia	Sigla	Estado	Região
8	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO</u>	Cemar	MA	Nordeste
9	<u>CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	Cemig-D	MG	Sudeste
10	<u>COMPANHIA HIDROEL. SÃO PATRÍCIO - CHESP</u>	Chesp	GO	Oeste
11	<u>Companhia Campolarguense de Energia</u>	Cocel	PR	Sul
12	<u>COMPANHIA DE ELETRIC. DO ESTADO DA BAHIA</u>	Coelba	BA	Nordeste
13	<u>COOPERATIVA ALIANÇA</u>	Cooperaliança	SC	Sul
14	<u>COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	Copel-DIS	PR	Sul
15	<u>COMPANHIA ENERG. DO RIO GRANDE DO NORTE</u>	Cosern	RN	Nordeste
16	<u>COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA</u>	CPFL Jaguari	SP	Sudeste
17	<u>COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ</u>	CPFL Paulista	SP	Sudeste
18	<u>COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ</u>	CPFL Piratininga	SP	Sudeste
19	<u>DME DISTRIBUIÇÃO S.A. - DMED</u>	DMED	MG	Sudeste
20	<u>ENERGISA BORBOREMA – DISTR. DE ENERGIA S.A.</u>	EBO	PB	Nordeste
21	<u>EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA</u>	EFLJC	SC	Sul
22	<u>EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA</u>	Eflul	SC	Sul
23	<u>ELEKTRO REDES S.A.</u>	Elektro	SP	Sudeste
24	<u>COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE</u>	Eletroacre	AC	Norte
25	<u>CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO SA</u>	Eletrocar	RS	Sul
26	<u>ELETROPAULO METROP. ELET. DE SÃO PAULO S.A.</u>	Eletropaulo	SP	Sudeste
27	<u>EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S/A</u>	ELFSM	ES	Sudeste
28	<u>ENERGISA MINAS GERAIS – DIST. DE ENERGIA S.A.</u>	EMG	MG	Sudeste
29	<u>ENERGISA MATO GROSSO DO SUL – DIST. DE E. S.A.</u>	EMS	MS	Oeste
30	<u>ENERGISA MATO GROSSO – DIST. DE ENERGIA S.A.</u>	EMT	MT	Oeste
31	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ</u>	Enel CE	CE	Nordeste
32	<u>AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.</u>	Enel RJ	RJ	Sudeste
33	<u>ENERGISA NOVA FRIBURGO – DIST. DE ENERG. S.A.</u>	ENF	RJ	Sudeste
34	<u>ENERGISA PARAÍBA – DIST. DE ENERGIA S.A.</u>	EPB	PB	Nordeste
35	<u>ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.</u>	EDP ES	ES	Sudeste
36	<u>EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.</u>	EDP SP	SP	Sudeste
37	<u>ENERGISA SERGIPE – DIST. DE ENERGIA S.A.</u>	ESE	SE	Nordeste
38	<u>ENERGISA SUL-SUDESTE – DIST. DE ENERGIA S.A.</u>	ESS	SP	Sudeste
39	<u>ENERGISA TOCANTINS DIST. DE ENERGIA S.A.</u>	ETO	TO	Norte
40	<u>FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA</u>	Forcel	PR	Sul
41	<u>HIDROPAN DISTRIBUICAO DE ENERGIA S.A.</u>	Hidropan	RS	Sul
42	<u>IGUAÇU DIST. DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.</u>	Ienergia	SC	Sul
43	<u>LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A</u>	Light	RJ	Sudeste
44	<u>MUXFELDT MARIN E CIA LTDA</u>	MuxEnergia	RS	Sul
45	<u>RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	RGE SUL	RS	Sul
46	<u>COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE</u>	Sulgipe	SE	Nordeste
47	<u>NOVA PALMA ENERGIA LTDA</u>	Uhenpal	RS	Sul

Fonte: Adaptado da ANEEL (ANEEL, 2021c)

3.3.2 Variáveis

3.3.2.1 Variação no *Payback* dos prossumidores

O *payback* é o tempo de recuperação do valor investido ao se considerar o fluxo de caixa proporcionado pelo investimento, sendo que o *payback* simples não considera o valor do

dinheiro no tempo e o *payback* descontado atualiza todas as entradas e saídas de caixa de acordo com a taxa de juros, ou custo de oportunidade ou de atratividade do negócio (NETO; LIMA, 2009).

A variação do *payback* (tanto simples quanto descontado) foi calculada a fim de identificar o percentual de alteração do prazo de retorno do investimento dos prosumidores entre os cenários analisados, conforme fórmula:

$$\Delta\%PAYBACK = \frac{PAYBACK \text{ cenário "x"} - PAYBACK \text{ cenário base}}{PAYBACK \text{ cenário base}} \times 100$$

3.3.2.2 Variação na tarifa dos consumidores que não possuem GD

A tarifa de energia dos consumidores é a forma de remuneração pelo serviço prestado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no país (ANEEL, 2016b). Consumidores que aderem à GD representam perda de mercado/receita para as distribuidoras cujos custos com investimentos não acompanham a redução de faturamento, o que pode resultar em aumento da tarifa para os demais consumidores a fim de as distribuidoras reestabelecerem seu equilíbrio econômico-financeiro. Reitera-se ainda que a perda de receita das distribuidoras é temporária entre as revisões tarifárias, pois as distribuidoras de energia são protegidas pela regulação com reajustes anual de inflação e periódico (a cada três, quatro ou cinco anos) de revisão tarifária, podendo solicitar revisão tarifária extraordinária para o reestabelecimento de seu equilíbrio econômico-financeiro.

Dessa forma, a alteração na tarifa de energia foi calculada a partir da *proxy* de quanto representa a perda de receita (sem considerar a revisão tarifária periódica) com os prosumidores (em cada cenário proposto para compensação da energia produzida por GD) em relação à receita total de consumidores do grupo B1. Em seguida calculou-se a variação da perda de receita de cada cenário em relação ao cenário base e do valor encontrado adicionou-se um a fim de identificar a parcela referente à perda.

A variação da tarifa (T) foi calculada a fim de identificar o percentual de alteração da tarifa para o consumidor de energia entre os cenários analisados, conforme fórmula:

$$\Delta\%T = \left[1 - \left(\frac{\text{perda de receita cenário "x"} - \text{perda de receita cenário base}}{\text{perda de receita cenário base}} \right) \right] \times 100$$

3.3.2.3 Variação no ROE das distribuidoras

Primeiramente destaca-se que as distribuidoras são altamente reguladas e a remuneração de seus investimentos ocorre a partir da Taxa Regulatória de Remuneração de Capital (ANEEL, 2020b) sendo pelo WACC (custo médio ponderado de capital). Então todo ganho ou perda da distribuidora é registrado no órgão regulador e se a distribuidora ganha mais do que o WACC ela deve repassar a diferença para ANEEL, mas se a distribuidora ganha menos do que o WACC ou tem prejuízo, a ANEEL repassa a diferença à distribuidora, e ambos casos são refletidos na revisão tarifária periódica. Diante disso, os cálculos para identificação da variação no ROE das distribuidoras foram efetuados sem incluir a revisão tarifária periódica a fim de relativizar/elucidar as alterações temporárias que a GDFV podem provocar nos resultados da distribuidora e conseqüentemente na tarifa dos demais consumidores de energia.

O retorno sobre o patrimônio líquido é um índice de rentabilidade que mostra a proporção do resultado líquido em relação ao patrimônio líquido, ou seja, é a razão entre o lucro líquido (LL) do exercício e o patrimônio líquido (PL) inicial do período, cujo resultado desta razão é multiplicado por cem para visualização do valor em porcentagem (MARTINS; MIRANDA; DINIZ, 2018).

Para o cálculo do ROE, as empresas com patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) e lucro líquido negativo foram excluídas da base de dados (ANDRADE; MARTINS, 2017). A variação do ROE foi calculada a fim de identificar o percentual de alteração desse indicador entre os cenários analisados, conforme fórmula:

$$\Delta\%ROE = \frac{ROE \text{ cenário "x"} - ROE \text{ cenário base}}{ROE \text{ cenário base}} \times 100$$

3.3.2.4 Variáveis adicionais para comparação

3.3.2.4.1 Simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia

A energia gerada pelo prossumidor pode ser injetada integralmente na rede de distribuição de energia, mas também pode ser injetada de forma parcial devido ao consumo simultâneo à geração. Durante o consumo simultâneo à geração o medidor bidirecional de energia não registra o valor bruto gerado nem o valor bruto consumido, então a “energia gerada simultaneamente ao consumo se traduz como uma simples redução do consumo” (ANEEL,

2018c). Na presente pesquisa considerou-se as duas possibilidades, posto que foi utilizado o percentual de 30% para a simultaneidade entre geração e consumo de energia produzida por GD (ANEEL, 2018a).

3.3.2.4.2 Índices de atualização dos valores

O Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) é um indicador que representa a economia do país ao abranger a movimentação dos preços tanto por atividade produtiva e econômica dos principais setores quanto por etapas do processo de produção (VARGAS, 2020). Na presente pesquisa, esse índice de correção de valores foi utilizado nas projeções de 2018 a 2042 para atualização das tarifas de energia das distribuidoras.

O índice de crescimento do mercado de energia se refere ao potencial consumo per capita de energia no país (ANEEL, 2018c; EPE, 2019). Na presente pesquisa, esse índice de correção de valores foi utilizado nas projeções de 2018 a 2042 para atualização da receita de vendas das distribuidoras.

3.3.2.4.3 Porte das distribuidoras

O porte das distribuidoras foi classificado de acordo com a quantidade de unidades consumidoras: grande porte para distribuidoras acima de 400 mil unidades consumidoras e pequeno porte para distribuidoras abaixo de 400 mil unidades consumidoras (ANEEL, 2019f). De acordo com a amostra estudada no ano de 2018, mesmo a tarifa de energia sendo regulada, as distribuidoras de grande porte apresentam tarifa menor (média e mediana – apêndice 1) do que as de pequeno porte. Em relação às distribuidoras espera-se que as de grande porte tenham maior poder de barganha em suas decisões de investimentos, negociem taxas de juros menores e obtenham maior eficiência nos ganhos de escala e nos custos gerenciáveis do que as distribuidoras de porte pequeno, e espera-se também que as distribuidoras de grande porte tenham maior densidade de carga entre a população da região atendida do que as de pequeno porte. Em relação aos prosumidores, espera-se menor variação no *payback* de prosumidores vinculados a distribuidoras de grande porte porque tarifas menores geram menores variações no *payback*. Em relação aos consumidores, espera-se menor variação na tarifa de consumidores vinculados a distribuidoras de pequeno porte porque tarifas maiores podem sustentar melhor a redução do número de consumidores.

3.3.2.4.4 Proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores das distribuidoras

A proporção foi feita a partir da divisão da quantidade de prossumidores pela quantidade de consumidores de cada distribuidora no ano base 2018, conforme dados disponibilizados pela ANEEL (ANEEL, 2018d, 2020a). A maior e menor proporção foi definida a partir da distribuição das observações totais da amostra cuja mediana dos valores foi 0,000677, então valores menores e iguais à mediana foram classificados como MENOR proporção e valores maiores do que a mediana como MAIOR proporção de prossumidores em relação aos consumidores das distribuidoras. De acordo com a amostra estudada no ano de 2018, mesmo a tarifa de energia sendo regulada, as distribuidoras de maior proporção apresentam tarifa maior (média e mediana – apêndice 1) do que as de menor proporção. Em relação às distribuidoras espera-se que as com maior proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores tenham maiores danos às suas receitas devido à perda de volume de energia vendido aos prossumidores do que as distribuidoras com menor proporção. Em relação aos prossumidores, espera-se menor variação no *payback* de prossumidores vinculados a distribuidoras com menor proporção porque tarifas menores geram menores variações no *payback*. Em relação aos consumidores, espera-se menor variação na tarifa de consumidores vinculados a distribuidoras com maior proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores porque tarifas maiores podem sustentar melhor a redução do número de consumidores.

3.3.3 Parâmetros considerados para estruturação da base de dados

Para atingir os objetivos desta pesquisa, após a coleta de dados no sítio eletrônico de cada instituição, a base de dados foi estruturada a partir dos seguintes parâmetros:

- 1) Redistribuição dos componentes da tarifa de 2018 das distribuidoras de energia nos cenários de 0 a 7, conforme instruções de forma de faturamento da Nota Técnica 62/2018;
- 2) Utilização da tarifa base de energia elétrica de cada distribuidora em 2018, sem efeitos de bandeira tarifária e de impostos (PIS, COFINS, ICMS e contribuição de iluminação pública municipal);
- 3) Consideração de duas modalidades de inserção na rede da energia: a) inserção de toda energia gerada; b) inserção da energia gerada com simultaneidade de 30% entre geração e consumo de energia (ANEEL, 2018a, 2019c);

- 4) Consideração do Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede (*on-grid*) na modalidade junto à carga conforme prevê a REN 482;
- 5) Como fator de produtividade do sistema fotovoltaico (kWh/kWp/ano) considerou-se a produção de energia fotovoltaica para as cinco regiões do Brasil: Norte = 1473 kWh/kWp/ano, Nordeste = 1673 kWh/kWp/ano, Centro-Oeste = 1551 kWh/kWp/ano, Sudeste = 1511 kWh/kWp/ano e Sul = 1356 kWh/kWp/ano (PEREIRA et al., 2017);
- 6) Potência de 7,5 kWp no sistema fotovoltaico do cliente residencial de acordo com a média da potência instalada em 2018 (ANEEL, 2018c, 2018d);
- 7) Tempo de 25 anos de vida útil do painel fotovoltaico (ANEEL, 2018a, 2018c);
- 8) Investimento médio de R\$5.000,00/kWp no sistema fotovoltaico instalado na residência no ano de 2018 (ANEEL, 2018c; GREENER, 2019);
- 9) Perda de 1% ao ano da eficiência dos módulos fotovoltaicos (ANEEL, 2018c);
- 10) Custo anual com operação e manutenção (O&M) do sistema fotovoltaico estimado em 1% do investimento inicial (ANEEL, 2018c);
- 11) Reposição do inversor no 13º ano de funcionamento do sistema fotovoltaico com custo estimado de 15% do investimento inicial (ANEEL, 2018c);
- 12) Tempo de 25 anos para análise do fluxo de caixa do sistema fotovoltaico do prosumidor devido à vida útil do painel fotovoltaico, assim o primeiro ano de investimento analisado foi em 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2018 e, devido à projeção de 25 anos, o último ano foi 2042;
- 13) O investimento inicial do sistema fotovoltaico foi realizado em parcela única no início do ano de 2018;
- 14) O fluxo de caixa foi reajustado pelo índice IGP-M de inflação a partir de 2019 conforme as projeções do Banco Central do Brasil (BRASIL, 2020), e, para os anos sem disponibilidade de dados fez-se a projeção de tendência linear a partir dos dados existentes;
- 15) A entrada anual no fluxo de caixa do prosumidor corresponde à energia evitada (ou custo evitado), ou seja, a economia na fatura de energia devido à produção do sistema fotovoltaico;
- 16) Para o *payback* descontado utilizou-se a taxa SELIC de 6,5% a.a (BRASIL, 2018) como taxa mínima de atratividade por representar a taxa básica de juros para renda fixa no país;
- 17) Para a distribuidora, a energia evitada pelo prosumidor é considerada tanto perda de receita total quanto ganho de receita parcial. No primeiro caso, tem-se o cenário base ou vigente de compensação da energia produzida por GD em todos os componentes da TUSD e da TE em que a distribuidora tem perda de receita com os prosumidores o que pode levá-la a encarecer a tarifa de energia a fim de reestabelecer a receita anterior, ou seja, uma redistribuição de sua

perda entre os demais consumidores de energia. No segundo caso, têm-se os cenários propostos pela Nota Técnica 62/2018 e pela presente pesquisa, em que a compensação da energia produzida por GD desconsidera alguns componentes da TUSD e/ou da TE e com isso a distribuidora deixa de perder parte de receitas, e, ao deixar de perder receitas pode-se sugerir que há ganho de receita parcial. Em ambos casos utilizou-se a quantidade de prossumidores em cada distribuidora com expectativa de crescimento exponencial de 24% ao ano em virtude de o Plano Decenal 2029 da EPE projetar que até 2030 o Brasil alcance 1 milhão e 300 mil unidades consumidoras com geração distribuída, e, sobre essa expectativa utilizou-se as proporções de fonte fotovoltaica (86%) e grupo de consumo de baixa tensão residencial (73%) (ANEEL, 2018d; EPE, 2019);

18) O valor dos custos que incidem sobre o ganho de receita parcial de cada distribuidora foi estimado a partir da proporção do EBIT do ano base de 2018;

19) A receita total das distribuidoras foi projetada com crescimento exponencial de 2,5% ao ano referente à expectativa de crescimento do consumo de energia no país (EPE, 2019);

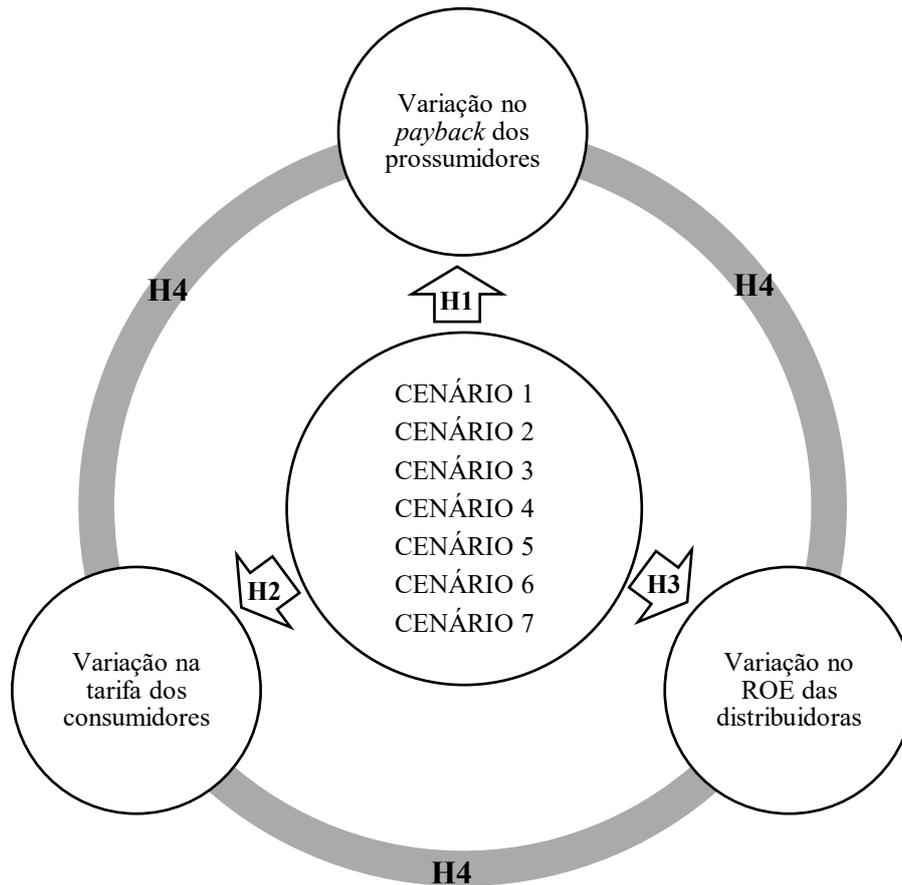
20) O resultado líquido das distribuidoras foi projetado em 25 anos (correção pelo índice IGP-M e posteriormente acrescentou-se o resultado líquido entre o ganho de receita parcial e os custos adicionais com a energia evitada pelo prossumidor;

21) O patrimônio líquido foi projetado em 25 anos a partir da correção pelo IGP-M do patrimônio líquido do ano base de 2018 e acréscimo do resultado líquido com a energia evitada pelo prossumidor;

3.3.4 Modelo de pesquisa e técnicas econométricas

A figura 3 elucida a proposta desta tese sobre investigar o ajuste do modelo tarifário que proporcione menor alteração para cada envolvido entre o *payback* dos investimentos do prossumidor, o retorno adequado dos investimentos das distribuidoras, e a modicidade tarifária do consumidor – devido à compensação da energia produzida por GD no Brasil. A proposta do modelo exposto na figura 3 é comparar o que cada cenário proporciona de variação para cada envolvido individualmente (hipóteses 1 a 3) e também comparar a variação simultânea dos três envolvidos em cada cenário (hipótese 4). Para a execução do modelo seguiu-se duas etapas: análise financeira e análise estatística.

Figura 3: Modelo para teste das hipóteses



Variáveis - “Cenário 1”: Variação do cenário um em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor; “Cenário 2”: Variação do cenário dois em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor; “Cenário 3”: Variação do cenário quatro em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor; “Cenário 4”: Variação do cenário quatro em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor; “Cenário 5”: Variação do cenário cinco em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor; “Cenário 6”: Variação do cenário seis em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor; “Cenário 7”: Variação do cenário sete em relação ao cenário base para cada variável que representa o prossumidor, a distribuidora e o consumidor. Hipóteses: **1ª Hipótese: H₀**: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação no *payback* dos prossumidores; **H₁**: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação no *payback* dos prossumidores; **2ª Hipótese: H₀**: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação na tarifa dos consumidores; **H₁**: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação na tarifa dos consumidores; **3ª Hipótese: H₀**: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação no ROE das distribuidoras; **H₁**: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação no ROE das distribuidoras; **4ª Hipótese: H₀**: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação para os três envolvidos (prossumidor, distribuidora e consumidor); **H₁**: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação para pelo menos um dos envolvidos. Fonte: dados da pesquisa.

Primeiramente foi executada a análise financeira para cálculo anual do fluxo de caixa dos prossumidores, da tarifa dos consumidores e do retorno sobre os investimentos das distribuidoras a partir da projeção dos anos de 2018 a 2042. O cálculo do *payback* dos prossumidores tem como resultado apenas um valor sobre todo o período, mas o cálculo da tarifa dos consumidores e do ROE das distribuidoras tem como resultado um valor para cada ano do período, então são vinte e cinco valores para cada uma dessas duas variáveis, e para transformar esses valores em apenas um resultado (para a posterior comparação entre os cenários C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7) aplicou-se a mediana de cada variável no intervalo de projeção dos anos 2018 a 2042. Utilizou-se a mediana porque os dados anuais da tarifa dos consumidores e do ROE das distribuidoras não apresentou distribuição normal, e com isso, caso fosse utilizada a média dos valores haveria comprometimento dos resultados.

Em seguida procedeu-se à análise estatística para comparação dos *paybacks* dos prossumidores, das tarifas dos consumidores e dos retornos das distribuidoras a partir de teste de diferenças de médias das alterações propostas (subtópico 3.2 referente ao objeto de estudo) para compensação da energia produzida por GD. Essa análise contemplou a estatística descritiva (média, mediana, desvio-padrão, desvio-interquartilico, mínimo e máximo) de cada variável em cada cenário. Para testar a normalidade da distribuição de dados de cada variável utilizou-se o teste Shapiro-Wilk com intervalo de confiança de 95%. Para testar a normalidade da distribuição dos resíduos utilizou-se o teste de variância ANOVA e para identificar homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos utilizou-se o teste Bartlett. Esses dois últimos testes apresentaram valor-p abaixo de 5% (apêndices 7 a 10) em todas as variáveis, o que determinou que os testes para comparação das variações entre os sete cenários e entre os três envolvidos seriam não paramétricos.

Testes de diferença de médias não paramétricos trabalham com posição de centralidade, por isso a análise dos resultados é explicada a partir da mediana que é uma medida estatística de posição. Para a comparação das variações que envolvem três ou mais grupos utilizou-se o teste de diferença de medianas Kruskal-Wallis (1952) para ordenamento dos postos das variáveis, com aplicação do teste *post hoc* Dunn (1964) para identificação das diferenças entre as medianas das variáveis nas comparações duas a duas (DINNO, 2015). Para a comparação das variações que envolvem apenas dois grupos utilizou-se o teste de diferença de medianas Wilcoxon (1945). Por fim, todos os testes foram executados a partir do software Stata® e em todos os testes estatísticos utilizou-se o nível nominal de significância de 5% para classificação do resultado, ou seja, o resultado foi estatisticamente significativo quando o valor-p estava abaixo de 0,05.

4 APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

A apresentação dos resultados foi feita de acordo com a classificação da amostra de distribuidoras de três formas: classificação geral, por porte (grande e pequeno) e por proporção (maior e menor) entre a quantidade de prossumidores e consumidores de cada distribuidora. Para interpretação dos resultados de todos os testes estatísticos utilizou-se nível nominal de significância estatística de 5%. Nos subtópicos 4.1, 4.2 e 4.3 seguem os resultados das comparações das variações para cada envolvido - prossumidor, consumidor e distribuidora - de acordo com cada proposta de alteração (sete cenários) nas formas de compensação da energia produzida por GD. No subtópico 4.4 segue a comparação simultânea entre as variações para o prossumidor, o consumidor e a distribuidora e no subtópico 4.5 tem-se uma síntese dos principais resultados encontrados e contribuições da pesquisa.

4.1 Resultados para a variação no *payback* do prossumidor

Antecipadamente aos resultados apresenta-se a estatística descritiva exposta no Apêndice 7. De forma geral, as menores médias e medianas da variação no *payback* do prossumidor se encontram no Cenário 6 (C6) e as maiores no Cenário 5 (C5). Além da desconsideração de componentes da tarifa de energia de cada cenário proposto para alteração na forma de compensação da energia produzida por GD acarretar em diferentes alterações no tempo de retorno do investimento do prossumidor, o tipo do *payback* analisado e a simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia também salientam as diferenças. Ao analisar o *payback* simples do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (V_PS_SS) visualiza-se que (em mediana) a menor variação é 12,5% (C6) e a maior é 212,5% (C5), mas com simultaneidade (V_PS_CS) os valores são 0% (C6) e 100% (C5). A simultaneidade entre a geração e consumo de energia proporciona menor alteração no *payback* do prossumidor devido ao valor registrado de consumo de energia ser menor do que o valor de consumo de energia sem simultaneidade. Ou seja, a forma de faturamento de ambas modalidades é a mesma, mas a diferença é que com simultaneidade o valor registrado de consumo de energia é menor o que reduz o tempo de retorno do investimento do prossumidor. Caso o *payback* analisado seja o descontado, o prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (V_PD_SS) tem a menor variação de 10% (C6) e a maior de 177,8% (C5), mas com simultaneidade (V_PD_CS) os valores são 11,1% (C6) e 150% (C5). A diferença entre o *payback* simples e descontado é que, com a taxa de oportunidade do segundo,

o tempo de retorno do investimento aumenta, mas para a amostra estudada houve oscilação da média e mediana da variação dos valores em relação às do *payback* simples.

De acordo com a classificação geral da distribuidora que o prosumidor está vinculado, a tabela 1 evidencia os resultados das comparações entre as variações no *payback* do prosumidor nos sete cenários propostos para a alteração na forma de compensação da energia produzida por GD, a partir do teste Kruskal-Wallis para classificação da menor para maior variação e do teste Dunn para diferença da variação entre os cenários.

Tabela 1: Resultado da diferença de variação no *payback* de acordo com a classificação geral da amostra

VARIÁVEIS	OBS	MEDIANA	RANKING KW	DUNN
V_PS_SS	47	12,5%	C6	C1 C2 C3 C4 C5 C6
	47	25,0%	C7	C2 **
	47	42,9%	C1	C3 *** **
	47	75,0%	C2	C4 *** *** **
	47	112,5%	C3	C5 *** *** *** **
	47	142,9%	C4	C6 *** *** *** *** **
	47	212,5%	C5	C7 ** *** *** *** *** **
V_PD_SS	47	10,0%	C6	C1 C2 C3 C4 C5 C6
	47	37,5%	C7	C2 ***
	47	62,5%	C1	C3 *** ***
	47	100,0%	C2	C4 *** *** **
	47	127,3%	C3	C5 *** *** *** ns
	47	175,0%	C4	C6 *** *** *** *** **
	47	177,8%	C5	C7 ** *** *** *** *** ***
V_PS_CS	47	0,0%	C6	C1 C2 C3 C4 C5 C6
	47	25,0%	C7	C2 ns
	47	28,6%	C1	C3 *** ***
	47	28,6%	C2	C4 *** *** **
	47	50,0%	C3	C5 *** *** *** **
	47	66,7%	C4	C6 *** *** *** *** **
	47	100,0%	C5	C7 ns ns *** *** *** **
V_PD_CS	47	11,1%	C6	C1 C2 C3 C4 C5 C6
	47	40,0%	C7	C2 ***
	47	50,0%	C1	C3 *** **
	47	63,6%	C2	C4 *** *** **
	47	83,3%	C3	C5 *** *** *** **
	47	112,5%	C4	C6 *** *** *** *** **
	47	150,0%	C5	C7 ns *** *** *** *** **

Notas: VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *payback* simples sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PD_SS: Variação do *payback* descontado sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *payback* simples com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PD_CS: Variação do *payback* descontado com simultaneidade entre geração e consumo de energia; OBS: quantidade de observações por cenário; MEDIANA: mediana dos valores de cada variável de acordo com a estatística descritiva divulgada nos apêndices; RANKING KW: classificação da menor para maior variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; DUNN: diferença da variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com o teste *post-hoc* Dunn; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Na tabela 1 visualiza-se o *ranking* da menor para a maior variação no *payback* do prosumidor em que o teste Kruskal-Wallis confirma que há diferença estatística significativa nas variações de pelo menos dois cenários e o teste *post hoc* Dunn apresenta os cenários que possuem diferença estatística significativa entre si. Os testes confirmam (com nível nominal de significância estatística de 5%) que quanto mais componentes (quantidade e peso) da tarifa de energia são desconsiderados na forma de compensação da energia produzida por GD maiores são as alterações nas variações do *payback* do prosumidor. Sobre o teste Kruskal-Wallis, os resultados permitem rejeitar a hipótese nula de que, para cada variável, as medianas da população de todos os cenários são iguais, ou seja, a hipótese alternativa do teste é de que pelo menos dois dos cenários tem mediana da população diferente da mediana da população dos demais cenários. Em outras palavras, a partir da hierarquia de valores do teste Kruskal-Wallis e da diferenciação de valores do teste Dunn pode-se confirmar estatisticamente que os cenários são diferentes entre si, por exemplo, o C6 é o que provoca menor alteração no *payback* do prosumidor e o C5 maior, porém para o C5 houve exceção apenas para a análise pelo *payback* descontado sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (V_PD_SS) pois apresentou que a diferença entre as variações do C5 e do C4 não são estatisticamente significativas.

Ao classificar a amostra de distribuidoras por porte grande e pequeno, visualiza-se na tabela 2 os resultados da variação no *payback* do prosumidor de energia a partir do teste Kruskal-Wallis para classificação da menor para maior variação e do teste Wilcoxon (Mann-Whitney) para diferença da variação entre os cenários. Os cenários propostos para alteração na forma de compensação de energia produzida por GD mantêm o mesmo ranking do teste Kruskal-Wallis da classificação geral da amostra (C6, C7, C1, C2, C3, C4, C5), ou seja, o C6 continua sendo o que apresenta menor variação no *payback* do prosumidor e o C5 maior variação.

Tabela 2: Resultado da diferença de variação no *payback* de acordo com a classificação da amostra por porte

VARIÁVEIS	PORTE GRANDE		PORTE PEQUENO		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_PS_SS	29	12,5%	18	12,5%	C6	ns
	29	14,3%	18	31,0%	C7	***
	29	42,9%	18	67,0%	C1	***
	29	66,7%	18	100,0%	C2	***
	29	100,0%	18	131,0%	C3	***
	29	128,6%	18	153,6%	C4	***
	29	214,3%	18	200,0%	C5	*
V_PD_SS	29	9,1%	18	12,5%	C6	***
	29	22,2%	18	50,0%	C7	***
	29	55,6%	18	73,9%	C1	***
	29	77,8%	18	120,0%	C2	***
	29	112,5%	18	150,0%	C3	***
	29	177,8%	18	162,5%	C4	ns
	29	177,8%	18	163,9%	C5	ns
V_PS_CS	29	0,0%	18	6,3%	C6	ns
	29	14,3%	18	28,6%	C7	**
	29	28,6%	18	31,0%	C1	ns
	29	28,6%	18	42,9%	C2	***
	29	42,9%	18	64,6%	C3	***
	29	57,1%	18	80,4%	C4	***
	29	100,0%	18	106,3%	C5	ns
V_PD_CS	29	11,1%	18	16,3%	C6	**
	29	33,3%	18	50,0%	C7	***
	29	44,4%	18	55,6%	C1	***
	29	55,6%	18	76,4%	C2	***
	29	77,8%	18	100,0%	C3	***
	29	100,0%	18	124,7%	C4	***
	29	162,5%	18	150,0%	C5	ns

Notas: VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *payback* simples sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PD_SS: Variação do *payback* descontado sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *payback* simples com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PD_CS: Variação do *payback* descontado com simultaneidade entre geração e consumo de energia; OBS: quantidade de observações por cenário; RANKING KW CENÁRIOS: classificação da menor para maior variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; WILCOXON: Teste de diferença entre medianas; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

A tabela 2 mostra que cada cenário proposto para alteração da forma de compensação da energia produzida por GD pode trazer maior ou menor variação no *payback*

do prosumidor a depender do porte da distribuidora que está vinculado. Ao analisar a variação do *payback* por variável e cenário, os resultados do teste Wilcoxon mostram que a variação no *payback* simples sem simultaneidade entre geração e consumo (V_PS_SS) de prosumidores vinculados a distribuidoras de grande porte não é estatisticamente diferente da variação para os prosumidores vinculados a distribuidoras de pequeno porte nos cenários C6 e C5. Mas nos demais cenários (C1, C2, C3, C4 e C7), as distribuidoras de grande porte propiciam menor variação no *payback* dos prosumidores do que as distribuidoras de pequeno porte. Provavelmente o motivo dessa diferença esteja nas tarifas das distribuidoras, pois para a amostra e período estudados, as distribuidoras de grande porte apresentam suas tarifas com média e mediana menor do que a das distribuidoras de pequeno porte (Apêndice 1).

Ao classificar a amostra de distribuidoras por proporção maior e menor (proporção entre a quantidade de prosumidores e consumidores da distribuidora), visualiza-se na tabela 3 os resultados da variação no *payback* do prosumidor de energia a partir do teste Kruskal-Wallis para classificação da menor para maior variação e do teste Wilcoxon (Mann-Whitney) para diferença da variação entre os cenários. Ao comparar a variação do *payback* de prosumidores vinculados a distribuidoras de maior proporção versus menor proporção (tabela 3), o teste Wilcoxon não apresentou significância estatística, então não se pode afirmar que a proporção entre a quantidade de prosumidores e consumidores das distribuidoras provoca variação maior ou menor no *payback* dos prosumidores.

Tabela 3: Resultado da diferença de variação no *payback* de acordo com a classificação da amostra por proporção

VARIÁVEIS	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_PS_SS	23	12,5%	24	0,0%	C6	ns
	23	14,3%	24	28,6%	C7	ns
	23	42,9%	24	47,2%	C1	ns
	23	71,4%	24	83,3%	C2	ns
	23	112,5%	24	100,0%	C3	ns
	23	142,9%	24	140,2%	C4	ns
	23	212,5%	24	213,4%	C5	ns
V_PD_SS	23	11,1%	24	10,0%	C6	ns
	23	27,3%	24	37,5%	C7	ns
	23	62,5%	24	64,6%	C1	ns
	23	100,0%	24	100,0%	C2	ns
	23	133,3%	24	126,1%	C3	ns
	23	166,7%	24	177,8%	C4	ns
	23	177,8%	24	177,8%	C5	ns

Continua...

...continuação

VARIÁVEIS	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_PS_CS	23	12,5%	24	0,0%	C6	ns
	23	25,0%	24	25,0%	C7	ns
	23	25,0%	24	28,6%	C1	ns
	23	28,6%	24	33,3%	C2	ns
	23	50,0%	24	42,9%	C3	ns
	23	66,7%	24	66,7%	C4	ns
	23	112,5%	24	100,0%	C5	ns
V_PD_CS	23	12,5%	24	11,1%	C6	ns
	23	37,5%	24	41,4%	C7	ns
	23	45,5%	24	50,0%	C1	ns
	23	70,0%	24	62,5%	C2	ns
	23	87,5%	24	77,8%	C3	ns
	23	109,1%	24	112,5%	C4	ns
	23	150,0%	24	156,3%	C5	ns

Notas: VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *payback* simples sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PD_SS: Variação do *payback* descontado sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *payback* simples com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PD_CS: Variação do *payback* descontado com simultaneidade entre geração e consumo de energia; OBS: quantidade de observações por cenário; RANKING KW CENÁRIOS: classificação da menor para maior variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; WILCOXON: Teste de diferença entre medianas; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Diante dos resultados apresentados rejeita-se a 1ª hipótese nula “H0: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação no *payback* dos prosumidores” e confirma-se a 1ª hipótese alternativa “H1: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação no *payback* dos prosumidores”. Sendo que essa menor variação é acentuada para prosumidores vinculados a distribuidoras de grande porte.

4.2 Resultados para a variação na tarifa do consumidor

Previamente aos resultados apresenta-se a estatística descritiva exposta no Apêndice 8. Os valores indicam o quanto a tarifa dos consumidores pode encarecer sobre a perda de receita da distribuidora em virtude de prosumidores em relação à receita total de consumidores. Reitera-se que a perda de receita das distribuidoras é temporária entre as revisões tarifárias, pois as distribuidoras de energia são protegidas pela regulação. De forma geral, as menores médias e medianas da variação na tarifa do consumidor se encontram no Cenário 5 (C5) e as maiores

no Cenário 6 (C6). Além da desconsideração de componentes da tarifa de energia de cada cenário proposto para alteração na forma de compensação da energia produzida por GD acarretar em diferentes alterações na tarifa do consumidor, a origem da energia sendo por simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia do prosumidor também salienta as diferenças para os consumidores. Ao analisar a tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (V_T_SS) visualiza-se que (em mediana) a menor variação é 37,3% (C5) e a maior é 93,7% (C6), mas com simultaneidade (V_T_CS) os valores são 56,1% (C5) e 95,6% (C6). Esses valores indicam que se, por exemplo, a perda de receita da distribuidora no cenário base for de 10%, os consumidores de energia podem ter aumento na tarifa de 3,73% no C5 (37,3% x 10%) e 9,37% no C6 (93,7% x 10%) em virtude do prosumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia, e aumento na tarifa de 5,61% no C5 (56,1% x 10%) e 9,56% no C6 (95,6% x 10%) em virtude do prosumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia.

A tabela 4 evidencia os resultados das comparações entre as variações na tarifa do consumidor a partir dos sete cenários propostos para a alteração na forma de compensação da energia produzida por GD.

Tabela 4: Resultado da diferença de variação na tarifa de acordo com a classificação geral da amostra

VARIÁVEIS	OBS	MEDIANA	RANKING KW	DUNN						
V_T_SS	47	37,3%	C5		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	47	48,1%	C4		C2	**				
	47	55,2%	C3		C3	***	**			
	47	60,9%	C2	***	C4	***	***	**		
	47	69,5%	C1		C5	***	***	***	***	
	47	79,0%	C7		C6	***	***	***	***	***
	47	93,7%	C6		C7	**	***	***	***	***
V_T_CS	47	56,1%	C5		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	47	63,7%	C4		C2	***				
	47	68,6%	C3		C3	***	**			
	47	72,6%	C2	***	C4	***	***	**		
	47	78,6%	C1		C5	***	***	***	***	
	47	80,8%	C7		C6	***	***	***	***	***
	47	95,6%	C6		C7	*	***	***	***	***

Notas: VARIÁVEIS: V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; MEDIANA: mediana dos valores de cada variável de acordo com a estatística descritiva divulgada nos apêndices; RANKING KW: classificação da menor para maior variação da tarifa do consumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; DUNN: diferença da variação da tarifa do consumidor entre

os cenários de acordo com o teste *post-hoc* Dunn; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Na tabela 4 visualiza-se que os testes Kruskal-Wallis e Dunn confirmam que há diferenças entre as variações na tarifa dos consumidores entre os sete cenários analisados para a compensação da energia produzida por GD. Todos os cenários combinados dois a dois apresentam diferenças nas variações provocadas na tarifa do consumidor, com exceção dos cenários C1 e C7 que não foram estatisticamente significativos, então não se pode afirmar que a desconsideração de 70% da soma do Fio A e Fio B da TUSD (C7) gera maior impacto na tarifa do consumidor do que a desconsideração do Fio B da TUSD (C1).

Ao classificar a amostra de distribuidoras por porte grande e pequeno, tem-se na tabela 5 os resultados da variação na tarifa do consumidor de energia a partir do teste Kruskal-Wallis para classificação da menor para maior variação e do teste Wilcoxon (Mann-Whitney) para diferença da variação entre os cenários. A variação na tarifa dos consumidores de energia de distribuidoras de pequeno porte é menor do que a variação na tarifa dos consumidores de energia de distribuidoras de grande porte, com exceção do C5 que não apresentou significância estatística para a diferença entre as variações.

Tabela 5: Resultado da diferença de variação na tarifa de acordo com a classificação da amostra por porte

VARIÁVEIS	PORTE GRANDE		PORTE PEQUENO		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_T_SS	29	37,2%	18	37,8%	C5	ns
	29	50,8%	18	46,4%	C4	***
	29	57,7%	18	49,6%	C3	***
	29	64,7%	18	57,6%	C2	***
	29	71,0%	18	65,7%	C1	**
	29	84,0%	18	74,6%	C7	***
	29	93,8%	18	88,7%	C6	***
	V_T_CS	29	56,0%	18	56,5%	C5
29		65,6%	18	62,5%	C4	***
29		70,4%	18	64,7%	C3	***
29		75,3%	18	70,3%	C2	***
29		79,7%	18	76,0%	C1	**
29		82,7%	18	79,2%	C7	***
29		95,6%	18	92,1%	C6	***

Notas: VARIÁVEIS: V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; RANKING KW CENÁRIOS: classificação da menor para maior variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; WILCOXON: Teste de diferença entre medianas; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Ao classificar a amostra de distribuidoras por proporção maior e menor, visualiza-se na tabela 6 que a variação na tarifa dos consumidores de energia de distribuidoras de proporção maior é menor do que a variação na tarifa dos consumidores de energia de distribuidoras de proporção maior apenas no C6, e nos demais cenários a diferença entre as variações não apresentou significância estatística.

Tabela 6: Resultado da diferença de variação na tarifa de acordo com a classificação da amostra por proporção

VARIÁVEIS	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_T_SS	23	37,3%	24	37,6%	C5	ns
	23	48,1%	24	48,0%	C4	ns
	23	54,9%	24	55,9%	C3	ns
	23	62,6%	24	60,6%	C2	ns
	23	69,8%	24	65,8%	C1	ns
	23	81,6%	24	79,0%	C7	ns
	23	91,8%	24	93,8%	C6	**
V_T_CS	23	56,1%	24	56,3%	C5	ns
	23	63,7%	24	63,6%	C4	ns
	23	68,4%	24	69,1%	C3	ns
	23	73,8%	24	72,4%	C2	ns
	23	78,8%	24	76,1%	C1	ns
	23	81,7%	24	80,7%	C7	ns
	23	94,3%	24	95,7%	C6	**

Notas: VARIÁVEIS: V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; RANKING KW CENÁRIOS: classificação da menor para maior variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; WILCOXON: Teste de diferença entre medianas; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Diante dos resultados apresentados rejeita-se a 2ª hipótese nula “H0: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação na tarifa dos consumidores” e confirma-se a 2ª hipótese alternativa “H1: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação na tarifa dos consumidores”. Sendo que essa menor variação é acentuada para consumidores vinculados a distribuidoras de pequeno porte.

4.3 Resultados para a variação no ROE da distribuidora

Como as distribuidoras de energia no Brasil atuam no mercado de monopólio natural, estão inseridas no Ambiente de Contratação Regulada e têm seus resultados regulados, parece não haver sentido em discutir as alterações no ROE das distribuidoras. Porém, manteve-se esse tópico a fim de exemplificar/relativizar as possibilidades de variação no resultado dessas companhias que são o elo entre o prossumidor e os demais consumidores.

Inicialmente apresenta-se a estatística descritiva exposta no Apêndice 9. De forma geral, as menores médias e medianas da variação no ROE da distribuidora se encontram no Cenário 6 (C6) e as maiores no Cenário 5 (C5). Além da desconsideração de componentes da tarifa de energia de cada cenário proposto para alteração na forma de compensação da energia produzida por GD acarretar em diferentes alterações no ROE da distribuidora, a origem da energia sendo por simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia do prossumidor também salienta as diferenças para as distribuidoras. Ao analisar o ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (V_ROE_SS) visualiza-se que (em mediana) a menor variação é 1,1% (C6) e a maior é 24,9% (C5), mas com simultaneidade (V_ROE_CS) os valores são 0,8% (C6) e 16,3% (C5).

A tabela 7 evidencia os resultados das comparações entre as variações no ROE das distribuidoras a partir dos sete cenários propostos para a alteração na forma de compensação da energia produzida por GD. Visualiza-se na tabela 7 que a maioria dos cenários combinados dois a dois apresenta diferença na variação do ROE das distribuidoras. O cenário 6 (C6) provoca a menor variação no ROE das distribuidoras e se difere de todos os demais, já o cenário 5 (C5) que provoca a maior variação não se difere dos cenários 3 e 4, então não se pode afirmar que estatisticamente os cenários C3, C4 e C5 geram variações diferentes no ROE das distribuidoras. De forma geral, todos os cenários provocam variação positiva do resultado sobre o patrimônio líquido, o que pode minimizar o problema de perda de receita das distribuidoras e menores resultados econômico-financeiros devido à GD dos prossumidores.

Tabela 7: Resultado da diferença de variação no ROE de acordo com a classificação geral da amostra

VARIÁVEIS	OBS	MEDIANA	RANKING KW	DUNN						
V_ROE_SS	47	1,1%	C6		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	47	3,7%	C7		C2	ns				
	47	11,1%	C1		C3	*	ns			
	47	14,1%	C2	***	C4	**	ns	ns		
	47	16,9%	C3		C5	***	**	ns	ns	
	47	21,4%	C4		C6	***	***	***	***	***
	47	24,9%	C5		C7	*	***	***	***	***
V_ROE_CS	47	0,8%	C6		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	47	3,5%	C7		C2	ns				
	47	4,7%	C1		C3	*	ns			
	47	7,1%	C2	***	C4	**	ns	ns		
	47	9,7%	C3		C5	***	**	ns	ns	
	47	11,2%	C4		C6	***	***	***	***	***
	47	16,3%	C5		C7	ns	*	**	***	***

Notas: VARIÁVEIS: V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; MEDIANA: mediana dos valores de cada variável de acordo com a estatística descritiva divulgada nos apêndices; RANKING KW: classificação da menor para maior variação do ROE da distribuidora entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; DUNN: diferença da variação do ROE da distribuidora entre os cenários de acordo com o teste *post-hoc* Dunn; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Ao classificar a amostra de distribuidoras por porte grande e pequeno visualiza-se na tabela 8 que a variação do ROE das distribuidoras de porte grande é menor do que a de porte pequeno nos cenários C6 e C7 quando a origem da energia é sem simultaneidade entre geração e consumo de energia do prossumidor, e apenas no cenário C6 quando a origem da energia é com simultaneidade entre geração e consumo de energia do prossumidor. Nos demais cenários não se pode afirmar estatisticamente que distribuidoras com porte diferente apresentam variações diferentes no ROE em virtude das formas de compensação da energia produzida por GD.

Tabela 8: Resultado da diferença de variação no ROE de acordo com a classificação da amostra por porte

VARIÁVEIS	PORTE GRANDE		PORTE PEQUENO		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_ROE_SS	29	1,1%	18	2,8%	C6	*
	29	3,1%	18	9,5%	C7	**
	29	9,3%	18	14,0%	C1	ns
	29	12,5%	18	20,8%	C2	ns
	29	14,6%	18	25,0%	C3	ns
	29	18,2%	18	26,1%	C4	ns
	29	21,0%	18	28,4%	C5	ns
V_ROE_CS	29	0,8%	18	2,0%	C6	*
	29	3,0%	18	5,6%	C7	ns
	29	4,3%	18	7,3%	C1	ns
	29	5,7%	18	14,4%	C2	ns
	29	8,8%	18	16,2%	C3	ns
	29	10,3%	18	18,0%	C4	ns
	29	14,7%	18	20,3%	C5	ns

Notas: VARIÁVEIS: V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; RANKING KW CENÁRIOS: classificação da menor para maior variação do *payback* do prossumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; WILCOXON: Teste de diferença entre medianas; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Ao classificar a amostra de distribuidoras por proporção maior e menor visualiza-se na tabela 9 que a variação do ROE das distribuidoras de proporção menor entre a quantidade de prossumidores e consumidores é menor do que a de proporção maior em todos os cenários. Esses resultados confirmam que quanto mais prossumidores a distribuidora tem maiores são os impactos no seu ROE.

Tabela 9: Resultado da diferença de variação no ROE de acordo com a classificação da amostra por proporção

VARIÁVEIS	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_ROE_SS	23	5,0%	24	0,6%	C6	***
	23	18,5%	24	2,4%	C7	***
	23	27,6%	24	3,4%	C1	***
	23	33,2%	24	5,6%	C2	***
	23	37,0%	24	7,4%	C3	***
	23	42,3%	24	10,2%	C4	***
	23	45,0%	24	15,2%	C5	***

Continua...

...continuação

VARIÁVEIS	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		CENÁRIOS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
V_ROE_CS	23	2,7%	24	0,4%	C6	***
	23	14,0%	24	2,1%	C7	***
	23	18,7%	24	2,3%	C1	***
	23	26,6%	24	3,4%	C2	***
	23	29,7%	24	4,1%	C3	***
	23	33,2%	24	5,0%	C4	***
	23	36,2%	24	8,3%	C5	***

Notas: VARIÁVEIS: V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; RANKING KW CENÁRIOS: classificação da menor para maior variação do *payback* do prosumidor entre os cenários de acordo com teste Kruskal-Wallis; WILCOXON: Teste de diferença entre medianas; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Diante dos resultados apresentados rejeita-se a 3ª hipótese nula “H0: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação no ROE das distribuidoras” e confirma-se a 3ª hipótese alternativa “H1: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação no ROE das distribuidoras”. Sendo que essa menor variação é acentuada para distribuidoras com menor proporção entre a quantidade de prosumidores e consumidores.

4.4 Resultados para a comparação das variações entre os prosumidores, distribuidoras e consumidores

Os resultados nos subtópicos 4.1, 4.2 e 4.3 permitiram identificar as variações para cada envolvido frente às propostas de alterações nas formas de compensação da energia produzida por GD. Nesse subtópico 4.4 buscou-se identificar, a partir da comparação das variações entre os resultados para os prosumidores, os consumidores e as distribuidoras, qual desses envolvidos sofre maior e/ou menor impacto em virtude das propostas de alteração nas formas de compensação da energia produzida por GD. Como os prosumidores foram analisados a partir de mais de uma variável, na comparação utilizou-se o *payback* simples por ser mais usual na literatura (HAJI; DURAZI; AL-ALAWI, 2018; KONZEN; ANDRADE, 2016; SOUZA JÚNIOR et al., 2019).

A tabela 10 evidencia os resultados das comparações das variações entre os prosumidores, distribuidoras e consumidores de acordo com a classificação geral da

distribuidora. Os testes confirmam que os maiores impactados são prossumidores e consumidores, visto que as distribuidoras são altamente reguladas e a remuneração de seus investimentos ocorre a partir da Taxa Regulatória de Remuneração de Capital (ANEEL, 2020b) sendo pelo WACC (custo médio ponderado de capital). Então todo ganho ou perda da distribuidora é registrado no órgão regulador e se a distribuidora ganha mais do que o WACC ela deve repassar a diferença para ANEEL, mas se a distribuidora ganha menos do que o WACC ou tem prejuízo, a ANEEL repassa a diferença à distribuidora.

Tabela 10: Resultado da diferença de variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor de acordo com a classificação geral da amostra

CEN	OBS	MEDIANA	RANKING KW	DUNN					
C1	47	4,7%	V_ROE_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	11,2%	V_ROE_SS		V_PS_SS	***			
	47	28,6%	V_PS_CS	***	V_T_CS	***	***		
	47	42,9%	V_PS_SS		V_T_SS	***	***	***	
	47	69,5%	V_T_SS		V_ROE_CS	***	***	***	***
	47	78,7%	V_T_CS		V_ROE_SS	**	***	***	***
C2	47	7,1%	V_ROE_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	14,1%	V_ROE_SS		V_PS_SS	***			
	47	28,6%	V_PS_CS	***	V_T_CS	***	ns		
	47	60,9%	V_T_SS		V_T_SS	***	***	***	
	47	72,6%	V_T_CS		V_ROE_CS	***	***	***	***
	47	75,0%	V_PS_SS		V_ROE_SS	***	***	***	***
C3	47	9,7%	V_ROE_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	16,9%	V_ROE_SS		V_PS_SS	***			
	47	50,0%	V_PS_CS	***	V_T_CS	***	***		
	47	55,2%	V_T_SS		V_T_SS	ns	***	***	
	47	68,6%	V_T_CS		V_ROE_CS	***	***	***	***
	47	112,5%	V_PS_SS		V_ROE_SS	***	***	***	***
C4	47	11,2%	V_ROE_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	21,4%	V_ROE_SS		V_PS_SS	***			
	47	48,1%	V_T_SS	***	V_T_CS	ns	***		
	47	63,7%	V_PS_CS		V_T_SS	***	***	***	
	47	66,7%	V_T_CS		V_ROE_CS	***	***	***	***
	47	142,9%	V_PS_SS		V_ROE_SS	***	***	***	***

Continua...

...continuação

CEN	OBS	MEDIANA	RANKING KW	DUNN					
C5	47	16,3%	V_ROE_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	24,9%	V_ROE_SS		V_PS_SS	***			
	47	37,3%	V_T_SS	***	V_T_CS	***	***		
	47	56,1%	V_T_CS		V_T_SS	***	***	***	
	47	100,0%	V_PS_CS		V_ROE_CS	***	***	***	**
	47	212,5%	V_PS_SS		V_ROE_SS	***	***	***	ns ns
C6	47	0,0%	V_PS_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	0,8%	V_ROE_CS		V_PS_SS	*			
	47	1,2%	V_ROE_SS	***	V_T_CS	***	***		
	47	12,5%	V_PS_SS		V_T_SS	***	***	ns	
	47	93,7%	V_T_SS		V_ROE_CS	ns	ns	***	***
	47	95,6%	V_T_CS		V_ROE_SS	ns	ns	***	*** ns
C7	47	3,5%	V_ROE_CS		V_PS_CS	V_PS_SS	V_T_CS	V_T_SS	V_ROE_CS
	47	3,7%	V_ROE_SS		V_PS_SS	ns			
	47	25,0%	V_PS_CS	***	V_T_CS	***	***		
	47	25,0%	V_PS_SS		V_T_SS	***	***	ns	
	47	79,0%	V_T_SS		V_ROE_CS	***	***	***	***
	47	80,8%	V T CS		V ROE SS	***	***	***	*** ns

Notas: OBS: quantidade de observações por cenário; MEDIANA: mediana dos valores de cada variável de acordo com a estatística descritiva divulgada nos apêndices; VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *payback* simples do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *payback* simples do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade; V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade; RANKING KW: classificação da menor para maior variação entre *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com teste Kruskal-Wallis; DUNN: diferença da variação entre o *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com o teste *post-hoc* Dunn; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Na tabela 10 visualiza-se que, enquanto o prossumidor é mais impactado apenas no cenário C5, o consumidor é mais afetado nos cenários C1, C6 e C7. Os testes confirmam o *trade-off* entre os ônus da GD serem dos prossumidores ou dos demais consumidores. Os cenários C2, C3 e C4 provocam impactos oscilantes para os prossumidores e consumidores a depender da variável analisada. Por exemplo, no C2 o *payback* do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia tem a menor variação (28,6%), mas o *payback* do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia tem a maior variação (75%), o que produz uma variação média de *payback* de 51,8% (28,6% + 75% /2). Já a variação da tarifa do consumidor está entre as posições menor e maior do prossumidor, em

que a tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia tem menor variação (60,9%) do que a tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade (72,6%), o que produz uma variação média da tarifa de energia de 66,75% $(60,9\% + 72,6\% / 2)$. No C3 essas posições se mantêm mas as variações para o prossumidor são maiores (média 81,25%) e para o consumidor são menores (média 61,9%) do que as variações do C2. E no C4 a menor variação ocorre na tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (48,1%) e a maior variação ocorre no *payback* do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (142,9%), em que as posições intermediárias são a variação no *payback* do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia (63,7%) e a variação na tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia (66,7%).

Os resultados na tabela 10 auxiliam a direcionar as possíveis respostas do problema de pesquisa: Qual adequação no modelo tarifário de energia no Brasil pode minimizar o impacto da compensação da energia produzida por GD para o prossumidor, o consumidor e a distribuidora? Caso a análise seja de forma pontual, C2 é o cenário que proporciona maior proximidade na distribuição do impacto tanto para o prossumidor quanto para o consumidor (o que foi confirmado a partir dos testes estatísticos nas tabelas 1, 4 e 10); C6 é o cenário que mais beneficia o prossumidor e mais prejudica o consumidor; e C5 é o cenário que mais beneficia o consumidor e mais prejudica o prossumidor. Seguindo o enfoque da teoria econômica com abordagem positiva de que a regulação gera custos para uns e benefícios para outros, mas o regulador não concede benefício máximo ao grupo vencedor pois leva em consideração os grupos que estão perdendo e busca conciliar os interesses de ambas partes (LOPES; IUDÍCIBUS, 2012; PELTZMAN, 1976; STIGLER, 1971), faz-se as considerações:

(a) C2 é o cenário que proporciona maior proximidade na distribuição do impacto tanto para o prossumidor quanto para o consumidor, o que pode ser visto como uma divisão do ônus da GD exclusivamente entre esses envolvidos. Porém sendo o setor de distribuição de energia elétrica monopólio natural, espera-se que os órgãos reguladores apoiem tanto a expansão da GD que proporciona diversificação nas matrizes energética e elétrica do país e amplia a segurança de suprimento de energia elétrica brasileira quanto apoiem a preservação da modicidade tarifária do consumidor de energia elétrica. Sob esse aspecto, espera-se que os órgãos governamentais também custeiem parte do ônus da GD ao sistema de distribuição de energia, pois assim poder-se-ia ter uma equalização entre investimentos a partir de prossumidores, consumidores e órgãos governamentais.

(b) C6 é o cenário que provoca menor impacto ao prosumidor e maior ao consumidor, o que pode desencadear a perda da modicidade tarifária dos demais consumidores de energia que não possuem GD, e para que isso não ocorra haveria necessidade de investimentos financeiros mais pontuais e profundos no setor de distribuição de energia a partir de órgãos governamentais.

(c) C5 é o cenário que provoca menor impacto ao consumidor e maior ao prosumidor, o que pode desestimular os potenciais prosumidores a investir nesse tipo de geração de energia, consequentemente reduzindo o potencial de representatividade da fonte solar na diversificação das matrizes energética e elétrica do país, e para que isso não ocorra haveria necessidade de aportes financeiros mais pontuais e profundos no setor de distribuição de energia a partir de órgãos governamentais.

Com esses apontamentos amplia-se o entendimento de que a revisão da RN 482/2012 vai além de beneficiar ou não determinados grupos de interesse, seja prosumidor, consumidor, integradores de sistemas de GD, governo, etc. A reflexão sobre os resultados apresentados traz à tona a necessidade de equalizar as demandas e desdobramentos da interligação dos assuntos: ampliação da diversidade e representatividade de fontes renováveis de geração de energia nas matrizes energética e elétrica; aproveitamento da abundância de irradiação solar pela localização geográfica do Brasil em zonas tropicais; incentivo às fontes de geração de energia mais sustentáveis e redução do impacto ambiental; ampliação do potencial de gerar mais empregos e renda à população.

Ao classificar a amostra de distribuidoras por porte grande e pequeno, visualiza-se na tabela 11 que na maioria dos cenários os prosumidores vinculados a distribuidoras de porte grande têm menor variação no *payback* e consumidores têm maior variação na tarifa, e, quando o vínculo é com distribuidoras de porte pequeno os prosumidores têm maior variação e os consumidores menor variação. Essas diferenças não são significativas apenas no C5 (tanto prosumidor quanto consumidor), no C6 para os prosumidores e no C1 para os prosumidores com simultaneidade.

Tabela 11: Resultado da diferença de variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor de acordo com a classificação da amostra por porte

CEN	PORTE GRANDE		PORTE PEQUENO		VARIÁVEIS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
C1	29	4,3%	18	7,3%	V_ROE_CS	ns
	29	9,3%	18	14,0%	V_ROE_SS	ns
	29	28,6%	18	31,0%	V_PS_CS	ns
	29	42,9%	18	67,0%	V_PS_SS	***
	29	71,0%	18	65,7%	V_T_SS	**
	29	79,7%	18	76,0%	V_T_CS	**
C2	29	5,7%	18	14,4%	V_ROE_CS	ns
	29	12,5%	18	20,8%	V_ROE_SS	ns
	29	28,6%	18	42,9%	V_PS_CS	***
	29	64,7%	18	57,6%	V_T_SS	***
	29	75,3%	18	70,3%	V_T_CS	***
	29	66,7%	18	100,0%	V_PS_SS	***
C3	29	8,8%	18	16,2%	V_ROE_CS	ns
	29	14,6%	18	25,0%	V_ROE_SS	ns
	29	42,9%	18	64,6%	V_PS_CS	***
	29	57,7%	18	49,6%	V_T_SS	***
	29	70,4%	18	64,7%	V_T_CS	***
	29	100,0%	18	131,0%	V_PS_SS	***
C4	29	10,3%	18	18,0%	V_ROE_CS	ns
	29	18,2%	18	26,1%	V_ROE_SS	ns
	29	50,8%	18	46,4%	V_T_SS	***
	29	57,1%	18	80,4%	V_PS_CS	***
	29	65,6%	18	62,5%	V_T_CS	***
	29	128,6%	18	153,6%	V_PS_SS	***
C5	29	14,7%	18	20,3%	V_ROE_CS	ns
	29	21,0%	18	28,4%	V_ROE_SS	ns
	29	37,2%	18	37,8%	V_T_SS	ns
	29	56,0%	18	56,5%	V_T_CS	ns
	29	100,0%	18	106,3%	V_PS_CS	ns
	29	214,3%	18	200,0%	V_PS_SS	*
C6	29	0,0%	18	6,3%	V_PS_CS	ns
	29	0,8%	18	2,0%	V_ROE_CS	*
	29	1,1%	18	2,8%	V_ROE_SS	*
	29	12,5%	18	12,5%	V_PS_SS	ns
	29	93,8%	18	88,7%	V_T_SS	***
	29	95,6%	18	92,1%	V_T_CS	***

Continua...

						...continuação
C7	29	3,0%	18	5,6%	V_ROE_CS	ns
	29	3,2%	18	9,5%	V_ROE_SS	**
	29	14,3%	18	28,6%	V_PS_CS	**
	29	14,3%	18	31,0%	V_PS_SS	***
	29	84,0%	18	74,6%	V_T_SS	***
	29	82,7%	18	79,2%	V_T_CS	***

Notas: OBS: quantidade de observações por cenário; MEDIANA: mediana dos valores de cada variável de acordo com a estatística descritiva divulgada nos apêndices; VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *payback* simples do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *payback* simples do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade; V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade; RANKING KW: classificação da menor para maior variação entre *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com teste Kruskal-Wallis; DUNN: diferença da variação entre o *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com o teste *post-hoc* Dunn; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Ao classificar a amostra de distribuidoras por proporção maior e menor, visualiza-se na tabela 12 que apenas o C6 provoca diferenças significativas para os consumidores, que quando vinculados a distribuidoras de proporção maior têm menor variação na tarifa, e, quando vinculados a distribuidoras de proporção menor têm maior variação na tarifa de energia.

Tabela 12: Resultado da diferença de variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor de acordo com a classificação da amostra por proporção

CEN	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		VARIÁVEIS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
C1	23	18,7%	24	2,3%	V_ROE_CS	***
	23	27,6%	24	3,4%	V_ROE_SS	***
	23	25,0%	24	28,6%	V_PS_CS	ns
	23	42,9%	24	47,2%	V_PS_SS	ns
	23	69,8%	24	65,8%	V_T_SS	ns
	23	78,9%	24	76,1%	V_T_CS	ns
C2	23	26,6%	24	3,4%	V_ROE_CS	***
	23	33,3%	24	5,6%	V_ROE_SS	***
	23	28,6%	24	33,3%	V_PS_CS	ns
	23	62,6%	24	60,6%	V_T_SS	ns
	23	73,8%	24	72,4%	V_T_CS	ns
	23	71,4%	24	83,3%	V_PS_SS	ns

Continua...

...continuação

CEN	PROPORÇÃO MAIOR		PROPORÇÃO MENOR		VARIÁVEIS	WILCOXON
	OBS	MEDIANA	OBS	MEDIANA		
C3	23	29,7%	24	4,1%	V_ROE_CS	***
	23	37,0%	24	7,4%	V_ROE_SS	***
	23	50,0%	24	42,9%	V_PS_CS	ns
	23	54,9%	24	55,9%	V_T_SS	ns
	23	68,4%	24	69,1%	V_T_CS	ns
	23	112,5%	24	100,0%	V_PS_SS	ns
C4	23	33,2%	24	5,0%	V_ROE_CS	***
	23	42,3%	24	10,2%	V_ROE_SS	***
	23	48,1%	24	48,0%	V_T_SS	ns
	23	66,7%	24	66,7%	V_PS_CS	ns
	23	63,7%	24	63,6%	V_T_CS	ns
	23	142,9%	24	140,2%	V_PS_SS	ns
C5	23	36,2%	24	8,3%	V_ROE_CS	***
	23	45,0%	24	15,2%	V_ROE_SS	***
	23	37,3%	24	37,6%	V_T_SS	ns
	23	56,1%	24	56,3%	V_T_CS	ns
	23	112,5%	24	100,0%	V_PS_CS	ns
	23	212,5%	24	213,4%	V_PS_SS	ns
C6	23	12,5%	24	0,0%	V_PS_CS	*
	23	2,7%	24	0,4%	V_ROE_CS	***
	23	5,0%	24	0,6%	V_ROE_SS	***
	23	12,5%	24	0,0%	V_PS_SS	ns
	23	91,8%	24	93,8%	V_T_SS	**
	23	94,3%	24	95,7%	V_T_CS	**
C7	23	14,0%	24	2,1%	V_ROE_CS	***
	23	18,5%	24	2,4%	V_ROE_SS	***
	23	25,0%	24	25,0%	V_PS_CS	ns
	23	14,3%	24	28,6%	V_PS_SS	ns
	23	81,6%	24	79,0%	V_T_SS	ns
	23	81,7%	24	80,7%	V_T_CS	ns

Notas: OBS: quantidade de observações por cenário; MEDIANA: mediana dos valores de cada variável de acordo com a estatística descritiva divulgada nos apêndices; VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *payback* simples do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *payback* simples do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade; V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade; RANKING KW: classificação da menor para maior variação entre *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com teste Kruskal-Wallis; DUNN: diferença da variação entre o *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com o teste *post-hoc* Dunn; Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns).
Fonte: dados da pesquisa.

Diante dos resultados apresentados rejeita-se a 4ª hipótese nula “H₀: os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação para os três envolvidos (prossumidor, consumidor e distribuidora)” e confirma-se a 4ª hipótese alternativa “H₁: algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação para pelo menos um dos envolvidos”. Sendo que essa menor variação é acentuada para os prossumidores vinculados a distribuidoras de porte grande e para os consumidores vinculados a distribuidoras de porte pequeno.

4.5 Síntese dos principais resultados encontrados e contribuições da pesquisa

A tabela 13 apresenta a síntese dos principais resultados encontrados a partir das propostas de adequação na forma de compensação da energia produzida por GD.

Tabela 13: Síntese dos principais resultados encontrados

ENVOLVIDO	CLAS.	HIPÓTESE	S.EST.	RESULTADO
PROSSUMIDOR	C6	1ª Hipótese: H ₀ : os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação no <i>payback</i> dos prossumidores; H ₁ : algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação no <i>payback</i> dos prossumidores.	***	Dentre os sete cenários propostos para adequação na forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD, C6 é o que proporciona menor variação no <i>payback</i> do prossumidor. Essa menor variação é acentuada para prossumidores com simultaneidade entre geração e consumo de energia, e com vínculo a distribuidoras de grande porte.
	C7			
	C1			
	C2			
	C3			
CONSUMIDOR	C5	2ª Hipótese: H ₀ : os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação na tarifa dos consumidores; H ₁ : algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação na tarifa dos consumidores.	***	Dentre os sete cenários propostos para adequação na forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD, C5 é o que proporciona menor variação na tarifa do consumidor. Essa menor variação é acentuada para consumidores vinculados a distribuidoras de pequeno porte e em virtude de prossumidores sem simultaneidade entre geração e consumo de energia.
	C4			
	C3			
	C2			
	C1			
C7				
C6				

Continua...

...continuação

ENVOLVIDO	CLAS.	HIPÓTESE	S. EST.	RESULTADO
DISTRIBUIDORA	C6 C7 C1 C2 C3 C4 C5	3 ^a Hipótese: H ₀ : os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação no ROE das distribuidoras; H ₁ : algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação no ROE das distribuidoras.	***	Dentre os sete cenários propostos para adequação na forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD, C6 é o que proporciona menor variação no ROE da distribuidora. Essa menor variação é acentuada para distribuidoras com menor proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores, e em virtude de prossumidores com simultaneidade entre geração e consumo de energia.
PROSSUMIDOR, CONSUMIDOR E DISTRIBUIDORA DE FORMA SIMULTÂNEA	C2	4 ^a Hipótese: H ₀ : os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD geram a mesma variação para os três envolvidos (prossumidor, distribuidora e consumidor); H ₁ : algum cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD gera menor variação para pelo menos um dos envolvidos.	***	Dentre os sete cenários propostos para adequação na forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD, C2 é o que proporciona menor variação tanto no <i>payback</i> do prossumidor quanto na tarifa do consumidor. Essa menor variação ocorre para os prossumidores com simultaneidade entre geração e consumo de energia e vinculados a distribuidoras de porte grande, e, para os consumidores vinculados a distribuidoras de porte pequeno e em virtude de prossumidores sem simultaneidade entre geração e consumo de energia.

Notas: CLAS.: classificação da menor para maior variação para o *payback* do prossumidor, o ROE da distribuidora e a tarifa do consumidor de acordo com teste Kruskal-Wallis e classificação do cenário que proporciona menor variação simultânea para o prossumidor e o consumidor; S. EST.: Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Ressalta-se que a análise das distribuidoras foi realizada para identificar as possíveis alterações que cada cenário proposto poderia provocar nos resultados dessas concessionárias, mas ao comparar as variações simultâneas entre os prossumidores, consumidores e distribuidoras, desconsiderou-se os impactos para as distribuidoras porque estas são amparadas pela regulação do setor de distribuição de energia elétrica. No caso, devido ao serviço de distribuição ser monopólio natural, as distribuidoras são amplamente reguladas pela ANEEL, então seus resultados são registrados no órgão regulador e como a remuneração dos investimentos das distribuidoras ocorre por WACC (custo médio ponderado de capital que é a taxa regulatória de remuneração de capital do setor de energia elétrica (ANEEL, 2020b)) se a distribuidora ganha mais do que o WACC ela deve repassar a diferença para ANEEL, mas se a distribuidora ganha menos do que o WACC ou tem prejuízo, a ANEEL repassa a diferença à

distribuidora. Ou seja, mesmo a distribuidora sendo impactada pela forma de compensação da GD (seja a curto, médio ou longo prazo), a médio prazo o retorno sobre os investimentos da distribuidora é garantido pela regulação do setor de energia elétrica, o que acarreta em correção da tarifa de energia para que o setor como um todo recomponha seu equilíbrio econômico-financeiro.

O ponto de destaque dos resultados está na classificação do “cenário 2” como uma alternativa intermediária entre o impacto da alteração da compensação da GD para o prosumidor e o consumidor, visto C2 proporcionar maior aproximação entre as variações para ambos envolvidos, o que pode ser visto como uma divisão do ônus da GD exclusivamente entre esses dois envolvidos. Em relação aos resultados estatísticos C2 se posiciona na mediana do ranking Kruskal-Wallis em todas as tabelas 1 a 9 com resultados individuais para os três principais envolvidos no processo de alteração da compensação da GD. Em termos conceituais, C2 proporciona remuneração dos prosumidores à distribuidora a partir da desconsideração dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD na compensação da energia produzida por GD, o que acarreta em uma alteração média de 51,8% $[(V_PS_SS + V_PS_CS)/2]$ no *payback* dos prosumidores (tabela 1) e uma alteração média de 66,7% $[(V_T_SS + V_T_CS)/2]$ na tarifa dos consumidores (tabela 4) em relação à perda das receitas das distribuidoras. Em termos econômico-financeiros, os prosumidores têm aumento do período de recuperação do valor investido no projeto de geração fotovoltaica de energia, o que poderia desestimular os potenciais prosumidores a investir nesse tipo de geração de energia, e, os consumidores que não possuem GD têm encarecimento de sua tarifa de energia em parcela menor do que nos cenários onde os prosumidores têm menor redução de *payback* (C6 e C7), o que poderia propiciar clareza de que a inserção da energia produzida por GD gera inicialmente redução na receita das distribuidoras, mas também gera novas receitas advindas das formas de compensação da energia produzida por GD o que minimiza o encarecimento das contas de energia dos demais consumidores. Em termos regulamentares, como o setor de distribuição de energia elétrica é monopólio natural, espera-se que os órgãos governamentais também custeiem parte do ônus da GD ao sistema de distribuição de energia, pois assim poder-se-ia ter uma equalização entre investimentos a partir de prosumidores, consumidores e setor público.

Em síntese, esses resultados intensificam a relevância de os órgãos reguladores do setor elétrico intermediarem a solução para o *trade-off* de incentivo à expansão da GD versus o encarecimento da tarifa de energia dos demais consumidores. Isso porque os resultados apontam que as posições extremas (C6 e C5) necessitam de interferências regulamentares mais pontuais e profundas e a posição intermediária (C2) necessita de interferências regulamentares

mais amplas e superficiais porque proporciona certa aproximação entre as variações para prosumidores e consumidores, o que poderia minimizar o *trade-off* mas parece ser insuficiente para solucionar o problema. Ou seja, até que se altere a RN 482/2012 o objetivo de expandir a GD no país a partir do incentivo de compensar a energia produzida por GD em todos os componentes da TUSD e TE está sendo custeado pela tarifa dos demais consumidores que não possuem GD e os resultados desta pesquisa contribuem para indicar a necessidade de investimentos no setor de distribuição de eletricidade para que a revisão da RN 482/2012 supere esse *trade-off*.

Diante da complexidade dos parâmetros que cercam a GD e o setor de energia elétrica, o intuito desta pesquisa foi proporcionar valores de referência para potenciais análises complementares aos fatores decisórios (técnicos, contábeis, financeiros, regulatórios, ambientais, etc) sobre a compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia. Ressalta-se que a presente pesquisa, ao utilizar análises econométricas, não teve como pretensão impor valores exatos ou restringir os fatores de decisão de acordo com os resultados encontrados para possíveis perdas e/ou ganhos entre prosumidores e consumidores.

O presente estudo traz contribuições acerca dos possíveis impactos da compensação da energia produzida por GD para o prosumidor, o consumidor e a distribuidora, tanto com análise individual quanto simultânea. A principal originalidade do estudo está na análise de maneira simultânea entre os três envolvidos, pois ao se analisar os cenários propostos para ajuste na forma de compensação da energia produzida por GD os testes estatísticos confirmaram (significância nominal estatística de 5%) que os sete cenários propostos (C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7) para compensação da energia produzida por GD no Brasil provocam alterações crescentes para os prosumidores e decrescentes para os consumidores à medida que mais componentes da tarifa de energia são desconsiderados na forma de compensação da energia produzida por GD. Identificou-se também que os impactos dessa compensação são acentuados a depender (a) da simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia do prosumidor; (b) do porte das distribuidoras que os consumidores e prosumidores estão vinculados e (c) da proporção entre a quantidade de prosumidores e consumidores das distribuidoras que os consumidores estão vinculados.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A proposta desta tese foi investigar o ajuste do modelo tarifário que proporcione equilíbrio (menor alteração para cada envolvido) entre o *payback* dos investimentos do prosumidor, a modicidade tarifária do consumidor e o retorno dos investimentos das distribuidoras, devido à compensação da energia produzida por GD no Brasil. Para tal, foram analisadas as alterações que podem ocorrer no *payback* dos prosumidores, na tarifa dos consumidores e no ROE das distribuidoras de acordo com as alternativas regulatórias indicadas na Nota Técnica 62/2018 (C1, C2, C3, C4, C5) e mais duas propostas pela presente pesquisa (C6, C7), todas analisadas sem a consideração de bandeiras tarifárias, impostos e revisão tarifária periódica. A amostra foi composta por 47 distribuidoras de energia que possuem unidades consumidoras com GD fotovoltaica e com disponibilidade de dados no ano base de 2018, em que o período de estudo partiu de 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL, com projeção para os próximos vinte e cinco anos (até 2042) devido à vida útil dos painéis fotovoltaicos. O método foi constituído de análise financeira e análise estatística: (a) a análise financeira contemplou os cálculos do *payback* dos prosumidores, da tarifa dos consumidores, e do retorno sobre os investimentos das distribuidoras de acordo com cada cenário proposto para adequação na forma de compensação da GD e posterior cálculo das variações de cada cenário em relação ao cenário base; (b) a análise estatística contemplou estatística descritiva (média, mediana, desvio-padrão, desvio-interquartil, mínimo e máximo) e testes de diferença de médias não paramétricos Kruskal-Wallis (1952), Wilcoxon e teste *post hoc* Dunn (1964) para comparar o que cada cenário proporciona de variação para cada envolvido individualmente (hipóteses 1 a 3) e também comparar a variação simultânea dos três envolvidos em cada cenário (hipótese 4).

As distribuidoras de energia elétrica no Brasil atuam como monopólios naturais, a remuneração de seus investimentos ocorre a partir da Taxa Regulatória de Remuneração de Capital (ANEEL, 2020b) expressa pelo WACC (custo médio ponderado de capital) e são protegidas pela regulação com reajustes anual de inflação e periódico (a cada três, quatro ou cinco anos) de revisão tarifária, podendo solicitar revisão tarifária extraordinária para o reestabelecimento de seu equilíbrio econômico-financeiro. Então, o foco da discussão sobre a compensação da energia produzida por GD se concentra no prosumidor e no consumidor pois estes ficariam com os maiores ônus da GD, mas de toda forma manteve-se a análise do ROE das distribuidoras (que são o elo entre o prosumidor e os demais consumidores) a fim de

exemplificar/relativizar as possibilidades de variação momentânea (ou no curto prazo) do resultado dessas companhias sem considerar o ajuste pela revisão tarifária periódica.

Os resultados confirmaram (significância nominal estatística de 5%) que os sete cenários propostos (C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7) para compensação da energia produzida por GD no Brasil provocam alterações crescentes para os prossumidores e decrescentes para os consumidores à medida que mais componentes da tarifa de energia são desconsiderados na forma de compensação da energia produzida por GD. Identificou-se também que os impactos dessa compensação são acentuados a depender (a) da simultaneidade ou não entre geração e consumo de energia do prossumidor; (b) do porte das distribuidoras que os consumidores e prossumidores estão vinculados e (c) da proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores das distribuidoras que os consumidores estão vinculados. Esses resultados contribuem para a revisão da RN 482/2012, podendo ainda ser expandidos para abranger aspectos temporais e de acessibilidade do mercado de GD (percentual de consumidores ou potência instalada) com intuito de buscar garantir maior segurança aos usuários do sistema. Por exemplo, a execução da alternativa escolhida pode ser a partir de determinada data, ou de determinado percentual de adesão à GD (seja em representatividade de consumidores com GD em relação aos demais consumidores, ou em representatividade de potência instalada com GD em relação à potência total da matriz elétrica brasileira).

Em relação aos aspectos temporais, os resultados desta pesquisa contribuem com a sugestão de transição gradual entre os cenários C6, C2 e C5, por exemplo, durante a conversão do cenário vigente (cenário base sem desconsiderar nenhum componente da tarifa na compensação da energia produzida por GD) para o cenário que provoca menor impacto aos consumidores (C5 que considera apenas a TE na compensação da energia produzida por GD) poder-se-ia ter, a partir da data definida para alteração da forma de compensação da GD, três momentos de mudança: nos dois primeiros anos a compensação da GD seria pelo “cenário 6” (C6) que provoca menor impacto aos prossumidores, vencendo o prazo inicial os outros próximos dois anos a compensação da GD seria pelo “cenário 2” (C2) que provoca impacto similar entre prossumidores e consumidores, e vencendo esse prazo aplicar-se-ia a compensação da GD a partir do “cenário 5” (C5) que provoca menor impacto aos consumidores.

No que tange à acessibilidade do mercado de GD em relação à potência instalada, os resultados desta pesquisa contribuem também com a sugestão de transição gradual entre os cenários C6, C2 e C5. Nesse caso, durante a conversão do cenário vigente (cenário base) para o cenário que provoca menor impacto aos consumidores (C5) poder-se-ia ter três momentos de mudança, em que o “cenário 6” (C6) ficaria em vigor a partir da aprovação das alterações na

compensação da GD até que a potência instalada de GD representasse 3% da matriz elétrica brasileira, com alteração para o C2 até que a potência instalada de GD representasse 5% da matriz elétrica brasileira e o C5 a partir dessa última representação. Além disso, como um estímulo aos extremos pequenos prossumidores poder-se-ia acrescentar como fator gradual de incentivo a potência individual dos sistemas fotovoltaicos, por exemplo, sistemas de até 7,5 KWp seriam os últimos a entrar na alteração da compensação da GD.

De toda forma, durante o período de transição (seja por tempo ou por potência) entre as formas de compensação da GD, para que a tarifa dos demais consumidores não fique mais cara em virtude dos prossumidores seria necessária a aplicação de incentivos ou políticas públicas ou até mesmo criação de legislação que aborde a solução do *trade-off* expansão da GD e penalização ou encarecimento da modicidade tarifária dos demais consumidores. Todavia, presume-se que os impactos da compensação da energia produzida por GD no Brasil vão além da proposta desta tese, visto que a expansão da GD tem solidificado um novo tipo de negócio o qual demanda adaptações regulatórias, e com isso, parece ser prudente revisar o modelo de previsão de mercado consumidor de energia das distribuidoras baseado no volume de energia vendido, e até mesmo o modelo de remuneração das distribuidoras baseado no WACC sobre os investimentos em ativos fixos. Sendo que subjacente a esses modelos pode estar a necessidade de evolução da estrutura tarifária dos consumidores do grupo de baixa tensão de energia a fim de refletir melhor as mudanças nos custos marginais das redes de distribuição de energia elétrica ocasionadas pela expansão da GD, além de questões de evolução tecnológica no setor, de novos hábitos de consumo e do aumento da proatividade dos consumidores (BAJAY et al., 2017).

Cabe reiterar que a GDFV é uma opção interessante para diversificação das matrizes energética e elétrica no Brasil tanto por questões ambientais e de sustentabilidade - por ser uma fonte renovável e que proporciona certa autonomia aos usuários, quanto por questões financeiras - por ser um investimento privado cujos benefícios são compartilhados para o desenvolvimento da nação como um todo. Como o investimento em GDFV ocorre de forma privada a partir dos consumidores de energia que se interessam e se dispõem a investir nos sistemas de GDFV, supõe-se que uma forma de o setor público incentivar/remunerar esse investidor seria a partir da manutenção do cenário vigente (em todos os componentes da TUSD e TE) de compensação da GD no país, porém, para que isso ocorra de forma sustentável para o setor de distribuição de energia, faz-se necessário que os órgãos governamentais subsidiem os custos que as distribuidoras têm com a GD para que não haja encarecimento da tarifa de energia dos demais consumidores em virtude da GD. Esses subsídios às distribuidoras de energia

poderiam ocorrer, por exemplo, a partir de prorrogação de contratos de concessão das distribuidoras ou por políticas públicas específicas para o certame da GD no país.

Destaca-se também a questão sobre o encarecimento da tarifa do consumidor de energia em virtude do risco hidrológico no ano de 2021 desencadeado pela redução de chuvas, em que os reservatórios coordenados pelo ONS com volume mais crítico estão abaixo de 37% de sua capacidade (ONS, 2021b). Com esse problema de baixo volume nos reservatórios para atendimento aos diversos usos da água, e principalmente para a geração de energia hidrelétrica, ocorre o acionamento de geração de energia termelétrica, cujos custos adicionais no ano de 2021 são estimados em 9 bilhões de reais (ANEEL, 2021e, 2021f, 2021g; BRASIL, 2021), ao passo que a GDFV provoca custos de 500 milhões a cada 1 GW produzido (ABRADEE, 2020; ANEEL, 2019g). O ponto em comum sobre esses gastos é que são pagos pelos consumidores de energia de forma geral e o ponto de reflexão é que mesmo com a intermitência da geração solar essa fonte parece ser a que traz menor custo (aos consumidores e ao meio ambiente) ao sistema como um todo (geração, transmissão e distribuição). Então espera-se que o Brasil mantenha o planejamento e controle do suprimento de energia e eletricidade melhor estruturados com fortalecimento da diversificação das fontes de energia, tanto para suprimento energético/elétrico de forma habitual quanto para gestão de riscos (como o caso do risco hidrológico), especialmente o aproveitamento da fonte solar nesse país tropical, inclusive mantendo-se como referência mundial na utilização de fontes renováveis de energia (IEA, 2019; LEÃO, 2019; MME, 2019; MORAIS, 2019; PNUD, 2015).

Atrelada às questões de diversificação da matriz energética/elétrica e de segurança energética/elétrica tem-se a oscilação do PIB no país, principalmente caso ocorram medidas mais rigorosas como o racionamento de energia para manter o suprimento de eletricidade desencadeia-se também a queda do PIB. Isso porque de certa forma a restrição ao uso da eletricidade é uma alternativa para conter a possibilidade de falta desse recurso, porém, para os segmentos industriais e comerciais essa restrição pode gerar perda de mercado e queda na economia nacional. Visto que a GDFV pode ser uma alternativa rápida quando comparada a procedimentos de leilões de energia para suprir o país, pode-se projetar na GDFV a possibilidade de minimizar tanto o risco do fornecimento de energia elétrica à nação quanto o risco de queda do PIB diante dessa possibilidade de suprimento insuficiente de eletricidade .

Salienta-se que esse problema público sobre a forma de compensação da energia produzida por GD na tarifa de energia no Brasil está em discussão na agenda do órgão regulador do setor elétrico – a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) – com lançamento de possíveis alternativas a partir da Nota Técnica 62/2018 e seus desdobramentos, conforme

exposto no quadro 1 sobre a trajetória regulatória da geração distribuída no Brasil. Diante disso, a presente pesquisa permitiu expandir a discussão sobre a compensação da energia produzida por GD no Brasil entre as principais entidades envolvidas - ANEEL, ABRADDEE, ABSOLAR e ABGD - e o ambiente acadêmico em busca de ampliar as contribuições e respostas à sociedade. Especificamente as contribuições desta pesquisa estão voltadas para os possíveis impactos da compensação da energia produzida por GD para o prossumidor, o consumidor e a distribuidora, tanto com análise individual quanto simultânea. A principal originalidade do estudo está na análise de maneira simultânea entre os três envolvidos, pois confirmou-se que os mais impactados com as formas de compensação da energia produzida por GD são os prossumidores e consumidores. Outras originalidades do estudo estão na proposta de mais dois cenários diferentes dos propostos pela Nota Técnica 62/2018, e na classificação da amostra por porte e por proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores, o que permitiu identificar impactos de forma mais detalhada para cada envolvido.

As limitações da pesquisa foram: (a) limitação da base de dados em virtude de dificuldades para identificar alterações nos nomes e siglas das distribuidoras, pois mesmo com consulta ao CNPJ (na tentativa de reduzir o problema de identificação da distribuidora), em algumas distribuidoras faltaram dados de GD e em outras faltaram relatórios contábeis (balanço patrimonial ou demonstração de resultado do exercício); (b) poucas distribuidoras não divulgaram a receita bruta, então nesses casos foi utilizada a receita líquida como *proxy* à receita bruta; (c) algumas distribuidoras divulgaram as demonstrações com nomenclatura “REGULATÓRIO” mas ao abrir o arquivo o título constava “SOCIETÁRIO”, porém não foi possível identificar se a inconsistência estava no nome do arquivo ou no título do demonstrativo; (d) algumas distribuidoras não colocaram que as demonstrações estavam em milhares de reais e não foi possível conferir se os valores estavam com ou sem essa escala; (e) o estudo foi realizado somente para conexões *on-grid* e geração fotovoltaica; (f) não se estendeu o estudo para externalidades do setor como redução da emissão de CO₂, geração de empregos, impacto ao meio ambiente; (g) as projeções foram a longo prazo (25 cinco anos) mas não se considerou a possibilidade de novas tecnologias inviabilizarem a GDFV nesse período; (h) ainda em virtude das projeções de longo prazo, os valores utilizados podem variar para mais ou para menos, inclusive os índices de correção escolhidos, como o IGP-M e crescimento do mercado consumidor de energia elétrica; (i) nos cálculos considerou-se apenas o aumento do consumo de energia, mas não se considerou a redução da intensidade no consumo de energia em função da eficiência energética, tampouco os horários de pico de produção/utilização de energia elétrica; (j) consideração de somente três principais envolvidos (prossumidor,

distribuidora e consumidor) no processo de alteração, e falta de inclusão de demais envolvidos como incorporadoras dos sistemas de GD, bancos financiadores, governo, indústrias de componentes do tipo do serviço, indústrias de gerenciamento de dados da GD, *fintechs*, etc; (k) inclusão de somente o grupo B residencial; (l) inclusão de somente a geração local; (m) não se considerou a possibilidade de transição de prosumidores com opções de faturamento diferente de sua classificação no grupo de consumo, por exemplo, de acordo com o artigo 100 da RN nº 414/2012, mediante atendimento de alguns critérios, o consumidor do grupo A pode solicitar faturamento com aplicação de tarifa do Grupo B; (n) não se considerou posto tarifário, modalidade binômia, custo de disponibilidade da rede, aplicação de bandeiras tarifárias, impostos e contribuição por iluminação pública.

Por fim, como estudos para futuras pesquisas sugere-se: (a) ampliar o estudo para outras fontes de GD, outros grupos de tensão e outras classes de consumo; (b) identificar o impacto do crescimento da GD sobre a necessidade de ampliar as redes de transmissão e distribuição; (c) investigar a geração de empregos com a energia fotovoltaica e a profissionalização dos trabalhadores no setor; (d) quantificar os possíveis impactos ambientais e à saúde humana associados aos sistemas fotovoltaicos no final de sua vida útil, ou como gerenciar adequadamente os resíduos dos sistemas fotovoltaicos no final de sua vida útil; (e) identificar a viabilidade econômica de tecnologias que consigam reverter maior porcentagem da captação solar em energia elétrica, ou seja, maior eficiência na geração de energia; (f) estudar o potencial de usinas fotovoltaicas de grande escala e sua representatividade nas matrizes energética e elétrica; (g) identificar os impactos (financeiro, econômico, sustentável, social e regulatório) de ampliar a produção de energia GDFV em comparação às fontes de energia centralizada (térmica, hidráulica, etc); (h) estimar e comparar o encarecimento da tarifa do consumidor de energia em virtude de situações como (h.1) pandemia COVID-19, (h.2) risco hidrológico da geração de energia, (h.3) acionamento de termoelétricas, (h.4) expansão da GD até o limite de 10, 15 e 20% da quantidade total de consumidores das distribuidoras de energia; (j) mensurar os benefícios da GD em termos de: redução de perdas elétricas, redução do uso de termelétricas, adiamento de investimentos em redes de transmissão e infraestrutura de distribuição, ampliação das matrizes energética e elétrica, e contrapor os benefícios aos custos da GD (mais especificamente, o encarecimento da tarifa dos demais consumidores).

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. **Custo do subsídio à geração distribuída é de R\$ 1 bi por ano, diz Abradee.** Disponível em: <https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2020/01/28/internas_economia,823939/custo-subsidio-a-geracao-distribuida-e-de-r-1-bilhao-por-ano-abradee.shtml>. Acesso em: 15 jun. 2021.
- ABRADEE. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil.** Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 19 mar. 2021.
- ALMEIDA, F. G. DE; SILVA, S. Q. Considerações sobre o Estado empresário , lei de Concessões e reformas constitucionais no Brasil *. **Revista de Administração Pública**, v. 30, n. 5, p. 24–50, 1996.
- ALVES FILHO, M. et al. **Estudo da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos dos consumidores do grupo A.** Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...Gramado - Brasil: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018** Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/563>>
- ANDRADE, M. E. M. C.; MARTINS, E. Challenges with the public policy of measuring assets to set tariffs in the electricity sector: Should someone benefit and someone be sacrificed? **Revista Contabilidade e Finanças**, v. 28, n. 75, p. 344–360, 2017. <https://doi.org/10.1590/1808-057x201703160>
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 396, DE 23 DE FEVEREIRO DE 2010 - Institui a Contabilidade Regulatória e aprova alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2010396.pdf>>. Acesso em: 21 jan. 2021a.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2010 de 08/09/2010.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_0043_GD_SRD.pdf>. Acesso em: 8 jan. 2021b.
- ANEEL. **PRORET - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, de 22 de novembro de 2011.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/654800/14861179/PRORET+Submódulo+7+1+V1+-+Procedimentos+Gerais_atualizado+em+22.8.2012.pdf/da96c049-842a-4a56-a150-2a37b4f1b5c9?version=1.0>. Acesso em: 20 nov. 2018.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2018.
- ANEEL. **Geração Distribuída. 2015.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 16 set. 2018a.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2018b.
- ANEEL. **Como é composta a tarifa.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-

tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 17 out. 2018a.

ANEEL. **A tarifa de energia elétrica. 2016.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 7 abr. 2020b.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0062/2018 de 25/05/2018.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisu>. Acesso em: 10 nov. 2018a.

ANEEL. **Consulta Pública 10/2018.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=VC17Q5uM&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_partici>. Acesso em: 10 nov. 2018b.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas>>. Acesso em: 10 jan. 2019c.

ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKLi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKLi7q>. Acesso em: 20 jul. 2019d.

ANEEL. **Audiência Pública 1/2019.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&_participacaopublica_WAR_participacaopublicapor>. Acesso em: 1 fev. 2019a.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0078/2019 de 07/10/2019.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WA>. Acesso em: 10 jun. 2020b.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WA>. Acesso em: 10 jun. 2020c.

ANEEL. **Consulta Pública 25/2019.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=CHwupXjM&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet>

&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopub>. Acesso em: 6 jan. 2021d.

ANEEL. **Audiência Pública 40/2019**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=CHwupXjM&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopu>. Acesso em: 6 jan. 2021e.

ANEEL. **Ranking da Continuidade do Serviço 2018**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-2018>>. Acesso em: 10 set. 2020f.

ANEEL. **Subsídios para geração distribuída custarão R\$ 1 bilhão em 2021, diz Aneel**. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/subsidios-para-geracao-distribuida-custarao-r-1-bilhao-em-2021-diz-aneel/>>. Acesso em: 15 jun. 2021g.

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 20 abr. 2020a.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 5/2020-SRM/ANEEL - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR>. Acesso em: 8 jun. 2021b.

ANEEL. **Como funciona o setor elétrico brasileiro**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%252Fasset_publisher%252Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%253A%252F%252Fwww.aneel.gov.br%252Fhome%253Fp_auth%253DulSXNcT2%2526p_p_id%253D3%2526p_p_lifecycle%25>. Acesso em: 11 jan. 2021a.

ANEEL. **Agendas regulatórias da ANEEL no período de 2018 a 2022**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>>. Acesso em: 1 fev. 2021b.

ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída - Informações compiladas e mapa**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NmM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 12 mar. 2021c.

ANEEL. **Geração Distribuída: Informações compiladas e mapa**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NmM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 2 mar. 2021d.

ANEEL. **Para evitar crise, Aneel ativa termelétricas e gera custo de R\$ 9 bilhões**. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2021/06/15/para-evitar-crise-aneel-ativa-termeletricas-e-gera-custo-de-r-9-bilhoes.htm>>. Acesso em: 17 jun. 2021e.

ANEEL. **Despacho térmico total terá impacto de R\$ 9 bilhões até novembro/2021.** Disponível em: <<https://www.gazetadopovo.com.br/economia/breves/despacho-termico-total-tera-impacto-de-r-9-bilhoes-ate-novembro/>>. Acesso em: 17 jun. 2021f.

ANEEL. **Acionamento de termelétricas contra crise hídrica terá custo adicional de R\$ 9 bilhões, diz Aneel.** Disponível em: <https://www.ovale.com.br/_conteudo/brasil/2021/06/128392-acionamento-de-termeletricas-contracrise-hidrica-tera-custo-adicional-de-r-9-bilhoes--diz-aneel.html>. Acesso em: 17 jun. 2021g.

AZIMOH, C. L.; DZOBO, O.; MBOHWA, C. **Investigation of net metering as a tool for increasing electricity access in developing countries.** IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC) Investigation. **Anais...2017** Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1109/EPEC.2017.8286187>> <https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286187>

BAJAY, P. D. S. et al. **Textos de Discussão sobre Energia, Volume 1, N° 1 - Geração Distribuída, Eficiência Energética e o Consumidor Final: Propostas para a Realidade Brasileira** International Energy Initiative – IEI Brasil: V1 N1. Campinas: [s.n.]. Disponível em: <iei-brasil.org>.

BAJAY, S. et al. **Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro.** 1ª ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018.

BANDEIRA, F. DE P. M. **O Processo de Privatização no Setor Elétrico Nacional:** Estudo. Brasília: [s.n.].

BASSO, L. F. C.; SILVA, M. R. Reflexões sobre a Regulamentação. **RAC - Revista de Administração Contemporânea**, v. 4, n. 2, p. 67–85, 2000. <https://doi.org/10.1590/S1415-65552000000200005>

BAYOD-RÚJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, v. 34, n. 3, p. 377–383, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.12.008>

BERG, S. V.; TSCHIRHART, J. **Natural Monopoly Regulation: principles and practice.** New York: Cambridge University Press, 1989. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511572067>

BONBRIGHT, J. C. **Principles of Public Utility Rates.** [s.l.] Columbia University Press, New York, 1961. <https://doi.org/10.7312/bonb92418>

BRADSHAW, A. Regulatory change and innovation in Latin America: The case of renewable energy in Brazil. **Utilities Policy**, v. 49, p. 156–164, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.01.006>

BRASIL. **Decreto Nº 62.724, de 17 DE maio de 1968.** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D62724.htm>. Acesso em: 16 set. 2018.

BRASIL, C. N. **Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. Diário Oficial, 16 de julho de 1934,** 1934a.

BRASIL, C. N. Lei Nº 2.308/54. Institui o Fundo Federal de Eletrificação, cria o Imposto Único sobre Energia Elétrica, altera a legislação do imposto de consumo e dá outras providências. Diário Oficial, 31 de agosto de 1954, 1954.

BRASIL, C. N. Lei Nº 3.782/60. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia e dá outras providências. Diário Oficial, 22 de julho de 1960, 1960.

BRASIL, C. N. Lei Nº 3.890/A. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências. Diário Oficial de 25 de abril de 1961, 1961.

BRASIL, C. N. Lei Nº 5.899/73 - Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Diário Oficial, 05 de julho de 1973, 1973.

BRASIL, C. N. Lei 8.031/90 - Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. Diário Oficial, 12 de abril de 1990, 1990.

BRASIL, C. N. Lei Nº 8.631/93. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o Serviço Público de Energia Elétrica. Diário Oficial, 04 de março de 1993, 1993.

BRASIL, C. N. Lei Nº 8.987/95. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal. Diário Oficial, 13 de fevereiro de 1995, 1995a.

BRASIL, C. N. Lei Nº 9.074/95. Estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Diário Oficial, 07 de julho de 1995, 1995b.

BRASIL, C. N. Lei Nº 9.427/96. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Diário Oficial, 26 de dezembro de 1996, 1996.

BRASIL, C. N. Lei Nº 9.648/98. Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS. Diário Oficial, 27 de maio de 1998, 1998.

BRASIL, C. N. Lei Nº 10.438/02 - Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento. Diário Oficial, 26 , 2002.

BRASIL, C. N. Lei Nº 10.762/03 - Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, e outras providências. Diário Oficial, 11 de novembro de 2003, 2003.

BRASIL, C. N. Lei Nº 10.847/04. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Diário Oficial, 16 de março de 2004, 2004a.

BRASIL, C. N. Lei Nº 10.848/04. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Diário Oficial, 16 de março de 2004, 2004b.

BRASIL, C. N. Lei Nº 12.783/ de 11 de janeiro de 2013 - Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos

setoriais e sobre a modicidade tarifária; e outras providências, 2013.

BRASIL, C. N. **Anteprojeto de Lei Nº 1/2019 - Institui o Código Brasileiro de Energia Elétrica, e dá outras providências, 2019a.** Disponível em:

<<https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/56a-legislatura/codigo-brasileiro-de-energia-eletrica/outros-documentos/AnteprojetoDoCodigoBrasileiroDeEnergiaEltricaV1.pdf>>

BRASIL, C. N. **Crise Hídrica em 2021.** Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/evento-legislativo/61867>>. Acesso em: 15 jun. 2021.

BRASIL, B. C. DO. **Correção pela taxa SELIC.** Disponível em:

<<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/corrigirPelaSelic.do?method=corrigirPelaSelic>>. Acesso em: 5 nov. 2019.

BRASIL, B. C. DO. **Sistema de Expectativas de Mercado.** Disponível em:

<<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 10 fev. 2020.

BRASIL, C. DOS D. DO. **Projeto de Lei da Câmara dos Deputados Nº 5.829/19.**

Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/2228151>>. Acesso em: 31 jan. 2021b.

BRASIL, C. DOS D. DO. **PROJETO DE LEI N.º 5829, DE 2019.** Disponível em:

<<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 10 maio. 2021c.

BRASIL, S. F. DO. **Projeto de Lei do Senado Nº 232/16, 2016.** Disponível em:

<<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>>

BRASIL, P. D. R. **Decreto nº 24.643/34. Decreta o Código de Águas. Diário Oficial, 10 de julho de 1934., 1934b.**

BRASIL, P. D. R. **Lei Nº 1.628/52. Criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) e outras providências. Diário Oficial, 20 de junho de 1952, 1952.**

BRASIL, P. D. R. **Decreto Nº 5.163/04. Regulamenta a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica. Diário Oficial, 30 de julho de 2004, 2004c.**

CAPELLA, A. C. N. **Formulação de políticas públicas.** [s.l: s.n.].

CARSTENS, D. D. DOS S.; CUNHA, S. K. DA. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. *Energy Policy*, v. 125, n. February 2018, p. 396–404, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.063>

CASTRO, N. J. DE; DANTAS, G. **Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes.** Rio de Janeiro - Brasil: Publit, 2018.

CCEE. **CCEE - história e com quem se relaciona.** Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-

state=1534ac0gx5_127&_afLoop=103333758194076#!%40%40%3F_afLoop%3D103333758194076%26_adf.ctrl-state%3D1534ac0gx5_131>. Acesso em: 31 mar. 2021.

CHAN, G. et al. Design choices and equity implications of community shared solar. **Electricity Journal**, v. 30, n. 9, p. 37–41, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.10.006>

CLEMENTE, A. J. Leonardo Secchi. Análise de Políticas Públicas: Diagnóstico de Problemas, Recomendação de Soluções. São Paulo: Cengage Learning, 2016. **Revista Brasileira de Ciência Política**, n. 26, p. 313–322, 2018. <https://doi.org/10.1590/0103-335220182608>

CONFAZ. **Convênio ICMS Nº 16 de 22 de abril de 2015 - Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482**, 2015.

CONFAZ. **Convênio ICMS Nº 42 de 16 de maio de 2018 - Dispõe sobre a adesão dos Estados do Amazonas, do Paraná e de Santa Catarina às disposições do Convênio ICMS 16/15, que autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica**, 2018.

CROTTY, M. **The foundations of social research: Meaning and Perspective in the Research Process**. Sidney: Sage Publications Ltda, 1998.

DARGHOOUTH, N. R.; BARBOSE, G.; WISER, R. The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. **ENERGY POLICY**, v. 39, n. 9, p. 5243–5253, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.040>

DARGHOOUTH, N. R.; BARBOSE, G.; WISER, R. H. Customer-economics of residential photovoltaic systems (Part 1): The impact of high renewable energy penetrations on electricity bill savings with net metering. **Energy Policy**, v. 67, p. 290–300, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.042>

DIAS, R.; MATOS, F. **POLÍTICAS PÚBLICAS - Princípios, Propósitos e Processos**. [s.l.] Editora Atlas S.A., 2012.

DINNO, A. Nonparametric pairwise multiple comparisons in independent groups using Dunn's test. **Stata Journal**, v. 15, n. 1, p. 292–300, 2015. <https://doi.org/10.1177/1536867X1501500117>

ECONOMY, T. G. **Electricity production capacity - Country rankings**. Disponível em: <https://www.theglobaleconomy.com/rankings/electricity_production_capacity/>. Acesso em: 7 abr. 2021.

EID, C. et al. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. **Energy Policy**, v. 75, p. 244–254, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>

EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE2029.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2020.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras** Textos para discussão - Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro - Brasil: [s.n.].

FIGUEIRÓ, I. C. et al. **Residential market facing the new challenges of application of energy hourly rate**. International Conference on the European Energy Market, EEM. **Anais...** Stockholm, Sweden: 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2013 <https://doi.org/10.1109/EEM.2013.6607345>

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, v. 43, n. 2, p. 295–321, 2009. <https://doi.org/10.1590/S0034-76122009000200002>

GREENER. **Estudo Estratégico Brasil - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º semestre 2018**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/relatorios/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester-2018/>>.

GREENER. **Estudo Estratégico - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º Trimestre de 2019 - Tecnologias de Módulos**. Disponível em: <<https://www.greener.com.br>>. Acesso em: 30 nov. 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico Brasil - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º semestre 2020**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2-semester-de-2020/>>.

HAJI, S.; DURAZI, A.; AL-ALAWI, Y. Feed-in tariff structure development for photovoltaic electricity and the associated benefits for the Kingdom of Bahrain. **INTERNATIONAL JOURNAL OF SUSTAINABLE ENERGY**, v. 37, n. 5, p. 479–497, 2018. <https://doi.org/10.1080/14786451.2017.1304940>

HUGHES, L.; BELL, J. Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. **Energy Policy**, v. 34, n. 13, p. 1532–1539, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.002>

IBGE. **Série histórica da taxa de desocupação**. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/9173-pesquisa-nacional-por-amostra-de-domicilios-continua-trimestral.html?=&t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=desemprego>. Acesso em: 9 fev. 2021.

IEA. **Renewables 2019 – Analysis - IEA** International Energy Agency. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2019>>.

IPEADATA. **Preços: índice geral de preços do mercado (IGP-M)**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: 31 jan. 2021a.

IPEADATA. **Taxa de juros nominal SELIC**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38402>>. Acesso em: 11 fev. 2021b.

IPEADATA. **Taxa de câmbio - R\$ / US\$ - comercial - venda - fim período - R\$ - Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: 31 jan. 2021c.

JOSKOW, P. L. Chapter 16 - Regulation of Natural Monopoly. In: POLINSKY, A. M.; SHAVELL, S. (Eds.). . **Handbook of Law and Economics**. V2. ed. [s.l.] Elsevier, 2007. p. 1227–1348. [https://doi.org/10.1016/S1574-0730\(07\)02016-6](https://doi.org/10.1016/S1574-0730(07)02016-6)

KAHN, A. **The Economics of Regulation: Principles and Institutions**. [s.l.] John Wiley & Sons, 1970. v. 1 and 2

KONZEN, G.; ANDRADE, G. N. **O efeito de uma tarifa binômica no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...Belo Horizonte - Brasil: 2016** Disponível em: <<http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/index.htm>>

LAVRIJSEN, S.; PARRA, A. C. Radical prosumer innovations in the electricity sector and the impact on prosumer regulation. **Sustainability (Switzerland)**, v. 9, n. 7, p. 1–21, 2017. <https://doi.org/10.3390/su9071207>

LEÃO, R. **A Agenda 2030 das Nações Unidas e as Energias Renováveis no Brasil IPEA - Radar**, 2019. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/9398/1/Radar_n60_aAgenda2030.pdf> <https://doi.org/10.38116/radar60/agenda2030>

LÉVÊQUE, F. **Transport Pricing of Electricity Networks**. 1st. ed. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2003. <https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3756-1>

LOPES, A. B.; IUDÍCIBUS, S. DE. **Teoria Avançada da Contabilidade**. 2 ed ed. [s.l.] Editora Atlas S.A., 2012.

LORENZO, H. C. DE. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO : PASSADO E FUTURO A formação do setor elétrico brasileiro e a atuação das concessionárias estrangeiras. **Perspectivas: Revista de Ciências Sociais**, p. 147–170, 2001.

MARTIN, N.; RICE, J. Solar Feed-In Tariffs: Examining fair and reasonable retail rates using cost avoidance estimates. **Energy Policy**, v. 112, n. August 2017, p. 19–28, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.09.050>

MARTINS, E.; MIRANDA, G.; DINIZ, J. **Análise Didática das Demonstrações Contábeis**. [s.l: s.n.].

MELO, C. A.; JANNUZZI, G. D. M.; BAJAY, S. V. Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 222–234, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.054>

MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. DE Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, v. 104, p. 13–36, 2015. <https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i104p13-36>

MME. **Resenha Energética Brasileira. Oferta e Demanda de Energia. Instalações Energéticas. Energia do Mundo**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.mme.gov.br/Publica>.

MORAIS, J. M. DE. **Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7: Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos: o que**

mostra o retrato do Brasil? IPEA - Cadernos ODS, 2019. Disponível em:
<http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=34773>

MOREIRA, E. B. **Direito Das Concessões De Serviço Público - Inteligência da Lei 8.987/1995**. 1ª Ed. ed. [s.l: s.n.].

NETO, A. A.; LIMA, F. G. **Curso de Administração Financeira**. São Paulo: [s.n.].

ONS, O. N. DO S. E.-. **Evolução da capacidade instalada no sistema interligado nacional**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 2 mar. 2021a.

ONS, O. N. DO S. E.-. **Histórico da operação de volumes hidrológicos**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_volumes.aspx>. Acesso em: 17 jun. 2021b.

PELTZMAN, S. **Toward a more general theory of regulation**. NBER Working Paper nº 133. Chicago: 1976 <https://doi.org/10.3386/w0133>

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª Edição ed. São José dos Campos: INPE, 2017. <https://doi.org/10.34024/978851700089>

PEREIRA, M. G. et al. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.024>

PICCIARIELLO, A. et al. Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? **Electric Power Systems Research**, v. 119, p. 370–376, 2015a. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>

PICCIARIELLO, A. et al. Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. **Utilities Policy**, v. 37, p. 23–33, dez. 2015b. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.007>

PINTO JUNIOR, H. Q. et al. **Economia da Energia – Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. [s.l: s.n.].

PNUD, P. DAS N. U. PA RA O D. **Acompanhando a agenda 2030 para o desenvolvimento sustentável: subsídios iniciais do Sistema das Nações Unidas no Brasil sobre a identificação de indicadores nacionais referentes aos objetivos de desenvolvimento sustentável**. Brasília: Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2015.

RICHTER, M. Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. **Energy Policy**, v. 62, p. 1226–1237, 2013a. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.038>

RICHTER, M. German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. **Renewable Energy**, v. 55, p. 456–466, 2013b. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.052>

RODRÍGUEZ ORTEGA, M. P. et al. Distribution network tariffs: A closed question? **Energy Policy**, v. 36, n. 5, p. 1712–1725, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.025>

- SAJJAD, I. A. et al. Net-Metering Benefits for Residential Customers: The Economic Advantages of a Proposed User-Centric Model in Italy. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 24, n. 4, p. 39–49, jul. 2018. <https://doi.org/10.1109/MIAS.2017.2740459>
- SANTOS, L. L. C.; BERNARDON, D. P.; ABAIDE, A. R. **Impact of new policies of microgeneration and electricity tariff for residential consumers in LV network**. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013. **Anais...2013** <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2013.6554369>
- SATCHWELL, A.; MILLS, A.; BARBOSE, G. Regulatory and ratemaking approaches to mitigate financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. **Energy Policy**, v. 85, p. 115–125, 2015a. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.019>
- SATCHWELL, A.; MILLS, A.; BARBOSE, G. Quantifying the financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. **Energy Policy**, v. 80, p. 133–144, 2015b. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.043>
- SECCHI, L. **Políticas Públicas: Conceitos, Esquemas de Análise, Casos Práticos**. São Paulo: Cengage Learning, 2011.
- SECCHI, L. **Análise de Políticas Públicas: Diagnóstico de Problemas, Recomendação de Soluções**. São Paulo: Cengage Learning, 2016.
- SILVA, P. P. et al. Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 30–39, abr. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.028>
- SIMONE, L. F. C.; SALLES, M. B. C. The impact of distributed generation on the energy tariff and the Utility revenue in Brazil. **2017 6th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2017**, p. 370–375, 2017. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2017.8004842>
- SOARES, É. B. S. S.; EMMENDOERFER, M. L. Leonardo Secchi. Políticas Públicas: Conceitos, Esquemas de Análise, Casos Práticos. São Paulo: Cengage Learning, 2011. **Revista Organizações em Contexto**, v. 9, n. 18, p. 357–360, 31 dez. 2013. <https://doi.org/10.15603/1982-8756/roc.v9n18p357-360>
- SOUZA JÚNIOR, A. J. DE et al. Energia solar em organizações militares: uma análise da viabilidade econômico-financeira. **Navus - Revista de Gestão e Tecnologia**, p. 63–73, 2019. <https://doi.org/10.22279/navus.2019.v9n1.p63-73.762>
- STATISTICA. **Projected electricity generation capacity worldwide from 2018 to 2050**. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/859178/projected-world-electricity-generation-capacity-by-energy-source/>>. Acesso em: 7 abr. 2021.
- STIGLER, G. J. The Theory of Economic Regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, v. 2, n. 1, p. 3, 1971. <https://doi.org/10.2307/3003160>
- STIGLER, G. J.; FRIEDLAND, C. What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity. **Journal of Law and Economics**, v. 5, p. 1–16, 1962. <https://doi.org/10.1086/466579>
- TIRYAKI, G. F. A independência das agências reguladoras e o investimento privado no setor

de energia de países em desenvolvimento. **Economia Aplicada**, v. 16, n. 4, p. 683–709, 2012. <https://doi.org/10.1590/S1413-80502012000400007>

UNIÃO, T. D. C. DA. **ACÓRDÃO Nº 3063/2020 – TCU – Plenário: acerca de supostas violações aos princípios jurídicos praticados pela Agência Nacional de Energia Elétrica no âmbito da Consulta Pública ANEEL 25/2019**. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/sessoes/>>. Acesso em: 5 jan. 2021.

VARGAS, F. G. **Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M)**. Disponível em: <<https://portal.fgv.br/noticias/igp-m-setembro-2020>>. Acesso em: 28 out. 2020.

YATCHEW, A.; BAZILIAUSKAS, A. Ontario feed-in-tariff programs. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 3885–3893, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.033>

APÊNDICES

Apêndice 1: Dados referentes ao ano base de 2018 para a amostra estudada

Seq	Distribuidora	Estado	Região	Nº de consum.	Nº de prossum.	Porte	Proporção	TUSD + TE (MWh)	TUSD + TE (KWh)
1	Ceal	AL	Nordeste	1.155.476	369	GRANDE	MENOR	R\$ 516,17	R\$ 0,52
2	Coelba	BA	Nordeste	5.890.712	1.655	GRANDE	MENOR	R\$ 425,24	R\$ 0,43
3	Enel CE	CE	Nordeste	3.470.141	1.630	GRANDE	MENOR	R\$ 458,04	R\$ 0,46
4	Cemar	MA	Nordeste	2.431.525	767	GRANDE	MENOR	R\$ 540,33	R\$ 0,54
5	EPB	PB	Nordeste	1.402.530	837	GRANDE	MENOR	R\$ 475,56	R\$ 0,48
6	EBO	PB	Nordeste	209.608	95	PEQUENO	MENOR	R\$ 440,86	R\$ 0,44
7	Celpe	PE	Nordeste	3.652.101	940	GRANDE	MENOR	R\$ 471,11	R\$ 0,47
8	Cosern	RN	Nordeste	1.414.879	841	GRANDE	MENOR	R\$ 418,77	R\$ 0,42
9	ESE	SE	Nordeste	760.648	303	GRANDE	MENOR	R\$ 454,76	R\$ 0,45
10	Sulgipe	SE	Nordeste	145.544	7	PEQUENO	MENOR	R\$ 569,83	R\$ 0,57
11	Eletroacre	AC	Norte	258.707	62	PEQUENO	MENOR	R\$ 503,67	R\$ 0,50
12	Celpa	PA	Norte	2.591.576	836	GRANDE	MENOR	R\$ 578,88	R\$ 0,58
13	Boa Vista	RR	Norte	161.384	14	PEQUENO	MENOR	R\$ 474,28	R\$ 0,47
14	ETO	TO	Norte	572.607	609	GRANDE	MAIOR	R\$ 538,60	R\$ 0,54
15	CEB-DIS	DF	Oeste	1.054.588	457	GRANDE	MENOR	R\$ 448,90	R\$ 0,45
16	Celg-D	GO	Oeste	2.920.003	2.183	GRANDE	MAIOR	R\$ 473,49	R\$ 0,47
17	Chesp	GO	Oeste	36.189	34	PEQUENO	MAIOR	R\$ 542,63	R\$ 0,54
18	EMS	MS	Oeste	1.012.353	1.829	GRANDE	MAIOR	R\$ 487,55	R\$ 0,49
19	EMT	MT	Oeste	1.360.794	2.558	GRANDE	MAIOR	R\$ 502,73	R\$ 0,50
20	ELFSM	ES	Sudeste	109.847	182	PEQUENO	MAIOR	R\$ 522,27	R\$ 0,52
21	EDP ES	ES	Sudeste	1.534.409	921	GRANDE	MENOR	R\$ 477,45	R\$ 0,48
22	Cemig-D	MG	Sudeste	8.328.539	11.438	GRANDE	MAIOR	R\$ 507,03	R\$ 0,51
23	EMG	MG	Sudeste	445.049	544	GRANDE	MAIOR	R\$ 501,29	R\$ 0,50
24	DMED	MG	Sudeste	74.704	37	PEQUENO	MENOR	R\$ 436,99	R\$ 0,44
25	Enel RJ	RJ	Sudeste	2.657.168	2.014	GRANDE	MAIOR	R\$ 514,54	R\$ 0,51
26	Light	RJ	Sudeste	3.901.986	1.221	GRANDE	MENOR	R\$ 523,29	R\$ 0,52
27	ENF	RJ	Sudeste	105.403	47	PEQUENO	MENOR	R\$ 523,53	R\$ 0,52
28	CPFL Jaguari	SP	Sudeste	40.964	375	GRANDE	MAIOR	R\$ 420,44	R\$ 0,42
29	CPFL Paulista	SP	Sudeste	4.304.180	3.660	GRANDE	MAIOR	R\$ 412,87	R\$ 0,41
30	Elektro	SP	Sudeste	2.597.975	2.686	GRANDE	MAIOR	R\$ 479,14	R\$ 0,48
31	ESS	SP	Sudeste	765.658	969	GRANDE	MAIOR	R\$ 881,23	R\$ 0,88
32	EDP SP	SP	Sudeste	1.833.919	546	GRANDE	MENOR	R\$ 460,20	R\$ 0,46

33	CPFL Piratininga	SP	Sudeste	1.680.972	649	GRANDE	MENOR	R\$	452,12	R\$	0,45
34	Eletropaulo	SP	Sudeste	7.065.622	543	GRANDE	MENOR	R\$	413,32	R\$	0,41
35	Forcel	PR	Sul	7.567	15	PEQUENO	MAIOR	R\$	484,49	R\$	0,48
36	Copel-DIS	PR	Sul	4.546.801	3.080	GRANDE	MENOR	R\$	441,28	R\$	0,44
37	Cocel	PR	Sul	49.260	18	PEQUENO	MENOR	R\$	521,82	R\$	0,52
38	RGE SUL	RS	Sul	1.329.738	5.916	GRANDE	MAIOR	R\$	465,04	R\$	0,47
39	Eletrocar	RS	Sul	36.909	124	PEQUENO	MAIOR	R\$	505,38	R\$	0,51
40	Hidropan	RS	Sul	18.218	57	PEQUENO	MAIOR	R\$	519,92	R\$	0,52
41	MuxEnergia	RS	Sul	11.305	20	PEQUENO	MAIOR	R\$	447,66	R\$	0,45
42	Uhenpal	RS	Sul	15.747	30	PEQUENO	MAIOR	R\$	482,57	R\$	0,48
43	Celesc-DIS	SC	Sul	2.888.968	3.063	GRANDE	MAIOR	R\$	446,31	R\$	0,45
44	EFLJC	SC	Sul	3.644	3	PEQUENO	MAIOR	R\$	604,91	R\$	0,60
45	Eflul	SC	Sul	6.691	16	PEQUENO	MAIOR	R\$	621,07	R\$	0,62
46	Ienergia	SC	Sul	34.854	77	PEQUENO	MAIOR	R\$	461,38	R\$	0,46
47	Cooperaliança	SC	Sul	36.994	8	PEQUENO	MENOR	R\$	490,21	R\$	0,49

CLASSIFICAÇÃO	MEDIANA	MÉDIA
GRANDE PORTE	0,4735	0,4892
PEQUENO PORTE	0,5045	0,5085
MAIOR PROPORÇÃO	0,5013	0,5140
MENOR PROPORÇÃO	0,4727	0,4799

Apêndice 2: Peso dos componentes da TUSD e da TE no ano base de 2018

SEQ	Distribuidora	Estado	Região	TotalTUSD	TotalTE	TUSD				TE			
						TUSD - PESOS DOS COMPONENTES				TE - PESO DOS COMPONENTES			
						FIO A	FIO B	ENCARGOS	PERDAS	ENERGIA	ENCARGO	FIO TRANSP	ENC TRAN
1	Ceal	AL	Nordeste	R\$ 296,15	R\$ 220,02	11,70%	58,80%	5,70%	23,80%	75,00%	23,10%	0,00%	1,90%
2	Coelba	BA	Nordeste	R\$ 227,39	R\$ 197,84	10,50%	69,30%	7,40%	12,80%	76,30%	21,90%	0,00%	1,80%
3	Enel CE	CE	Nordeste	R\$ 225,41	R\$ 232,63	8,40%	71,10%	7,20%	13,30%	78,70%	19,50%	0,00%	1,90%
4	Cemar	MA	Nordeste	R\$ 331,38	R\$ 208,95	10,20%	71,30%	5,10%	13,40%	80,40%	17,60%	0,00%	2,00%
5	EBO	PB	Nordeste	R\$ 213,97	R\$ 226,89	10,50%	72,70%	8,40%	8,40%	71,90%	26,50%	0,00%	1,70%
6	EPB	PB	Nordeste	R\$ 265,26	R\$ 210,29	10,70%	71,40%	6,30%	11,60%	77,30%	20,70%	0,00%	1,90%
7	Celpe	PE	Nordeste	R\$ 247,48	R\$ 223,63	7,70%	65,90%	6,60%	19,80%	77,90%	20,20%	0,00%	1,90%
8	Cosern	RN	Nordeste	R\$ 197,27	R\$ 221,50	10,70%	67,10%	7,90%	14,20%	78,20%	20,00%	0,00%	1,70%
9	ESE	SE	Nordeste	R\$ 242,20	R\$ 212,56	7,60%	73,10%	7,00%	12,30%	75,80%	22,40%	0,00%	1,80%
10	Sulgipe	SE	Nordeste	R\$ 346,27	R\$ 223,56	10,10%	71,60%	5,00%	13,30%	88,90%	11,10%	0,00%	0,00%
11	Eletroacre	AC	Norte	R\$ 322,08	R\$ 181,58	1,70%	72,50%	11,30%	14,50%	71,90%	26,50%	0,00%	1,60%
12	Celpa	PA	Norte	R\$ 343,97	R\$ 234,91	10,50%	61,60%	5,20%	22,70%	75,00%	23,20%	0,00%	1,80%
13	Boa Vista	RR	Norte	R\$ 256,30	R\$ 217,98	0,00%	69,90%	3,80%	26,20%	99,00%	1,00%	0,00%	0,00%
14	ETO	TO	Norte	R\$ 304,27	R\$ 234,33	8,00%	74,60%	5,80%	11,60%	79,80%	19,00%	0,00%	1,20%
15	CEB-DIS	DF	Oeste	R\$ 202,30	R\$ 246,60	17,30%	47,50%	19,70%	15,40%	73,40%	21,50%	3,40%	1,80%
16	Celg-D	GO	Oeste	R\$ 228,83	R\$ 244,66	17,30%	51,70%	16,50%	14,50%	72,00%	23,60%	3,10%	1,30%
17	Chesp	GO	Oeste	R\$ 351,92	R\$ 190,70	17,00%	66,20%	11,40%	5,40%	72,10%	23,20%	3,10%	1,50%
18	EMS	MS	Oeste	R\$ 253,01	R\$ 234,54	11,40%	58,80%	14,60%	15,20%	75,20%	21,30%	2,70%	0,90%
19	EMT	MT	Oeste	R\$ 242,77	R\$ 259,96	8,00%	59,20%	15,70%	17,10%	78,60%	17,80%	2,30%	1,20%
20	ELFSM	ES	Sudeste	R\$ 280,48	R\$ 241,79	20,60%	54,50%	14,60%	10,20%	79,90%	17,70%	0,40%	2,00%
21	EDP ES	ES	Sudeste	R\$ 224,33	R\$ 253,12	13,30%	52,00%	17,70%	17,00%	72,10%	23,60%	3,20%	1,20%
22	Cemig-D	MG	Sudeste	R\$ 266,56	R\$ 240,47	11,90%	60,60%	13,30%	14,20%	73,70%	21,90%	3,10%	1,30%
23	DMED	MG	Sudeste	R\$ 230,24	R\$ 206,75	11,90%	67,10%	16,60%	4,40%	61,30%	32,20%	5,80%	0,60%
24	EMG	MG	Sudeste	R\$ 251,81	R\$ 249,48	9,90%	64,60%	14,70%	10,80%	76,70%	19,20%	3,20%	0,90%
25	Enel RJ	RJ	Sudeste	R\$ 273,60	R\$ 240,94	11,80%	54,60%	14,20%	19,40%	71,60%	24,40%	2,80%	1,20%
26	ENF	RJ	Sudeste	R\$ 281,78	R\$ 241,75	24,60%	55,40%	13,80%	6,20%	89,80%	10,20%	0,00%	0,00%
27	Light	RJ	Sudeste	R\$ 269,07	R\$ 254,22	8,00%	47,60%	13,90%	30,40%	71,30%	24,50%	2,80%	1,50%
28	EDP SP	SP	Sudeste	R\$ 205,38	R\$ 254,82	19,30%	48,30%	18,20%	14,10%	69,80%	24,70%	3,90%	1,60%
29	CPFL Jaguari	SP	Sudeste	R\$ 211,56	R\$ 208,88	14,40%	57,60%	18,50%	9,50%	70,90%	24,60%	3,40%	1,00%
30	CPFL Paulista	SP	Sudeste	R\$ 162,30	R\$ 250,57	14,30%	48,30%	22,80%	14,70%	71,90%	23,30%	3,10%	1,60%
31	CPFL Piratininga	SP	Sudeste	R\$ 193,67	R\$ 258,45	16,50%	50,50%	20,20%	12,80%	69,70%	24,90%	3,80%	1,70%
32	Elektro	SP	Sudeste	R\$ 223,69	R\$ 255,45	18,60%	55,80%	16,30%	9,30%	69,30%	24,30%	3,60%	2,80%

33	Eletropaulo	SP	Sudeste	R\$ 186,93	R\$ 226,39	17,10%	50,50%	19,80%	12,60%	70,50%	23,70%	4,10%	1,70%
34	ESS	SP	Sudeste	R\$ 418,04	R\$ 463,19	19,60%	51,80%	17,70%	10,90%	74,30%	21,60%	3,30%	0,80%
35	Cocel	PR	Sul	R\$ 265,36	R\$ 256,46	24,30%	53,80%	14,30%	7,50%	87,30%	12,70%	0,00%	0,00%
36	Copel-DIS	PR	Sul	R\$ 198,70	R\$ 242,57	12,20%	56,10%	18,60%	13,10%	73,20%	21,90%	3,30%	1,60%
37	Forcel	PR	Sul	R\$ 320,28	R\$ 164,20	19,60%	65,60%	11,00%	3,70%	75,60%	20,60%	3,80%	0,00%
38	Eletrocar	RS	Sul	R\$ 265,85	R\$ 239,53	11,10%	66,40%	14,20%	8,30%	89,40%	10,60%	0,00%	0,00%
39	Hidropan	RS	Sul	R\$ 277,36	R\$ 242,56	15,20%	65,50%	13,90%	5,40%	87,90%	12,10%	0,00%	0,00%
40	MuxEnergia	RS	Sul	R\$ 256,94	R\$ 190,72	25,90%	53,00%	14,70%	6,40%	87,60%	12,40%	0,00%	0,00%
41	RGE SUL	RS	Sul	R\$ 210,58	R\$ 254,46	18,10%	52,30%	17,40%	12,20%	73,00%	21,90%	3,30%	1,80%
42	Uhenpal	RS	Sul	R\$ 292,60	R\$ 189,97	23,80%	55,50%	12,60%	8,00%	85,20%	11,50%	3,20%	0,00%
43	Celesc-DIS	SC	Sul	R\$ 181,65	R\$ 264,65	15,50%	49,40%	20,00%	15,10%	73,60%	21,80%	3,20%	1,50%
44	Cooperaliança	SC	Sul	R\$ 251,97	R\$ 238,24	23,60%	52,50%	14,60%	9,20%	85,40%	14,60%	0,00%	0,00%
45	EFLJC	SC	Sul	R\$ 323,24	R\$ 281,67	24,30%	58,30%	11,80%	5,60%	89,50%	10,50%	0,00%	0,00%
46	Eflul	SC	Sul	R\$ 320,05	R\$ 301,02	22,40%	58,60%	12,70%	6,20%	84,60%	15,40%	0,00%	0,00%
47	Ienergia	SC	Sul	R\$ 221,26	R\$ 240,12	31,00%	40,50%	17,30%	11,20%	73,50%	21,10%	4,40%	1,00%
			MÉDIA	R\$ 258,80	R\$ 237,78	14,60%	59,60%	13,10%	12,60%	77,40%	19,80%	1,70%	1,10%
			MEDIANA	R\$ 253,01	R\$ 239,53	13,30%	58,60%	14,20%	12,60%	75,20%	21,50%	2,30%	1,30%

Apêndice 3: Faturamento da tarifa do prosumidor de acordo com o modelo da NT 62/2018 - moeda real (R\$) - ano base 2018

DISTRIBUIDORA: CEMIG DISTRIBUIÇÃO

Total TUSD	Total TE	TUSD + TE	
MWh	MWh	MWh	KWh
266,56	240,47	507,03	0,51

TUSD - MWh																				
ENCARGO - TUSD								FIO A - TUSD								FIO B - TUSD	Perdas - TUSD			
RGR	TFSEE	PeD	ONS	CCC	CDE	PROINFA	LiminarI	RB	FR	CCT	CCD	CUSD	GT	GONS	FioB	PT	PerRB/D	PNT	RI	
0,00	0,54	1,97	0,00	0,00	25,55	7,50	0,00	25,42	4,70	1,34	0,00	0,14	0,00	0,00	161,48	25,31	0,57	9,14	2,90	

TE - MWh									
ENCARGO - TE				ENERGIA - TE	FIO A - TE				ENCARGO - TE
PeD	ESSERR	CFURH	CDEE	Energia	TranItaipu	TUSTITAIPU	TUSTCI	SUBSIDIO	PerRB
2,35	15,84	0,00	34,38	177,31	4,53	2,98	0,00	0,00	3,08

Nota: faturamento de acordo com o modelo da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a). Para exemplificação do faturamento do prosumidor foi utilizada a tarifa de 2018 da distribuidora CEMIG e considerou-se que ao final de um ciclo de faturamento a energia consumida é 300 kWh e a energia injetada por microgeração distribuída é 200 kWh. A compensação da energia produzida por GD segue disposta para os cenários: C_base, C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7. Variáveis: Total geral = total da fatura de energia de acordo com o consumo de kWh; Valor líq. da fatura = valor líquido da fatura após o abatimento da diferença entre os kWh de energia consumidos e os injetados na rede da distribuidora; Economia pela GD = diferença entre o total geral e o valor líquido da fatura de energia; Econ vr unit = valor da economia pela GD dividido pelos kWh consumidos para obtenção do valor unitário do kWh; Variação % da economia em relação ao C_base = diferença percentual entre a economia pela GD dos cenários C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7 em relação ao C_base.

Continua...

...continuação

CENÁRIOS	Total geral	Valor líq. da fatura	Economia pela GD	Econ vr unit	Varição % da economia em relação ao C_base
C_base - KWh	(300 – 200) x (TUSD + TE)				
Sem simultaneidade	152,11	50,70	101,41	0,51	
Com simultaneidade	152,11	50,70	101,41	0,51	
C1 - KWh	(300 – 200) x (TUSD – Transporte Fio B + TE) + (300) x (Transporte Fio B)				
Sem simultaneidade	152,11	83,00	69,11	0,35	-32%
Com simultaneidade	152,11	73,31	78,80	0,39	-22%
C2 - KWh	(300 – 200) x (TUSD – Transporte Fio A – Transporte Fio B + TE) + (300) x (Transporte Fio A + Transporte Fio B)				
Sem simultaneidade	152,11	89,32	62,79	0,31	-38%
Com simultaneidade	152,11	77,73	74,37	0,37	-27%
C3 - KWh	(300 – 200) x (TUSD – Transporte Fio A – Transporte Fio B – Encargos + TE) + (300) x (Transporte Fio A + Transporte Fio B + Encargos)				
Sem simultaneidade	152,11	96,43	55,68	0,28	-45%
Com simultaneidade	152,11	82,71	69,40	0,35	-32%

Continua...

CENÁRIOS	Total geral	Valor líq. da fatura	Economia pela GD	Econ vr unit	...continuação Variação % da economia em relação ao C_base
C4 - KWh	(300 – 200) x (TE) + (300) x (TUSD)				
Sem simultaneidade	152,11	104,02	48,09	0,24	-53%
Com simultaneidade	152,11	88,02	64,09	0,32	-37%
C5 - KWh	(300 – 200) x (Energia) + (300) x (TUSD + TE – TE Energia)				
Sem simultaneidade	152,11	116,65	35,46	0,18	-65%
Com simultaneidade	152,11	96,86	55,24	0,28	-46%
C6 - KWh	(300 – 200) x (TUSD – Transporte Fio A + TE) + (300) x (Transporte Fio A)				
Sem simultaneidade	152,11	57,02	95,09	0,48	-6%
Com simultaneidade	152,11	55,13	96,98	0,48	-4%
C7 - KWh	(300 – 200) x (TUSD – 70% Transporte Fio A – 70% Transporte Fio B + TE) + (300) x (Transporte Fio A + Transporte Fio B)				
Sem simultaneidade	152,11	71,30	80,80	0,40	-20%
Com simultaneidade	152,11	69,62	82,48	0,41	-19%

Apêndice 4: *Payback* - Síntese do *payback* em anos e da variação percentual do *payback* de cada cenário em relação ao C_base a partir do fluxo de caixa de investimento do prossumidor de energia elétrica por GD

Payback do prossumidor

<i>Payback</i> em anos	C base	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
<i>Payback</i> simples - sem simultaneidade (SS)	7	10	11	13	17	23	7	8
<i>Payback</i> simples - com simultaneidade (CS)	7	9	9	10	10	14	7	8
<i>Payback</i> descontado - sem simultaneidade (SS)	9	16	19	25	25	25	9	11
<i>Payback</i> descontado - com simultaneidade (CS)	9	14	16	18	21	25	10	12
Variação % do <i>payback</i> em relação ao C base	C1-C base	C2-C base	C3-C base	C4-C base	C5-C base	C6-C base	C7-C base	
<i>Payback</i> simples - sem simultaneidade (SS)	43%	57%	86%	143%	229%	0%	14%	
<i>Payback</i> simples - com simultaneidade (CS)	29%	29%	43%	43%	100%	0%	14%	
<i>Payback</i> descontado - sem simultaneidade (SS)	78%	111%	178%	178%	178%	0%	22%	
<i>Payback</i> descontado - com simultaneidade (CS)	56%	78%	100%	133%	178%	11%	33%	

Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE.

Continua...

Fluxo de caixa de investimento do prossumidor para geração de energia elétrica por GD

...continuação

Cenário	Ano	Geração de energia (kWh)	Perda acumulada sobre a geração de energia	Geração de energia líquida (kWh)	Fluxo de investimento (R\$)	Operação e manutenção (R\$)	SEM SIMULTANEIDADE (SS)					COM SIMULTANEIDADE DE 30% (CS)				
							Tarifa (R\$/kWh)	Economia (R\$)	Entradas líquidas (R\$)	Fluxo de cx acum. (R\$)	Fluxo de cx acum. desc. (R\$)	Tarifa (R\$/kWh)	Economia (R\$)	Entradas líquidas (R\$)	Fluxo de cx acum. (R\$)	Fluxo de cx acum. desc. (R\$)
C_base	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,51	5.688,44	5.313,44	-32.186,56	-32.186,56	0,51	5.688,44	5.313,44	-32.186,56	-32.186,56
C_base	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,53	5.870,30	5.479,36	-26.707,20	-27.355,63	0,53	5.870,30	5.479,36	-26.707,20	-27.355,63
C_base	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,58	6.337,40	5.911,00	-20.796,20	-22.462,21	0,58	6.337,40	5.911,00	-20.796,20	-22.462,21
C_base	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,60	6.531,73	6.087,68	-14.708,52	-17.730,12	0,60	6.531,73	6.087,68	-14.708,52	-17.730,12
C_base	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,62	6.718,36	6.256,81	-8.451,70	-13.163,39	0,62	6.718,36	6.256,81	-8.451,70	-13.163,39
C_base	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,65	6.899,58	6.419,86	-2.031,85	-8.763,65	0,65	6.899,58	6.419,86	-2.031,85	-8.763,65
C_base	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,67	7.082,85	6.584,22	4.552,37	-4.526,66	0,67	7.082,85	6.584,22	4.552,37	-4.526,66
C_base	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,70	7.257,88	6.739,60	11.291,97	-454,38	0,70	7.257,88	6.739,60	11.291,97	-454,38
C_base	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,72	7.427,10	6.888,40	18.180,37	3.453,77	0,72	7.427,10	6.888,40	18.180,37	3.453,77
C_base	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,74	7.589,86	7.029,94	25.210,31	7.198,81	0,74	7.589,86	7.029,94	25.210,31	7.198,81
C_base	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,77	7.745,56	7.163,58	32.373,89	10.782,12	0,77	7.745,56	7.163,58	32.373,89	10.782,12
C_base	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,79	7.893,57	7.288,66	39.662,55	14.205,47	0,79	7.893,57	7.288,66	39.662,55	14.205,47
C_base	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,81	8.033,30	-2.026,62	37.635,93	13.311,70	0,81	8.033,30	-2.026,62	37.635,93	13.311,70
C_base	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,84	8.164,19	7.510,67	45.146,60	16.421,87	0,84	8.164,19	7.510,67	45.146,60	16.421,87
C_base	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,86	8.285,67	7.606,41	52.753,01	19.379,44	0,86	8.285,67	7.606,41	52.753,01	19.379,44
C_base	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,88	8.397,24	7.691,21	60.444,21	22.187,47	0,88	8.397,24	7.691,21	60.444,21	22.187,47
C_base	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,90	8.498,40	7.764,55	68.208,77	24.849,25	0,90	8.498,40	7.764,55	68.208,77	24.849,25
C_base	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,92	8.588,70	7.825,93	76.034,70	27.368,34	0,92	8.588,70	7.825,93	76.034,70	27.368,34
C_base	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,94	8.667,72	7.874,90	83.909,60	29.748,48	0,94	8.667,72	7.874,90	83.909,60	29.748,48
C_base	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,96	8.735,09	7.911,04	91.820,64	31.993,61	0,96	8.735,09	7.911,04	91.820,64	31.993,61
C_base	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,98	8.790,48	7.933,97	99.754,61	34.107,82	0,98	8.790,48	7.933,97	99.754,61	34.107,82
C_base	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	1,00	8.833,61	7.943,35	107.697,96	36.095,35	1,00	8.833,61	7.943,35	107.697,96	36.095,35
C_base	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	1,02	8.864,25	7.938,91	115.636,87	37.960,52	1,02	8.864,25	7.938,91	115.636,87	37.960,52
C_base	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	1,03	8.882,20	7.920,40	123.557,27	39.707,78	1,03	8.882,20	7.920,40	123.557,27	39.707,78
C_base	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	1,05	8.887,35	7.887,65	131.444,93	41.341,61	1,05	8.887,35	7.887,65	131.444,93	41.341,61
C1	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,35	3.876,75	3.501,75	-33.998,25	-33.998,25	0,39	4.420,26	4.045,26	-33.454,74	-33.454,74
C1	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,36	4.000,69	3.609,76	-30.388,49	-30.815,67	0,41	4.561,57	4.170,64	-29.284,10	-29.852,46
C1	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,39	4.319,03	3.892,63	-26.495,86	-27.593,16	0,45	4.924,54	4.498,15	-24.785,96	-26.241,71
C1	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,41	4.451,47	4.007,42	-22.488,43	-24.478,10	0,47	5.075,55	4.631,50	-20.154,46	-22.786,52
C1	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,43	4.578,66	4.117,12	-18.371,32	-21.473,09	0,48	5.220,57	4.759,03	-15.395,43	-19.486,95
C1	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,44	4.702,17	4.222,44	-14.148,88	-18.579,31	0,50	5.361,39	4.881,66	-10.513,77	-16.341,42

Continua...

C1	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,46	4.827,07	4.328,44	-9.820,44	-15.793,94	0,52	5.503,80	5.005,17	-5.508,60	-13.344,10	...continuação
C1	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,47	4.946,35	4.428,08	-5.392,37	-13.118,35	0,54	5.639,81	5.121,53	-387,07	-10.493,73	
C1	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,49	5.061,67	4.522,98	-869,39	-10.552,23	0,56	5.771,30	5.232,60	4.845,54	-7.787,23	
C1	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,51	5.172,60	4.612,68	3.743,29	-8.094,93	0,58	5.897,78	5.337,86	10.183,40	-5.221,30	
C1	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,52	5.278,71	4.696,73	8.440,02	-5.745,57	0,60	6.018,77	5.436,78	15.620,18	-2.792,42	
C1	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,54	5.379,58	4.774,67	13.214,69	-3.502,99	0,62	6.133,78	5.528,87	21.149,05	-496,86	
C1	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,56	5.474,81	-4.585,11	8.629,59	-5.525,10	0,63	6.242,36	-3.817,56	17.331,49	-1.969,94	
C1	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,57	5.564,01	4.910,50	13.540,08	-3.491,66	0,65	6.344,07	5.690,55	23.022,04	70,78	
C1	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,59	5.646,81	4.967,54	18.507,62	-1.560,15	0,67	6.438,47	5.759,20	28.781,24	1.990,23	
C1	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,60	5.722,84	5.016,81	23.524,43	271,47	0,69	6.525,16	5.819,13	34.600,37	3.792,68	
C1	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,62	5.791,78	5.057,94	28.582,37	2.005,39	0,70	6.603,77	5.869,92	40.470,29	5.482,43	
C1	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,63	5.853,32	5.090,56	33.672,93	3.643,99	0,72	6.673,93	5.911,17	46.381,46	7.063,87	
C1	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,64	5.907,18	5.114,36	38.787,30	5.189,77	0,73	6.735,34	5.942,53	52.323,99	8.541,41	
C1	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,66	5.953,09	5.129,04	43.916,34	6.645,38	0,75	6.787,69	5.963,64	58.287,63	9.919,46	
C1	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,67	5.990,84	5.134,33	49.050,66	8.013,56	0,76	6.830,74	5.974,22	64.261,85	11.202,45	
C1	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	0,68	6.020,24	5.129,97	54.180,64	9.297,14	0,78	6.864,25	5.973,99	70.235,83	12.394,78	
C1	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	0,69	6.041,12	5.115,78	59.296,41	10.499,04	0,79	6.888,06	5.962,72	76.198,55	13.500,79	
C1	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	0,70	6.053,35	5.091,55	64.387,97	11.622,25	0,80	6.902,01	5.940,21	82.138,76	14.524,81	
C1	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	0,71	6.056,86	5.057,16	69.445,13	12.669,78	0,81	6.906,00	5.906,31	88.045,07	15.471,07	
C2	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,31	3.522,25	3.147,25	-34.352,75	-34.352,75	0,37	4.172,11	3.797,11	-33.702,89	-33.702,89	
C2	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,33	3.634,86	3.243,92	-31.108,82	-31.492,71	0,39	4.305,49	3.914,55	-29.788,34	-30.321,79	
C2	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,36	3.924,09	3.497,69	-27.611,13	-28.597,15	0,42	4.648,08	4.221,68	-25.566,65	-26.932,97	
C2	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,37	4.044,41	3.600,37	-24.010,77	-25.798,50	0,44	4.790,61	4.346,56	-21.220,09	-23.690,35	
C2	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,39	4.159,98	3.698,43	-20.312,33	-23.099,09	0,46	4.927,49	4.465,95	-16.754,15	-20.593,98	
C2	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,40	4.272,19	3.792,46	-16.519,87	-20.499,99	0,48	5.060,41	4.580,68	-12.173,47	-17.642,39	
C2	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,42	4.385,67	3.887,04	-12.632,84	-17.998,65	0,49	5.194,82	4.696,19	-7.477,27	-14.830,10	
C2	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,43	4.494,04	3.975,77	-8.657,07	-15.596,37	0,51	5.323,19	4.804,92	-2.672,36	-12.155,94	
C2	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,45	4.598,82	4.060,13	-4.596,94	-13.292,85	0,53	5.447,30	4.908,61	2.236,25	-9.617,02	
C2	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,46	4.699,61	4.139,69	-457,26	-11.087,53	0,55	5.566,68	5.006,76	7.243,01	-7.210,25	
C2	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,48	4.796,01	4.214,03	3.756,77	-8.979,62	0,56	5.680,88	5.098,89	12.341,91	-4.932,32	
C2	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,49	4.887,66	4.282,75	8.039,52	-6.968,08	0,58	5.789,43	5.184,52	17.526,43	-2.779,73	
C2	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,50	4.974,18	-5.085,74	2.953,78	-9.210,98	0,60	5.891,92	-4.168,00	13.358,43	-4.388,04	
C2	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,52	5.055,23	4.401,71	7.355,49	-7.388,23	0,61	5.987,91	5.334,40	18.692,82	-2.475,04	
C2	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,53	5.130,45	4.451,18	11.806,67	-5.657,49	0,63	6.077,02	5.397,75	24.090,57	-676,05	
C2	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,55	5.199,53	4.493,50	16.300,18	-4.016,94	0,65	6.158,84	5.452,81	29.543,39	1.012,93	
C2	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,56	5.262,17	4.528,32	20.828,50	-2.464,57	0,66	6.233,04	5.499,19	35.042,58	2.595,96	
C2	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,57	5.318,08	4.555,32	25.383,81	-998,26	0,68	6.299,26	5.536,50	40.579,08	4.077,16	

Continua...

																...continuação
C2	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,58	5.367,01	4.574,20	29.958,01	384,26	0,69	6.357,22	5.564,41	46.143,49	5.460,68
C2	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,60	5.408,73	4.584,68	34.542,69	1.685,38	0,71	6.406,64	5.582,59	51.726,07	6.750,68
C2	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,61	5.443,03	4.586,51	39.129,19	2.907,57	0,72	6.447,26	5.590,75	57.316,82	7.951,32
C2	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	0,62	5.469,73	4.579,47	43.708,66	4.053,41	0,73	6.478,90	5.588,63	62.905,45	9.066,74
C2	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	0,63	5.488,70	4.563,36	48.272,02	5.125,53	0,75	6.501,37	5.576,02	68.481,48	10.101,03
C2	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	0,64	5.499,82	4.538,02	52.810,04	6.126,63	0,76	6.514,53	5.552,73	74.034,21	11.058,25
C2	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	0,65	5.503,00	4.503,31	57.313,35	7.059,43	0,77	6.518,31	5.518,61	79.552,82	11.942,39
C3	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,28	3.123,27	2.748,27	-34.751,73	-34.751,73	0,35	3.892,82	3.517,82	-33.982,18	-33.982,18
C3	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,29	3.223,12	2.832,18	-31.919,56	-32.254,72	0,36	4.017,27	3.626,33	-30.355,85	-30.850,03
C3	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,32	3.479,58	3.053,18	-28.866,37	-29.727,14	0,39	4.336,93	3.910,53	-26.445,32	-27.710,97
C3	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,33	3.586,28	3.142,23	-25.724,14	-27.284,61	0,41	4.469,91	4.025,86	-22.419,45	-24.707,60
C3	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,34	3.688,75	3.227,20	-22.496,94	-24.929,14	0,43	4.597,63	4.136,09	-18.283,37	-21.839,93
C3	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,36	3.788,25	3.308,52	-19.188,41	-22.661,70	0,44	4.721,65	4.241,92	-14.041,44	-19.106,62
C3	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,37	3.888,87	3.390,24	-15.798,17	-20.480,05	0,46	4.847,07	4.348,44	-9.693,01	-16.502,58
C3	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,38	3.984,97	3.466,70	-12.331,47	-18.385,36	0,48	4.966,85	4.448,57	-5.244,44	-14.026,74
C3	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,40	4.077,88	3.539,19	-8.792,28	-16.377,40	0,49	5.082,65	4.543,95	-700,49	-11.676,44
C3	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,41	4.167,25	3.607,33	-5.184,95	-14.455,68	0,51	5.194,04	4.634,11	3.933,63	-9.448,81
C3	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,42	4.252,74	3.670,76	-1.514,20	-12.619,52	0,53	5.300,58	4.718,60	8.652,23	-7.340,77
C3	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,43	4.334,00	3.729,09	2.214,90	-10.868,03	0,54	5.401,87	4.796,96	13.449,19	-5.349,09
C3	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,45	4.410,73	-5.649,20	-3.434,30	-13.359,42	0,56	5.497,50	-4.562,42	8.886,77	-7.109,59
C3	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,46	4.482,59	3.829,07	394,77	-11.773,80	0,57	5.587,07	4.933,55	13.820,32	-5.340,35
C3	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,47	4.549,29	3.870,02	4.264,79	-10.269,03	0,59	5.670,20	4.990,94	18.811,26	-3.676,94
C3	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,48	4.610,55	3.904,52	8.169,31	-8.843,51	0,60	5.746,55	5.040,52	23.851,78	-2.115,67
C3	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,50	4.666,09	3.932,24	12.101,55	-7.495,49	0,62	5.815,78	5.081,93	28.933,72	-652,75
C3	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,51	4.715,67	3.952,91	16.054,46	-6.223,09	0,63	5.877,57	5.114,81	34.048,53	715,64
C3	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,52	4.759,05	3.966,24	20.020,70	-5.024,32	0,65	5.931,65	5.138,84	39.187,37	1.993,35
C3	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,53	4.796,05	3.971,99	23.992,69	-3.897,08	0,66	5.977,76	5.153,71	44.341,08	3.184,24
C3	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,54	4.826,46	3.969,94	27.962,63	-2.839,18	0,67	6.015,67	5.159,15	49.500,23	4.292,19
C3	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	0,55	4.850,14	3.959,88	31.922,51	-1.848,37	0,68	6.045,18	5.154,92	54.655,14	5.321,04
C3	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	0,56	4.866,96	3.941,62	35.864,13	-922,33	0,70	6.066,15	5.140,81	59.795,95	6.274,61
C3	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	0,57	4.876,82	3.915,02	39.779,15	-58,66	0,71	6.078,43	5.116,63	64.912,59	7.156,65
C3	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	0,57	4.879,64	3.879,95	43.659,10	745,02	0,72	6.081,95	5.082,26	69.994,84	7.970,88
C4	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,24	2.697,82	2.322,82	-35.177,18	-35.177,18	0,32	3.595,01	3.220,01	-34.279,99	-34.279,99
C4	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,25	2.784,07	2.393,13	-32.784,05	-33.067,25	0,33	3.709,94	3.319,00	-30.960,99	-31.413,29
C4	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,27	3.005,60	2.579,20	-30.204,85	-30.932,06	0,36	4.005,14	3.578,74	-27.382,25	-28.540,57
C4	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,28	3.097,76	2.653,71	-27.551,13	-28.869,27	0,38	4.127,95	3.683,90	-23.698,35	-25.792,30

Continua...

C4	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,30	3.186,27	2.724,73	-24.826,40	-26.880,54	0,39	4.245,90	3.784,36	-19.913,99	-23.168,50	...continuação
C4	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,31	3.272,22	2.792,49	-22.033,91	-24.966,75	0,41	4.360,43	3.880,70	-16.033,29	-20.667,94	
C4	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,32	3.359,14	2.860,51	-19.173,40	-23.126,00	0,42	4.476,25	3.977,62	-12.055,67	-18.285,97	
C4	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,33	3.442,15	2.923,87	-16.249,53	-21.359,30	0,44	4.586,87	4.068,59	-7.987,08	-16.021,61	
C4	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,34	3.522,40	2.983,71	-13.265,82	-19.666,48	0,46	4.693,81	4.155,11	-3.831,96	-13.872,43	
C4	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,35	3.599,60	3.039,68	-10.226,14	-18.047,17	0,47	4.796,68	4.236,76	404,79	-11.835,80	
C4	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,36	3.673,44	3.091,46	-7.134,69	-16.500,79	0,49	4.895,07	4.313,09	4.717,88	-9.908,93	
C4	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,38	3.743,63	3.138,72	-3.995,97	-15.026,58	0,50	4.988,61	4.383,70	9.101,59	-8.088,83	
C4	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,39	3.809,90	-6.250,02	-10.245,98	-17.782,95	0,51	5.076,92	-4.983,00	4.118,59	-10.011,62	
C4	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,40	3.871,98	3.218,46	-7.027,52	-16.450,18	0,53	5.159,64	4.506,12	8.624,71	-8.395,66	
C4	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,41	3.929,59	3.250,33	-3.777,20	-15.186,37	0,54	5.236,42	4.557,15	13.181,86	-6.876,83	
C4	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,42	3.982,51	3.276,48	-500,72	-13.990,14	0,56	5.306,93	4.600,90	17.782,76	-5.451,72	
C4	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,43	4.030,48	3.296,63	2.795,91	-12.860,01	0,57	5.370,86	4.637,01	22.419,77	-4.116,88	
C4	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,44	4.073,31	3.310,55	6.106,46	-11.794,38	0,58	5.427,92	4.665,16	27.084,93	-2.868,79	
C4	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,45	4.110,78	3.317,97	9.424,43	-10.791,55	0,60	5.477,86	4.685,05	31.769,98	-1.703,91	
C4	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,46	4.142,74	3.318,69	12.743,12	-9.849,71	0,61	5.520,44	4.696,39	36.466,38	-618,69	
C4	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,47	4.169,01	3.312,49	16.055,61	-8.967,01	0,62	5.555,45	4.698,93	41.165,31	390,43	
C4	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	0,47	4.189,46	3.299,20	19.354,81	-8.141,51	0,63	5.582,71	4.692,44	45.857,75	1.326,97	
C4	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	0,48	4.203,99	3.278,65	22.633,46	-7.371,22	0,64	5.602,07	4.676,73	50.534,48	2.194,45	
C4	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	0,49	4.212,51	3.250,71	25.884,16	-6.654,11	0,65	5.613,42	4.651,62	55.186,10	2.996,33	
C4	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	0,50	4.214,95	3.215,25	29.099,42	-5.988,11	0,66	5.616,67	4.616,97	59.803,07	3.736,02	
C5	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,18	1.989,24	1.614,24	-35.885,76	-35.885,76	0,28	3.099,00	2.724,00	-34.776,00	-34.776,00	
C5	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,18	2.052,83	1.661,89	-34.223,87	-34.420,54	0,29	3.198,07	2.807,13	-31.968,87	-32.351,41	
C5	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,20	2.216,18	1.789,78	-32.434,09	-32.938,87	0,31	3.452,54	3.026,15	-28.942,72	-29.922,27	
C5	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,21	2.284,13	1.840,08	-30.594,00	-31.508,53	0,33	3.558,41	3.114,36	-25.828,36	-27.598,89	
C5	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,22	2.349,40	1.887,85	-28.706,15	-30.130,62	0,34	3.660,09	3.198,54	-22.629,82	-25.381,25	
C5	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,23	2.412,77	1.933,04	-26.773,11	-28.805,84	0,35	3.758,82	3.279,09	-19.350,73	-23.268,35	
C5	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,24	2.476,86	1.978,23	-24.794,88	-27.532,84	0,37	3.858,66	3.360,03	-15.990,71	-21.256,22	
C5	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,24	2.538,07	2.019,79	-22.775,09	-26.312,42	0,38	3.954,01	3.435,73	-12.554,97	-19.344,07	
C5	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,25	2.597,24	2.058,54	-20.716,54	-25.144,50	0,39	4.046,20	3.507,50	-9.047,47	-17.529,86	
C5	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,26	2.654,16	2.094,24	-18.622,31	-24.028,84	0,41	4.134,87	3.574,95	-5.472,52	-15.811,37	
C5	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,27	2.708,61	2.126,63	-16.495,68	-22.965,08	0,42	4.219,69	3.637,71	-1.834,81	-14.186,22	
C5	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,28	2.760,37	2.155,45	-14.340,23	-21.952,70	0,43	4.300,33	3.695,42	1.860,61	-12.651,90	
C5	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,28	2.809,23	-7.250,69	-21.590,92	-25.150,37	0,44	4.376,45	-5.683,47	-3.822,86	-14.844,98	
C5	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,29	2.855,00	2.201,48	-19.389,43	-24.238,74	0,46	4.447,76	3.794,24	-28,62	-13.484,31	
C5	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,30	2.897,48	2.218,22	-17.171,22	-23.376,24	0,47	4.513,94	3.834,67	3.806,05	-12.206,27	
C5	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,31	2.936,50	2.230,47	-14.940,75	-22.561,90	0,48	4.574,72	3.868,69	7.674,74	-11.007,96	Continua...

															...continuação	
C5	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,32	2.971,87	2.238,03	-12.702,72	-21.794,68	0,49	4.629,83	3.895,98	11.570,72	-9.886,44
C5	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,32	3.003,45	2.240,69	-10.462,03	-21.073,43	0,50	4.679,02	3.916,26	15.486,99	-8.838,70
C5	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,33	3.031,08	2.238,27	-8.223,76	-20.396,92	0,51	4.722,07	3.929,26	19.416,25	-7.861,74
C5	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,34	3.054,64	2.230,59	-5.993,17	-19.763,89	0,52	4.758,78	3.934,73	23.350,98	-6.952,52
C5	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,34	3.074,02	2.217,50	-3.775,67	-19.172,98	0,53	4.788,96	3.932,44	27.283,41	-6.108,01
C5	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	0,35	3.089,10	2.198,83	-1.576,84	-18.622,80	0,54	4.812,45	3.922,19	31.205,60	-5.325,20
C5	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	0,36	3.099,81	2.174,47	597,63	-18.111,93	0,55	4.829,14	3.903,80	35.109,41	-4.601,09
C5	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	0,36	3.106,09	2.144,29	2.741,93	-17.638,89	0,56	4.838,92	3.877,12	38.986,53	-3.932,72
C5	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	0,37	3.107,89	2.108,19	4.850,12	-17.202,21	0,57	4.841,73	3.842,03	42.828,56	-3.317,18
C6	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,48	5.333,94	4.958,94	-32.541,06	-32.541,06	0,48	5.440,29	5.065,29	-32.434,71	-32.434,71
C6	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,50	5.504,46	5.113,53	-27.427,54	-28.032,67	0,51	5.614,21	5.223,28	-27.211,44	-27.923,24
C6	2020	11.333	3%	10.993		-426,40	0,54	5.942,46	5.516,06	-21.911,48	-23.466,21	0,55	6.060,94	5.634,54	-21.576,89	-23.400,29
C6	2021	11.333	4%	10.879		-444,05	0,56	6.124,67	5.680,63	-16.230,85	-19.050,53	0,57	6.246,79	5.802,74	-15.774,15	-19.071,32
C6	2022	11.333	5%	10.766		-461,54	0,59	6.299,67	5.838,13	-10.392,72	-14.789,39	0,60	6.425,28	5.963,74	-9.810,42	-14.936,50
C6	2023	11.333	6%	10.653		-479,73	0,61	6.469,61	5.989,88	-4.402,84	-10.684,32	0,62	6.598,60	6.118,87	-3.691,54	-10.993,76
C6	2024	11.333	7%	10.539		-498,63	0,63	6.641,45	6.142,82	1.739,98	-6.731,38	0,64	6.773,87	6.275,24	2.583,70	-7.235,87
C6	2025	11.333	8%	10.426		-518,28	0,65	6.805,57	6.287,30	8.027,27	-2.932,40	0,67	6.941,26	6.422,99	9.006,68	-3.661,17
C6	2026	11.333	9%	10.313		-538,70	0,68	6.964,24	6.425,55	14.452,82	713,16	0,69	7.103,10	6.564,40	15.571,09	-265,82
C6	2027	11.333	10%	10.199		-559,92	0,70	7.116,87	6.556,95	21.009,77	4.206,21	0,71	7.258,77	6.698,84	22.269,93	2.954,34
C6	2028	11.333	11%	10.086		-581,98	0,72	7.262,86	6.680,88	27.690,64	7.548,07	0,73	7.407,67	6.825,69	29.095,62	6.003,71
C6	2029	11.333	12%	9.973		-604,91	0,74	7.401,65	6.796,73	34.487,38	10.740,38	0,76	7.549,22	6.944,31	36.039,93	8.886,96
C6	2030	11.333	13%	9.859	-9.431,18	-628,75	0,76	7.532,67	-2.527,25	31.960,13	9.625,82	0,78	7.682,86	-2.377,06	33.662,87	7.969,73
C6	2031	11.333	14%	9.746		-653,52	0,79	7.655,40	7.001,88	38.962,01	12.525,30	0,80	7.808,04	7.154,52	40.817,39	10.535,44
C6	2032	11.333	15%	9.633		-679,27	0,81	7.769,31	7.090,05	46.052,06	15.282,10	0,82	7.924,22	7.244,95	48.062,34	12.950,08
C6	2033	11.333	16%	9.519		-706,03	0,83	7.873,93	7.167,90	53.219,96	17.899,07	0,84	8.030,92	7.324,89	55.387,23	15.218,92
C6	2034	11.333	17%	9.406		-733,85	0,85	7.968,78	7.234,93	60.454,89	20.379,29	0,86	8.127,67	7.393,82	62.781,05	17.347,36
C6	2035	11.333	18%	9.293		-762,76	0,87	8.053,45	7.290,69	67.745,58	22.726,09	0,88	8.214,03	7.451,26	70.232,32	19.340,83
C6	2036	11.333	19%	9.179		-792,81	0,89	8.127,55	7.334,74	75.080,32	24.942,97	0,90	8.289,60	7.496,79	77.729,10	21.204,81
C6	2037	11.333	20%	9.066		-824,05	0,90	8.190,72	7.366,67	82.446,99	27.033,61	0,92	8.354,03	7.529,98	85.259,09	22.944,81
C6	2038	11.333	21%	8.953		-856,52	0,92	8.242,67	7.386,15	89.833,14	29.001,84	0,94	8.407,01	7.550,49	92.809,58	24.566,31
C6	2039	11.333	22%	8.839		-890,26	0,94	8.283,11	7.392,84	97.225,98	30.851,62	0,96	8.448,26	7.558,00	100.367,58	26.074,78
C6	2040	11.333	23%	8.726		-925,34	0,95	8.311,83	7.386,49	104.612,48	32.587,01	0,97	8.477,56	7.552,22	107.919,80	27.475,63
C6	2041	11.333	24%	8.613		-961,80	0,97	8.328,67	7.366,87	111.979,35	34.212,16	0,99	8.494,73	7.532,93	115.452,73	28.774,21
C6	2042	11.333	25%	8.499		-999,69	0,98	8.333,49	7.333,80	119.313,15	35.731,27	1,00	8.499,65	7.499,95	122.952,68	29.975,79
C7	2018	11.333	1%	11.219	-37.500,00	-375,00	0,40	4.532,75	4.157,75	-33.342,25	-33.342,25	0,41	4.627,01	4.252,01	-33.247,99	-33.247,99
C7	2019	11.333	2%	11.106		-390,94	0,42	4.677,66	4.286,72	-29.055,53	-29.562,83	0,43	4.774,93	4.383,99	-28.864,00	-29.461,43

Continua...

C7	2020	11.333	3%	10.993	-426,40	0,46	5.049,86	4.623,47	-24.432,07	-25.735,29	0,47	5.154,88	4.728,48	-24.135,52	-25.665,79	...continuação
C7	2021	11.333	4%	10.879	-444,05	0,48	5.204,71	4.760,66	-19.671,40	-22.034,72	0,49	5.312,94	4.868,90	-19.266,62	-22.033,49	
C7	2022	11.333	5%	10.766	-461,54	0,50	5.353,42	4.891,88	-14.779,52	-18.464,23	0,51	5.464,75	5.003,21	-14.263,41	-18.564,63	
C7	2023	11.333	6%	10.653	-479,73	0,52	5.497,83	5.018,10	-9.761,42	-15.025,16	0,53	5.612,16	5.132,43	-9.130,98	-15.257,51	
C7	2024	11.333	7%	10.539	-498,63	0,54	5.643,86	5.145,23	-4.616,19	-11.714,17	0,55	5.761,23	5.262,60	-3.868,38	-12.106,03	
C7	2025	11.333	8%	10.426	-518,28	0,55	5.783,33	5.265,06	648,87	-8.532,86	0,57	5.903,60	5.385,32	1.516,94	-9.108,85	
C7	2026	11.333	9%	10.313	-538,70	0,57	5.918,17	5.379,47	6.028,34	-5.480,79	0,59	6.041,24	5.502,55	7.019,49	-6.262,73	
C7	2027	11.333	10%	10.199	-559,92	0,59	6.047,87	5.487,95	11.516,29	-2.557,22	0,61	6.173,64	5.613,72	12.633,20	-3.564,19	
C7	2028	11.333	11%	10.086	-581,98	0,61	6.171,93	5.589,95	17.106,24	238,94	0,62	6.300,28	5.718,30	18.351,50	-1.009,54	
C7	2029	11.333	12%	9.973	-604,91	0,63	6.289,87	5.684,96	22.791,20	2.909,07	0,64	6.420,67	5.815,76	24.167,27	1.405,14	
C7	2030	11.333	13%	9.859	-628,75	0,65	6.401,22	-3.658,70	19.132,50	1.295,52	0,66	6.534,33	-3.525,59	20.641,68	44,72	
C7	2031	11.333	14%	9.746	-653,52	0,67	6.505,51	5.851,99	24.984,49	3.718,83	0,68	6.640,80	5.987,28	26.628,96	2.191,85	
C7	2032	11.333	15%	9.633	-679,27	0,69	6.602,31	5.923,05	30.907,54	6.021,87	0,70	6.739,61	6.060,35	32.689,30	4.211,67	
C7	2033	11.333	16%	9.519	-706,03	0,70	6.691,21	5.985,18	36.892,72	8.207,03	0,72	6.830,36	6.124,33	38.813,64	6.108,65	
C7	2034	11.333	17%	9.406	-733,85	0,72	6.771,82	6.037,97	42.930,69	10.276,93	0,73	6.912,64	6.178,80	44.992,43	7.887,32	
C7	2035	11.333	18%	9.293	-762,76	0,74	6.843,77	6.081,01	49.011,71	12.234,34	0,75	6.986,09	6.223,33	51.215,77	9.552,27	
C7	2036	11.333	19%	9.179	-792,81	0,75	6.906,74	6.113,93	55.125,64	14.082,24	0,77	7.050,37	6.257,56	57.473,32	11.108,14	
C7	2037	11.333	20%	9.066	-824,05	0,77	6.960,43	6.136,38	61.262,01	15.823,72	0,78	7.105,17	6.281,12	63.754,44	12.559,55	
C7	2038	11.333	21%	8.953	-856,52	0,78	7.004,57	6.148,05	67.410,06	17.462,03	0,80	7.150,23	6.293,71	70.048,16	13.911,16	
C7	2039	11.333	22%	8.839	-890,26	0,80	7.038,93	6.148,67	73.558,73	19.000,50	0,81	7.185,31	6.295,05	76.343,20	15.167,56	
C7	2040	11.333	23%	8.726	-925,34	0,81	7.063,34	6.138,00	79.696,73	20.442,57	0,83	7.210,23	6.284,89	82.628,09	16.333,34	
C7	2041	11.333	24%	8.613	-961,80	0,82	7.077,65	6.115,85	85.812,58	21.791,74	0,84	7.224,83	6.263,04	88.891,13	17.413,01	
C7	2042	11.333	25%	8.499	-999,69	0,83	7.081,75	6.082,05	91.894,64	23.051,57	0,85	7.229,02	6.229,32	95.120,45	18.411,01	

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE.

Apêndice 5: Tarifa - Variação na tarifa do consumidor a partir da perda de receita da distribuidora em virtude de prossumidores de energia elétrica por GD

	2018	2019	2020	2021	2022	MEDIANA 2018-2042	VARIAÇÃO MEDIANA
Receita da distribuidora referente aos consumidores residenciais	6.053.018.400	6.468.028.474	7.231.045.623	7.718.671.185	22.578.634.951		
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_base	65.061.525	83.255.488	111.451.399	142.437.480	17.751.034.563		
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_1	44.340.384	56.739.837	75.955.765	97.073.234	12.097.590.636	827.486.184	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_2	40.285.785	51.551.400	69.010.174	88.196.607	10.991.355.811	751.818.718	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_3	35.722.356	45.711.843	61.192.949	78.206.013	9.746.294.502	666.655.394	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_4	30.856.322	39.485.058	52.857.357	67.552.931	8.418.671.928	575.844.804	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_5	22.751.890	29.114.284	38.974.340	49.810.113	6.207.502.685	424.598.820	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_6	61.006.926	78.067.051	104.505.809	133.560.854	16.644.799.738	1.138.519.416	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (SS) no C_7	51.843.304	66.340.891	88.808.382	113.499.177	14.144.646.602	967.506.671	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_base	65.061.525	83.255.488	111.451.399	142.437.480	17.751.034.563		
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_1	50.556.727	64.694.532	86.604.455	110.682.508	13.793.623.814	943.496.394	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_2	47.718.507	61.062.626	81.742.542	104.468.869	13.019.259.437	890.529.167	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_3	44.524.107	56.974.936	76.270.484	97.475.453	12.147.716.520	830.914.840	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_4	41.117.883	52.616.187	70.435.569	90.018.296	11.218.380.718	767.347.428	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_5	35.444.781	45.356.645	60.717.458	77.598.323	9.670.562.248	661.475.239	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_6	62.223.306	79.623.582	106.589.486	136.223.842	16.976.670.186	1.161.219.656	
Receita que a distribuidora perde com prossumidores (CS) no C_7	52.921.413	67.720.485	90.655.199	115.859.453	14.438.791.975	987.626.482	
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_base	1,07%	1,29%	1,54%	1,85%	78,62%	9,28%	
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_1	0,73%	0,88%	1,05%	1,26%	53,58%	6,33%	68,15%
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_2	0,67%	0,80%	0,95%	1,14%	48,68%	5,75%	61,92%
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_3	0,59%	0,71%	0,85%	1,01%	43,17%	5,10%	54,91%
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_4	0,51%	0,61%	0,73%	0,88%	37,29%	4,40%	47,43%
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_5	0,38%	0,45%	0,54%	0,65%	27,49%	3,25%	34,97%
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_6	1,01%	1,21%	1,45%	1,73%	73,72%	8,70%	93,77%
Perda de receita com prossumidores (SS) em relação à receita total no C_7	0,86%	1,03%	1,23%	1,47%	62,65%	7,40%	79,68%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_base	1,07%	1,29%	1,54%	1,85%	78,62%	9,28%	
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_1	0,84%	1,00%	1,20%	1,43%	61,09%	7,21%	77,71%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_2	0,79%	0,94%	1,13%	1,35%	57,66%	6,81%	73,34%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_3	0,74%	0,88%	1,05%	1,26%	53,80%	6,35%	68,43%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_4	0,68%	0,81%	0,97%	1,17%	49,69%	5,87%	63,20%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_5	0,59%	0,70%	0,84%	1,01%	42,83%	5,06%	54,48%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_6	1,03%	1,23%	1,47%	1,76%	75,19%	8,88%	95,64%
Perda de receita com prossumidores (CS) em relação à receita total no C_7	0,87%	1,05%	1,25%	1,50%	63,95%	7,55%	81,34%

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE.

Apêndice 6: ROE - Variação no ROE da distribuidora a partir do que a distribuidora deixa de perder devido à desconsideração de alguns componentes na compensação da energia elétrica produzida pelo prosumidor por GD

	2017	2018	2019	2020	2021	...	2042	MEDIANA 2018-2042	VARIAÇÃO MEDIANA
TOTAL DE RECEITAS		13.756.860.000							
TOTAL DE CUSTOS		-11.621.022.000							
PROPORÇÃO DO EBIT OU LAIR		16%							
RESULTADO DO EXERCÍCIO		534.870.000							
Projeção do resultado do exercício		534.870.000	548.241.750	561.947.794	575.996.489	967.433.249		719.340.685	
Projeção do patrimônio líquido	3.737.310.000	4.642.358.000	5.190.599.750	5.752.547.544	6.328.544.032	22.377.451.195		12.205.656.102	
Compensação da energia do prosumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia (SS)									
SS - Compensação da energia do prosumidor - C_base		10.101.206	12.925.932	17.303.522	22.114.304	2.755.958.421		188.510.058	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C1		6.884.120	8.809.212	11.792.604	15.071.223	1.878.226.121		128.472.372	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C2		6.254.619	8.003.675	10.714.258	13.693.071	1.706.476.290		116.724.528	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C3		5.546.118	7.097.048	9.500.586	12.141.969	1.513.172.785		103.502.392	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C4		4.790.636	6.130.301	8.206.433	10.488.012	1.307.051.130		89.403.484	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C5		3.532.372	4.520.174	6.051.009	7.733.330	963.753.365		65.921.605	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C6		9.471.704	12.120.395	16.225.176	20.736.153	2.584.208.590		176.762.214	
SS - Compensação da energia do prosumidor - C7		8.048.995	10.299.836	13.788.053	17.621.453	2.196.044.280		150.211.423	
Compensação da energia do prosumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia (CS)									
CS - Compensação da energia do prosumidor - C_base		10.101.206	12.925.932	17.303.522	22.114.304	2.755.958.421		188.510.058	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C1		7.849.246	10.044.228	13.445.880	17.184.147	2.141.545.811		146.483.678	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C2		7.408.595	9.480.352	12.691.038	16.219.441	2.021.320.929		138.260.187	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C3		6.912.644	8.845.713	11.841.467	15.133.670	1.886.008.476		129.004.692	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C4		6.383.807	8.168.990	10.935.560	13.975.900	1.741.723.317		119.135.456	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C5		5.503.022	7.041.901	9.426.763	12.047.622	1.501.414.882		102.698.141	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C6		9.660.555	12.362.056	16.548.680	21.149.598	2.635.733.539		180.286.567	
CS - Compensação da energia do prosumidor - C7		8.216.378	10.514.026	14.074.783	17.987.900	2.241.712.177		153.335.148	
Valor que a distribuidora deixa de perder em relação ao C_base (SS)									
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C1		3.217.086	4.116.720	5.510.918	7.043.081	877.732.300		60.037.686	
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C2		3.846.588	4.922.257	6.589.264	8.421.233	1.049.482.131		71.785.531	
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C3		4.555.088	5.828.884	7.802.937	9.972.335	1.242.785.636		85.007.666	
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C4		5.310.570	6.795.631	9.097.089	11.626.292	1.448.907.290		99.106.574	
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C5		6.568.834	8.405.758	11.252.514	14.380.974	1.792.205.056		122.588.453	

Continua...

								...continuação
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C6	629.502	805.537	1.078.346	1.378.151	171.749.831	11.747.844		
Valor que a distribuidora deixa de perder (SS) com o C7	2.052.211	2.626.096	3.515.469	4.492.851	559.914.141	38.298.636		
Valor que a distribuidora deixa de perder em relação ao C_base (CS)								
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C1	2.251.960	2.881.704	3.857.642	4.930.157	614.412.610	42.026.380		
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C2	2.692.611	3.445.580	4.612.485	5.894.863	734.637.492	50.249.871		
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C3	3.188.562	4.080.219	5.462.056	6.980.634	869.949.945	59.505.366		
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C4	3.717.399	4.756.942	6.367.962	8.138.404	1.014.235.103	69.374.602		
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C5	4.598.184	5.884.031	7.876.760	10.066.682	1.254.543.539	85.811.917		
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C6	440.651	563.876	754.842	964.706	120.224.882	8.223.491		
Valor que a distribuidora deixa de perder (CS) com o C7	1.884.828	2.411.906	3.228.739	4.126.404	514.246.244	35.174.910		
Resultado do exercício (SS) - C_base	534.870.000	548.241.750	561.947.794	575.996.489	967.433.249	719.340.685		
Resultado do exercício (SS) - C1	538.087.086	552.358.470	567.458.712	583.039.570	1.845.165.549	779.378.372		
Resultado do exercício (SS) - C2	538.716.588	553.164.007	568.537.058	584.417.721	2.016.915.380	791.126.216		
Resultado do exercício (SS) - C3	539.425.088	554.070.634	569.750.730	585.968.823	2.210.218.885	804.348.351		
Resultado do exercício (SS) - C4	540.180.570	555.037.381	571.044.883	587.622.780	2.416.340.539	818.447.260		
Resultado do exercício (SS) - C5	541.438.834	556.647.508	573.200.308	590.377.463	2.759.638.304	841.929.139		
Resultado do exercício (SS) - C6	535.499.502	549.047.287	563.026.140	577.374.640	1.139.183.079	731.088.530		
Resultado do exercício (SS) - C7	536.922.211	550.867.846	565.463.263	580.489.340	1.527.347.390	757.639.321		
ROE (SS) - C_base	14,31%	11,81%	10,83%	10,01%	4,52%	6,26%		
ROE (SS) - C1	14,40%	11,90%	10,93%	10,14%	8,62%	7,40%	18,12%	
ROE (SS) - C2	14,41%	11,92%	10,95%	10,16%	9,42%	7,74%	23,62%	
ROE (SS) - C3	14,43%	11,94%	10,98%	10,19%	10,32%	7,86%	25,47%	
ROE (SS) - C4	14,45%	11,96%	11,00%	10,22%	11,29%	8,18%	30,64%	
ROE (SS) - C5	14,49%	11,99%	11,04%	10,26%	12,89%	8,61%	37,44%	
ROE (SS) - C6	14,33%	11,83%	10,85%	10,04%	5,32%	6,36%	1,63%	
ROE (SS) - C7	14,37%	11,87%	10,89%	10,09%	7,13%	6,82%	8,85%	
Resultado do exercício (CS) - C_base	534.870.000	548.241.750	561.947.794	575.996.489	967.433.249	719.340.685		
Resultado do exercício (CS) - C1	537.121.960	551.123.454	565.805.436	580.926.645	1.581.845.859	761.367.066		
Resultado do exercício (CS) - C2	537.562.611	551.687.330	566.560.279	581.891.351	1.702.070.740	769.590.557		
Resultado do exercício (CS) - C3	538.058.562	552.321.969	567.409.849	582.977.123	1.837.383.194	778.846.052		
Resultado do exercício (CS) - C4	538.587.399	552.998.692	568.315.756	584.134.893	1.981.668.352	788.715.287		
Resultado do exercício (CS) - C5	539.468.184	554.125.781	569.824.553	586.063.171	2.221.976.788	805.152.603		
Resultado do exercício (CS) - C6	535.310.651	548.805.626	562.702.636	576.961.195	1.087.658.130	727.564.176		
Resultado do exercício (CS) - C7	536.754.828	550.653.656	565.176.533	580.122.893	1.481.679.493	754.515.595		
ROE (CS) - C_base	14,31%	11,81%	10,83%	10,01%	4,52%	6,26%		
ROE (CS) - C1	14,37%	11,87%	10,90%	10,10%	7,39%	7,03%	12,28%	

Continua...

							...continuação
ROE (CS) - C2	14,38%	11,88%	10,92%	10,12%	7,95%	7,15%	14,16%
ROE (CS) - C3	14,40%	11,90%	10,93%	10,13%	8,58%	7,39%	18,08%
ROE (CS) - C4	14,41%	11,91%	10,95%	10,15%	9,26%	7,65%	22,21%
ROE (CS) - C5	14,43%	11,94%	10,98%	10,19%	10,38%	7,89%	25,91%
ROE (CS) - C6	14,32%	11,82%	10,84%	10,03%	5,08%	6,33%	1,14%
ROE (CS) - C7	14,36%	11,86%	10,89%	10,08%	6,92%	6,77%	8,04%

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE.

Apêndice 7: Estatística descritiva para a variação do *payback* dos prossumidores

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação do *Payback* do prossumidor de energia de acordo com a classificação geral da distribuidora que o prossumidor está vinculado

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_PS_SS:	C1	47	50,9%	42,9%	12,5%	114,3%	23,5%	42,9%	**		
Variação do	C2	47	80,9%	75,0%	28,6%	166,7%	30,6%	42,9%			
<i>Payback</i> simples	C3	47	112,4%	112,5%	42,9%	216,7%	33,6%	41,1%	***		
do prossumidor	C4	47	146,0%	142,9%	75,0%	250,0%	34,2%	28,6%	***	***	***
sem	C5	47	213,5%	212,5%	150,0%	316,7%	32,9%	28,6%	**		
simultaneidade	C6	47	8,5%	12,5%	0,0%	25,0%	8,3%	14,3%	***		
entre geração e	C7	47	29,2%	25,0%	0,0%	125,0%	25,3%	19,0%	***		
consumo de											
energia											
V_PD_SS:	C1	47	68,6%	62,5%	20,0%	155,6%	29,0%	38,9%	***		
Variação do	C2	47	101,5%	100,0%	40,0%	200,0%	34,9%	47,2%			
<i>Payback</i>	C3	47	135,2%	127,3%	80,0%	212,5%	33,0%	47,1%			
descontado do	C4	47	170,5%	175,0%	100,0%	257,1%	37,9%	62,5%		***	***
prossumidor sem	C5	47	174,5%	177,8%	108,3%	257,1%	37,1%	62,5%			
simultaneidade	C6	47	10,2%	10,0%	0,0%	30,0%	7,8%	12,5%	***		
entre geração e	C7	47	39,4%	37,5%	0,0%	150,0%	31,1%	31,8%	***		
consumo de											
energia											
V_PS_CS:	C1	47	27,6%	28,6%	11,1%	50,0%	10,4%	8,3%	**		
Variação do	C2	47	37,6%	28,6%	12,5%	87,5%	16,5%	14,3%	**		
<i>Payback</i> simples	C3	47	52,2%	50,0%	25,0%	112,5%	18,9%	19,6%	***		
do prossumidor	C4	47	67,8%	66,7%	42,9%	114,3%	20,5%	25,0%	**	***	***
com	C5	47	104,0%	100,0%	66,7%	150,0%	18,8%	26,8%			
simultaneidade	C6	47	5,3%	0,0%	0,0%	16,7%	6,9%	12,5%	***		
entre geração e	C7	47	22,9%	25,0%	11,1%	50,0%	9,4%	14,3%	***		
consumo de											
energia											
V_PD_CS:	C1	47	50,4%	50,0%	20,0%	100,0%	15,5%	22,5%	*		
Variação do	C2	47	69,3%	63,6%	20,0%	150,0%	22,7%	24,4%	***		
<i>Payback</i>	C3	47	88,4%	83,3%	40,0%	150,0%	23,3%	30,0%	*		
descontado do	C4	47	112,5%	112,5%	60,0%	177,8%	22,9%	27,3%		***	***
prossumidor com	C5	47	153,8%	150,0%	80,0%	212,5%	28,4%	49,2%			
simultaneidade	C6	47	12,8%	11,1%	0,0%	30,0%	7,9%	8,2%	**		
entre geração e	C7	47	42,5%	40,0%	20,0%	90,0%	12,8%	16,7%	***		
consumo de											
energia											

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a

compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação do *Payback* do prosumidor de energia de acordo com a classificação por porte da distribuidora que o prosumidor está vinculado

PORTE GRANDE

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_PS_SS:	C1	29	43,1%	42,9%	12,5%	85,7%	18,0%	21,4%	*		
Variação do	C2	29	66,9%	66,7%	28,6%	114,3%	22,4%	33,3%			
<i>Payback</i>	C3	29	96,0%	100,0%	42,9%	133,3%	19,6%	28,6%			
simples do	C4	29	132,5%	128,6%	75,0%	200,0%	25,7%	17,9%			
prosumidor	C5	29	217,3%	214,3%	150,0%	300,0%	31,2%	28,6%		***	***
sem	C6	29	7,6%	12,5%	0,0%	25,0%	7,8%	14,3%	***		
simultaneidade	C7	29	18,4%	14,3%	0,0%	50,0%	12,3%	14,3%	*		
entre geração e											
consumo de											
energia											
V_PD_SS:	C1	29	60,1%	55,6%	20,0%	114,3%	24,4%	22,2%	*		
Variação do	C2	29	86,3%	77,8%	40,0%	157,1%	30,5%	33,3%	**		
<i>Payback</i>	C3	29	123,6%	112,5%	80,0%	187,5%	30,7%	33,3%	***		
descontado do	C4	29	169,4%	177,8%	100,0%	257,1%	39,0%	72,5%		***	***
prosumidor	C5	29	174,6%	177,8%	108,3%	257,1%	37,1%	62,5%			
sem	C6	29	7,5%	9,1%	0,0%	14,3%	5,3%	11,1%	***		
simultaneidade	C7	29	26,9%	22,2%	0,0%	85,7%	21,9%	27,5%	***		
entre geração e											
consumo de											
energia											
V_PS_CS:	C1	29	25,3%	28,6%	11,1%	42,9%	7,7%	3,6%	**		
Variação do	C2	29	30,4%	28,6%	12,5%	50,0%	9,8%	8,3%	*		
<i>Payback</i>	C3	29	44,3%	42,9%	25,0%	75,0%	11,5%	7,1%	*		
simples do	C4	29	60,6%	57,1%	42,9%	87,5%	13,8%	21,4%	*	***	***
prosumidor	C5	29	103,6%	100,0%	71,4%	128,6%	13,5%	14,3%	*		
com	C6	29	4,2%	0,0%	0,0%	14,3%	6,4%	12,5%	***		
simultaneidade	C7	29	20,3%	14,3%	11,1%	33,3%	7,4%	14,3%	***		
entre geração e											
consumo de											
energia											
V_PD_CS:	C1	29	45,8%	44,4%	20,0%	75,0%	13,1%	13,6%			
Variação do	C2	29	59,4%	55,6%	20,0%	88,9%	15,8%	13,6%			
<i>Payback</i>	C3	29	77,7%	77,8%	40,0%	109,1%	15,9%	20,8%			
descontado do	C4	29	104,2%	100,0%	60,0%	133,3%	18,3%	27,3%		***	***
prosumidor	C5	29	156,8%	162,5%	80,0%	212,5%	29,8%	44,5%			
com	C6	29	10,3%	11,1%	0,0%	22,2%	5,7%	3,4%	**		
simultaneidade	C7	29	36,9%	33,3%	20,0%	57,1%	9,3%	14,4%			
entre geração e											
consumo de											
energia											

PORTE PEQUENO

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_PS_SS:	C1	18	63,4%	67,0%	25,0%	114,3%	26,3%	32,1%		***	***
Variação do	C2	18	103,5%	100,0%	66,7%	166,7%	28,8%	39,3%	*		

<i>Payback</i> simples do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia	C3	18	138,7%	131,0%	100,0%	216,7%	35,0%	44,6%	**			
	C4	18	167,9%	153,6%	128,6%	250,0%	35,5%	57,1%	**			
	C5	18	207,3%	200,0%	162,5%	316,7%	35,5%	26,8%	***			
	C6	18	10,0%	12,5%	0,0%	25,0%	8,9%	16,7%				
	C7	18	46,6%	31,0%	12,5%	125,0%	31,0%	46,4%	**			
	V_PD_SS: Variação do <i>Payback</i> descontado do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia	C1	18	82,3%	73,9%	36,4%	155,6%	31,2%	37,5%	**		
	C2	18	126,0%	120,0%	90,0%	200,0%	27,3%	28,9%	*			
C3	18	153,8%	150,0%	100,0%	212,5%	28,4%	37,5%		***	***		
C4	18	172,3%	162,5%	108,3%	257,1%	37,1%	62,5%					
C5	18	174,4%	163,9%	108,3%	257,1%	38,3%	62,5%					
C6	18	14,7%	12,5%	0,0%	30,0%	9,3%	12,2%					
C7	18	59,6%	50,0%	18,2%	150,0%	33,6%	31,4%	**				
V_PS_CS: Variação do <i>Payback</i> simples do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia	C1	18	31,3%	31,0%	12,5%	50,0%	13,0%	17,9%				
	C2	18	49,1%	42,9%	25,0%	87,5%	18,7%	12,5%	*			
	C3	18	64,9%	64,6%	33,3%	112,5%	21,7%	32,1%				
	C4	18	79,5%	80,4%	42,9%	114,3%	24,3%	42,9%		***	***	
	C5	18	104,6%	106,3%	66,7%	150,0%	25,6%	39,3%				
	C6	18	7,1%	6,3%	0,0%	16,7%	7,5%	14,3%	**			
	C7	18	27,1%	28,6%	12,5%	50,0%	11,0%	16,7%				
V_PD_CS: Variação do <i>Payback</i> descontado do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia	C1	18	57,8%	55,6%	36,4%	100,0%	16,6%	12,5%	*			
	C2	18	85,2%	76,4%	60,0%	150,0%	23,6%	18,6%	***			
	C3	18	105,7%	100,0%	70,0%	150,0%	23,1%	34,7%				
	C4	18	126,0%	124,7%	87,5%	177,8%	23,6%	41,7%		***	***	
	C5	18	148,8%	150,0%	108,3%	212,5%	26,2%	38,1%				
	C6	18	16,9%	16,3%	0,0%	30,0%	9,4%	13,9%				
	C7	18	51,5%	50,0%	37,5%	90,0%	12,8%	12,7%	**			

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartil; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos

a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação do *Payback* do prosumidor de energia de acordo com a classificação por proporção entre a quantidade de prosumidores e consumidores da distribuidora que o prosumidor está vinculado

PROPORÇÃO MAIOR

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_PS_SS:	C1	23	48,3%	42,9%	25,0%	100,0%	21,8%	42,9%	**		
Varição do	C2	23	83,4%	71,4%	42,9%	166,7%	35,7%	42,9%	**		
<i>Payback</i>	C3	23	120,8%	112,5%	71,4%	216,7%	39,9%	55,4%	**		
simples do	C4	23	147,4%	142,9%	75,0%	250,0%	38,5%	28,6%	*	***	***
prosumidor	C5	23	210,2%	212,5%	150,0%	316,7%	31,9%	28,6%	*		
sem	C6	23	10,6%	12,5%	0,0%	25,0%	8,8%	16,7%			
simultaneidade	C7	23	32,9%	14,3%	0,0%	125,0%	31,8%	28,6%	***		
entre geração e											
consumo de											
energia											
V_PD_SS:	C1	23	65,4%	62,5%	20,0%	150,0%	28,3%	32,3%	*		
Varição do	C2	23	101,2%	100,0%	40,0%	200,0%	37,0%	42,2%			
<i>Payback</i>	C3	23	136,7%	133,3%	80,0%	212,5%	32,2%	37,5%			
descontado do	C4	23	161,6%	166,7%	100,0%	212,5%	36,4%	50,5%		***	***
prosumidor	C5	23	168,8%	177,8%	108,3%	212,5%	36,6%	85,2%			
sem	C6	23	11,8%	11,1%	0,0%	30,0%	8,1%	3,4%	*		
simultaneidade	C7	23	41,7%	27,3%	0,0%	150,0%	37,4%	27,8%	***		
entre geração e											
consumo de											
energia											
V_PS_CS:	C1	23	27,6%	25,0%	12,5%	50,0%	11,7%	19,0%	**		
Varição do	C2	23	40,3%	28,6%	14,3%	87,5%	21,0%	25,0%	***		
<i>Payback</i>	C3	23	57,2%	50,0%	28,6%	112,5%	21,9%	28,6%	**		
simples do	C4	23	68,9%	66,7%	42,9%	112,5%	23,1%	37,5%		***	***
prosumidor	C5	23	104,4%	112,5%	66,7%	150,0%	20,1%	26,8%			
com	C6	23	7,2%	12,5%	0,0%	16,7%	7,2%	12,5%	***		
simultaneidade	C7	23	23,8%	25,0%	12,5%	50,0%	11,0%	14,3%	**		
entre geração e											
consumo de											
energia											
V_PD_CS:	C1	23	48,8%	45,5%	20,0%	100,0%	16,8%	19,2%			
Varição do	C2	23	73,0%	70,0%	20,0%	150,0%	28,3%	24,4%	*		
<i>Payback</i>	C3	23	92,6%	87,5%	40,0%	150,0%	25,6%	22,2%			
descontado do	C4	23	112,5%	109,1%	60,0%	150,0%	22,8%	27,3%		***	***
prosumidor	C5	23	149,9%	150,0%	80,0%	212,5%	34,0%	50,5%			
com	C6	23	15,3%	12,5%	0,0%	30,0%	7,8%	11,1%	**		
simultaneidade	C7	23	42,9%	37,5%	20,0%	90,0%	15,1%	16,7%	**		
entre geração e											
consumo de											
energia											

PROPORÇÃO MENOR

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_PS_SS:	C1	24	53,4%	47,2%	12,5%	114,3%	25,2%	38,4%			
Varição do	C2	24	78,6%	83,3%	28,6%	128,6%	25,4%	38,1%		***	***
<i>Payback</i>	C3	24	104,2%	100,0%	42,9%	157,1%	24,4%	27,0%			
simples do	C4	24	144,7%	140,2%	87,5%	228,6%	30,4%	33,3%			

prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia	C5	24	216,6%	213,4%	171,4%	300,0%	34,2%	42,0%	***		
	C6	24	6,6%	0,0%	0,0%	16,7%	7,4%	14,3%			
	C7	24	25,6%	28,6%	0,0%	71,4%	16,9%	16,7%			
V_PD_SS: Variação do Payback descontado do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia	C1	24	71,7%	64,6%	30,0%	155,6%	29,9%	45,0%			
	C2	24	101,9%	100,0%	50,0%	166,7%	33,6%	52,9%			
	C3	24	133,8%	126,1%	87,5%	200,0%	34,4%	61,9%	*		
	C4	24	179,1%	177,8%	108,3%	257,1%	38,1%	62,5%		***	***
	C5	24	180,0%	177,8%	108,3%	257,1%	37,6%	62,5%	**		
	C6	24	8,7%	10,0%	0,0%	25,0%	7,5%	12,5%			
	C7	24	37,3%	37,5%	8,3%	88,9%	24,2%	38,2%	*		
V_PS_CS: Variação do Payback simples do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia	C1	24	27,6%	28,6%	11,1%	42,9%	9,2%	8,3%			
	C2	24	35,0%	33,3%	12,5%	50,0%	10,3%	14,3%			
	C3	24	47,4%	42,9%	25,0%	75,0%	14,4%	9,9%			
	C4	24	66,8%	66,7%	42,9%	114,3%	18,1%	19,6%		***	***
	C5	24	103,5%	100,0%	66,7%	142,9%	17,9%	26,1%	***		
	C6	24	3,5%	0,0%	0,0%	14,3%	6,2%	6,3%			
	C7	24	22,0%	25,0%	11,1%	33,3%	7,7%	14,3%	**		
V_PD_CS: Variação do Payback descontado do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia	C1	24	52,0%	50,0%	30,0%	88,9%	14,4%	18,2%			
	C2	24	65,7%	62,5%	40,0%	90,0%	15,5%	23,8%			
	C3	24	84,4%	77,8%	60,0%	130,0%	20,5%	31,7%	*		
	C4	24	112,6%	112,5%	80,0%	177,8%	23,5%	26,8%		***	***
	C5	24	157,5%	156,3%	108,3%	187,5%	21,9%	34,0%			
	C6	24	10,4%	11,1%	0,0%	25,0%	7,5%	9,2%			
	C7	24	42,2%	41,4%	25,0%	60,0%	10,5%	16,7%			

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartil; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Apêndice 8: Estatística descritiva para a variação da tarifa dos consumidores

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação da tarifa consumidor de energia de acordo com a classificação geral da distribuidora que o consumidor está vinculado

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade	C1	47	68,8%	69,5%	53,6%	81,0%	7,2%	10,4%	ns		
	C2	47	61,2%	60,9%	43,7%	75,4%	7,2%	9,7%	ns		
	C3	47	54,6%	55,2%	36,4%	66,5%	6,5%	9,9%	ns		
	C4	47	48,1%	48,1%	33,9%	60,7%	6,1%	6,6%	ns	***	***
	C5	47	37,1%	37,3%	25,4%	45,5%	4,7%	5,9%	**		
	C6	47	92,5%	93,7%	85,1%	100,0%	3,5%	3,8%	**		
	C7	47	79,0%	79,0%	52,0%	101,8%	10,8%	13,7%	ns		
V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade	C1	47	78,1%	78,6%	67,6%	86,7%	5,1%	7,3%	ns		
	C2	47	72,9%	72,6%	60,6%	82,8%	5,0%	6,8%	ns		
	C3	47	68,2%	68,6%	55,4%	76,5%	4,6%	6,9%	ns		
	C4	47	63,7%	63,7%	53,7%	72,5%	4,3%	4,6%	ns	***	***
	C5	47	56,0%	56,1%	47,7%	61,9%	3,3%	4,2%	**		
	C6	47	94,7%	95,6%	89,6%	100,0%	2,4%	2,7%	**		
	C7	47	81,3%	80,8%	72,4%	99,0%	4,3%	4,8%	***		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação da tarifa consumidor de energia de acordo com a classificação por porte da distribuidora que o consumidor está vinculado

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade	C1	29	70,5%	71,0%	56,3%	81,0%	7,0%	10,2%	ns		
	C2	29	64,3%	64,7%	50,0%	75,4%	6,3%	8,5%	ns		
	C3	29	57,8%	57,7%	46,9%	66,5%	4,6%	6,0%	ns		
	C4	29	50,3%	50,8%	38,7%	60,7%	5,4%	7,9%	ns	***	***
	C5	29	37,3%	37,2%	30,4%	43,6%	3,4%	5,0%	ns		
	C6	29	93,8%	93,8%	90,7%	96,2%	1,6%	2,2%	ns		
	C7	29	83,4%	84,0%	61,7%	101,8%	9,3%	12,0%	ns		
V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade	C1	29	79,4%	79,7%	69,4%	86,7%	4,9%	7,1%	ns		
	C2	29	75,0%	75,3%	65,0%	82,8%	4,4%	5,9%	ns		
	C3	29	70,5%	70,4%	62,8%	76,5%	3,2%	4,2%	ns		
	C4	29	65,2%	65,6%	57,1%	72,5%	3,8%	5,5%	ns	***	***
	C5	29	56,1%	56,0%	51,3%	60,6%	2,4%	3,5%	ns		
	C6	29	95,6%	95,6%	93,5%	97,3%	1,1%	1,5%	ns		
	C7	29	82,9%	82,7%	75,5%	99,0%	4,3%	4,1%	***		

PORTE PEQUENO

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade	C1	18	66,0%	65,7%	53,6%	80,6%	6,9%	8,0%	ns		
	C2	18	56,3%	57,6%	43,7%	65,7%	5,6%	7,1%	ns		
	C3	18	49,5%	49,6%	36,4%	60,1%	6,0%	6,7%	ns		
	C4	18	44,6%	46,4%	33,9%	52,0%	5,5%	9,1%	**	***	***
	C5	18	36,7%	37,8%	25,4%	45,5%	6,4%	8,0%	**		
	C6	18	90,3%	88,7%	85,1%	100,0%	4,6%	6,9%	**		
	C7	18	71,8%	74,6%	52,0%	86,3%	9,1%	14,4%	ns		
V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade	C1	18	76,2%	76,0%	67,6%	86,4%	4,8%	5,6%	ns		
	C2	18	69,4%	70,3%	60,6%	76,0%	3,9%	5,0%	ns		
	C3	18	64,7%	64,7%	55,4%	72,1%	4,2%	4,7%	ns		
	C4	18	61,2%	62,5%	53,7%	66,4%	3,9%	6,4%	**	***	***
	C5	18	55,7%	56,5%	47,7%	61,9%	4,5%	5,6%	**		
	C6	18	93,2%	92,1%	89,6%	100,0%	3,2%	4,8%	**		
	C7	18	78,6%	79,2%	72,4%	83,2%	2,8%	3,5%	ns		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação

entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartil; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartil) e testes para a variação da tarifa consumidor de energia de acordo com a classificação por proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores da distribuidora que o consumidor está vinculado

PROPORÇÃO MAIOR

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade	C1	23	69,9%	69,8%	56,6%	81,0%	6,8%	8,7%	ns		
	C2	23	61,1%	62,6%	43,7%	75,4%	7,8%	10,2%	ns		
	C3	23	53,5%	54,9%	36,4%	66,5%	7,4%	8,2%	ns		
	C4	23	48,2%	48,1%	33,9%	60,7%	6,5%	5,7%	ns	***	***
	C5	23	37,3%	37,3%	25,4%	43,6%	4,8%	6,0%	**		
	C6	23	91,2%	91,8%	85,1%	96,2%	3,5%	5,6%	*		
	C7	23	78,6%	81,6%	52,0%	101,8%	11,5%	14,7%	ns		
V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade	C1	23	78,9%	78,8%	69,6%	86,7%	4,8%	6,1%	ns		
	C2	23	72,7%	73,8%	60,6%	82,8%	5,5%	7,2%	ns		
	C3	23	67,5%	68,4%	55,4%	76,5%	5,2%	5,7%	ns		
	C4	23	63,7%	63,7%	53,7%	72,5%	4,5%	4,0%	ns	***	***
	C5	23	56,1%	56,1%	47,7%	60,6%	3,3%	4,2%	**		
	C6	23	93,8%	94,3%	89,6%	97,3%	2,4%	3,9%	*		
	C7	23	81,4%	81,7%	72,4%	99,0%	5,3%	5,0%	***		

PROPORÇÃO MENOR

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade	C1	24	67,7%	65,8%	53,6%	78,6%	7,6%	12,6%	ns		
	C2	24	61,4%	60,6%	50,0%	71,4%	6,7%	12,2%	*		
	C3	24	55,7%	55,9%	45,3%	64,2%	5,5%	8,8%	ns		
	C4	24	48,1%	48,0%	36,1%	57,2%	5,8%	7,9%	ns	***	***
	C5	24	36,9%	37,6%	25,9%	45,5%	4,8%	5,9%	ns		
	C6	24	93,7%	93,8%	86,7%	100,0%	3,1%	2,8%	*		
	C7	24	79,4%	79,0%	61,7%	95,3%	10,3%	17,6%	ns		
V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade	C1	24	77,4%	76,1%	67,6%	85,0%	5,3%	8,8%	ns		
	C2	24	73,0%	72,4%	65,0%	80,0%	4,7%	8,6%	*		
	C3	24	69,0%	69,1%	61,7%	75,0%	3,9%	6,2%	ns	***	***
	C4	24	63,6%	63,6%	55,2%	70,0%	4,0%	5,5%	ns		
	C5	24	55,8%	56,3%	48,1%	61,9%	3,3%	4,1%	ns		
	C6	24	95,6%	95,7%	90,7%	100,0%	2,2%	2,0%	*		

C7	24	81,1%	80,7%	75,5%	86,0%	3,3%	6,0%	*	
----	----	-------	-------	-------	-------	------	------	---	--

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Apêndice 9: Estatística descritiva para a variação do ROE das distribuidoras

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação do ROE da distribuidora de energia de acordo com a classificação geral da distribuidora

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade	C1	47	20,2%	11,1%	-41,7%	190,2%	38,2%	24,7%	***		
	C2	47	26,2%	14,1%	-44,7%	262,8%	50,4%	29,4%	***		
	C3	47	30,3%	16,9%	-45,0%	304,1%	57,5%	32,9%	***		
	C4	47	33,8%	21,4%	-48,8%	324,3%	60,8%	33,4%	***	**	***
	C5	47	39,5%	24,9%	-51,9%	371,1%	69,1%	34,8%	***		
	C6	47	5,7%	1,1%	-6,2%	72,7%	13,2%	4,5%	***		
	C7	47	15,3%	3,7%	-30,0%	189,3%	35,5%	17,2%	***		
V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade	C1	47	13,8%	4,7%	-34,2%	133,1%	27,3%	16,8%	***		
	C2	47	18,3%	7,1%	-36,2%	184,0%	35,9%	23,9%	***		
	C3	47	21,3%	9,7%	-38,2%	212,9%	40,9%	26,8%	***		
	C4	47	23,6%	11,2%	-41,9%	227,0%	43,4%	29,5%	***	**	***
	C5	47	27,8%	16,3%	-45,6%	259,8%	49,1%	31,9%	***		
	C6	47	4,0%	0,8%	-4,3%	50,9%	9,3%	2,3%	***		
	C7	47	11,9%	3,5%	-25,5%	128,8%	25,4%	12,5%	***		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação do ROE de acordo com a classificação por porte da distribuidora de energia

PORTE GRANDE

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_ROE_SS: Variação no ROE da	C1	29	11,3%	9,3%	-41,7%	43,9%	17,5%	18,7%	**		
	C2	29	14,4%	12,5%	-44,7%	52,4%	20,5%	21,5%		***	***
	C3	29	16,7%	14,6%	-45,0%	56,9%	22,9%	22,7%			

distribuidora em virtude do prosumidor sem simultaneidade	C4	29	20,3%	18,2%	-48,8%	70,6%	26,2%	23,6%			
	C5	29	25,3%	21,0%	-51,9%	88,2%	31,7%	27,3%			
	C6	29	2,3%	1,1%	-6,2%	17,9%	4,6%	1,2%	***		
	C7	29	5,7%	3,1%	-30,0%	28,0%	11,3%	7,9%	***		
V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor com simultaneidade	C1	29	7,6%	4,3%	-34,2%	34,4%	13,6%	12,7%	***		
	C2	29	9,4%	5,7%	-36,2%	38,1%	15,6%	12,7%	**		
	C3	29	11,7%	8,8%	-38,2%	43,6%	18,1%	16,3%	**		
	C4	29	13,7%	10,3%	-41,9%	49,4%	20,3%	18,5%	*	***	***
	C5	29	17,7%	14,7%	-45,6%	61,8%	23,9%	23,6%			
	C6	29	1,6%	0,8%	-4,3%	14,0%	3,4%	0,8%	***		
	C7	29	5,4%	3,0%	-25,5%	27,0%	10,6%	7,8%	***		

PORTE PEQUENO

VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor sem simultaneidade	C1	18	34,6%	14,0%	0,7%	190,2%	55,6%	31,7%	***		
	C2	18	45,3%	20,8%	0,8%	262,8%	74,5%	36,0%	***		
	C3	18	52,3%	25,0%	0,9%	304,1%	85,1%	40,4%	***		
	C4	18	55,4%	26,1%	1,0%	324,3%	89,8%	37,8%	***	***	***
	C5	18	62,3%	28,4%	1,1%	371,1%	101,8%	35,8%	***		
	C6	18	11,2%	2,8%	0,0%	72,7%	19,7%	14,1%	***		
	C7	18	30,7%	9,5%	0,6%	189,3%	52,8%	28,7%	***		
V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor com simultaneidade	C1	18	23,9%	7,3%	0,5%	133,1%	39,3%	24,9%	***		
	C2	18	32,5%	14,4%	0,6%	184,0%	52,3%	29,0%	***		
	C3	18	36,7%	16,2%	0,6%	212,9%	59,8%	32,1%	***		
	C4	18	39,6%	18,0%	0,7%	227,0%	63,0%	34,3%	***	***	***
	C5	18	44,3%	20,3%	0,8%	259,8%	71,6%	35,1%	***		
	C6	18	7,9%	2,0%	0,0%	50,9%	13,8%	8,6%	***		
	C7	18	22,3%	5,6%	0,4%	128,8%	37,0%	21,2%	***		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartil; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação do ROE de acordo com a classificação por proporção entre a quantidade de prossumidores e consumidores da distribuidora de energia

PROPORÇÃO MAIOR											
VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade	C1	23	38,2%	27,6%	1,2%	190,2%	47,4%	22,4%	***		
	C2	23	49,0%	33,2%	1,8%	262,8%	63,7%	23,6%	***		
	C3	23	56,3%	37,0%	2,2%	304,1%	72,6%	29,1%	***		
	C4	23	61,7%	42,3%	2,6%	324,3%	76,3%	29,0%	***	***	***
	C5	23	71,5%	45,0%	3,4%	371,1%	86,2%	36,9%	***		
	C6	23	11,2%	5,0%	0,4%	72,7%	17,3%	13,3%	***		
	C7	23	30,0%	18,5%	-0,4%	189,3%	46,2%	24,5%	***		
V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade	C1	23	27,1%	18,7%	0,8%	133,1%	33,5%	22,0%	***		
	C2	23	35,1%	26,6%	1,3%	184,0%	44,9%	20,9%	***		
	C3	23	40,5%	29,7%	1,6%	212,9%	51,0%	21,7%	***		
	C4	23	44,4%	33,2%	1,8%	227,0%	53,6%	24,8%	***	***	***
	C5	23	51,5%	36,2%	2,4%	259,8%	60,3%	28,1%	***		
	C6	23	7,9%	2,7%	0,3%	50,9%	12,2%	9,6%	***		
	C7	23	23,3%	14,0%	0,9%	128,8%	32,1%	20,2%	***		

PROPORÇÃO MENOR											
VARIÁVEIS	CEN	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade	C1	24	3,1%	3,4%	-41,7%	15,3%	11,7%	7,9%	***		
	C2	24	4,4%	5,6%	-44,7%	18,8%	13,7%	11,0%	***		
	C3	24	5,4%	7,4%	-45,0%	23,9%	15,4%	11,8%	***		
	C4	24	7,0%	10,2%	-48,8%	28,4%	17,5%	15,1%	***	***	***
	C5	24	8,9%	15,2%	-51,9%	35,3%	20,6%	17,7%	***		
	C6	24	0,4%	0,6%	-6,2%	2,7%	1,7%	0,9%	***		
	C7	24	1,2%	2,4%	-30,0%	8,5%	7,2%	2,9%	***		
V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade	C1	24	1,1%	2,3%	-34,2%	10,5%	8,5%	3,3%	***		
	C2	24	2,2%	3,4%	-36,2%	12,8%	10,1%	5,4%	***		
	C3	24	2,8%	4,1%	-38,2%	16,7%	11,5%	7,1%	***		
	C4	24	3,7%	5,0%	-41,9%	21,7%	13,2%	8,2%	***	***	***
	C5	24	5,2%	8,3%	-45,6%	27,9%	15,8%	11,8%	***		
	C6	24	0,2%	0,4%	-4,3%	1,9%	1,2%	0,6%	***		
	C7	24	1,0%	2,1%	-25,5%	9,9%	6,7%	2,5%	***		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação

entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Apêndice 10: Estatística descritiva para a variação simultânea entre prossumidor, consumidor e distribuidora

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor por cenário de acordo com a classificação geral da distribuidora

CEN	VARIÁVEIS	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
C1	V_PS_CS	47	27,6%	28,6%	11,1%	50,0%	10,4%	8,3%	**		
	V_PS_SS	47	50,9%	42,9%	12,5%	114,3%	23,5%	42,9%	**		
	V_ROE_CS	47	13,8%	4,7%	-34,2%	133,1%	27,3%	16,8%	***	***	***
	V_ROE_SS	47	20,2%	11,2%	-41,7%	190,2%	38,2%	24,7%	***		
	V_T_CS	47	78,1%	78,7%	67,6%	86,7%	5,1%	7,3%	ns		
	V_T_SS	47	68,8%	69,5%	53,6%	81,0%	7,2%	10,4%	ns		
C2	V_PS_CS	47	37,6%	28,6%	12,5%	87,5%	16,5%	14,3%	***		
	V_PS_SS	47	80,9%	75,0%	28,6%	166,7%	30,6%	42,9%	ns		
	V_ROE_CS	47	18,3%	7,1%	-36,2%	184,0%	35,9%	23,9%	***	***	***
	V_ROE_SS	47	26,2%	14,1%	-44,7%	262,9%	50,4%	29,4%	***		
	V_T_CS	47	72,9%	72,6%	60,6%	82,8%	5,0%	6,8%	ns		
	V_T_SS	47	61,2%	60,9%	43,7%	75,4%	7,2%	9,7%	ns		
C3	V_PS_CS	47	52,2%	50,0%	25,0%	112,5%	18,9%	19,6%	***		
	V_PS_SS	47	112,4%	112,5%	42,9%	216,7%	33,6%	41,1%	***		
	V_ROE_CS	47	21,3%	9,7%	-38,2%	212,9%	40,9%	26,8%	***	***	***
	V_ROE_SS	47	30,3%	16,9%	-45,0%	304,1%	57,5%	32,9%	***		
	V_T_CS	47	68,2%	68,6%	55,5%	76,5%	4,6%	6,9%	ns		
	V_T_SS	47	54,6%	55,2%	36,4%	66,5%	6,5%	9,9%	ns		
C4	V_PS_CS	47	67,8%	66,7%	42,9%	114,3%	20,5%	25,0%	**		
	V_PS_SS	47	146,0%	142,9%	75,0%	250,0%	34,2%	28,6%	***		
	V_ROE_CS	47	23,6%	11,2%	-41,9%	227,0%	43,4%	29,5%	***	***	***
	V_ROE_SS	47	33,8%	21,4%	-48,8%	324,3%	60,8%	33,4%	***		
	V_T_CS	47	63,7%	63,7%	53,7%	72,5%	4,3%	4,6%	ns		
	V_T_SS	47	48,1%	48,1%	33,9%	60,7%	6,1%	6,6%	ns		
C5	V_PS_CS	47	104,0%	100,0%	66,7%	150,0%	18,8%	26,8%	ns		
	V_PS_SS	47	213,5%	212,5%	150,0%	316,7%	32,9%	28,6%	**		
	V_ROE_CS	47	27,8%	16,3%	-45,6%	259,8%	49,1%	31,9%	***	***	***
	V_ROE_SS	47	39,5%	24,9%	-51,9%	371,1%	69,1%	34,8%	***		
	V_T_CS	47	56,0%	56,1%	47,8%	61,9%	3,3%	4,2%	**		
	V_T_SS	47	37,1%	37,3%	25,4%	45,5%	4,7%	6,0%	**		
C6	V_PS_CS	47	5,3%	0,0%	0,0%	16,7%	6,9%	12,5%	***		
	V_PS_SS	47	8,5%	12,5%	0,0%	25,0%	8,3%	14,3%	***	***	***
	V_ROE_CS	47	4,0%	0,8%	-4,3%	50,9%	9,3%	2,3%	***		
	V_ROE_SS	47	5,7%	1,2%	-6,2%	72,7%	13,2%	4,5%	***		

	V_T_CS	47	94,7%	95,6%	89,6%	100,0%	2,4%	2,7%	**		
	V_T_SS	47	92,5%	93,7%	85,1%	100,0%	3,5%	3,8%	**		
C7	V_PS_CS	47	22,9%	25,0%	11,1%	50,0%	9,4%	14,3%	***		
	V_PS_SS	47	29,2%	25,0%	0,0%	125,0%	25,3%	19,0%	***		
	V_ROE_CS	47	11,9%	3,5%	-25,5%	128,8%	25,4%	12,5%	***	***	***
	V_ROE_SS	47	15,3%	3,7%	-30,0%	189,3%	35,5%	17,2%	***		
	V_T_CS	47	81,3%	80,8%	72,4%	99,0%	4,3%	4,8%	***		
	V T SS	47	79,0%	79,0%	52,0%	101,8%	10,8%	13,7%	ns		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *Payback* simples do prossumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *Payback* simples do prossumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prossumidor com simultaneidade; V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prossumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartilico) e testes para a variação entre prossumidor, distribuidora e consumidor por cenário de acordo com a classificação por porte da distribuidora de energia

PORTE GRANDE											
CEN	VARIÁVEIS	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
C1	V_PS_CS	29	25,3%	28,6%	11,1%	42,9%	7,7%	25,3%	**		
	V_PS_SS	29	43,1%	42,9%	12,5%	85,7%	18,0%	43,1%	*		
	V_ROE_CS	29	7,6%	4,3%	-34,2%	34,4%	13,6%	7,6%	***	***	***
	V_ROE_SS	29	11,3%	9,3%	-41,7%	43,9%	17,5%	11,3%	**		
	V_T_CS	29	79,4%	79,7%	69,4%	86,7%	4,9%	79,4%	ns		
	V_T_SS	29	70,5%	71,0%	56,3%	81,0%	7,0%	70,5%	ns		

C2	V_PS_CS	29	30,4%	28,6%	12,5%	50,0%	9,8%	30,4%	*		
	V_PS_SS	29	66,9%	66,7%	28,6%	114,3%	22,4%	66,9%	ns		
	V_ROE_CS	29	9,4%	5,7%	-36,2%	38,1%	15,6%	9,4%	**	***	***
	V_ROE_SS	29	14,4%	12,5%	-44,7%	52,4%	20,5%	14,4%	ns		
	V_T_CS	29	75,0%	75,3%	65,0%	82,8%	4,4%	75,0%	ns		
	V_T_SS	29	64,3%	64,7%	50,0%	75,4%	6,3%	64,3%	ns		
C3	V_PS_CS	29	44,3%	42,9%	25,0%	75,0%	11,5%	44,3%	*		
	V_PS_SS	29	96,0%	100,0%	42,9%	133,3%	19,6%	96,0%	ns		
	V_ROE_CS	29	11,7%	8,8%	-38,2%	43,6%	18,1%	11,7%	**	***	***
	V_ROE_SS	29	16,7%	14,6%	-45,0%	56,9%	22,9%	16,7%	ns		
	V_T_CS	29	70,5%	70,4%	62,8%	76,5%	3,2%	70,5%	ns		
	V_T_SS	29	57,8%	57,7%	46,9%	66,5%	4,6%	57,8%	ns		
C4	V_PS_CS	29	60,6%	57,1%	42,9%	87,5%	13,8%	60,6%	*		
	V_PS_SS	29	132,5%	128,6%	75,0%	200,0%	25,7%	132,5%	ns		
	V_ROE_CS	29	13,7%	10,3%	-41,9%	49,4%	20,3%	13,7%	*	***	***
	V_ROE_SS	29	20,3%	18,2%	-48,8%	70,6%	26,2%	20,3%	ns		
	V_T_CS	29	65,2%	65,6%	57,1%	72,5%	3,8%	65,2%	ns		
	V_T_SS	29	50,3%	50,8%	38,7%	60,7%	5,4%	50,3%	ns		
C5	V_PS_CS	29	103,6%	100,0%	71,4%	128,6%	13,5%	103,6%	*		
	V_PS_SS	29	217,3%	214,3%	150,0%	300,0%	31,2%	217,3%	ns		
	V_ROE_CS	29	17,7%	14,7%	-45,6%	61,8%	23,9%	17,7%	ns	***	***
	V_ROE_SS	29	25,3%	21,0%	-51,9%	88,2%	31,7%	25,3%	ns		
	V_T_CS	29	56,1%	56,0%	51,3%	60,6%	2,4%	56,1%	ns		
	V_T_SS	29	37,3%	37,2%	30,4%	43,6%	3,4%	37,3%	ns		
C6	V_PS_CS	29	4,2%	0,0%	0,0%	14,3%	6,4%	4,2%	***		
	V_PS_SS	29	7,6%	12,5%	0,0%	25,0%	7,8%	7,6%	***		
	V_ROE_CS	29	1,6%	0,8%	-4,3%	14,0%	3,4%	1,6%	***	***	***
	V_ROE_SS	29	2,3%	1,1%	-6,2%	17,9%	4,6%	2,3%	***		
	V_T_CS	29	95,6%	95,6%	93,5%	97,3%	1,1%	95,6%	ns		
	V_T_SS	29	93,8%	93,8%	90,7%	96,2%	1,6%	93,8%	ns		
C7	V_PS_CS	29	20,3%	14,3%	11,1%	33,3%	7,4%	20,3%	***		
	V_PS_SS	29	18,4%	14,3%	0,0%	50,0%	12,3%	18,4%	*		
	V_ROE_CS	29	5,4%	3,0%	-25,5%	27,0%	10,6%	5,4%	***	***	***
	V_ROE_SS	29	5,7%	3,2%	-30,0%	28,0%	11,3%	5,7%	***		
	V_T_CS	29	82,9%	82,7%	75,5%	99,0%	4,3%	82,9%	***		
	V_T_SS	29	83,4%	84,0%	61,7%	101,8%	9,3%	83,4%	ns		

PORTE PEQUENO

CEN	VARIÁVEIS	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
C1	V_PS_CS	18	31,3%	31,0%	12,5%	50,0%	13,0%	17,9%	ns	***	***
	V_PS_SS	18	63,4%	67,0%	25,0%	114,3%	26,3%	32,1%	ns		

	V_ROE_CS	18	23,9%	7,3%	0,5%	133,1%	39,3%	24,9%	***		
	V_ROE_SS	18	34,6%	14,0%	0,7%	190,2%	55,6%	31,7%	***		
	V_T_CS	18	76,2%	76,0%	67,6%	86,4%	4,8%	5,6%	ns		
	V_T_SS	18	66,0%	65,7%	53,6%	80,6%	6,9%	8,0%	ns		
C2	V_PS_CS	18	49,1%	42,9%	25,0%	87,5%	18,7%	12,5%	*		
	V_PS_SS	18	103,5%	100,0%	66,7%	166,7%	28,8%	39,3%	*		
	V_ROE_CS	18	32,5%	14,4%	0,6%	184,0%	52,3%	29,0%	***	***	***
	V_ROE_SS	18	45,3%	20,8%	0,8%	262,9%	74,5%	36,0%	***		
	V_T_CS	18	69,4%	70,3%	60,6%	76,0%	3,9%	5,0%	ns		
	V_T_SS	18	56,3%	57,6%	43,7%	65,7%	5,6%	7,1%	ns		
C3	V_PS_CS	18	64,9%	64,6%	33,3%	112,5%	21,7%	32,1%	ns		
	V_PS_SS	18	138,7%	131,0%	100,0%	216,7%	35,0%	44,6%	**		
	V_ROE_CS	18	36,7%	16,2%	0,6%	212,9%	59,8%	32,1%	***	***	***
	V_ROE_SS	18	52,3%	25,0%	0,9%	304,1%	85,1%	40,4%	***		
	V_T_CS	18	64,7%	64,7%	55,5%	72,1%	4,2%	4,7%	ns		
	V_T_SS	18	49,5%	49,6%	36,4%	60,1%	6,0%	6,7%	ns		
C4	V_PS_CS	18	79,5%	80,4%	42,9%	114,3%	24,3%	42,9%	ns		
	V_PS_SS	18	167,9%	153,6%	128,6%	250,0%	35,5%	57,1%	**		
	V_ROE_CS	18	39,6%	18,0%	0,7%	227,0%	63,0%	34,3%	***	***	***
	V_ROE_SS	18	55,4%	26,1%	1,0%	324,3%	89,8%	37,8%	***		
	V_T_CS	18	61,2%	62,5%	53,7%	66,4%	3,9%	6,4%	**		
	V_T_SS	18	44,6%	46,4%	33,9%	52,0%	5,5%	9,1%	**		
C5	V_PS_CS	18	104,6%	106,3%	66,7%	150,0%	25,6%	39,3%	ns		
	V_PS_SS	18	207,3%	200,0%	162,5%	316,7%	35,5%	26,8%	***		
	V_ROE_CS	18	44,3%	20,3%	0,8%	259,8%	71,6%	35,1%	***	***	***
	V_ROE_SS	18	62,3%	28,4%	1,1%	371,1%	101,8%	35,8%	***		
	V_T_CS	18	55,7%	56,5%	47,8%	61,9%	4,5%	5,6%	**		
	V_T_SS	18	36,7%	37,8%	25,4%	45,5%	6,4%	8,0%	**		
C6	V_PS_CS	18	7,1%	6,3%	0,0%	16,7%	7,5%	14,3%	**		
	V_PS_SS	18	10,0%	12,5%	0,0%	25,0%	8,9%	16,7%	ns		
	V_ROE_CS	18	7,9%	2,0%	0,0%	50,9%	13,8%	8,6%	***	***	***
	V_ROE_SS	18	11,2%	2,8%	0,0%	72,7%	19,7%	14,1%	***		
	V_T_CS	18	93,2%	92,1%	89,6%	100,0%	3,2%	4,8%	**		
	V_T_SS	18	90,3%	88,7%	85,1%	100,0%	4,6%	6,9%	**		
C7	V_PS_CS	18	27,1%	28,6%	12,5%	50,0%	11,0%	16,7%	ns		
	V_PS_SS	18	46,6%	31,0%	12,5%	125,0%	31,0%	46,4%	**		
	V_ROE_CS	18	22,3%	5,6%	0,4%	128,8%	37,0%	21,2%	***	***	***
	V_ROE_SS	18	30,7%	9,5%	0,6%	189,3%	52,8%	28,7%	***		
	V_T_CS	18	78,6%	79,2%	72,4%	83,2%	2,8%	3,5%	ns		
	V_T_SS	18	71,8%	74,6%	52,0%	86,3%	9,1%	14,4%	ns		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *Payback* simples do prosumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *Payback* simples do prosumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor com simultaneidade; V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartil; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.

Estatística descritiva (média, mediana, mínimo, máximo, desvio-padrão e desvio interquartil) e testes para a variação entre prosumidor, distribuidora e consumidor por cenário de acordo com a classificação por proporção entre a quantidade de prosumidores e consumidores da distribuidora de energia

PROPORÇÃO MAIOR											
CEN	VARIÁVEIS	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
C1	V_PS_CS	23	27,6%	25,0%	12,5%	50,0%	11,7%	19,0%	ns		
	V_PS_SS	23	48,3%	42,9%	25,0%	100,0%	21,8%	42,9%	**		
	V_ROE_CS	23	27,1%	18,7%	0,8%	133,1%	33,5%	22,0%	***	***	***
	V_ROE_SS	23	38,2%	27,6%	1,2%	190,2%	47,4%	22,4%	***		
	V_T_CS	23	78,9%	78,9%	69,6%	86,7%	4,8%	6,1%	ns		
	V_T_SS	23	69,9%	69,8%	56,6%	81,0%	6,8%	8,7%	ns		
C2	V_PS_CS	23	40,3%	28,6%	14,3%	87,5%	21,0%	25,0%	***		
	V_PS_SS	23	83,4%	71,4%	42,9%	166,7%	35,7%	42,9%	**		
	V_ROE_CS	23	35,1%	26,6%	1,3%	184,0%	44,9%	20,9%	***	***	***
	V_ROE_SS	23	49,0%	33,3%	1,8%	262,9%	63,7%	23,7%	***		
	V_T_CS	23	72,7%	73,8%	60,6%	82,8%	5,5%	7,2%	ns		
	V_T_SS	23	61,1%	62,6%	43,7%	75,4%	7,8%	10,2%	ns		
C3	V_PS_CS	23	57,2%	50,0%	28,6%	112,5%	21,9%	28,6%	**	***	***

	V_PS_SS	23	120,8%	112,5%	71,4%	216,7%	39,9%	55,4%	**		
	V_ROE_CS	23	40,5%	29,7%	1,6%	212,9%	51,0%	21,7%	***		
	V_ROE_SS	23	56,3%	37,0%	2,2%	304,1%	72,6%	29,1%	***		
	V_T_CS	23	67,5%	68,4%	55,5%	76,5%	5,2%	5,7%	ns		
	V_T_SS	23	53,5%	54,9%	36,4%	66,5%	7,4%	8,2%	ns		
C4	V_PS_CS	23	68,9%	66,7%	42,9%	112,5%	23,1%	37,5%	ns		
	V_PS_SS	23	147,4%	142,9%	75,0%	250,0%	38,5%	28,6%	*		
	V_ROE_CS	23	44,4%	33,2%	1,8%	227,0%	53,6%	24,8%	***	***	***
	V_ROE_SS	23	61,7%	42,3%	2,6%	324,3%	76,3%	29,0%	***		
	V_T_CS	23	63,7%	63,7%	53,7%	72,5%	4,5%	4,0%	ns		
	V_T_SS	23	48,2%	48,1%	33,9%	60,7%	6,5%	5,7%	ns		
C5	V_PS_CS	23	104,4%	112,5%	66,7%	150,0%	20,1%	26,8%	ns		
	V_PS_SS	23	210,2%	212,5%	150,0%	316,7%	31,9%	28,6%	***		
	V_ROE_CS	23	51,5%	36,2%	2,4%	259,8%	60,3%	28,1%	***	***	***
	V_ROE_SS	23	71,5%	45,0%	3,4%	371,1%	86,2%	36,9%	***		
	V_T_CS	23	56,1%	56,1%	47,8%	60,6%	3,3%	4,2%	**		
	V_T_SS	23	37,3%	37,3%	25,4%	43,6%	4,8%	6,0%	**		
C6	V_PS_CS	23	7,2%	12,5%	0,0%	16,7%	7,2%	12,5%	***		
	V_PS_SS	23	10,6%	12,5%	0,0%	25,0%	8,8%	16,7%	ns		
	V_ROE_CS	23	7,9%	2,7%	0,3%	50,9%	12,2%	9,6%	***	***	***
	V_ROE_SS	23	11,2%	5,0%	0,5%	72,7%	17,3%	13,3%	***		
	V_T_CS	23	93,8%	94,3%	89,6%	97,3%	2,4%	3,9%	*		
	V_T_SS	23	91,2%	91,8%	85,1%	96,2%	3,5%	5,6%	*		
C7	V_PS_CS	23	23,8%	25,0%	12,5%	50,0%	11,0%	14,3%	**		
	V_PS_SS	23	32,9%	14,3%	0,0%	125,0%	31,8%	28,6%	***		
	V_ROE_CS	23	23,3%	14,0%	0,9%	128,8%	32,1%	20,2%	***	***	***
	V_ROE_SS	23	30,0%	18,5%	-0,4%	189,3%	46,2%	24,5%	***		
	V_T_CS	23	81,4%	81,7%	72,4%	99,0%	5,3%	5,0%	***		
	V_T_SS	23	78,6%	81,6%	52,0%	101,8%	11,5%	14,7%	ns		

PROPORÇÃO MENOR

CEN	VARIÁVEIS	OBS	MÉDIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO	DS-PAD	DS-INT	NOR	VAR	HOM
C1	V_PS_CS	24	27,6%	28,6%	11,1%	42,9%	9,2%	8,3%	ns		
	V_PS_SS	24	53,4%	47,2%	12,5%	114,3%	25,2%	38,4%	ns		
	V_ROE_CS	24	1,1%	2,3%	-34,2%	10,5%	8,5%	3,3%	***	***	***
	V_ROE_SS	24	3,1%	3,4%	-41,7%	15,3%	11,7%	7,9%	***		
	V_T_CS	24	77,4%	76,1%	67,6%	85,0%	5,3%	8,8%	ns		
	V_T_SS	24	67,7%	65,8%	53,6%	78,6%	7,6%	12,6%	ns		
C2	V_PS_CS	24	35,0%	33,3%	12,5%	50,0%	10,3%	14,3%	ns		
	V_PS_SS	24	78,6%	83,3%	28,6%	128,6%	25,4%	38,1%	ns	***	***
	V_ROE_CS	24	2,2%	3,4%	-36,2%	12,8%	10,1%	5,4%	***		

	V_ROE_SS	24	4,4%	5,6%	-44,7%	18,8%	13,7%	11,0%	***		
	V_T_CS	24	73,0%	72,4%	65,0%	80,0%	4,7%	8,6%	*		
	V_T_SS	24	61,4%	60,6%	50,0%	71,4%	6,7%	12,2%	*		
C3	V_PS_CS	24	47,4%	42,9%	25,0%	75,0%	14,4%	9,9%	ns		
	V_PS_SS	24	104,2%	100,0%	42,9%	157,1%	24,4%	27,0%	ns		
	V_ROE_CS	24	2,8%	4,1%	-38,2%	16,7%	11,5%	7,1%	***	***	***
	V_ROE_SS	24	5,4%	7,4%	-45,0%	23,9%	15,4%	11,8%	***		
	V_T_CS	24	69,0%	69,1%	61,7%	75,0%	3,9%	6,2%	ns		
	V_T_SS	24	55,7%	55,9%	45,3%	64,2%	5,5%	8,8%	ns		
C4	V_PS_CS	24	66,8%	66,7%	42,9%	114,3%	18,1%	19,6%	ns		
	V_PS_SS	24	144,7%	140,2%	87,5%	228,6%	30,4%	33,3%	ns		
	V_ROE_CS	24	3,7%	5,0%	-41,9%	21,7%	13,2%	8,2%	***	***	***
	V_ROE_SS	24	7,0%	10,2%	-48,8%	28,4%	17,5%	15,1%	***		
	V_T_CS	24	63,6%	63,6%	55,2%	70,0%	4,0%	5,5%	ns		
	V_T_SS	24	48,1%	48,0%	36,1%	57,2%	5,8%	7,9%	ns		
C5	V_PS_CS	24	103,5%	100,0%	66,7%	142,9%	17,9%	26,1%	ns		
	V_PS_SS	24	216,6%	213,4%	171,4%	300,0%	34,2%	42,0%	ns		
	V_ROE_CS	24	5,2%	8,3%	-45,6%	27,9%	15,8%	11,8%	***	***	***
	V_ROE_SS	24	8,9%	15,2%	-51,9%	35,3%	20,6%	17,7%	***		
	V_T_CS	24	55,8%	56,3%	48,2%	61,9%	3,3%	4,1%	ns		
	V_T_SS	24	36,9%	37,6%	25,9%	45,5%	4,8%	5,9%	ns		
C6	V_PS_CS	24	3,5%	0,0%	0,0%	14,3%	6,2%	6,3%	***		
	V_PS_SS	24	6,6%	0,0%	0,0%	16,7%	7,4%	14,3%	***		
	V_ROE_CS	24	0,2%	0,4%	-4,3%	1,9%	1,2%	0,6%	***	***	***
	V_ROE_SS	24	0,4%	0,6%	-6,2%	2,7%	1,7%	0,9%	***		
	V_T_CS	24	95,6%	95,7%	90,7%	100,0%	2,2%	2,0%	*		
	V_T_SS	24	93,7%	93,8%	86,8%	100,0%	3,1%	2,8%	*		
C7	V_PS_CS	24	22,0%	25,0%	11,1%	33,3%	7,7%	14,3%	**		
	V_PS_SS	24	25,6%	28,6%	0,0%	71,4%	16,9%	16,7%	ns		
	V_ROE_CS	24	1,0%	2,1%	-25,5%	9,9%	6,7%	2,5%	***	***	***
	V_ROE_SS	24	1,2%	2,4%	-30,0%	8,5%	7,2%	2,9%	***		
	V_T_CS	24	81,1%	80,7%	75,5%	86,0%	3,3%	6,0%	*		
	V_T_SS	24	79,4%	79,0%	61,7%	95,3%	10,3%	17,6%	ns		

Notas: Cenários – “C1”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO B” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C2”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C3”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C4”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B + FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C5”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando os componentes “FIO B +

FIO A + ENCARGOS + PERDAS” da TUSD mais os “ENCARGOS E DEMAIS COMPONENTES” da TE e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C6”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando o componente “FIO A” da TUSD e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; “C7”: Variação entre a compensação da energia produzida por GD desconsiderando 70% dos componentes “FIO B + FIO A” da TUSD (os 30% considerados equivalem à simultaneidade entre geração e consumo de energia por GD) e a compensação da energia produzida por GD considerando todos os componentes da TUSD e da TE; OBS: quantidade de observações por cenário; VARIÁVEIS: V_PS_SS: Variação do *Payback* simples do prosumidor sem simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_PS_CS: Variação do *Payback* simples do prosumidor com simultaneidade entre geração e consumo de energia; V_ROE_SS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_ROE_CS: Variação no ROE da distribuidora em virtude do prosumidor com simultaneidade; V_T_SS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor sem simultaneidade; V_T_CS: Variação da tarifa do consumidor em virtude do prosumidor com simultaneidade; OBS: quantidade de observações por cenário; DS-PADRÃO: desvio-padrão; DS-INTERQ: desvio-interquartilico; NOR: normalidade da distribuição dos dados a partir do teste Shapiro Wilk; VAR: normalidade da distribuição dos resíduos a partir do teste de variância ANOVA; HOM: homocedasticidade de variâncias entre e dentro dos grupos a partir do teste Bartlett. Significância estatística: valor-p <1% (***), valor-p <5% (**), valor-p <10% (*) e não significativo (ns). Fonte: dados da pesquisa.