

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: explorando a
“Espiral da Morte” das Distribuidoras**

Jorge Vleberton Bessa de Andrade

Itajubá-MG, Fevereiro de 2020.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: explorando a
“Espiral da Morte” das Distribuidoras**

Jorge Vleberton Bessa de Andrade

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Engenharia de Energia

**Orientador: Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho
Coorientador: Dr. Jamil Haddad**

**Fevereiro de 2020
Itajubá-MG**

DEDICATÓRIA

A Deus.

A minha mãe, Vera.

A meus avós, **Maria e Gerardo** (*in memoriam*)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo dom da vida, perseverança, força espiritual que me concedeu nesta caminhada e por ter me mostrado sempre um caminho nas horas difíceis que tive durante a realização desta pesquisa.

À minha mãe, Veridiana Bessa de Queiroz por todo o amor incondicional, paciência, por sempre acreditar e nunca desistir de mim e pelo apoio para que meu sonho se tornasse realidade. Sou o que sou graças à senhora!

À minha irmã Jorgeana Bessa de Andrade, por tentar ser meu porto seguro e uma de minhas fontes de felicidade.

Aos meus amigos de vida e inspirações acadêmicas Bruno Noronha e Alexandre Caitano, pela possibilidade de dividir os melhores e piores momentos dessa caminhada, por toda paciência e companheirismo.

Aos meus amigos Robson Almeida e Matheus Lucas, por serem meus bons confidentes.

À minha amiga Cristiane Gomes, pela amizade maravilhosa.

Às minhas colegas Maise Soares, Lidiana Rossi, Verônica Dantas, Jenise Monteiro, Hiliene Carvalho, Livya Wana e Bernalize Rosário por se tornarem minha “família” em Itajubá.

Às minhas colegas de mestrado Natália Ribeiro e Lilian Freitas, pelo companheirismo durante essa jornada acadêmica.

Ao caro colega Helton Franco, por toda ajuda e paciência nos assuntos relacionados à linguagem de programação Python.

Ao Professor e Orientador Geraldo Lúcio Tiago Filho, pela confiança, compreensão, dedicação, parceria, apoio e contribuição concedida durante a realização deste trabalho e partilha de seus conhecimentos.

Ao Professor e Coorientador Jamil Haddad, pelo compartilhamento das experiências e dos conhecimentos referentes ao setor eletroenergético.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá, pelos ensinamentos tão importantes e por terem me ajudado ativamente ou passivamente neste projeto.

À CAPES pelo auxílio financeiro que permitiu o desenvolvimento dessa dissertação.

RESUMO

Nas últimas décadas os sistemas energéticos vêm passando por processo de transição, devido às inovações tecnológicas decorrentes da expansão das fontes renováveis, em busca de minimizar a utilização das tecnologias de combustíveis fósseis nos sistemas de energia para uma economia com baixa emissão de carbono. Essa transição exige atenção política e regulatória, e traz desafios aos formuladores de políticas. Uma das principais preocupações diz respeito à rápida difusão da geração distribuída (GD), particularmente a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), que pode interferir na sustentabilidade financeira das Distribuidoras de Energia Elétrica (DEEs) e impactar a confiabilidade dos sistemas elétricos. Esta difusão faz com que mais consumidores adotem a GDFV e gerem sua própria energia, fazendo com que as receitas das DEEs diminuam, podendo desencadear a um fenômeno denominado de “espiral da morte” das DEEs. Neste contexto, este estudo tem como objetivo aprimorar um Modelo Baseado em Agente (ABM – Agent-Based Model) para explorar a difusão da GDFV no contexto brasileiro, analisando até que ponto essa difusão poderia reduzir a receita da DEE, desencadeando a espiral da morte, abordando questões referentes à transição energética, sob uma ótica que permita avaliar a situação de forma mais ampla. O modelo mostra que as preocupações com a “espiral da morte” devido à adoção da GDFV, sob as políticas, estrutura tarifária e forma de compensação da energia elétrica no país são relevantes e merecem atenção. Constata-se, de maneira consistente para os cenários e os casos analisados, que a escala de difusão da GDFV é significativa, em termos de oferta de geração de energia elétrica através da energia solar, redução da receita e subsequentes aumentos da tarifa. Contudo, a taxa de adoção ocorre de forma mais suave do que repentina, dando tempo e uma certa flexibilidade para que a DEE e os reguladores se adaptem à difusão desta tecnologia disruptiva. Por fim, os resultados desta pesquisa sugerem que a preocupação com espiral de morte, que recai sobre a DEE através da difusão da GDFV, possui relevada importância, quando não há uma revisão tarifária que leve em consideração a redução do número de consumidores. Isso mostra que os reguladores devem acompanhar a difusão desta tecnologia, a fim de analisar as perdas de receita das DEEs e concentrar seus trabalhos para futuras inovações tarifárias.

Palavras-chave: difusão, geração distribuída fotovoltaica, modelagem baseada em agentes, espiral da morte, distribuidoras de energia elétrica.

ABSTRACT

In the last decades, energy systems have been undergoing a transition process, due to technological innovations resulting from the expansion of renewable sources, seeking to minimize the use of fossil fuel technologies in energy systems for a low carbon economy. This transition requires political and regulatory attention, and poses challenges to public policy makers. One of the main concerns concerns the rapid diffusion of distributed generation (GD), particularly distributed photovoltaic generation (GDFV), which can interfere in the financial sustainability of Electricity Distributors (DEEs) and impact the reliability of the power systems. This diffusion causes more consumers to adopt PVDG and generate their own energy, causing decrease in revenue of power distribution utilities. That may trigger a phenomenon called “death spiral” of utilities. In this context, this study aims to improve an Agent-Based Model (ABM) to explore the diffusion of PVDG in the Brazilian context analyzing in which extent that diffusion could reduce the utilities revenue, thus triggering the "death spiral". The study also addresses issues related to the energy transition, from a point of view that allows evaluating the situation more broadly. The model shows that concerns about the “death spiral” due to the adoption of PVDG, under the policies, tariff structure and form of compensation for electricity in the country are relevant and deserve attention. It has been found, in a consistent manner for the scenarios and cases analyzed, that the scale of diffusion of PVDG is significant, in terms of supply of electricity generation using solar energy, reduction of revenue and subsequent tariff increases. However, the adoption rate occurs more smoothly than suddenly, giving time and a certain flexibility so that the power distribution utilities and regulators adapt to the diffusion of this disruptive technology. Finally, the results of this research suggest that the concern with the “death spiral”, which falls on the power distribution utilities, through the diffusion of PVDG, has no force, when there is no tariff review that takes into account the reduction in the number of consumers. This shows that regulators must monitor the diffusion of this technology in order to analyze the revenue losses of power distributors and concentrate their work on future tariff innovations.

Keywords: diffusion, photovoltaic distributed generation, agent-based modeling, death spiral, power distribution utilities.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	11
1.1.	Justificativa	12
1.2.	Objetivos.....	14
1.3.	Estrutura da dissertação	14
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1.	Energia solar e geração distribuída fotovoltaica	16
2.2.	Difusão da geração distribuída fotovoltaica.....	21
2.3.	Impactos da difusão da geração distribuída fotovoltaica nas distribuidoras..	24
2.3.1.	Impactos remuneratórios e redução na receita das distribuidoras....	25
2.3.1.1.	Mecanismo de remuneração.....	31
2.3.1.1.1.	Parcela A.....	34
2.3.1.1.2.	Parcela B.....	35
2.3.1.2.	Estrutura Tarifária	37
2.3.1.2.1.	Tarifa de Energia (TE).....	38
2.3.1.2.2.	Tarifa de Uso do sistema de Distribuição (TUSD)	39
2.3.2.	Impactos tarifários.....	40
2.4.	A “Espiral da Morte” das distribuidoras	42
2.5.	Investigação da Espiral da Morte das distribuidoras.....	47
2.5.1.	A modelagem baseada em agentes (ABM).....	50
3.	METODOLOGIA.....	56
3.1.	Estudo de caso	58
3.2.	Inicialização e execução do modelo	61
3.3.	Dados de entrada.....	63
3.4.	Configuração do modelo.....	66
3.5.	Mecânica do modelo.....	68
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	73
4.1.	Resultados das simulações.....	73
4.2.	Análise de sensibilidade.....	78
4.3.	Apontamentos e discussões	85
5.	CONCLUSÃO.....	87
5.1.	Considerações finais	87
5.2.	Recomendações para trabalhos futuros.....	89
6.	REFERÊNCIAS	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Total diário da irradiação brasileira no plano inclinado na latitude.	17
Figura 2.2. Comparativo das médias mensais da irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m ² .dia).....	17
Figura 2.3. Potência Instalada de GDFV no Brasil (MW).....	18
Figura 2.4. Potência instalada de GDFV por modalidade.	19
Figura 2.6. Componentes tarifárias da TUSD e TE.	37
Fonte: Adaptado de ANEEL (2017b).	37
Figura 2.7. Tecnologias disruptivas.	43
Figura 2.8. Sistema ABM.	52
Figura 2.9. Um agente típico.	55
Figura 3.1. Diagrama de loop causal do modelo (versão dinâmica).....	58
Figura 3.2. Mapa da localização geográfica do Bairro Portuguesa, Rio de Janeiro-RJ....	61
Figura 3.3. Fluxograma de criação do Consumidor/Proprietário (Modulo no Python)....	62
Figura 3.4. Fluxograma do modelo de adoção da GDFV.	62
Figura 3.5. Fluxograma de inicialização e execução do modelo.	63
Figura 3.6. Componentes tarifários e as formas de compensação da energia gerada.	67
Figura 3.7. Efeito de vizinhança.	68
Figura 3.8. Probabilidade de adoção da GDFV.	70
Figura 4.1. Fluxograma para o modelo na versão dinâmica.	73
Figura 4.2. Unidades adotantes e capacidade instalada da GDFV no cenário referência do modelo dinâmico.	75
Figura 4.3. Unidades adotantes e capacidade instalada da GDFV no cenário alternativo do modelo dinâmico.	75
Figura 4.4. Fluxograma para o modelo na versão estática.....	76
Figura 4.5. Resultados da análise de sensibilidade para diferentes valores da TUSD no cenário referência.	79
Figura 4.6. Resultados da análise de sensibilidade para diferentes valores da TUSD no cenário alternativo	79
Figura 4.7. Resultados da análise de sensibilidade para a difusão no cenário referência da versão dinâmica	80
Figura 4.8. Resultados da análise de sensibilidade para a difusão no cenário alternativo da versão dinâmica.	81

Figura 4.9. Resultados da análise de sensibilidade para o aumento da TFEE no cenário referência da versão dinâmica.	82
Figura 4.10. Resultados da análise de sensibilidade para o aumento da TFEE no cenário alternativo da versão dinâmica.	82
Figura 4.11. Resultados da análise de sensibilidade para a redução na receita da DEE no cenário referência da versão estática.	83
Figura 4.12. Resultados da análise de sensibilidade para a redução na receita da DEE no cenário alternativo da versão estática	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Projeção de redução de receita das DEEs em 2024.	27
Tabela 3.1. Características demográficas, dos recursos solares e do preço da energia. ...	60
Tabela 3.2. Tipificação das residências em função dos tamanhos dos telhados.....	64
Tabela 3.3. Distribuição do tipo de residência para as classes de consumo.	64
Tabela 3.4. Tipos de residências e opções da GDFV.	65
Tabela 3.5. Distribuição do tamanho do sistema de GDFV para os tipos de residência. .	65
Tabela 3.6. Premissas dos cenários	66
Tabela 4.1. Resumo dos resultados do modelo na versão dinâmica.	74
Tabela 4.2. Resumo dos resultados do modelo na versão estática.	77
Tabela 4.3. Parâmetros utilizados para criar os casos.....	80

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1. Benefícios da GDFV para o Brasil.	20
Quadro 2.2. Fatores que afetam a adoção da GDFV.	22
Quadro 2.3. Problemas decorrentes do avanço da GDFV.	25
Quadro 2.4. Receita das DEEs.	33
Quadro 2.5. Classificações dos agentes.	54
Quadro 3.1. Custos e benefícios sob a ótica de quem instala GDFV.	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABM	MODELAGEM BASEADA EM AGENTES
ABS	SIMULAÇÃO BASEADA EM AGENTES
ABSOLAR	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA
ANEEL	NA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
BS	ARMAZENAMENTO EM BATERIA
CRECESB	CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO
DEE	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA
C_{TE}	CONSUMO TOTAL ESTIMADO
C_L	CONSUMO LÍQUIDO
RR_B	RECEITA ANUAL PELO CUSTO DE DISTRIBUIÇÃO
RR_{B0}	RECEITA PELO CUSTO DE DISTRIBUIÇÃO NO ANO INICIAL
RR_{Bt}	RECEITA PELO CUSTO DE DISTRIBUIÇÃO PARA DETERMINADO ANO t
GD	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
GDFV	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTVOLTAICA
ICMS	IMPOSTO SOBRE OPERAÇÕES RELATIVO À CIRCULAÇÃO DE MERCADORIAS E SOBRE PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS
IDH	ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO
IPTU	IMPOSTO PREDIAL E TERRITORIAL URBANO
MME	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
NREL	NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY
P_F	PARCELA FIXA DA TARIFA DO CUSTO DE DISTRIBUIÇÃO
PRODIST	PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

PVGIS	SISTEMA DE INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA FOTOVOLTAICA
REN	RESOLUÇÃO NORMATIVA
RFEE	RECEITA PELO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
SCOs	ORGANIZAÇÕES COMUNITÁRIAS DE ENERGIA SOLAR
SFV	SISTEMA FOTOVOLTAICO
TE	TARIFA DE ENERGIA
TFEE	TARIFA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
TUSD	TARIFA DE USO DO SISTEMA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
UC	UNIDADE CONSUMIDORA
RR _A	RECEITA ANUAL PELO CUSTO DE COMPRA DA ENERGIA ELÉTRICA
V _{PA}	VALOR DA PARCELA A
V _{PB}	VALOR DA PARCELA B

1. INTRODUÇÃO

Na última década, constataram-se profundas mudanças tecnológicas no setor elétrico, dadas por um processo de transição energética, devido às grandes inovações decorrentes da expansão das fontes renováveis, em busca de minimizar a utilização das tecnologias de combustíveis fósseis nos sistemas de energia para uma economia com baixa emissão de carbono (GIELEN et al., 2019; IRENA, 2019). Para Schleicher-Tappese (2012), a preocupação com a questão ambiental somada à redução dos custos de tecnologias alternativas de geração, impulsiona uma mudança para os sistemas distribuídos de energia. Em busca da transição para economias de baixo carbono, vários países forneceram e estão fornecendo incentivos financeiros, mecanismos de assistência e políticas associadas para apoiar as fontes de energia renovável, sobretudo a Geração Distribuída (GD), como um esforço para a melhoria da eficiência energética.

De acordo com Kind (2015), os recentes avanços das tecnologias renováveis, em conjunto com o aumento da conscientização e do interesse do consumidor, estão produzindo uma mudança no mercado de energia elétrica de um sistema de geração centralizado para um modelo distribuído e direcionado ao consumidor. Assim, o modelo centralizado de geração é desafiado por uma versão emergente descentralizada com os *prosumers*¹ exercendo maior controle sobre quanta energia é produzida localmente, consumida, armazenada ou compensada com outros consumidores e *prosumers* usando a rede que os conecta (SIOHANSI, 2016a).

No Brasil, houve uma grande difusão da GD nos últimos cinco anos, devido à Resolução Normativa - REN nº 482, de 17/04/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração de minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como a criação do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). As fontes renováveis, principalmente a solar, se destacaram nos últimos anos com o crescimento da GD. Dentre as várias tecnologias de energia renovável utilizadas para a micro e minigeração, o sistema fotovoltaico (SFV) tornou-se o principal ator no setor

¹Segundo Ritzer, Dean e Jurgenson (2012), o termo “*Prosumer*” foi cunhado por Alvin Toffler em 1980 e se refere a uma combinação de produção e consumo, ou seja, refere-se a consumidores que também são produtores.

elétrico brasileiro, à medida que os painéis fotovoltaicos se tornaram mais confiáveis e mais baratos (NASCIMENTO, 2017). A partir do modelo criado pela citada Resolução, e por meio da instalação de SFVs, hoje os consumidores brasileiros podem gerar sua própria energia elétrica, o que lhes permite reduzir suas contas de energia, adquirir propriedade e controle da infraestrutura de energia e reduzir seu impacto ambiental (ANEEL, 2012).

A difusão da GDFV possibilita um sistema de energia mais limpo e eficiente. No entanto, esta transformação tecnológica envolve mudanças para as empresas Distribuidoras de Energia Elétrica (DEEs) reguladas, podendo desencadear o fenômeno denominado de “espiral da morte”, que decorre do fato de que um grande número de consumidores ao adotarem a GDFV, reduzem a componente variável da fatura de energia elétrica. Essa redução levaria, diante das regras tarifárias vigentes, a um aumento nas tarifas de todos os consumidores – valores aprovados pelo regulador para garantir que as receitas das distribuidoras sejam recuperadas através da Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica (TFEE). Isso, por sua vez, levaria a um aumento adicional do número de consumidores que buscariam instalar módulos fotovoltaicos em um ciclo de *feedback* positivo, descrito na literatura (CASTANEDA et al., 2017; COSTELLO; HEMPHILL, 2014; FELDER; ATHAWALE, 2014).

Em particular, ainda há poucas pesquisas que utilizam modelos para avaliar a médio e longo prazo os efeitos quantitativos da difusão da GDFV na sustentabilidade financeira das DEEs, bem como uma possível espiral da morte (CASTANEDA; FRANCO; DYNER, 2017; LAWS et al., 2017; MUAFA et al., 2017; PRATA; CARVALHO, 2018). Nessa perspectiva, a espiral da morte gera dois importantes questionamentos no âmbito nacional: qual é a escala do efeito resultante da expansão da GDFV e qual é a taxa na qual o efeito ocorrerá? Nesta pesquisa, serão investigados esses dois questionamentos, de grande importância para a formulação de políticas públicas no país.

1.1. Justificativa

O estado da arte dos estudos sobre a GD (em especial a GDFV) é bastante robusto no que diz respeito às projeções quantitativas de instalações potencialmente aderentes e dispostas a investir nos sistemas de GD. Também, já se encontram em estágios bem desenvolvidos os estudos sobre a viabilidade financeira dos investimentos em GDFV, bem como seus impactos sobre a qualidade de energia elétrica da rede de distribuição, assim

como, seus possíveis ganhos na redução das perdas técnicas com transmissão de energia (FERREIRA *et al.*, 2018; KALITA *et al.*, 2019; LIN *et al.*, 2011; SOW *et al.*, 2019; TIMILSINA; KURDGELASHVILI; NARBEL, 2012). Entretanto, ainda são incipientes os estudos que modelam as interações complexas entre a difusão da GDFV, os custos do fornecimento de energia elétrica e a estrutura tarifária, bem como a sustentabilidade financeira das DEEs e uma possível espiral da morte, principalmente no contexto nacional, o que justifica a realização deste trabalho.

A necessidade de novas abordagens e ferramentas baseadas em análises complexas das transições energéticas, bem como do sistema elétrico, tem sido defendida recentemente por muitos autores, reforçando a justificativa e relevância deste trabalho (FARMER *et al.*, 2015; KARSLÉN; PAPACHRISTOS; REHMATULLA, 2019; MACAL; GRAZIANO; OZIK, 2014; VAZQUEZ; HALLACK, 2018).

Desta forma, esta pesquisa escolheu a abordagem da Modelagem Baseada em Agentes (*Agent-Based Modeling* - ABM), que pode ser usada para analisar os desempenhos técnicos e socioeconômicos dos sistemas complexos ao longo do tempo, na qual o desempenho do sistema está sujeito a comportamentos humanos complexos e dinâmicos e as interações mercadológicas e sociais (MITTAL; KREJCI; DORNEICH, 2019). Karslén, Papachristos e Rehmatulla (2019) afirmam que a ABM possui certas vantagens quando se trata de explorar o comportamento de sistemas adaptativos complexos, pois fornecem representações explícitas e sistemáticas que permitem a experimentação; geram comportamentos complexos do sistema a partir de mecanismos e processos subjacentes, facilitando a inferência de percepções sobre o comportamento do sistema.

Vale destacar que este estudo é o primeiro na literatura nacional a utilizar a ABM para explorar até que ponto a difusão da GDFV pode reduzir a receita da DEE, levando-a à espiral da morte. Este trabalho busca contribuir para uma maior discussão sobre a complexidade das transições energéticas por meio da difusão da GDFV e seus impactos, apresentando os resultados simulados no modelo para os cenários utilizados, trazendo conclusões importantes para a literatura, para os formuladores de políticas públicas e para os demais agentes envolvidos no processo de transição energética.

1.2. Objetivos

Este estudo tem como objetivo geral explorar a difusão da GDFV no contexto brasileiro, analisando até que ponto essa difusão pode reduzir a receita da DEE, levando-a à suposta espiral da morte, abordando questões referentes à transição energética, e “enxergando sob uma ótica” que permita avaliar a situação de forma mais ampla. Com esta finalidade, propõe-se alcançar os seguintes objetivos específicos:

- Aprimorar um Modelo Baseado em Agente (ABM), no qual os consumidores residenciais adotarão a GDFV em seus telhados, dependendo do *payback* do investimento, dados os custos de instalação da GDFV e do valor da Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica (TFEE).;
- Estruturar um efeito de contágio (efeito de vizinhança) a ser utilizado no modelo, que buscará compreender as atitudes dos consumidores e suas interações, em relação à adoção inicial da tecnologia;
- Difundir a GDFV no modelo;
- Realizar análises de sensibilidade para investigar a robustez do modelo;
- Analisar os impactos da difusão da GDFV sobre a sustentabilidade financeira da DEE;

1.3. Estrutura da dissertação

O corpo principal deste trabalho está estruturado em sete capítulos. O primeiro capítulo apresenta a introdução.

Logo após, no segundo capítulo é apresentada a fundamentação teórica explora os conceitos fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. Busca-se no segundo capítulo, explanar sobre a geração distribuída fotovoltaica e sua regulamentação no Brasil, bem como os impactos nas DEEs decorrente da difusão da GDFV, analisando uma possível espiral da morte e os modelos para sua investigação.

Em seguida, no terceiro capítulo é descrito o loco do estudo de caso, contendo os dados importantes referente à cidade do Rio de Janeiro – RJ, relacionando à adoção da GDFV nos telhados das residências. Ainda neste Capítulo é também fornecida uma visão geral da ABM, incluindo uma descrição de sua motivação geral, apresentando sua forma de

inicialização e execução, toda a mecânica de forma detalhada e por fim, sua configuração. Destaca-se que a subseção de configurações da modelagem discute os cenários utilizados para o Rio de Janeiro, descrevendo sua calibração para os dados reais.

O quarto capítulo apresenta os resultados da aplicação da modelagem aos cenários analisados, com execuções simulando 10 anos de atividade. Em seguida, ainda no quarto capítulo, são exibidas as descobertas a partir de uma análise de sensibilidade, investigado a robustez do modelo de forma extensa e sistemática, partindo das premissas de modelagem, ancoradas nos cenários utilizados e, por fim, discutidos os resultados deste trabalho, a fim de esclarecer sobre a espiral da morte, o que pode ser feito para evitá-la, e por fim, discutido também a respeito dos fatores que influenciam na redução da receita das DEEs a partir da difusão da GDFV.

A conclusão deste trabalho, exposta no quinto capítulo, contém os comentários sobre as implicações políticas das descobertas, avaliando as limitações deste estudo e apontando oportunidades para pesquisas futuras.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Energia solar e geração distribuída fotovoltaica

A crescente preocupação com a preservação do meio ambiente, e a busca pela diversificação da matriz elétrica, associado com o aumento na demanda por energia, desenvolvimento da indústria e a redução dos custos de tecnologias, impulsionaram a geração de energia elétrica no mundo a partir de fontes renováveis, como a fonte solar, bem como uma transição para os sistemas distribuídos de energia (DJØRUP; THELLUFSEN; SORKNÆS, 2018; SCHLEICHER-TAPPESER, 2012). As fontes renováveis, principalmente a solar, se destacaram nos últimos anos com o crescimento da GD. As fontes renováveis tornaram-se mais competitivas na medida em que se desenvolveram, sendo a competitividade resultante da redução dos custos devido ao ganho de escala e dos avanços tecnológicos.

O Brasil possui um grande potencial para geração de energia elétrica a partir de fonte solar, como mostrado na Figura 2.1, contando com níveis de irradiação solar superiores aos de países onde projetos para aproveitamento de energia solar são vastamente difundidos, como Alemanha, França e Itália.

De acordo com INPE (2017), a média anual de irradiação global no Brasil possui uma boa uniformidade, apresentando níveis elevados de irradiação solar e uma baixa variabilidade da irradiação solar no país em comparação por exemplo, com o que se observa em países onde essa tecnologia já está bem estabelecida, como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. O INPE (2017) afirma também que a região Nordeste é a região que apresenta o maior potencial solar no Brasil, com valor médio do total diário da irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m² e da componente direta normal de 5,05 kWh/m². A Figura 2.2 compara a variabilidade da irradiação global horizontal média mensal nas cinco regiões brasileiras com os países citados anteriormente.

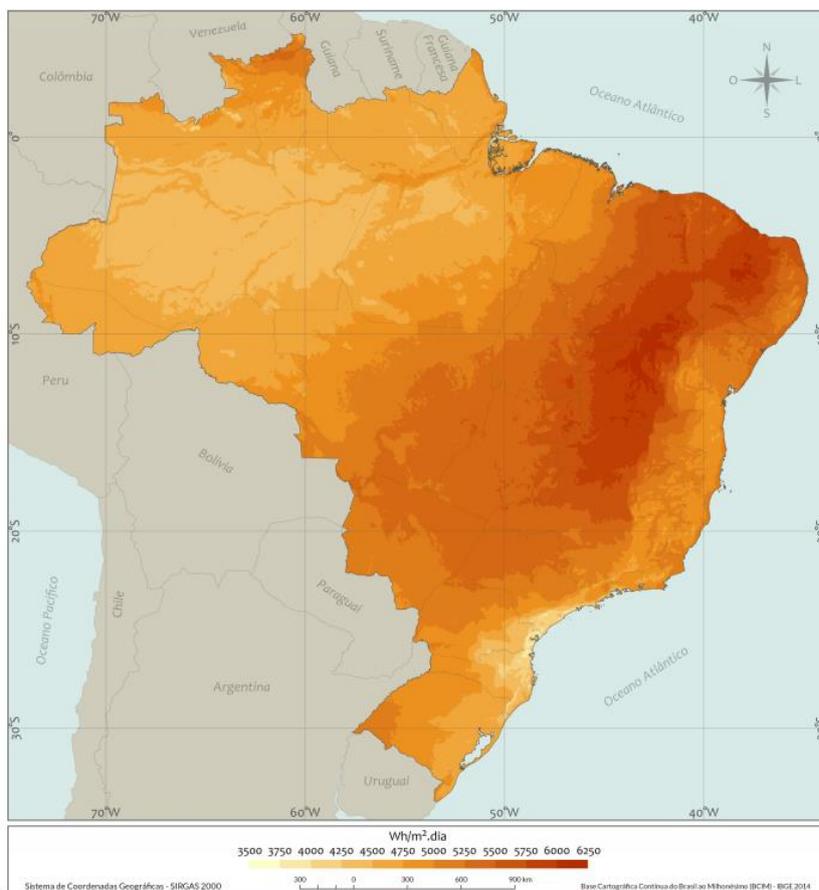


Figura 2.1. Total diário da irradiação brasileira no plano inclinado na latitude.
Fonte: INPE (2017).

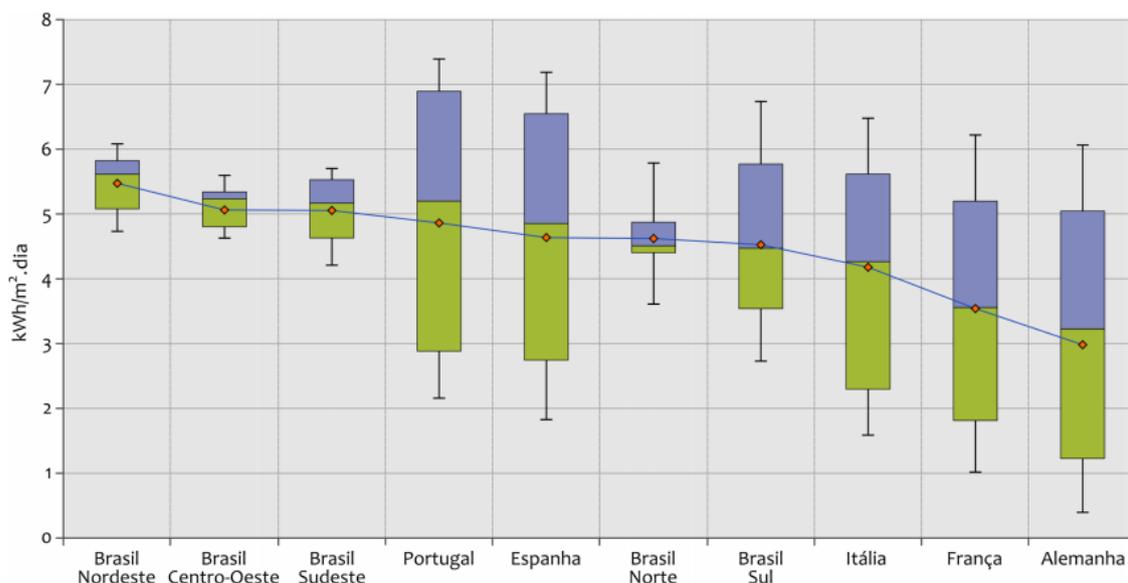


Figura 2.2. Comparativo das médias mensais da irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m².dia).
Fonte: INPE (2017).

O Brasil, segundo o Ministério de Minas e Energia (2019), possuía, até junho de 2019, 3.022 MW de energia solar fotovoltaica instalados, o que representa cerca de 1,8% da capacidade instalada total no país. Do total de 3.022 MW existentes em junho de 2019, 2.103 MW correspondiam à geração centralizada e 918 MW à geração distribuída. Comparando esses valores com os valores obtidos para o mesmo período no ano anterior, foi possível verificar um aumento de, respectivamente, 60,9% e 212,0% na capacidade instalada de geração de energia elétrica por meio da energia solar fotovoltaica.

Aliada ao maior acesso a informações e aos recursos financeiros, a geração distribuída por meio dos SFVs (GDFV) vem crescendo significativamente nos últimos anos, possibilitando uma maior notoriedade desta tecnologia no país. Este crescimento pode ser observado ao se analisar o quantitativo de residências que já possuem a GDFV. No Brasil, segundo dados da ANEEL (2019a), até agosto de 2019, das 98.113 instalações de GDFV, 75% são em residências, seguidas das instalações comerciais (17%). Já em potência instalada, conforme a Figura 2.3, a GDFV totaliza um valor de 1.081,6 MW no país.

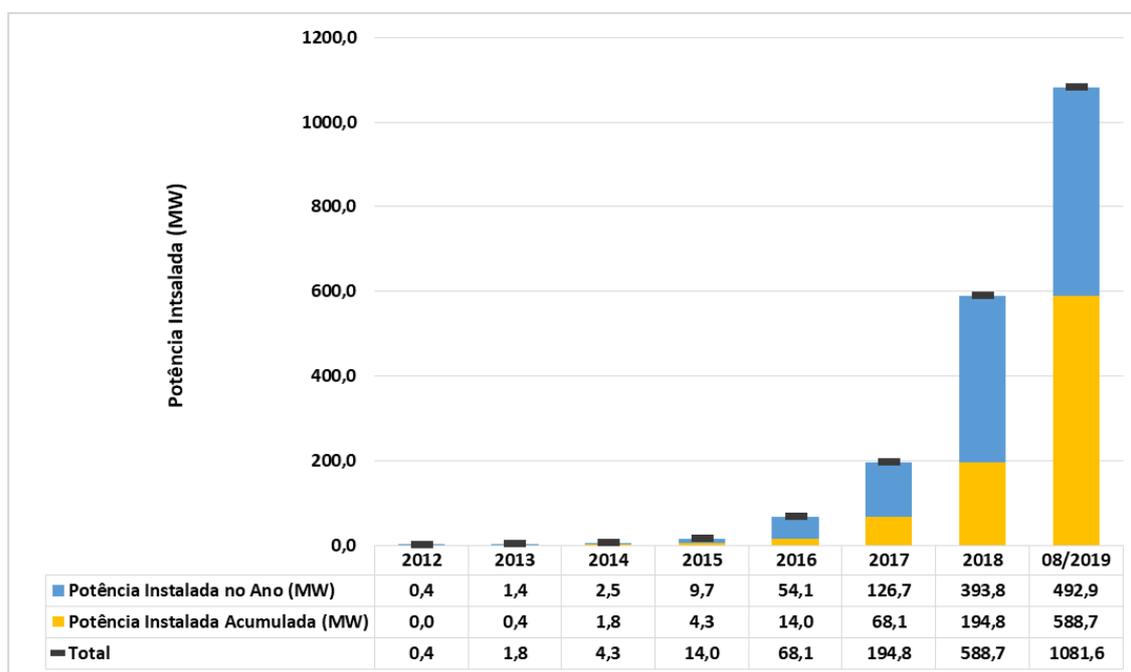


Figura 2.3. Potência Instalada de GDFV no Brasil (MW)

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2019a). Última atualização 22/08/2019.

Com relação as modalidades de GDFV, por meio da Figura 2.4 pode-se perceber que, a geração na própria unidade consumidora (UC) é a que possui a maior quantidade de instalações e potência instalada, correspondendo, respectivamente, a 85.853 e 860,0 MW.

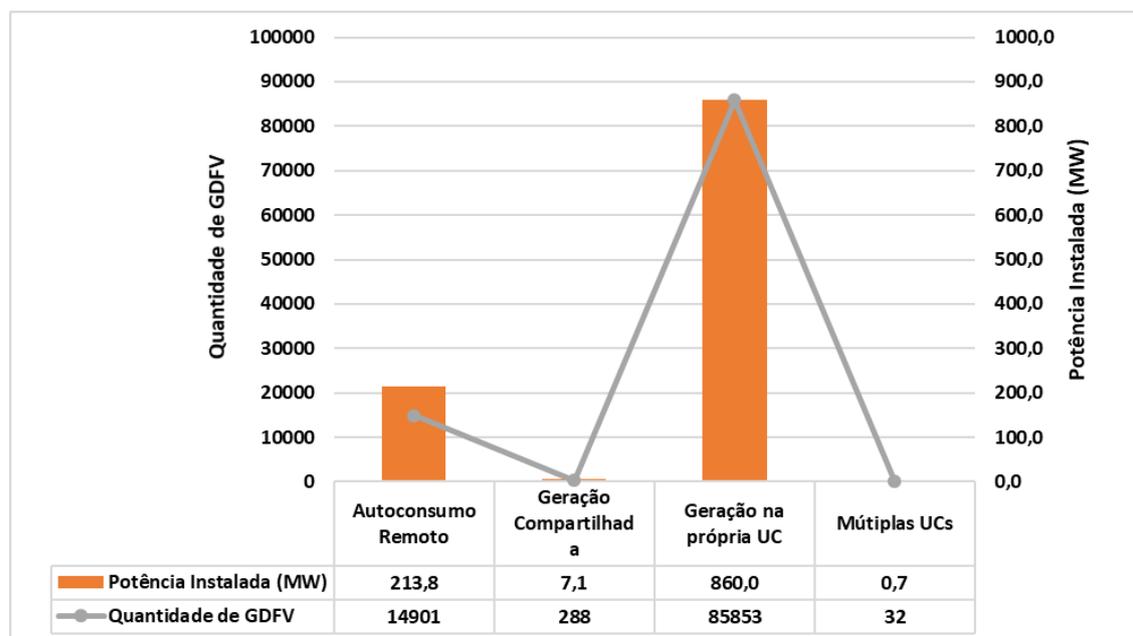


Figura 2.4. Potência instalada de GDFV por modalidade.

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2019a). Última atualização 22/08/2019.

Analisando as Figuras 2.3 e 2.4 é possível perceber a evolução e a difusão que a GDFV vem tendo no Brasil. Para Pepermans *et al.* (2005), existem cinco fatores que proporcionaram a evolução e o crescente interesse na GD: “desenvolvimento de tecnologias de geração distribuída, restrições na construção de novas linhas de transmissão, aumento da demanda do consumidor por uma energia mais confiável, a liberalização do mercado de energia e a preocupação com as mudanças climáticas”². Além disso, os mesmos autores destacaram que, na Europa, os agentes do setor energético foram instigados a buscar soluções mais limpas de geração, como o uso de fontes renováveis de energia, atendendo às políticas ambientais vigentes e impactando positivamente no desenvolvimento da GD.

²No original, em inglês: “developments in distributed generation technologies, constraints on the construction of new transmission lines, increased customer demand for highly reliable electricity, the electricity market liberalisation and concerns about climate change”.

A GDFV propicia diversas vantagens ao setor elétrico e à sociedade em geral. A ANEEL (2018), através do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, pontuou os seguintes benefícios: “Redução de perdas na distribuição; Redução de perdas na transmissão; Energia evitada (kWh); Expansão de geração evitada (kW); Redução na emissão de gás de efeito estufa; Geração de emprego”. Para Rodrigo Sauaia, da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, a GDFV traz diversos benefícios para o Brasil (SAUAIA, 2019), conforme mostrado no Quadro 2.1.

Quadro 2.1. Benefícios da GDFV para o Brasil.

ESFERA SOCIOECONÔMICA

- Redução dos gastos com energia elétrica pela população e empresas;
- Geração de empregos locais de qualidade;
- Desenvolvimento de uma nova cadeia produtiva no Brasil;
- Aquecimento das economias locais, regionais e nacional.

ESFERA AMBIENTAL

- Geração de energia limpa, renovável e sustentável;
- Contribui para as metas de redução de emissões do país;
- Não emite gases, líquidos ou sólidos durante a operação;
- Não gera ruídos, não possui partes móveis.

ESFERA ESTRATÉGICA

- Diversificação da matriz elétrica brasileira;
- Ampliação do uso de energias renováveis no país;
- Redução de perdas por transmissão e distribuição.

Fonte: Adaptado de Sauaia (2019).

Brown e Bunyan (2014), Pesquisadores do *Harvard Electricity Policy Group*, apresentaram em 2014 uma discussão qualitativa a respeito dos potenciais impactos positivos e negativos da GDFV, concluindo que: “Do ponto de vista econômico, a GD solar tem valor energético, um potencial para reduzir alguns custos de transmissão e, talvez, sob certas circunstâncias, algum valor de capacidade, que deve ser compensado. No que diz respeito às externalidades, não é totalmente claro, quando visto em todo o âmbito do seu impacto, uma vez que a GD solar tem um impacto ambiental positivo, mas é absolutamente

claro que quando a medição líquida é implementada, simplesmente não é um meio rentável para reduzir as emissões de carbono”³.

2.2. Difusão da geração distribuída fotovoltaica

Inicialmente, ao se falar em GD, é necessário compreender que a mesma traz uma mudança expressiva no modo como as pessoas tratam a energia elétrica. É importante saber que o consumidor irá passar por uma modificação do seu papel passivo frente ao suprimento energético, para a função de produtor de parte da sua energia consumida, também chamado de *prosumer*. Esta nova posição se caracteriza cada vez mais pela conscientização da população no que diz respeito aos problemas ambientais, juntamente aos desafios da manutenção do fornecimento energético, e é claro, atrelada à realização de um investimento. Deste modo, entende-se que não se trata somente de um novo produto no mercado, mas uma mudança de paradigmas que deve ser vista como uma dificuldade a mais para a difusão dos SFVs no mundo todo.

Há uma rica literatura sobre diversos fatores que influenciam a adoção da GDFV. Uma pesquisa de 2008, *do National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, modelou a penetração no mercado de SFV em cada um dos 50 estados dos EUA, e em diversos cenários (PAIDIPATI *et al.*, 2008). Inicialmente, a pesquisa calculou o potencial técnico do SFV de telhado, relacionando o espaço do telhado utilizável nos EUA, incluindo os efeitos de sombreamento, orientação do edifício e solidez estrutural do telhado. Em seguida foi calculado um *payback* simples para os investimentos com o SFV no telhado, de modo a atingir um potencial econômico. Para o cenário base, foi simulada e obtida, para a época da simulação, uma potência de 57 MW de através dos GDFV nos telhados de um total de 1.566 MW projetados para serem instalados na Califórnia e em Massachusetts até 2016.

A tomada de decisão para a compra de um SFV e adesão da GDFV é uma decisão complexa e de alto envolvimento as quais as pessoas costumam fazer apenas uma vez em

³ No original, em inglês: “From an economic point of view solar DG has energy value, the potential for reducing some transmission costs, and perhaps under the right circumstances, some capacity value, and ought to be compensated accordingly. With regard to externalities, it is not entirely clear, when viewed in the entire scope of its impact, that solar DG, has positive environmental value, but it is absolutely clear that when net metering is deployed, it is simply not a cost effective means for reducing carbon emissions”.

suas vidas (JAGER, 2006). Pressupõe-se que motivos econômicos sejam importantes na tomada de decisão, porém, aspectos relacionados à consciência ambiental, nível de escolaridade, barreiras técnicas e burocráticas percebidas, por exemplo, podem ter também significativa influência nesta escolha. Há muitos aspectos ligados ao consumidor associados à adoção da GDFV que foram citados na literatura. Por meio do Quadro 2.2 é possível ter um melhor entendimento dos diferentes fatores que afetam os consumidores ao considerarem a adoção da GDFV.

Quadro 2.2. Fatores que afetam a adoção da GDFV.

Fatores	Literatura
Aspectos sociodemográficos; Insolação solar; Custo da energia elétrica; Renda familiar; Valores das residências; Incentivos financeiros; Nível de escolaridade; Renda.	Kwan (2012a)
Incentivos Políticos/Financeiros.	Sarasa-Maestro, Dufo-López e Bernal-agustín (2013)
Custos de capital; Consciência ambiental; Posse da residência; Tamanho da residência ou família; Incentivos financeiros; Idade;	Balcombe, Rigby e Azapagic (2013)
Modelos de Negócios.	Huijben e Verbong (2013)
Conhecimento da tecnologia; Consciência ambiental; Custo de capital; Regulação; Estrutura do mercado; Características da tecnologia	(Konzen, 2014)
Efeito da Vizinhança.	Graziano e Gillingham (2015)
Demanda por eletricidade; Densidade populacional; Níveis de poluição; Nível de escolaridade; Tipos de habitação.	Balta-Ozkan, Yildirim e Connor (2015)
Modelos de Negócios.	Karakaya, Nuur e Hidalgo (2016)
Efeito da vizinhança; Custo de capital; Fator de capacidade SFV; Preço da eletricidade no varejo; <i>Payback</i> .	Muaafa et al. (2017)
Efeito da vizinhança.	Palm (2017)
Incentivos econômicos; Status socioeconômico; Consciência ambiental; Renda; Nível de escolaridade.	Dharshing (2017)
Incentivos Políticos/Financeiros.	Simpson e Clifton (2017)
Tamanho do domicílio, Nível de escolaridade; Idade; Densidade demográfica; Renda; Consciência ambiental.	Van Der Kam et al. (2018b)

Já em 2010, o NREL apresentou um estudo no “*National Solar Conference*” realizado pela “*American Solar Energy Society (ASES)* (PAIDIPATI *et al.*, 2008), na qual foi calculada a adoção de GDFV e realizada a identificação dos fatores que têm maior impacto na penetração da GDFV (DRURY; DENHOLM; MARGOLIS, 2010). O estudo apresentado verificou que os custos mais baixos dos GDFV tiveram o maior impacto no

aumento da adoção de energia fotovoltaica, seguidos de fatores políticos que melhoram a economia da energia fotovoltaica, incluindo incentivos como “*net metering*” e políticas de atribuição de valores das emissões de carbono das fontes de energia concorrentes.

Outro estudo também realizado pelo NREL, em 2015, buscou identificar os fatores limitantes para a GDFV no telhado (FELDMAN *et al.*, 2015). Como conclusão, o estudo verificou que 81% dos edifícios residenciais nos EUA têm espaço suficiente para um SFV de 1,5 KW. Vale ressaltar que o estudo assumiu que 63% dos agregados familiares sejam não-arrendatários, o que, por estimativa, possibilitaria que 51% das residências familiares poderiam instalar a GDFV de 1,5 KW.

Konzen (2014) projetou a difusão da GDFV conectada à rede em residências brasileiras, num horizonte decenal e sob diferentes cenários. Para isto, ele construiu um modelo baseado no modelo de difusão de Bass. O trabalho consistiu no levantamento do mercado potencial de acordo com as características socioeconômicas da população e do retorno do investimento, e projetou a adoção segundo uma curva sigmoide de difusão.

Vale destacar que os fatores comportamentais também influenciam a adoção da GDFV. Stern (2014) construiu uma estrutura para desenvolver uma compreensão integrada do comportamento e das interações dos indivíduos com os sistemas de energia. Kastner e Stern (2015) pesquisaram na literatura a respeito dos fatores comportamentais dos consumidores nos seus processos de tomada de decisão para investimento em energia nas residências. Bollinger e Gillingham (2012) forneceram uma metodologia para a identificação simples e direta de efeitos de pares⁴ (interação social) na difusão da GDFV na Califórnia. Já Noll, Dawes e Rai (2014) estudaram como se dá o efeito de pares para adoção da GDFV nas Organizações Comunitárias de Energia Solar (SCOs) nos EUA. Graziano, Fiaschetti e Atkinson-Palombo (2019) sugeriram que o efeito de pares para adoção da GDFV tem uma influência mais limitada aos centros urbanos, mas que pode transcender as barreiras municipais.

⁴ O efeito de pares é um fenômeno na qual os membros de um grupo de pares com características e status social semelhantes tendem a influenciar as decisões uns dos outros, e é considerado um fator importante na difusão de novas tecnologias ou programas (QIU; YIN; WANG, 2016).

Cai et al. (2013) modelaram a adoção da GDFV e seu impacto nas tarifas de energia elétrica das DEEs da Califórnia no EUA. Eles concluíram que o parâmetro mais importante para a difusão da GDFV foi apenas o dinheiro economizado, independentemente das incertezas dos anos futuros. Tais incertezas incluíram as possíveis alterações nas estruturas tarifárias, como a introdução de tarifas de conexão, a possibilidade de os preços de energia fotovoltaica caírem significativamente no futuro, possíveis mudanças nos incentivos fiscais e manutenção da energia fotovoltaica.

Da Silva (2018) analisou o estágio da difusão da GDFV no Brasil, identificando suas características e os fatores que a tem determinado. O autor estudou a legislação brasileira, analisando os dados relativos às unidades geradoras registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e realizou estudos de correlação desses dados com informações sociodemográficas e solarimétricas. O estudo sugeriu que existe uma correlação positiva entre a renda média per capita das diferentes regiões do país e o nível de adoção GDFV em cada uma dessas mesmas regiões, e que o Índice de Desenvolvimento Humano - IDH de cada uma das regiões do Brasil pode ter influência na difusão da GDFV no território nacional.

Dos Santos, Canha e Bernardon (2018) apresentam uma nova metodologia para a projeção de difusão da GDFV em consumidores residenciais de baixa tensão no sul do Brasil. O modelo dos autores foi desenvolvido usando a técnica de Dinâmica de Sistemas em conjunto com o modelo Bass para prever a difusão de SFVs em consumidores residenciais ao longo do tempo. Após a projeção desses consumidores, o método de Monte Carlo foi utilizado para determinar a difusão da GDFV no espaço. Por fim, os resultados demonstraram que a difusão da GDFV depende de vários fatores, como, por exemplo, o preço da instalação do painel, tarifa de energia, incentivos à compra de SFVs, adoção por outros consumidores, etc.

2.3. Impactos da difusão da geração distribuída fotovoltaica nas distribuidoras

Embora sejam evidentes os benefícios associados à difusão da GDFV e os impactos positivos das energias renováveis no setor elétrico e na sociedade como um todo, há preocupações sobre os desafios a serem enfrentados (ORTEGA-IZQUIERDO; DEL RÍO, 2016). Isso demonstra a importância de se avaliar os impactos decorrentes da difusão da

GDFV, buscando o crescimento da GDFV de forma sustentável e equilibrada, cuidando para que a redução de barreiras não se converta em algo danoso para os agentes envolvidos na transição energética (ANDRADE et al., 2019).

Bajay et al. (2018) afirmam que, com o avanço da GDFV, problemas técnicos, operacionais, políticos/regulatórios e econômicos podem surgir (Quadro 2.3).

Quadro 2.3. Problemas decorrentes do avanço da GDFV.

Problemas	Descrição
Técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • O efeito do aumento de tensão, que pode limitar a quantidade de geração distribuída ou a capacidade adicional conectada à rede (capacidade de hospedagem ou <i>hosting capacity</i>); • Questões relacionadas à qualidade de energia, como variação de tensão e harmônicos; e • Problemas de estabilidade da rede, uma vez que a rede de distribuição não foi tradicionalmente construída para considerar tais aspectos;
Operacionais	<ul style="list-style-type: none"> • Redefinição dos esquemas de proteção elétrica devido ao fluxo de energia na rede que passa a ser multidirecional e não mais unidirecional.
Políticos/Regulatórios	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de políticas apropriadas considerando as questões de integração, planejamento e operação tanto da rede quanto do sistema. • Efeitos refletidos nas tarifas, ocasionando aumento no valor cobrado pela energia elétrica aos consumidores não adotantes da GDFV. • Falta de incentivos por grande parte das DEEs para desenvolvimento do mercado com GDFV.
Econômicos	<ul style="list-style-type: none"> • Alto investimento inicial, longo tempo de retorno do investimento e a ausência de linhas de financiamento favoráveis voltadas para GD. • A GDFV pode representar uma ameaça para o tradicional modelo de negócio praticado pelas DEEs, levando-as para o fenômeno denominado de espiral da morte.

Fonte: Adaptado de (BAJAY et al., 2018).

2.3.1. Impactos remuneratórios e redução na receita das distribuidoras

Uma consideração para os formuladores de políticas públicas referentes à GDFV, e também um crescente foco de pesquisas na literatura acadêmica, é o impacto negativo da alta penetração da GDFV sobre as receitas das DEEs. A difusão da GDFV possibilita a redução do mercado de energia elétrica a ser atendido pelas DEEs (ANEEL, 2019b; ANDRADE et al., 2019). Essa redução, conseqüentemente, irá impactar nas receitas destas empresas, afetando seus equilíbrios econômico-financeiros. Segundo Kirsch e Morey (2015), as DEEs começaram a abordar os problemas referentes à receita e ao deslocamento

dos custos impostos pelas políticas de compensação de energia que regulam os créditos da GD.

Costello e Hemphill (2014) afirmam que a GD, sobretudo a GDFV, vem corroendo cada vez mais as vendas das DEEs, visto que depois de perder as vendas para a GD, as DEEs tentaram recuperar as receitas perdidas aumentando suas tarifas para um número menor de clientes. Esta tentativa de recuperar os lucros perdidos irá agravar o problema de ainda mais clientes deixarem de utilizar os serviços de fornecimento de energia elétrica para aderirem à GD. Eid et al. (2014) mostraram em estudo que a “*net-metering*” combinada com uma tarifa de energia elétrica (também chamada de carga volumétrica) diminui a receita das DEEs e impacta os subsídios cruzados. Devido ao fato de que, no modelo regulatório vigente, as DEEs têm atualizadas suas tarifas para reequilibrar as receitas perdidas, os autores informaram que esta questão apresenta um grande potencial para o desenvolvimento de subsídios cruzados entre os usuários da rede.

A forma com que as receitas das DEEs são reduzidas não é algo tão trivial, especialmente se não houver mecanismos para ajustar estas perdas. Para compensar as perdas, as DEEs podem ser forçadas a aumentar as taxas, o que incentiva ainda mais os clientes a investir em eficiência energética e geração distribuída, levando a um declínio adicional na receita da concessionária (JOHNSON et al., 2017). Esse ciclo foi cunhado como a “*espiral da morte*” e será descrito no decorrer deste trabalho (CASTANEDA et al., 2017; DENNING, 2013). Por fim, as DEEs podem ser estimuladas por esta condição de mercado a explorar novos modelos de negócios e novas opções de tarifas (BROWN et al., 2015; COSTELLO; HEMPHILL, 2014).

Desta forma, percebe-se que a difusão da GDFV, sem alteração das políticas regulatórias e modelos de negócios vigentes, conforme debatido pela Consulta Pública da ANEEL 25/2019 (ANEEL, 2019c), pode reduzir o fator de utilização das DEEs, acarretando no aumento no preço médio de fornecimento da energia elétrica, bem como déficits nas contas das geradoras, transmissoras e DEEs decorrentes do aumento do número de residências com GDFV (MARTINS, 2015). Assim, há inseguranças atuais acerca da forma de atuação, bem como dos mecanismos de remuneração das DEEs, em função da necessidade e obrigatoriedade contratual junto à ANEEL de disponibilizar uma rede confiável.

A redução do mercado provocada pela crescente difusão da GD, sobretudo a GDFV, é um fato inegável, acarretando a potencial diminuição das receitas das DEEs. Por meio da Nota Técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL que objetivou o recebimento de contribuições visando aprimorar a REN n° 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, apresentou em seu Anexo V – Relatório de Impacto Regulatório, os impactos financeiros da difusão da GD para as DEEs. Por meio de seis cenários analisados pelo estudo a ANEEL concluiu que as DEEs terão uma perda de receita, já descontada a elevação da tarifa dos consumidores do grupo B (ANEEL, 2015a).

Para compreender melhor o impacto dessa redução de receita das DEEs, a Tabela 2.1 exibe os valores percentuais, comparando-se com a receita total do mercado de baixa tensão com GD em 2024 em cada um dos cenários simulados.

Tabela 2.1. Projeção de redução de receita das DEEs em 2024.

	Redução da Receita (R\$)	Redução da Receita (%)
CENÁRIO I	63.558.744	0,07%
CENÁRIO II	213.699.464	0,23%
CENÁRIO III	75.655.671	0,08%
CENÁRIO IV	213.699.464	0,23%
CENÁRIO V	82.471.945	0,09%
CENÁRIO VI	283.619.907	0,30%

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2015a).

Segundo a ANEEL (2015a), o cenário VI, isto é, na manutenção do texto da REN 482/2012 associada à possibilidade de compensação dos créditos da energia gerada em outras unidades (distintas da geradora) e, somada à extinção da cobrança do ICMS sobre a energia injetada, foi o que geraria o maior impacto na redução das receitas das DEEs. Para que se tenha uma ideia de valores, conforme Santos (2018), este montante de R\$283 milhões é mais do que o dobro de todo o orçamento destinado à recuperação de perdas da concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado da Bahia, terceira maior DEE do país em número de clientes. Fazendo um paralelo com o contexto atual, este cenário simulado é vivido hoje após as atualizações da REN n° 482/2012.

Costello (2015) informa que alguns desenhos tarifários podem agravar ainda mais o risco financeiro que recai sobre as DEEs, frente à redução das vendas. Sabe-se que as DEEs recuperam todos seus custos através de tarifas volumétricas. De tal modo, uma queda no

volume de vendas possibilita dois efeitos sobre as DEEs: deixam de recuperar parte dos seus custos e perdem um montante de receita maior que o custo que deixam de incorrer. Isso ocorre, pois, grande parte dos custos da DEE é fixo, invariável, no curto prazo, mediante variações do nível de consumo. Assim, quanto maior a parcela de custos fixos recuperada através do componente volumétrico da tarifa, maior será a variação da receita das DEEs frente a flutuações do volume de vendas.

Denis (2016) buscou analisar os efeitos técnicos e econômicos da inserção dos recursos energéticos distribuídos nas redes de energia elétrica, considerando a influência de consumidores ativos. Por meio de diferentes cenários de simulação, o autor concluiu em um desses cenários que, além da perda de receita pela energia não suprida pela rede, o impacto econômico total para a DEE deve também levar em consideração a variação, positiva ou negativa, das perdas elétricas do sistema.

Cabe ressaltar, que os impactos derivados da difusão GDFV irão afetar as DEEs no horizonte de curto prazo. Foi o que afirmaram Castro et al. (2016) ao dizer que a migração dos consumidores para a GDFV poderá trazer prejuízos e afetar o fluxo de caixa destas empresas entre os períodos de revisão tarifária. Isto ocorre devido ao efeito da migração, que reduzirá o volume de consumo. Como a estrutura tarifária é definida de tal forma que parte dos custos é coberta a partir do volume de consumo, e se este volume é menor do que o esperado, a tarifa multiplicada pelo consumo acarretará numa receita menor que a requerida para remunerar as DEEs.

Sioshansi (2016b) disse que altas penetrações da GDFV introduzem alguns problemas importantes de alocação de custos entre clientes com e sem GDFV. A GDFV com cargas volumétricas invariantes no tempo resulta em uma parcela crescente de custos de capacidade sendo suportados pelos não adotantes. O autor afirmou que este efeito poderia criar um ciclo vicioso, denominado de “espiral da morte”, na qual cada vez mais consumidores adotam a GDFV devido ao aumento crescente dos preços de varejo.

Castaneda, Franco e Dyner (2017) afirmaram que o impacto da penetração da GDFV representa uma ameaça para os negócios de geração, que sofrerão uma redução de lucro; no caso de uma “espiral mortal”, isso é claramente uma ameaça para as DEEs, uma vez que este ciclo reforça uma queda nos termos de vendas. Além disso, eles concluíram que a alta penetração da GDFV poderia aumentar a vulnerabilidade da rede para todos os

clientes, porque o investimento na rede não seria viável como resultado da queda nas vendas e nos lucros.

Embora o modelo de compensação de energia implementado no Brasil tenha sido reconhecido pelos seus efeitos positivos na difusão da GDFV, bem como na redução das emissões de carbono, este tipo de modelo pode ter efeitos indesejados, favorecendo os consumidores que adotaram a GDFV sobre os não adotantes. Deste modo, se as DEEs não forem corretamente remuneradas pelos reforços necessários para integrar a GDFV, estas enfrentaram possíveis subsídios cruzados⁵, uma vez que os consumidores não adotantes teriam que lidar com um aumento nas tarifas, pagando parte dos custos de rede que os consumidores com GDFV evitam (JOHNSON et al., 2017).

Ao analisar a temática do equilíbrio econômico financeiro das DEEs e do próprio contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, Silva (2017) afirmou que os custos decorrentes da microgeração distribuída, nos moldes regulatórios atuais para o cenário brasileiro, podem ser repassados para as DEEs de energia elétrica, conseqüentemente impactando o fluxo de caixa das mesmas (no momento da vigência da tarifa), e para os próprios consumidores (quando da próxima revisão tarifária). Ele concluiu que os meios disponíveis para a realocação desses custos de uma forma mais equânime não é tarefa simples, devido à complexidade do arcabouço legal e regulatório vigente no Brasil.

Para Mateo et al. (2018), quando as receitas das DEEs dependem do volume do fornecimento de energia distribuída, por exemplo, sob um limite de preço, os investimentos incrementais e uma possível diferença de receita, podem significar que as tarifas precisam aumentar. Isso afetaria principalmente os consumidores não adotantes da GDFV, apesar do fato de que os “prosumidores” ainda usam a rede (KIND, 2013). Uma vez que os custos da rede são em grande parte fixos, isto é, independente da energia distribuída, os reguladores devem buscar introduzir um estágio de reconciliação da receita das DEEs, movendo-se efetivamente para abordagens do limite de receita. (MATEO et al., 2018).

⁵O subsídio cruzado pode ser definido como o subsídio embutido na própria estrutura tarifária, onde por meio de mecanismos tarifários são estabelecidos preços artificiais que não condizem ao valor de mercado, possibilitando que usuários sujeitos a um mesmo custo de produção paguem valores distintos pelo produto (CRUZ; RAMOS, 2016).

Ao analisar todos os principais fluxos financeiros vinculados à conta de energia elétrica, as vendas de energia elétrica e o investimento em GDFV na França, Roulot e Raineri (2018) buscaram identificar as partes interessadas que mais se beneficiam ou sofrem com as transferências de valor causadas pelo autoconsumo de eletricidade por meio da GDFV em comparação à injeção total. Eles sugeriram que haverá um déficit de receita para as DEEs e que um aumento na conta de energia elétrica de outros clientes da rede sem dúvida compensará esse déficit.

A Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Energia e Loteria vinculada ao Ministério da Economia no Brasil, divulgou em um recente relatório, que o atual sistema de compensação da GDFV fomenta um subsídio cruzado daqueles que não adotaram a GDFV para aqueles que possuem GDFV, além de alertar para o seu caráter regressivo em renda, já que o público predominante de energia solar no país é substancialmente o de maior renda. O relatório ainda destaca que a regulação leva a um círculo vicioso, já que conforme mais pessoas optam pela adoção da GDFV, os custos ficam cada vez maiores para aqueles que não migraram, resultando, no longo prazo, em um mecanismo insustentável. Em suma, a energia injetada pelos “prossumidores” durante os momentos ensolarados é consumida pelas demais UCs da área de concessão, que, na prática, “pagam” por essa energia um preço que não condiz com o preço de compra praticado pelas DEEs nos leilões, distorcendo o preço da energia elétrica regulada (SECRETARIA DE AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS, ENERGIA E LOTERIA, 2019).

No Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL (ANEEL, 2019b), a agência afirmou que: “a manutenção do Sistema de Compensação nos moldes atuais tem um elevado potencial de impacto, que conforme simulações realizadas pela agência, em 15 anos (até 2035), os demais consumidores arcarão com cerca de R\$ 55 bilhões (valor acumulado entre 2020 e 2035, referente aos entrantes e à geração nesse período, trazido para a referência de 2020)”. A agência disse também que “Segundo cálculos apresentados na Nota Técnica nº 188/2019-SGT/ANEEL, em 2018, o Sistema de Compensação gerou um custo de R\$ 329,77 para cada MWh de energia gerada por sistemas de micro e minigeração distribuída, com base nos processos tarifários de 2018, totalizando no ano de 2017 o montante de R\$ 205 milhões a serem repassados para os demais agentes e consumidores (ANEEL, 2019b).

Nos sistemas tradicionais, a energia fluía de uma maneira do sistema de transmissão para os consumidores. Com a GDFV, a energia também pode fluir dos locais dos consumidores dentro do sistema de distribuição. Assim, em um mundo com GDFV, as características dos fluxos máximos de potência incluem as direções desses fluxos. Vale ressaltar que os custos do fornecimento de energia elétrica por parte das DEEs, ou seja, os custos de distribuição são principalmente os custos de capital das instalações que fornecem serviços de distribuição. Os custos de manutenção dessas instalações geralmente não estão relacionados aos fluxos através das instalações, mas dependem do tempo e das quantidades, tipos e idades das instalações. Estes custos estão relacionados às características da potência máxima que a empresa espera razoavelmente fluir no sistema de distribuição.

Em resumo, no modelo regulatório vigente, a remuneração das DEEs é associada a componentes tarifários que apresentam proporcionalidade em relação ao volume de eletricidade consumido. Com a difusão da GDFV, a remuneração da DEE, vinculada à eletricidade consumida, diminui. A queda inicial no nível de consumo de energia elétrica força as DEEs a repassar os seus custos a uma quantidade menor de energia consumida, tornando a tarifa mais cara. Para compreender as incertezas acerca da forma de atuação e mecanismos de remuneração das empresas de distribuição, em função da necessidade e obrigatoriedade contratual de disponibilizar uma rede confiável, faz-se necessário acrescentar mais informações quanto ao mecanismo de remuneração das DEEs.

2.3.1.1. Mecanismo de remuneração

Muitos setores que prestam serviços de utilidade pública no país, como o setor elétrico, são marcados pela presença de estruturas monopolistas. O predomínio da estrutura monopolista na organização do sistema elétrico brasileiro, no segmentos de transmissão e distribuição, encontra seus fundamentos teóricos nos monopólios naturais, onde os investimentos necessários para o ingresso no mercado de geração, transmissão e distribuição de energia são elevados, assegurando pouca competição nesse segmento (CÂMARA, 2017).

O fato de o sistema elétrico apresentar características de monopólio natural é um dos motivadores para a criação das Agências Reguladoras. No Brasil, em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Lei nº 9.427/96, sendo suas principais atribuições a fiscalização e a regulação da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país. Exercendo seu papel de regulador, a ANEEL

define a tarifa do fornecimento de energia elétrica (TFEE) de cada DEE de forma módica, em função das peculiaridades de cada área de concessão, fazendo com que a receita obtida por essas empresas seja suficiente para cobrir os custos operacionais e garantir a remuneração equilibrada dos investimentos para expansão da capacidade e garantia do suprimento (ANEEL, 2017a).

A tarifa módica visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais que sejam eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos realmente repassados às tarifas, como dito anteriormente, são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas (ANEEL, 2017a). Em geral, a receita da DEE proveniente das TFEE engloba a remuneração da geração, da transmissão, da própria distribuição, bem como, dos encargos setoriais, que são muitos. As metodologias de cálculo e as regras para a formação da tarifa compõem os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2016b).

Em relação às tarifas de distribuição de energia elétrica, um dos pontos de partida para entender a forma como os custos são alocados nas tarifas, é conhecer a tipologia de custos das DEEs. O Quadro 2.4 apresenta a estrutura de custos de uma DEE do setor elétrico brasileiro. Conforme demonstrado no Quadro 2.4, para fins de cálculo tarifário, os custos da DEE são classificados em dois tipos (ANEEL, 2017b):

- **Parcela A (Custos não gerenciáveis):** Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
- **Parcela B (Custos gerenciáveis):** Distribuição de Energia.

Quadro 2.4. Receita das DEEs.

Parcela A (Custos não gerenciáveis)		Parcela B (Custos gerenciáveis)		
Encargos Setoriais	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Despesas de Operação e Manutenção	Pessoal	
	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH)		Material	
	Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica (TFSEE)		Serviços de Terceiros	
	Contribuição ao ONS		Despesas Gerais	
	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	Despesas de Capital	Cota de Depreciação	
	Encargos de Serviços do Sistema (ESS)			
	Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)			
	Eficiência Energética			
Custo com Transporte	Uso de Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica			
	Uso de Instalações de Conexão			
	Uso de Instalações de Distribuição			Remuneração do Investimento
Compra de Energia	Mercado Cativo			
	Suprimentos			
	Perdas Técnicas			
	Perdas Não Técnicas			
	Contratos Bilaterais			
	Contrato Itaipu			
	Contrato Leilões			
	Contrato Comercialização de Energia no Ambiente Regulado			

Fonte: Adaptado de Silva (2013).

A Parcela A (VPA) refere-se aos chamados custos exógenos ou custos não gerenciáveis da concessão, que são os encargos setoriais, de transmissão e custos com a compra de energia elétrica. Ou seja, a DEE não tem gestão sobre esses custos, nem poder de decisão ou negociação, pois a maioria deles é estabelecida por atos regulamentares do governo e tais custos são então diretamente repassados aos consumidores.

Já a Parcela B (VPB), engloba os custos endógenos e refere-se aos custos gerenciáveis pela DEE, mais a amortização dos investimentos realizados (cota de depreciação) e também a remuneração equilibrada dos investimentos de capital e, despesas operacionais e de manutenção. Esta é a parte da remuneração sobre a qual as DEEs possuem gestão. Entretanto, os repasses dos custos da parcela B à tarifa estão limitados a valores reconhecidos pela ANEEL. A título de informação, os custos da Parcela B são revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão e no período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante no Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X (ANEEL, 2017b).

Os repasses dos custos (tanto Parcela A quanto B) à tarifa estão limitados a valores reconhecidos pela ANEEL. Os custos são atualizados na revisão tarifária, processo que ocorre comumente a cada 5 anos, em média, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão. No período entre as revisões, ocorrem anualmente os processos de reajuste tarifário. Nos reajustes, a Parcela A é recalculada, mas a Parcela B é apenas atualizada pelo índice de correção monetária, subtraído de um fator de eficiência chamado Fator X (ANEEL, 2017a).

2.3.1.1.1. Parcela A

- **Encargos Setoriais**

Segundo a ANEEL (2017b), os Encargos Setoriais são custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Leis e Decretos, e que devem ser cobrados dos consumidores. Conforme mostrado no Quadro 2.4, os encargos setoriais têm como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro (por meio da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE⁶), além de direcionar recursos

⁶ A CDE, que possui o maior valor (R\$) entre todos os encargos, tem objetivo de custear ações como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o país (Programa Luz Para Todos); concessão de descontos tarifários a diversos usuários (consumidores baixa renda, rural, Irrigante, serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros.

para outras ações do setor elétrico (tais como P&D, Eficiência Energética, funcionamento da ANEEL e do ONS, etc.).

- **Custo com Transporte de Energia**

Os custos de transporte de energia são aqueles relacionados à transmissão da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, uma vez que as DEEs pagam uma tarifa às Transmissoras referente ao uso da Rede Básica de transmissão. Os custos com o uso de sistema referem-se tanto aos valores pagos pelas DEEs que se conectam à Rede Básica, quanto aos valores com o uso da rede de distribuição de outra concessionária (ANEEL, 2017a). Desta forma, tanto o uso dos sistemas de transmissão quanto de distribuição, para fins de processos tarifários, é calculado considerando-se o montante de demanda contratada no período de referência, valorada pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data do processo tarifário.

- **Custos de Aquisição de Energia**

Estes custos referem-se ao custo da DEE com a aquisição de toda a energia elétrica necessária para atender a sua área de concessão. Esse item engloba gastos com Suprimento, Perdas Técnicas e Perdas Não-Técnicas. Para a (ANEEL, 2017b) o custo de aquisição de energia é calculado analisando a energia requerida para atendimento do Mercado de Referência e as Perdas de Energia, subtraída de energia do PROINFA, valorada pela tarifa média dos contratos de compra de energia com vigência na data do reajuste. A compra de energia elétrica para revenda por parte das DEEs pode ser realizada por meio de diferentes meios, como contratos bilaterais entre DEEs, contrato de leilões, contratos de ITAIPU e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

2.3.1.1.2. Parcela B

- **Custos Operacionais**

Conforme ANEEL (2017b), os custos operacionais são aqueles intrínsecos ao serviço de distribuição e estão associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de UCs, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade. Os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas (*benchmarking*) entre as empresas, por meio da comparação entre DEEs, considerando as

características das respectivas áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência.

- **Cota de Depreciação**

A Cota de Depreciação diz respeito à recomposição do capital investido e a remuneração dos investimentos, à rentabilidade do negócio de distribuição, e depende da taxa de depreciação dos bens da DEE e da Base de Remuneração Regulatórias. Em suma, é composta por valores referentes à amortização e depreciação dos investimentos realizados pela DEE.

- **Remuneração do Investimento**

Para a ANEEL (2017b), a Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital, como sendo a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. A taxa de remuneração do capital investido (*weighted average cost of capital – WACC*) pelas DEEs, refletindo o nível de risco para se investir no setor de distribuição de energia no Brasil. O custo de capital tende a diminuir com a redução de risco, motivo da necessidade de estabilidade de regras, abrangendo o compromisso com os contratos de concessão firmados entre DEEs e o poder concedente.

- **Outras Receitas**

Para a ANEEL(2017a), as DEEs possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, denominadas de “Outras Receitas”. Elas podem ser receitas intrínsecas ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias. As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias derivadas de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis. Já as atividades acessórias podem ser próprias e complementares. As atividades acessórias próprias se caracterizam como atividade regulada, prestada exclusivamente pela DEE e sujeita a fiscalização. Por outro lado, as atividades acessórias complementares se caracterizam como atividades não reguladas, na qual a prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que podem ser prestadas tanto pela DEE como por terceiros (ANEEL, 2017b).

2.3.1.2. Estrutura Tarifária

Feita a apresentação dos componentes da receita de uma DEE, levados em consideração pela ANEEL para a homologação de uma tarifa que assegure o equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, convém analisar a composição da TFEE homologada pela Agência. Para a ANEEL (2017b), a estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento das DEEs.

A Receita Requerida ou Receita Anual das DEEs é obtida, nos processos de revisão ou de reajuste tarifário, sendo decomposta em diversos componentes tarifários que se refletem nas funções de custo (ANEEL, 2017b). Via de regra, a tarifa aplicada aos consumidores de energia elétrica pode ser dividida em duas grandes componentes: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), como mostrado na Figura 2.6.

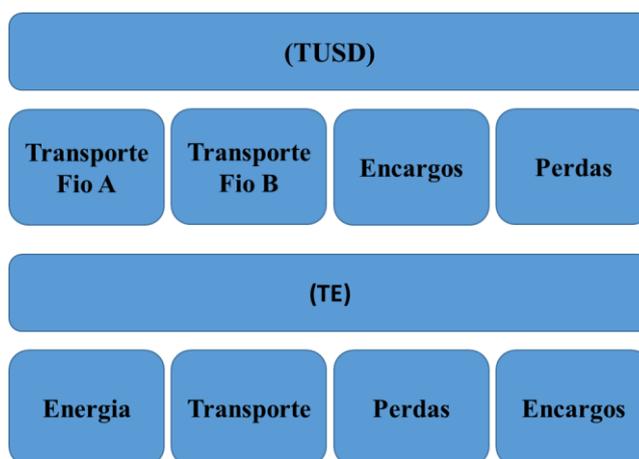


Figura 2.6. Componentes tarifárias da TUSD e TE.
Fonte: Adaptado de ANEEL (2017b).

De acordo com o texto do Submódulo 7.1 do PRORET da (ANEEL, 2017b), a estrutura tarifária pode ser definida como um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da DEE entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários. A composição da receita das DEEs é obtida nos processos de revisão ou de reajuste tarifário, constituindo-se em duas parcelas: o custo de energia elétrica para revenda - TE e o custo do uso da rede de distribuição - TUSD. A primeira tem caráter neutro, uma vez que todo o custo é repassado ao consumidor final via a aplicação da tarifa TE, não restando, via de regra, qualquer margem para a DEE. Em função da estrutura tarifária atual, a TE está dividida em uma componente de demanda de potência

em kW e outra em energia consumida ao longo do tempo em MWh. A segunda parcela, uso da rede, reflete os custos da rede de distribuição e a remuneração da DEE pela prestação do serviço ao consumidor final.

As tarifas de fornecimento para as UCs estão divididas em: “Tarifa fio”, que engloba custos com uso dos sistemas de distribuição e transmissão e “Tarifa de energia” (TE) (PELEGRINI et al., 2011). Segundo Pelegrini et al. (2011) a “tarifa fio” diz respeito à parte da tarifa responsável pela arrecadação da receita necessária para cobrir o custo com o transporte de energia. Já a “tarifa de energia” diz respeito basicamente ao custo de aquisição de energia pela DEE, que é repassado aos consumidores finais.

Pelegrini et al. (2011) afirmam também que a identificação dessas componentes nas tarifas de fornecimento foi denominada de abertura tarifária, de modo que a tarifa de energia seja a diferença entre a tarifa de fornecimento vigente e a “tarifa fio”. Chega-se à conclusão de que a TFEE é resultado do somatório entre tarifa de energia e tarifa de uso dos sistemas de distribuição, conforme (2.1):

$$TFEE = TE + TUSD \quad (2.1)$$

Conforme ilustrado na Figura 2.6, vale lembrar que os custos e encargos setoriais estão alocados entre TUSD e TE.

2.3.1.2.1. Tarifa de Energia (TE)

De acordo com ANEEL (2017b) a Tarifa de Energia (TE) é o valor monetário unitário determinado pela agência, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela DEE referente ao consumo de energia diferenciado por posto e modalidade tarifária. Conforme ilustrado na Figura 2.6 a TE se aplica à energia obtida pelas DEEs para atender os consumidores cativos de alta e baixa tensão. Seus principais componentes são descritos a seguir (ANEEL, 2017b):

- **TE-Energia** – recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor”, que abrangem: “i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída;
- **TE-Encargos** – inclui encargos com: a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER; b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência

Energética – P&D_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

- **TE-Transporte** – parcela que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu; e
- **TE-Perdas** – recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

2.3.1.2.2. Tarifa de Uso do sistema de Distribuição (TUSD)

Segundo a ANEEL(2017b), a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é a parcela da TFEE que fatura, mensalmente, o uso do sistema pela UC, diferenciada por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TUSD é rateada e paga pelos usuários atendidos pelas DEEs, como por exemplo, clientes residenciais, comerciais e rurais. Está subdividida em Fio, onde é cobrado do consumidor a parcela relativa ao transporte da energia mais a remuneração da DEE e a parcela de encargos, componente que tem por objetivo restituir a DEE pelos encargos setoriais instituídos para custear as políticas públicas. Cada componente da TUSD (Figura 2.6) destina-se a cobrir componentes da TUSD destina-se a cobrir componentes específicos da receita requerida da DEE, tratando-se de um “valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/KW”, formada por (ANEEL, 2017b):

- **TUSD-Transporte** – composta pela TUSD-Fio A e pela TUSD-Fio B.
 - TUSD-Fio A – abrange os custos de transporte de energia da Parcela A tanto de transmissão como do uso da rede de distribuição de outras DEEs;
 - TUSD-Fio B – abrange os custos da Parcela B com serviço de distribuição;
- **TUSD-Encargos** – contém encargos com: “a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa”; e
- **TUSD-Perdas** – contempla as perdas técnicas, não técnicas e da Rede Básica e as receitas irrecuperáveis.

2.3.2. Impactos tarifários

A literatura investiga o aumento das tarifas de energia elétrica para os consumidores, causado por um número crescente de adotantes da GDFV. Tal investigação motivou a criação de linha de pesquisa sobre as interações entre as taxas de adoção GDFV e as tarifas de energia elétrica. Na ótica global, os estudos que analisam o impacto na estrutura tarifária dos consumidores de energia elétrica causado pela GDFV já vêm sendo feitos desde a década passada (DARGHOOUTH; BARBOSE; WISER, 2011; MCLAREN et al., 2015; MILLS et al., 2008).

Um estudo realizado por Darghouth, Barbose e Wiser(2014) investigou o impacto da GDFV na estrutura tarifária de energia elétrica vigente e no sistema de *Net Metering*, enquanto Eid et al. (2014) apresentaram os efeitos de diferentes opções compensação de energia e *design* das tarifas de energia elétrica sobre subsídios cruzados, recuperação de custos e objetivos políticos. No estudo de Darghouth, Barbose e Wiser (2014) o foco estava nas tarifas de energia elétrica dos consumidores residenciais e não nas tarifas da rede como um todo, enquanto as análises propostas no estudo de Eid et al.(2014) mostraram que a combinação da *net metering* e tarifas volumétricas são prejudiciais em termos de subsídios cruzados.

Picciariello et al. (2015) analisaram o desenho de tarifas de distribuição no contexto de crescente difusão da GD em redes de distribuição. Os autores avaliaram a combinação de medição líquida e tarifas volumétricas e os impactos tarifários em relação a um princípio denominado de “causalidade de custos”. Eles chegaram à conclusão de que os subsídios cruzados surgem quando o sistema de compensação de energia é combinado com as tarifas volumétricas, afirmando que essa abordagem de precificação da energia elétrica não é adequada e não reflete adequadamente os custos da carga e da GD. Por fim, disseram também que os subsídios cruzados variam com a quantidade de GD conectada às redes de distribuição.

À medida que a GDFV cresce, as estratégias alternativas para estruturação da TFEE exigem uma análise mais aprofundada. Johnson et al. (2017) investigaram os impactos das tarifas de energia elétrica e a penetração em larga escala da GDFV em Nova Jersey e concluíram que os consumidores não adotantes subsidiam os adotantes da GDFV. Ou seja, os consumidores que aderem à GDFV podem reduzir substancialmente as contas e transferir

custos para os consumidores que não adotaram. Os autores destacaram para um fenômeno chamado de "*rate class cross-subsidization*", que resulta de uma mudança na hora de pico da demanda do sistema. A energia solar medida na rede causa uma redução na demanda do sistema para a DEE. Assim, durante o horário de pico atual, 16h00 em Nova Jersey, a demanda é reduzida por haver maiores penetrações da GDFV, afetando diretamente as tarifas e as contas, uma vez que os custos são alocados com base no valor que cada classe da tarifa de energia elétrica contribui para a demanda durante o horário de pico.

Num contexto de transição energética, Fares e King(2017) analisaram o custo de transmissão, distribuição e administração (TD&A) das DEEs pertencentes a investidores nos EUA. Eles afirmaram que no futuro, DEEs, reguladores e formuladores de políticas públicas devem estudar como as tarifas de energia elétrica podem evoluir para recuperar os custos de TD&A relacionados aos clientes à medida que o volume de vendas de energia em kWh diminui. Por fim, os autores recomendaram que cada empresa deve analisar sua estrutura de custos e base de clientes para projetar taxas que minimizem o custo para os consumidores e garantam uma transição economicamente sustentável para uma rede com uma parcela maior GD no futuro.

Analisar os detalhes e efeitos da transformação tecnológica no setor de distribuição possui grande importância para o setor elétrico como um todo. Foi o que fez Castaneda, Franco e Dyner (2017) quando estudaram o potencial impacto das fontes de energia renovável nos sistemas de eletricidade, especificamente nos negócios de geração e distribuição. Eles focaram o estudo na análise de um fenômeno chamado de “espiral da morte” das DEEs, e descobriram que na difusão da GDFV existem dois fatores que possuem consequências negativas para o setor de distribuição: 1) a redução do consumo de energia elétrica causada pelo aumento da GDFV; e 2) a necessidade das DEEs aumentarem as tarifas de distribuição para os consumidores. Descobriram também que no caso colombiano, quando os SFVs são superdimensionados, a tarifa de distribuição sobe para níveis excessivos, o que pode intensificar a espiral da morte.

Ao analisar o modelo tarifário brasileiro, Silva (2017) observou que o modelo tarifário tradicional, estabelecido nos anos noventa e aprimorado nos anos dois mil, poderia não comportar uma adesão em massa da microgeração distribuída, no que se refere à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e à alocação de custos que compõem a TFEE das DEEs. Segundo o autor, a forma estabelecida de

composição e revisão da tarifa proporciona um *lag* (atraso) regulatório que pode impactar as DEEs nacionais e milhares de consumidores.

Chesser et al. (2018) modelaram a adoção da GDFV pelos consumidores no setor residencial no Reino Unido, Austrália e Irlanda e analisaram as implicações resultantes sobre a demanda e as tarifas de energia elétrica residenciais. Eles descobriram que a adoção da GDFV nas residências dos três países estava levando a um do aumento das tarifas residenciais de energia elétrica e da demanda por energia elétrica residencial.

Recentemente, Langlois-Bertrand e Pineau (2018) apresentaram evidências de uma análise mais aprofundada das práticas tarifárias de 31 DEEs norte-americanas (10 do Canadá, 20 dos Estados Unidos e a DEE nacional do México), com base em evidências empíricas muito recentes. A análise concluiu que a grande maioria das DEEs não estão prontas para enfrentar os desafios de transição elétrica do modelo “tradicional” baseado na combustão de combustíveis fósseis para um modelo renovável, e que os debates das estruturas tarifárias que abordam o problema do aumento de custos em toda a sua complexidade devem permanecer em grande parte do continente.

A adoção da GDFV e seu efeito subsequente na TFEE é altamente dependente da estrutura tarifária, aprofundando a incerteza em relação à receita das DEEs, agravando o risco de subsídios cruzados entre clientes e expondo os pontos fracos da atual estrutura tarifária, que lida com a recuperação dos custos das DEEs por meio de tarifas volumétricas. Num contexto de transição energética para um modelo descentralizado, é essencialmente importante reavaliar o desenho da tarifa de distribuição e até mesmo das estruturas de regulação da distribuição, possibilitando que as DEEs possam fornecer um serviço adequado e uma rede segura e confiável (SILVA et al., 2019).

2.4. A “Espiral da Morte” das distribuidoras

Algumas empresas enfrentam o que os especialistas chamam de “tecnologias disruptivas”, incorrendo na possibilidade de uma crise financeira. Por definição, tecnologias disruptivas tornam produtos e serviços alternativos mais acessíveis a uma população mais ampla. Uma tecnologia disruptiva é aquela que causa uma ruptura, um quebra em modelo padrão existente (HART; CHRISTENSEN, 2002). Um exemplo é a fotografia digital, que evoluiu em detrimento da fotografia analógica. Estas tecnologias têm um efeito direto sobre como as empresas operam e sua organização interna. Normalmente, elas exigem que as

empresas desistam de suas antigas práticas de negócios e reformulem-se para melhor competir e sobreviver. A Figura 2.7 ilustra exemplos de tecnologias disruptivas.

Schleicher-Tappeser (2012) afirma que as tecnologias com potencial significativo para causar uma ruptura no setor elétrico são a energia solar e a energia eólica, a primeira em maior escala que a última; aqui, uma tecnologia “disruptiva” geralmente significa “mais barata, mais simples, menor e frequentemente mais conveniente de usar” (HART; CHRISTENSEN, 2002). Alguns autores compararam a ruptura das energias renováveis em eletricidade com a que ocorreu com as empresas de telefonia, de iluminação elétrica e de fotografia digital (SIOHANSI, 2014a).

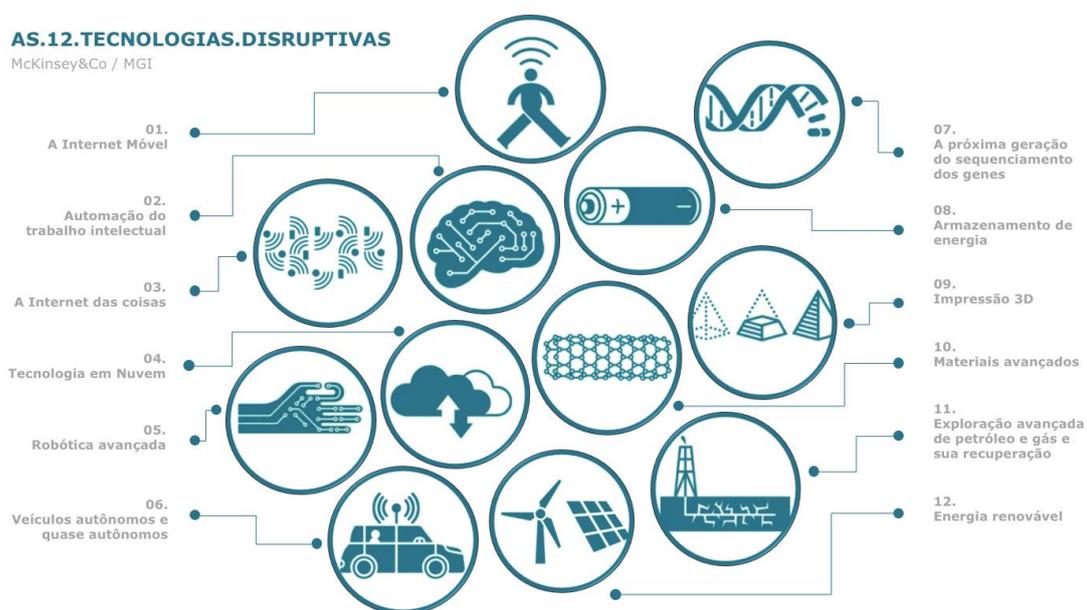


Figura 2.7. Tecnologias disruptivas.
Fonte: Manyika et al., 2013.

Cabe destacar que as empresas também enfrentam desafios quando tentam aumentar os preços em face da crescente concorrência. Neste contexto, tais desafios se relacionam com uma crise existencial em que uma empresa tem capacidade limitada de aumentar seus preços para sustentar a viabilidade financeira em resposta a eventos adversos. Em um ambiente competitivo, por definição, as empresas individuais não têm controle sobre o preço e muito provavelmente terão um desastre financeiro se tentarem elevar seu preço acima do preço de mercado. Em indústrias não competitivas, estas organizações podem exercer algum controle sobre o preço que recebem, mas, mesmo assim, elas podem encontrar lucros menores quando avaliam seu produto ou serviço a um valor

muito alto (COSTELLO; HEMPHILL, 2014). Essas empresas enfrentam uma curva de demanda com tendência decrescente, na qual os consumidores comprarão menos a preços mais altos, dando início a um fenômeno denominado pela literatura de espiral da morte.

Recentemente, a preocupação de uma espiral da morte das concessionárias de energia elétrica vem ganhando destaque, devido à crescente adoção dos sistemas de GD, especialmente a GDFV (CÂMARA, 2017; CASTANEDA et al., 2017; SILVA, 2017). A energia solar fotovoltaica está crescendo mais rapidamente que qualquer outra tecnologia de GD (JEAN et al., 2015). Além disso, os incentivos financeiros, como a *net-metering*, tornam os sistemas de GD mais atraentes para os consumidores, possibilitando a redução simultânea das receitas das DEEs (BARBOSE et al., 2016).

A espiral da morte foi definida pelo economista Craig Severance (2011):

O medo não dito de todos os gerentes de serviços públicos é o “Cenário da Espiral da Morte”. Nesse pesadelo, uma empresa de serviços públicos se compromete a construir uma nova usina de energia muito cara. No entanto, quando as tarifas elétricas são elevadas para pagar a nova usina, o choque da taxa leva os clientes a reduzir o uso de kWh. A concessionária, então, não tem como pagar pela nova usina, a menos que aumente ainda mais as taxas - causando uma espiral ainda maior à medida que os clientes param de utilizar os serviços da empresa. Nos estágios finais dessa espiral da morte, os clientes mais ricos cortam drasticamente as compras implementando eficiência e geração local [PV solar], mas os clientes mais pobres têm sido incapazes de financiar tais medidas [...] ⁷

Vale mencionar que os custos das DEEs estão aumentando cada vez mais devido a vários fatores: medidas de modernização e adequação, como tecnologias de redes inteligentes, manutenção da infraestrutura de transmissão e distribuição mais antigas, regulamentações ambientais e aumento dos custos dos combustíveis fósseis (SIOHANSI, 2014b). A combinação desses fatores tende a aumentar os valores da TFEE, baseadas em volume, e incentivar que mais clientes adotem a GD, reduzindo assim, a demanda por energia elétrica.

⁷No original, em inglês: *The unspoken fear of all utility managers is the “Death Spiral Scenario.” In this nightmare, a utility commits to build a very expensive new power plant. However, when electric rates are raised to pay for the new plant, the rate shock moves customers to cut their kWh use. The utility then has no way to pay for the new power plant unless it raises rates even higher – causing a further spiral as customers cut their use even more or walk away. In the final stages of that death spiral, the utility’s more affluent customers have drastically cut purchases by implementing efficiency and on-site power, but the poorest customers have been unable to finance such measures.*

Já Costello e Hemphill (2014) afirmaram que a espiral da morte ocorre quando uma concessionária de energia elétrica realiza um aumento na tarifa para obter receitas suficientes para cobrir seus custos totais. Começa com o aumento da tarifa dos serviços de energia elétrica, que seguem vendas menores. Assim, a concessionária tem uma redução nos custos, obtidos através das UCs, tornando necessário realizar o aumento da tarifa. Esse valor mais alto resulta em quedas de vendas ainda maiores, o que requer outro aumento da tarifa. À medida que a concessionária tenta recuperar seus custos por meio de tarifas mais elevadas, ela na verdade tem menos lucro. Diz-se então, que uma espiral da morte se instala neste mercado. De acordo com essa definição, uma espiral da morte se refere a um movimento ascendente ao longo da curva de demanda da empresa (COSTELLO; HEMPHILL, 2014).

Segundo Laws et al. (2017), a espiral da morte das DEEs é um ciclo de retroalimentação positiva, no qual os consumidores de energia elétrica mudam para GD e/ou fazem melhorias em eficiência energética, causando uma queda acentuada na demanda de eletricidade, ocasionando o aumento na tarifa de energia elétrica, levando mais clientes a reduzir sua demanda, e assim por diante, até que a empresa se torne um negócio insustentável.

No contexto atual do setor elétrico, a espiral da morte se refere aos consumidores que migram do serviço público de fornecimento de energia elétrica para a combinação deste com autogeração de energia elétrica. É assim que se dá a entrada da geração distribuída (GD), comumente por meio dos SFVs, diminuindo cada vez mais o mercado das concessionárias de energia elétrica. Especificamente, ocorre da seguinte forma: depois de perder as vendas para a GD, as DEEs tentarão recuperar as receitas perdidas aumentando suas tarifas para um número menor de clientes. Esta tentativa de recuperar os lucros perdidos irá agravar o problema se mais clientes deixarem o sistema de serviço público do fornecimento de energia elétrica para a geração distribuída.

Hickey Jr e Ryou (2016) denominaram a GD como sendo um modelo emergente. Já Graffy e Steven (2014) afirmam que este modelo tem se caracterizado por criar uma espiral da morte para as concessionárias de energia elétrica, causando uma "mudança de paradigma" na produção e uso de eletricidade. Tal mudança possivelmente criaria uma "revolução energética" e uma "nova era" da energia elétrica (EISEN, 2012),

A espiral da morte, em outras palavras, representa um processo dinâmico instável que ofusca as perspectivas de serviços financeiramente viáveis. No caso, as empresas de

serviços públicos não poderão recuperar seus custos e obter uma taxa normal de retorno. Analisando o contexto estadunidense, Costello e Hemphill (2014) asseguraram que as concessionárias de energia elétrica se referiram a este fenômeno, implicitamente, se não explicitamente, como um possível cenário, caso o modelo de estrutura da geração distribuída continuasse da forma em que estava.

Simshauser e Nelson (2012) afirmaram que as implicações da espiral da morte são óbvias o suficiente. Os autores usaram o exemplo do Mercado Australiano de Eletricidade, no qual os ativos de rede na época respondiam por 46% da fatura do cliente, regulados por meio de equivalência de receita. Desta forma, se a demanda de energia (ou seja, kWh) diminuísse em 10%, os preços de rede constantes seriam aumentados em 10% ou “reequilibrados” no ano seguinte para garantir que as receitas anuais futuras fossem mantidas em sua base substancial de ativos. E, por implicação, concluíram que, mesmo que a demanda por energia elétrica permanecesse constante, o investimento na rede não seria negativo, visto que as tarifas da rede devem aumentar para proporcionar a manutenção dos retornos dos ativos de referência.

A perspectiva da *Moody's Investors Service* - empresa estadunidense atuante no mercado financeiro - no ano de 2013 foi que, para aquela época, a GD e outras tecnologias tinham o potencial de reduzir os lucros das concessionárias. Contudo, no momento o problema não tinha se tornado tão sério (MOODY'S INVESTORS SERVICE, 2013). Fazendo um paralelo com o contexto brasileiro, pode-se inferir que o estágio de desenvolvimento/crescimento da geração distribuída hoje no Brasil, muito se assemelha com o contexto discutido acima no EUA.

Desta forma, algumas observações podem ser feitas: é muito fácil imaginar um cenário em que a adoção em massa de uma tecnologia disruptiva, como a GD, possa desestruturar o modelo tradicional de negócios de serviço público de energia, bem como a estrutura do setor elétrico. Como os custos de instalação de SFVs permanecem caindo, mais clientes residenciais serão incentivados a instalar a tecnologia solar. Combinados com esforços de armazenamento, eficiência energética e conservação de energia, pode-se inferir claramente que alguns consumidores iram optar por deixar a rede – supondo, é claro, que isso possa ser realizado com segurança e como uma alternativa economicamente viável (VON WIRTH; GISLASON; SEIDL, 2018). Via de regra, este cenário vai muito além da instalação de SFVs nos telhados, portanto, ainda que esta ameaça seja a mais possível, ela

pode não acontecer, pelo menos não agora, pois até mesmo as melhores projeções, modelagens e simulações (no âmbito do planejamento energético) podem não condizer com a realidade, visto que o futuro é incerto. Ainda assim, a GD pode impor mudanças significativas nos custos dos consumidores não-adotantes e, no pior dos cenários, ameaçar a lucratividade das concessionárias de energia elétrica e prejudicar seu tradicional modelo de negócios.

Segundo o *Interstate Renewable Energy Council* (2015) não só as concessionárias de energia elétrica sofreriam com o espiral da morte, mas também as famílias e comunidades de baixa renda, pois sofreriam sérias implicações uma vez que não pudessem arcar com os custos iniciais para instalação de um sistema de geração distribuída, como os SFVs. Torna-se ainda mais difícil à medida que suas taxas começam a aumentar, diminuindo sua quantidade de renda disponível que, de outra forma, poderia ser colocada em direção à tecnologia de energia renovável. Para Costello e Hemphill (2014), algumas questões relevantes podem ser levantadas a respeito do assunto:

1. A preocupação com uma espiral da morte é exagerada?
2. Quais condições são necessárias para uma espiral da morte?
3. Qual a probabilidade de ocorrer?
4. Como podem as DEEs e os reguladores evitar uma espiral da morte?
5. Tentar evitar uma espiral da morte pode ter um lado negativo?

Desta forma, se faz de grande importância estudar essas questões, bem como tentar encontrar as repostas para tais questionamentos, discutindo, em primeiro lugar, como este fenômeno denominado de "espiral da morte" pode vir a afetar as DEEs de energia elétrica, em se tratando das tecnologias disruptivas, no caso a GDFV, modificando drasticamente as transações econômicas do mercado de energia elétrica.

2.5. Investigação da Espiral da Morte das distribuidoras

Sabe-se que as DEEs estão enfrentando um desafio de que os consumidores reduzam suas demandas líquidas de energia elétrica à medida que adotem a GDFV. Diversos atores do setor elétrico, ao redor do mundo, estão se empenhando para mapear e compreender os efeitos da GD nas transições energéticas, analisando sua difusão, desafios, oportunidades e impactos no setor elétrico e sociedade em geral. Os sistemas energéticos como um todo possuem um alto grau de complexidade, devido às interações dos componentes tecnológicos,

econômicos e sociais do sistema, influenciados pelas estruturas da rede elétrica e estruturas políticas (BALE; VARGA; FOXON, 2015; CAMARINHA-MATOS, 2016; GEELS et al., 2017). Desta forma, para garantir a sustentabilidade dos sistemas energéticos com o advento da GD, é necessário que haja soluções envolvendo diversas mudanças nas esferas social, técnica, econômica, institucional e política/regulatória (ISMAEL et al., 2019; PAPACHRISTOS, 2017; PURI et al., 2019).

Para se ter conhecimento, Cai et al. (2013) simularam o feedback dos custos do fornecimento de energia elétrica e menores vendas no território de uma DEE na Califórnia para avaliar as implicações da adoção da GDFV. Eles descobriram que o *feedback* da espiral da morte reduz o tempo necessário para que a capacidade fotovoltaica atinja 15% da demanda de pico apenas em um período máximo de quatro meses e pode aumentar os custos da *net metering* em 5 a 10%. Já com a implementação de uma tarifa de conexão fixa para os SFVs nos telhados, a concessionária atrasaria o tempo necessário para que a capacidade fotovoltaica atingisse 15% da demanda de pico em dois anos. Em suma, os autores descobriram que as DEEs poderiam perder uma parcela significativa de seus consumidores de alta renda, o que aumentaria os riscos para DEE, já que os clientes de baixa renda são mais sensíveis a aumentos das tarifas.

Satchwell et al. (2014) modelaram os efeitos do aumento da adoção da GDFV na lucratividade de duas DEEs norte-americanas e no preço da tarifa de energia elétrica; eles descobriram que, à medida que o nível de adoção da GDFV aumenta, os custos das DEEs aumentam, ainda mais rápido do que as receitas, levando ao aumento no valor das tarifas e reduzindo os lucros. Já em 2015, Satchwell, Mills e Barbose (2015) utilizaram um modelo financeiro para calcular os custos e as receitas de algumas DEEs no EUA, com base em premissas especificadas sobre as características físicas, financeiras, operacionais e regulatórias das DEEs. O estudo que buscou quantificar as medidas mitigadoras para redução dos impactos financeiros da GDFV na receita das DEEs, concluiu que os impactos podem ser mitigados por meio de várias mudanças incrementais nos modelos regulatórios e de negócios das DEEs, embora a eficácia varie consideravelmente, dependendo do projeto e das circunstâncias particulares das DEEs.

Baumgarten (2016) apresenta um modelo para análise do comportamento dinâmico da inserção da GDFV em redes de distribuição de energia elétrica no Brasil. O modelo é desenvolvido com aplicação da técnica de análise e modelagem de Dinâmica de Sistemas,

resultando em uma ferramenta eficiente para o auxílio na tomada de decisão e na elaboração de políticas quanto ao estímulo dos sistemas de geração fotovoltaica.

Darghouth et al. (2016) simularam a adoção pelo consumidor da GDFV utilizando o modelo “SolarDS”. Os autores descobriram que as taxas de adoção da GDFV são muito sensíveis à estrutura da tarifária de energia elétrica. Seus resultados indicaram que, se as DEEs empregarem tarifas horárias (*time-of-use – TOU tariffs*), elas poderão compensar as perdas econômicas do *net metering*, amortecendo assim o ciclo de feedback positivo entre a aumento das tarifas e o número de adotantes da GDFV. Laws et al. (2017) apresentaram um modelo de sistema dinâmico que prevê o preço da tarifa de energia elétrica e as taxas de adoção da GDFV nas residências e do armazenamento de energia e concluíram que as estruturas de utilização do *net metering* reduzem a deserção da rede elétrica.

Grace (2018) construiu um modelo de sistema dinâmico para o sistema elétrico da Austrália Ocidental a fim de explorar cenários plausíveis resultantes do impacto da GDFV e do armazenamento de energia no período de 2015 a 2035. O autor chegou às conclusões de que a queda nos custos da GDFV impulsionará um crescimento exponencial que poderá resultar em um aumento de dez vezes na capacidade solar até 2025, sendo esta capacidade muito maior do que a prevista pelo Operador Independente do Mercado (*Independent Market Operator*) que opera o sistema. Eventualmente, ele informou que a injeção do excesso de energia gerado durante o dia será tão grande que a geração de carga de base será afetada, causando uma interrupção na rede e um aumento nas tarifas de energia elétrica, possibilitando a chamada espiral da morte das DEEs.

Em resposta ao aumento da penetração da GDFV e com uma abordagem parecida à anterior, Sims et al. (2018) usaram um modelo econômico computacional baseado em agentes (*Agent-Based Computational Economic Modeling - ACE*) para investigar a resposta dinâmica de uma rede elétrica hipotética tradicional no estado de Tennessee – EUA. Três principais conclusões puderam ser obtidas por meio deste estudo: 1) O aumento da penetração da GDFV terá grandes impactos no despacho nas unidades geradoras tradicionais e nos custos marginais da rede e que a redução de 55 a 66% dos consumidores da rede provavelmente fará com que as usinas de carvão sejam desativadas. 2) A redução na demanda de carga devido à adoção de tecnologias de GD terá um grande impacto nas unidades geradoras de alto custo conectadas ao sistema. 3) As restrições das linhas de

transmissão e distribuição irão implicar no custo marginal de atendimento aos clientes, de acordo com a área de concessão da DEE.

Em face da complexa interação entre tecnologias, políticas públicas, desafios sistêmicos, econômicos, e sociais, a análise dinâmica das transições energéticas se torna importante para descrever o impacto da GDFV, uma vez que o surgimento da GD como um todo, implica numa rede elétrica com novos agentes, novas regras e novos comportamentos. Desta forma, surge a Modelagem Baseada em Agente (*Agent-Based Modeling - ABM*) como uma poderosa ferramenta de sistemas complexos capaz de lidar e compreender a complexidade das transições energéticas e sua interface com a GD (HANSEN; LIU; MORRISON, 2019). Por possuir uma abordagem de baixo pra cima (*Bottom-Up*) a ABM consegue captar o comportamento dos diversos agentes envolvidos nas transições energéticas (consumidores, “prosumidores”, operadores de usinas de geração, gerentes de DEEs, etc.) (SIMS et al., 2018), levando em consideração as relações sociais, econômicas e físicas entre esses agentes, possibilitando assim, uma melhor compreensão da dinâmica que ocorre na espiral da morte (DING et al., 2018; TEOSE et al., 2011).

2.5.1. A modelagem baseada em agentes (ABM)

Novas técnicas de modelagem são necessárias para compreender a complexidade das transições energéticas, e, sobretudo, para analisar os impactos da difusão da GDFV nos sistemas de energia. A ABM⁸ emergiu como uma ferramenta eficaz de modelar processos complexos que envolvem diferenças espaciais nos fatores de difusão (BITHELL; PARRY, 2012). Com origem no estudo de sistemas complexos, a ABM está sendo cada vez mais reconhecida como uma ferramenta adequada para estudar os desafios das transições de energia, e tem sido aplicada em uma ampla gama de disciplinas acadêmicas e profissionais (MACAL; NORTH, 2010; WILENSKY; RAND, 2015). A utilização da ABM permite que os aspectos técnicos e sociais dos sistemas complexos e suas interações sejam modelados (DAM; NIKOLIC; LUKSZO, 2013; KLEIN; COFFEY, 2016).

⁸ A sigla ABM pode referir-se a um modelo, neste caso, o ABM, mas também é comumente utilizada para referir-se à modelagem baseada em agentes, a prática de fazer a modelagem. Por consistência, será utilizado a expressão feminina, a modelagem, ainda que, às vezes, referindo-se de forma genérica ao modelo.

Em se tratando de definição, não há algo tão preciso que defina a ABM. É possível encontrar inclusive algumas variações de nomes, tais como: sistemas baseados em agentes (*agent-based systems*), simulação baseada em agentes (*agent-based simulation*) e modelagem e simulação baseada em agentes (*agent-based modelling and simulation*). Epstein e Axtell (1996) definiram formalmente a ABM como um sistema dinâmico temporalmente discreto, conforme as expressões genéricas simultâneas:

$$\begin{aligned} \text{Agente}^{t+1} &= f(\text{Agentes}^t, \text{Ambiente}^t) \\ \text{Ambiente}^{t+1} &= g(\text{Agentes}^t, \text{Ambiente}^t) \end{aligned} \quad (2.2)$$

A Expressão (2.2) possibilita a captura das interações entre agentes, a evolução dessa interação entre agentes e ambiente, ou meramente as transformações dos agentes e do ambiente. Pode-se dizer que a ABM é uma evolução discreta no tempo e no espaço de agentes e ambientes por meio de regras contidas nas funções de transformação $f(\bullet)$ e $g(\bullet)$. Ou seja, as funções vetoriais $f(\bullet)$ e $g(\bullet)$ mapeiam o espaço de todos os estados no tempo t para o espaço em $t + 1$ (EPSTEIN; AXTELL, 1996; FURTADO, 2018). Ainda que pareça simples, vale destacar que essa formalização irá implicar na interação entre agentes e o ambiente, a cada tempo t , de tal forma que o momento seguinte $t + 1$ é função dos agentes e ambiente no tempo anterior.

Em busca de aprofundar o entendimento da ABM, serão apresentadas outras definições alternativas. Conforme Bonabeau (2002), na ABM um sistema é modelado como uma coleção de entidades autônomas de tomada de decisão chamadas agentes. Cada agente analisa individualmente sua situação e toma decisões com base em um conjunto de regras. Os agentes podem executar diversas ações, com base em comportamentos apropriados ao sistema que eles representam – como por exemplo, produzir, consumir ou vender. No nível mais simples, um modelo baseado em agentes representa um sistema de agentes e as relações entre estes. Bonabeau (2002) ainda afirma que a ABM é mais uma forma de pensar (*mindset*) do que uma tecnologia, onde um sistema é descrito pela perspectiva de suas unidades constituintes.

Para Zhou, Chan e Chow (2009) a ABM é um sistema que contém agentes autônomos, no qual sua abordagem principal é simular sistemas do mundo real com um grupo de agentes autônomos interagindo, modelados como programas de computador e objetivando estudar as interações dos agentes e/ou o comportamento coletivo emergente.

Para os autores, existem três elementos básicos numa ABM: agentes, ambiente e regras. Ambiente é o espaço onde os agentes se situam. Geralmente é de duas formas: redes ou espaço dividido em células. Pode ser espacialmente heterogêneo e evoluir ao longo do tempo. Regras são orientações para transições de estado do sistema. Em geral, existem três tipos de regras: regras agente-agente, regras ambiente-agente e regras ambiente-ambiente. As regras do agente são projetadas para as ações e interações dos agentes. As regras do ambiente do agente orientam os agentes sobre como responder às mudanças no ambiente. Quando o ambiente é heterogêneo, as regras ambiente-ambiente definem como os ambientes se influenciam. A Figura 2.8 fornece uma ilustração esquemática de um sistema ABS.

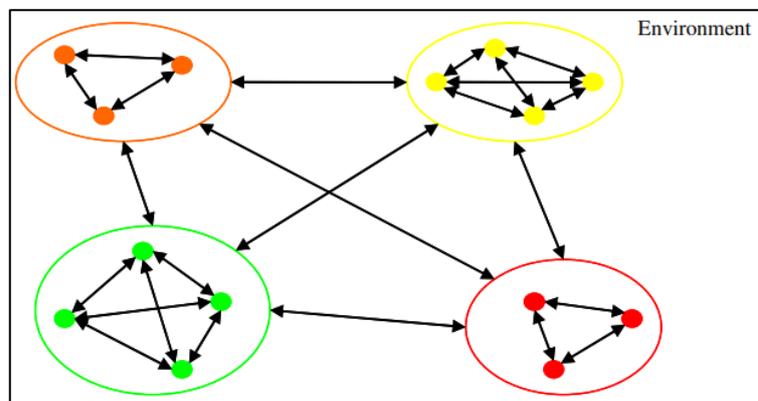


Figura 2.8. Sistema ABM.

Fonte: Adaptado de Zhou, Chan e Chow (2009).

O retângulo inteiro representa um ambiente predefinido e cada um dos quatro elipsóides indica um grupo de agentes simbolizados por pequenos pontos. Geralmente, os agentes em um ABM têm objetivos e inteligência. Eles têm a capacidade de extrair informações sobre seus estados internos e externos. Com base na conscientização desses estados, eles tomam decisões ou ações de acordo com algumas regras predefinidas. É comum que a maioria dos agentes tenha acesso apenas a informações locais e só pode interagir com seus vizinhos. Na ABM, os agentes têm permissão para interagir entre si de tempos em tempos (ou interação para interação), levando o modelo de simulação a evoluir e possivelmente exibir comportamentos ou padrões emergentes. Com os resultados podem ser obtidas informações sobre a dinâmica do sistema subjacente (ZHOU; CHAN; CHOW, 2009).

Macal e North(2010) afirmaram que a ABM é uma maneira de modelar a dinâmica de sistemas complexos e sistemas adaptativos complexos. Tais sistemas geralmente se auto-organizam e são emergentes. Vale ressaltar que a ABM é uma abordagem relativamente

nova para modelar sistemas compostos por agentes autônomos que interagem, onde os agentes têm comportamentos, geralmente descritos por regras simples, e interações com outros agentes que, por sua vez, influenciam seus comportamentos. Os autores também afirmaram que, ao modelar os agentes individualmente, os efeitos completos da diversidade que existe entre os agentes em seus atributos e comportamentos podem ser analisados, visto que dão origem ao comportamento do sistema como um todo. Por fim, eles enumeram os seguintes passos gerais para a construção de modelos de agentes: 1) agentes – identificar os tipos de agentes e seus atributos; (2) ambiente – definir o ambiente no qual os agentes irão habitar e interagir; (3) métodos de agentes – especificar os métodos pelos quais os atributos dos agentes serão atualizados em resposta às interações entre agentes e entre agentes e ambiente; (4) interações de agentes – adicionar os métodos que controlam que agentes interagem, quando interagem, e como interagem durante a simulação; (5) implementação – implementar o modelo de agentes em um sistema computacional.

Para Bilge (2015):

A Modelagem Baseada em Agentes é uma técnica de simulação em computador envolvendo agentes autônomos, cada um com seus próprios dados, interações e regras. A filosofia da ABM pode ser resumida como “o todo é maior que a soma de suas partes”, e o esforço da modelagem vale a pena ao tentar explorar comportamentos inesperados e extremos [...]. A ABM é uma técnica de modelagem com uma abordagem "bottom-up", às vezes resultando em um comportamento inesperado, chamado "emergente". A ABM é adequada para problemas do mundo real, onde existem vários agentes autônomos, heterogêneos e de interação. Frequentemente, o desenvolvimento de uma simulação baseada em agentes (ABS) é útil e educacional, onde o produto final não prediz necessariamente o futuro, mas é um laboratório virtual para experimentar ideias e testar possíveis cenários da vida real em um ambiente seguro⁹.

Basicamente, um ABM possui três elementos básicos em sua estrutura (MACAL; NORTH, 2010):

⁹ No original, em inglês: *Agent Based Modelling is a computer simulation technique involving autonomous agents each equipped with their own data, connections and rules. ABM philosophy can be summarized as 'the whole is greater than the sum of its parts', and the modelling effort is worthwhile as it tries to explore unexpected and extreme behaviour [...]. The ABM approach is a 'bottom-up' modelling technique, sometimes resulting in unexpected, so-called 'emergent' behaviour. ABM is suitable for real world problems where there are a number of autonomous, heterogeneous and interacting agents. Often the development of an Agent Based Simulation (ABS) is in itself useful and educational where the end product does not necessarily predict the future, but is a virtual laboratory to experiment with ideas, and to test possible real-life scenarios in a safe environment.*

- Agentes, seus atributos e comportamentos.
- Relacionamento dos agentes e métodos de interação. Uma topologia subjacente de conexão que define como e com quem os agentes interagem.
- Ambiente do agente. Os agentes vivem e interagem com seu ambiente, além de outros agentes.

A fim de consolidar o entendimento da ABM, Macal (2016) propôs quatro classificações de agentes e suas devidas definições, baseadas nas suas características de individualidade, comportamento, interações e adaptabilidade, conforme apresentado no Quadro 2.5.

Para Karslen, Papachristos e Rehmatulla (2019) a ABM possui certas vantagens quando se trata de explorar o comportamento de sistemas adaptativos complexos, pois ela: (i) fornece representações explícitas e sistemáticas que permitem a experimentação; e (ii) gera comportamentos complexos do sistema a partir de mecanismos e processos subjacentes, facilitando a inferência de percepções sobre o comportamento do sistema.

Quadro 2.5. Classificações dos agentes.

	Individualidade	Comportamentos	Interações	Adaptabilidade
Individual	Agentes heterogêneos individuais *	Prescrito, Roteirizado ¶	Limitado	Nenhuma
Autônomo	Agentes heterogêneos individuais *	Autônomo, dinâmico ‡	Limitado	Nenhuma
Interativo	Agentes heterogêneos individuais *	Autônomo, dinâmico ‡	Entre outros agentes e o ambiente †	Nenhuma
Adaptativo	Agentes heterogêneos individuais *	Autônomo, dinâmico ‡	Entre outros agentes e o meio ambiente	Agentes mudam comportamentos durante a simulação ‡‡

Fonte: Adaptado de Macal (2016).

* Os agentes na população têm um conjunto de características diversas.

¶ O comportamento do agente é fornecido externamente e não baseado em eventos internos durante a simulação.

‡ O comportamento do agente é interno com base no estado atual do agente.

† Os comportamentos dos agentes são baseados nos estados e comportamentos observados de outros agentes e no estado do ambiente.

‡ Os agentes mudam comportamentos durante a simulação, os agentes aprendem, e / ou as populações ajustam sua estrutura.

Em uma ABM, tudo associado a um agente é um atributo de agente ou um método de agente e que opera no agente. Os atributos do agente podem ser estáticos (não alteráveis durante a simulação) ou dinâmicos (alteráveis à medida que a simulação avança). Os métodos do agente incluem comportamentos, como regras ou representações mais abstratas, como redes neurais, que vinculam a situação do agente à sua ação ou conjunto de ações em potencial (MACAL; NORTH, 2010). Um exemplo é o método que um agente usa para identificar seus vizinhos. Uma estrutura típica de agente é ilustrada na Figura 2.9.



Figura 2.9. Um agente típico.
Fonte: Adaptado de Macal (2018).

3. METODOLOGIA

Esta pesquisa buscou aprimorar uma ABM, fundamentado na estrutura lógica de Muaafa et al. (2017), simulando a adoção de painéis fotovoltaicos no telhado por meio da GDFV. O modelo se propôs a simular a adoção da GDFV no bairro Portuguesa situado na cidade do Rio de Janeiro - RJ, na qual os proprietários das residências adotaram a GDFV, dependendo do *payback* (período de retorno percebido para seus investimentos), dados os custos da GDFV e o valor da TFEE da DEE. Esta modelagem analisou até que ponto a penetração da GDFV reduziu as receitas das DEEs e impactou o modelo financeiro tradicional destas empresas.

Neste modelo, os agentes são os proprietários das residências, ou seja, os consumidores que decidiram a cada ano se vão ou não adotar a GDFV. A probabilidade de um consumidor adotar ou não a GDFV, seguindo as teorias de difusão da inovação, foi dada por uma curva logística em função do *payback*, que refletiu os comportamentos de escolha do consumidor e descreveu o crescimento da GDFV (FISHER; PRY, 1971; LUCE, 2005; MANSFIELD, 1961). A curva logística usada neste modelo é também denominada de "função de decaimento logístico" (SULLIVAN, 2013) ou "função de decrescimento logístico" (HÖÖK et al., 2011).

Evidências mostram que a produção, o consumo e os mercados das tecnologias de energia podem seguir padrões de crescimento logístico (GIOVANIS; SKIADAS, 1999; GRÜBLER; NAKIĆENović; VICTOR, 1999; MASINI; FRANKL, 2003; WILSON, 2009, 2012). No setor energético a curva logística foi utilizada pela primeira vez para modelar a produção de petróleo bruto e outras fontes de energia nos EUA por M. King Hubbert em 1956 ("Hubbert Peak Theory", 2009). A abordagem logística também foi utilizada para analisar a implantação e o crescimento de sistemas de energia renovável (GOSENS; HEDENUS; SANDÉN, 2017; SINGH, 2018) como a energia eólica (CHANGLIANG; ZHANFENG, 2009; VILLANUEVA; FEIJÓO, 2018) e a solar fotovoltaica (HANSEN; NARBEL; AKSNES, 2017; JEON; SHIN, 2014).

O modelo foi implementado em Python, em duas versões: uma usou um modelo de tarifa dinâmica no qual os preços mudaram anualmente para refletir a adoção da energia solar fotovoltaica e a recuperação de custos, e a outra usou um modelo de tarifa estática no qual os preços permaneceram constantes, fazendo com que a DEE tenha seus lucros

reduzidos com as receitas reduzidas. As duas versões possuem elementos em comum, e suas diferenças serão discutidas e apresentadas nos resultados e nas discussões deste trabalho.

As principais entradas do modelo consistiram no número de residências, suas respectivas áreas dos telhados e localizações. As áreas dos telhados das residências foram usadas para determinar as classes de consumo de energia elétrica e a capacidade de instalar os SFVs. As localizações das residências foram usadas para determinar o efeito de vizinhança, onde os consumidores residenciais com vizinhos que já adotaram a GDFV são propensos a também adotar.

A adoção da GDFV no modelo foi dada em função do *payback*, devido à economia nos investimentos com a GDFV, supondo que os SFVs foram instalados e pertencentes aos proprietários. Já o efeito de vizinhança foi estruturado para ser convertido em reduções no custo da GDFV, possibilitando retornos mais rápidos. O efeito de vizinhança foi utilizado para alterar a forma da curva logística, representando aspectos que por vezes não são incorporados nos padrões de escolhas dos consumidores para adoção da GDFV (GRAZIANO; GILLINGHAM, 2015).

O modelo tratou cada residência como um agente único, com a curva logística fornecendo a probabilidade de que o proprietário da residência opte por adicionar a GDFV, dado o preço da TFEE, o custo da GDFV e o efeito de vizinhança (ver Figura 3.6). Desta forma, as ações dos agentes nesta ABM foram de natureza estocástica, ou seja, um agente estocástico, que foi "executado" em cada etapa da simulação, adicionando aleatoriamente a GDFV, uma vez que a ABM por ser abordagem para realizar a simulação estocástica, possibilita analisar o comportamento do sistema modelado e os aspectos dinâmicos de seu ambiente, implementados com agentes autônomos (WOJTUSIAK; WARDEN; HERZOG, 2012).

O modelo incrementou o tempo em etapas anuais ao longo de um período de 10 anos. Um proprietário fez a escolha de adicionar a GDFV ou não em cada ano, assumindo que, uma vez que a residência tenha instalado os painéis fotovoltaicos no telhado, eles permaneceram no lugar enquanto durar a simulação e que nenhuma nova instalação será feita. A Figura 3.1 apresenta o fluxograma de adoção do modelo dinâmico.



Figura 3.1. Diagrama de loop causal do modelo (versão dinâmica).

Na Figura 3.1, os loops conforme mostrados acima ilustram a conversão dos consumidores em consumidores com GDFV. A lógica econômica de conversão do loop da esquerda ocorre da seguinte maneira: o proprietário consumidor da residência adota a GDFV, fazendo com que a contribuição para geração de energia elétrica por meio da energia solar aumente, o que por sua vez reduzirá o consumo de energia elétrica. Sendo assim, para que DEE possa manter sua receita referente ao serviço de fornecimento de energia elétrica, o valor da TFEE aumentará no próximo reajuste tarifário. Este aumento proporcionará a instalação da GDFV, tornando-a mais atraente do ponto de vista econômico. Já o loop da direita diz respeito ao efeito de vizinhança, que irá influenciar positivamente na adoção da GDFV e funcionará da seguinte forma: o proprietário da residência que ainda não adotou a GDFV pode ser influenciado a adotar, devido à porcentagem de vizinhos que já adotaram ao seu redor, onde a interação dos adotantes com os não adotantes possibilitará a redução das incertezas sobre a GDFV. Assim, esse ciclo como um todo pode desencadear a espiral da morte da DEE.

3.1. Estudo de caso

A cidade do Rio de Janeiro foi utilizada para o estudo de caso e forneceu os dados para análise deste estudo, especificamente o bairro Portuguesa. O Rio de Janeiro teve um crescimento significativo no país da GDFV em residências, o que faz dela, atualmente, a

cidade brasileira com a maior quantidade e potência instalada de GDFV, respectivamente, respectivamente, 2.511 e 143.736,27 kW (ANEEL, 2019a)¹⁰.

Localizada no sudeste brasileiro, a cidade possui um potencial solar maior do que países como Portugal, Espanha e Alemanha (ver Figura 3.2), o que implica em um ambiente propício para instalação de projetos solares de grande e pequena escala. Vale destacar também que o Rio de Janeiro faz parte do rol das poucas cidades brasileiras que possuem uma secretaria dedicada à manipulação de banco de dados espaciais do município (LANGE; VASCONCELOS, 2015). Isso facilita a obtenção da área dos telhados das residências e suas localizações para determinar o perfil de carga, capacidade de geração e efeito da vizinhança.

O governo do estado vem apoiando o desenvolvimento da energia solar. No âmbito estadual, foi publicada a Lei nº 7122 de 03/12/2015 que estabeleceu a Política de Incentivo ao Uso da Energia Solar no estado do Rio de Janeiro. A política possui o intuito de incentivar o uso da energia solar em todas as modalidades, estimular a implantação de indústrias de equipamentos e materiais no estado e o desenvolvimento e a capacitação de setores comerciais e de serviços relativos à fonte. A Lei prevê a concessão de incentivos financeiros, fiscais e tributários adequados ao desenvolvimento da cadeia produtiva da fonte solar fotovoltaica, principalmente a isenção de ICMS, pelo prazo de 10 anos, para a energia elétrica gerada a partir das unidade com GD, participantes do sistema de compensação de energia elétrica (GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2015).

No âmbito municipal, recentemente foi editado projeto de lei na câmara municipal visando instituir o programa de desconto no valor do Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana - IPTU para imóveis que possuam painéis de geração de energia solar, denominado IPTU Solar, visando auxiliar a sustentabilidade urbana e incentivar a GDFV para imóveis residenciais, comerciais e industriais, mesmo que em pequena escala (CMRJ, 2019).

Em agosto de 2016, o Governo do Estado do Rio de Janeiro lançou junto com a Prefeitura do Rio de Janeiro o Mapa Solar da cidade, permitindo identificar o potencial de geração de energia elétrica nos telhados da capital fluminense. O estudo, que na época foi

¹⁰ Dados referentes a dia 03 de março de 2020.

inédito no país, mapeou cerca de 1,5 milhões de telhados e mostrou que o potencial de geração fotovoltaica nas áreas mapeadas é maior que o consumo residencial da capital. O aplicativo pode ser acessado através do site <http://mapasolar.rio>, onde é possível conferir o potencial de geração fotovoltaica em telhados de edificações da cidade do Rio de Janeiro e visualizar dados como a irradiação solar e a área disponível em cada edifício da cidade (PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO, 2015).

Neste trabalho, as informações se limitam aos dados sobre as residências no bairro de Portuguesa, na cidade do Rio de Janeiro, bairro que apresenta um alto potencial solar para geração fotovoltaica, aproximadamente 4,73 kWh/m², que até o dia 12/08/2019 contava com onze residências adotantes da GDFV, totalizando uma potência de 51,87 kW (ANEEL, 2019a; PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO, 2016). No que diz respeito ao consumo residencial de energia elétrica, no ano de 2017, o bairro Portuguesa consumiu cerca de 21.875 MWh, com uma média anual por UC de 2,8 MWh (PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO, 2019a). As características demográficas, de habitação e dos recursos solares e o valor da TFEE do bairro Portuguesa no Rio de Janeiro estão resumidos na Tabela 3.1, e sua localização geográfica é mostrada na Figura 3.2.

Tabela 3.1. Características demográficas, dos recursos solares e do preço da energia.

Categoria	Bairro Portuguesa Rio de Janeiro - RJ
População, 2010	23.856
Unidades consumidoras residenciais, 2017	7.988
Renda familiar mensal per capita ¹¹ , 2017 (R\$)	1.445
Área territorial, 2018 (km ²)	1,18
Densidade domiciliar ¹² , 2010 (hab/domicílio)	2,92
Irradiação solar diária média (kWh/m ² .dia)	4,73
Tarifa de fornecimento de energia elétrica (R\$/kWh)	0,626

Fonte: (ANEEL, 2019c; CRESESB,2018; PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO, 2019c, 2019a, 2019d).

¹¹Dado referente à cidade do Rio de Janeiro (IBGE, 2019).

¹² Dado referente à Região Administrativa de Ilha do Governador, onde está situado o bairro Portuguesa (PMRJ, 2019).

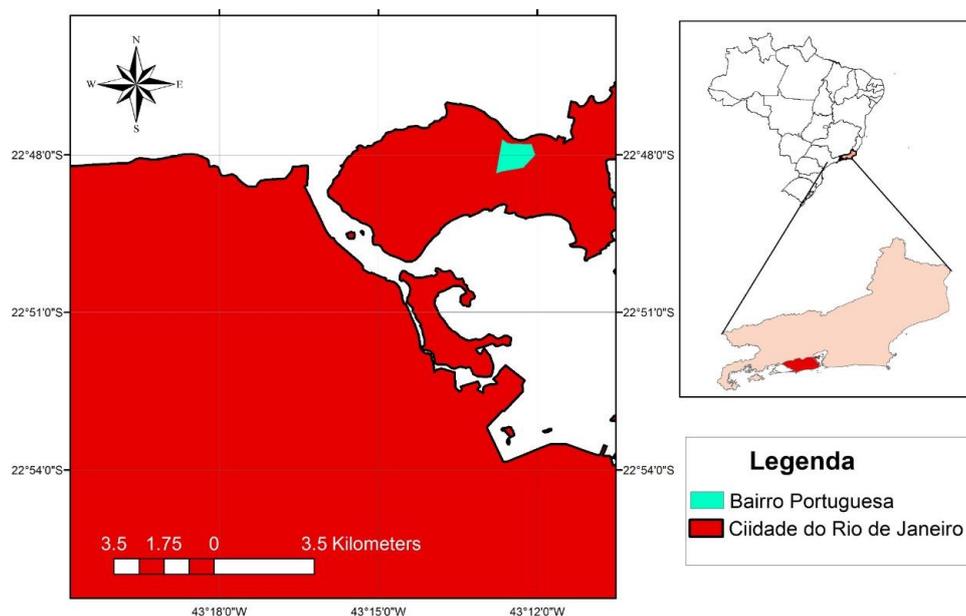


Figura 3.2. Mapa da localização geográfica do Bairro Portuguesa, Rio de Janeiro-RJ.

3.2. Inicialização e execução do modelo

A inicialização do modelo foi realizada pela execução de um programa Python autônomo (`solar_py_init.py`), que importou, um arquivo também em Python (`define_classes.py`) referente a algumas definições de classe e funções e também processou os arquivos dos dados de entrada do modelo. A saída da execução do programa acima mencionado consistiu em dois arquivos do módulo `pickle`¹³ do Python. O primeiro é um arquivo serializado contendo dados de um objeto de uma determinada classe e o segundo é um arquivo também serializado contendo uma lista de objetos da classe “consumidor”, um para cada residência no modelo. A Figura 3.3 ilustra a criação do módulo “consumidor” em Python, através da execução acima mencionada, contendo dados que foram atualizados a partir da execução do programa principal, para incluir os consumidores que adotam a GDFV em cada replicação de cada cenário.

¹³Pickle é um módulo do Python que provê a serialização de objetos Python, transformando objetos quaisquer em sequências de bytes (PYTHON HELP, 2013).

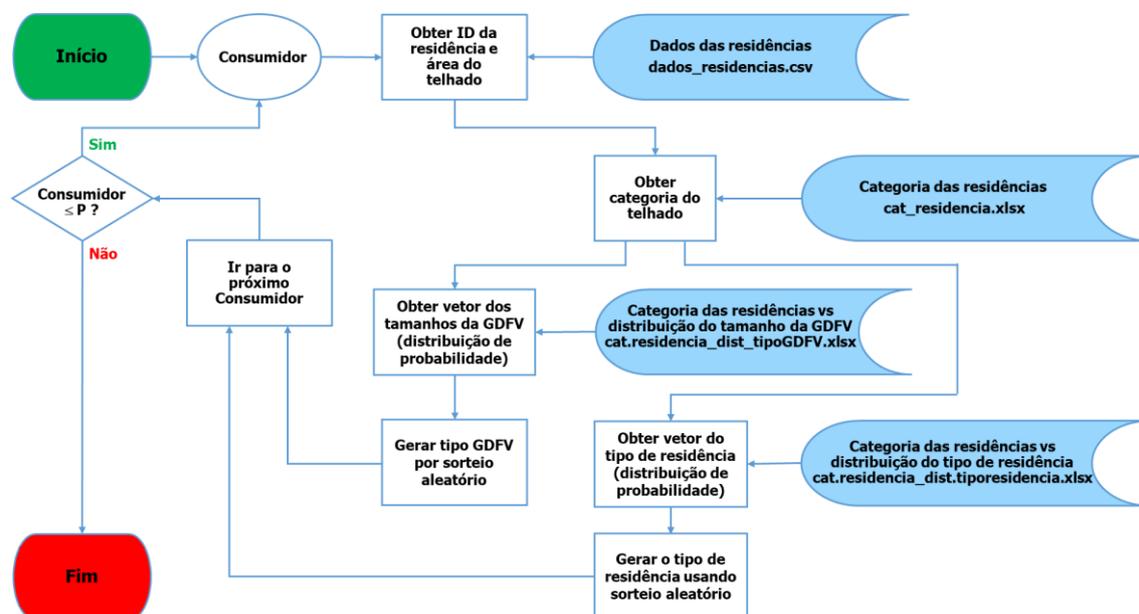


Figura 3.3. Fluxograma de criação do Consumidor/Proprietário (Módulo no Python).

Vale mencionar que o módulo gerado a partir da Figura 3.3 (criação do agente consumidor/proprietário) necessariamente foi utilizado no modelo principal ilustrado na Figura 3.4, onde aquele foi importado para que este fosse executado. O fluxograma da Figura 3.4 ilustra a adoção da GDFV no modelo principal.

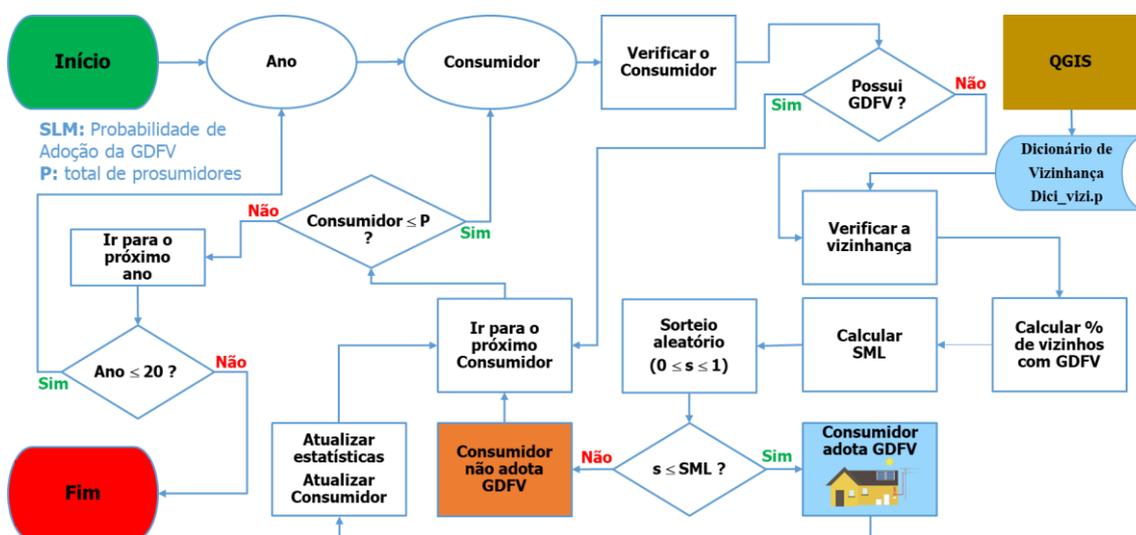


Figura 3.4. Fluxograma do modelo de adoção da GDFV.

O arquivo principal do modelo chamou 3 arquivos também em Python: (1) o arquivo “define_classes.py” para definir as classes do “consumidor” e que contém um módulo chamado “RumDados”; (2) “solar_pv_init.py” para criar os arquivos pickles

“consumidor” e o arquivo “DadosResidencia”; e (3) “solar_pv.py” para simular a adoção ao longo de 10 anos. Em seguida foram calibrados os parâmetros localizados no início do algoritmo (horizonte temporal, número de repetições por cenário, custo da GDFV, a TFEE, efeito de vizinhança, parâmetro k, e o Fator L). Os resultados foram criados como arquivos do Excel dentro de uma pasta específica, onde para cada replicação de cada cenário foi gerado um arquivo, além de um arquivo do Excel que resumirá todos os resultados que também serão gerados. A Figura 3.5 esboça o fluxograma da inicialização e execução do modelo.

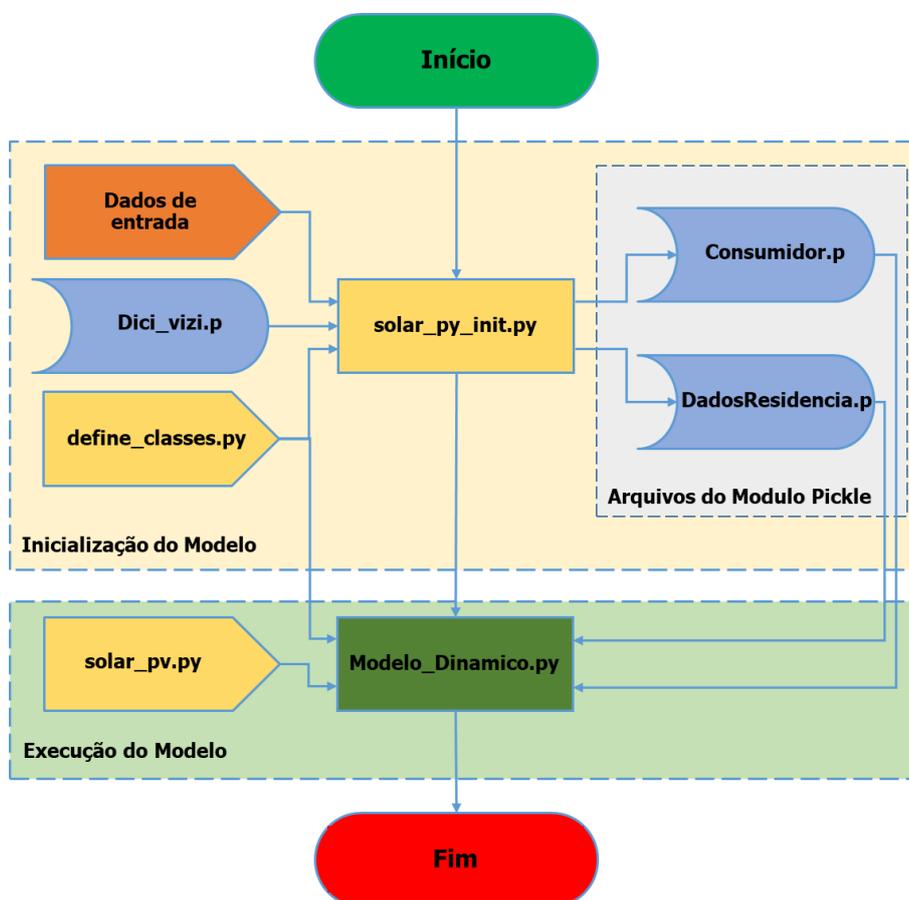


Figura 3.5. Fluxograma de inicialização e execução do modelo.

3.3. Dados de entrada

Foi utilizado o ArcGIS Online para extrair os valores das áreas dos telhados das residências do bairro Portuguesa na cidade do Rio de Janeiro – RJ (ESRI, 2019), por meio dos dados de Lange e Vasconcelos (2015) e da Prefeitura Municipal do Rio De Janeiro (2016). Com base nesses valores, foi construída uma distribuição dos tamanhos dos telhados,

onde as residências foram tipificadas em residência pequena, residência média e residência grande, de acordo a área do telhado (Tabela 3.2).

Tabela 3.2. Tipificação das residências em função dos tamanhos dos telhados.

Tamanho do Telhado	Tipo da Residência
Até 90 m ²	Residência Pequena
De 90 m ² até 150 m ²	Residência Média
De 150 m ² até 350 m ²	Residência Grande

Os dados referentes ao perfil de geração vieram do Crecesb (2018), da Calculadora PVWatts da NREL (NREL, 2019) e do PVGIS (EUROPEAN COMMISSION, 2013) aplicados aos diferentes tipos de residência no modelo e suas classes de consumo, correspondente ao bairro Portuguesa na cidade do Rio de Janeiro-RJ. Vale destacar que cada tipo de residência tem um perfil de consumo, e, conseqüentemente, tem um perfil de geração, com base na sua localização geográfica. Desta forma, utilizando os dados de Francisquini (2006), Oliveira Junior (2017) e Sposito (2019), foi estimado o consumo para os tipos de residência no modelo, e utilizando o tratamento probabilístico de Adjali *et al.*(2016), estimou-se a classe de consumo de cada residência a partir das curvas representativas das classes de consumo para consumidores residenciais, proposta por Francisquini (2006), como mostrado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Distribuição do tipo de residência para as classes de consumo.

Tipo da Residência	Classe de Consumo até 200 kWh/Mês	Classe de Consumo entre 201 e 500 kWh/Mês	Classe de Consumo acima de 500 kWh/Mês
Residência Pequena	0,90	0,10	0
Residência Média	0,25	0,39	0,36
Residência Grande	0	0,45	0,55

Em seguida, usando a abordagem probabilística de Adjali *et al.*(2016), foram estimadas as possíveis capacidades dos painéis fotovoltaicos que poderão ser instalados nos diferentes tamanhos de telhados para cada tipo de residência, variando de 2 kW a 8 kW,

conforme a Tabela 3.5. Vale destacar que há uma certa dificuldade em encontrar dados abrangentes sobre os tamanhos de sistemas de GDFV residenciais. Contudo, ao analisar os dados disponibilizados pela ANEEL, (2019a) em meados de agosto de 2019, foi possível observar que cerca de 86% dos sistemas de GDFV nas residências do Rio de Janeiro, possuíam potências de até 8kW. A Tabela 3.4. lista os tipos de residência e os tipos de SFVs considerados no modelo e pela Tabela 3.5 é mostra a distribuição da capacidade dos sistemas de GDFV em função dos tipos de residência.

Tabela 3.4. Tipos de residências e opções da GDFV.

Tipo de Residências	Potência GDFV
Residência Pequena	2 kW
Residência Média	4 kW
Residência Grande	6 kW
	8 kW

Tabela 3.5. Distribuição do tamanho do sistema de GDFV para os tipos de residência.

Tipo de Residência	2 kW	4 kW	6 kW	8 kW
Residência Pequena	0.9	0.1	0	0
Residência Média	0.2	0.7	0.1	0
Residência Grande	0.1	0.2	0.6	0.1

Todos os SFVs foram considerados fixos, módulos padrão com uma inclinação de 24 graus semelhante à latitude local, voltados para o norte, e 14% de perdas do sistema. O modelo permitiu restringir a percentagem da área dos telhados das residências elegíveis para instalação dos SFVs através do Fator L, descrito na Expressão 3.3. Este parâmetro diz respeito à área útil do telhado que está apta para instalação do SFV (WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010). A área útil dos telhados neste modelo foi obtida multiplicando a área total por um fator conservador de aproveitamento de 55% (EPE, 2014). Vale destacar que Lange e Vasconcelos (2015) concluíram que o potencial dos telhados residenciais para a cidade do Rio de Janeiro (considerando a taxa de aproveitamento) é 471,90 GWh para o solstício de verão e 241,57 GWh para o solstício de inverno. Aplicando o fator de eficiência dos SFVs de 14%, o potencial de geração de energia solar no inverno é de 33,82 GWh (LANGE E VASCONCELOS, 2015).

3.4. Configuração do modelo

Para explorar os padrões da adoção da GDFV nas residências do bairro Portuguesa, no Rio de Janeiro-RJ, são apresentados um cenário referência e um cenário alternativo que utilizaram as premissas propostas pela ANEEL (2018), onde possivelmente ensejará na atualização da REN nº 482/2012. Os cenários representam os melhores dados disponíveis para as condições atuais da geração de energia elétrica por meio da GDFV nas residências do bairro (Tabela 4.5).

Tabela 3.6. Premissas dos cenários

	Cenário Referência	Cenário Alternativo
Forma de Compensação da Energia	Por toda TFEE	Incide no Fio B da TUSD
Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica (R\$/kWh)	R\$ 0,63	R\$ 0,63
Fator L da Curva Logística	0,55	0,55
Parâmetro K da Curva Logística	0,3	0,3
Payback (anos)	5,3	5,6
Probabilidade de Adoção da GDFV (%)	9,3	8,6

Os cenários foram baseados nas características da forma de compensação da energia elétrica gerada por meio da GDFV, descritos a seguir:

- Cenário Referência – Modelo Vigente: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Cenário Alternativo – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

Os cenários se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual avaliando determinadas componentes da TFEE para tal valoração, conforme descrito na Figura 3.6.

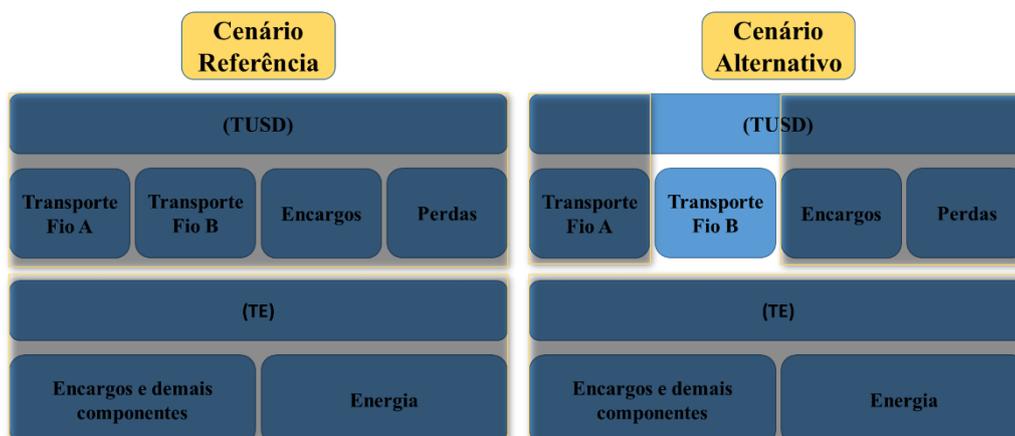


Figura 3.6. Componentes tarifários e as formas de compensação da energia gerada.
Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018)

Os valores dos custos do sistema de GDFV foram utilizados no primeiro ano das simulações. Depois disso, automaticamente o modelo impôs uma redução anual média do custo do SFV, de acordo com o valor reportado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2018). A redução anual é estimada em 2,43% ao ano para no horizonte de 2017 a 2030 para sistemas solares fotovoltaicos de porte residencial, incluindo os ganhos de competitividade sobre bens (módulos, inversores, componentes elétricos, estruturas de suporte) e serviços (vendas, marketing, projeto, instalação), sobre os custos da cadeia produtiva e sobre os custos de registro e interconexão do sistema à rede de distribuição (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2018).

A probabilidade anual para a adoção da GDFV nos telhados das residências do bairro Portuguesa, para o cenário referência e o cenário alternativo foi de 9,3% e 8,6%, respectivamente. O parâmetro k da curva logística, foi de 0,3. Este valor foi avaliado subjetivamente por Muaafa *et al.* (2017), que buscou definir um valor de k como aproximadamente um limiar entre aumentos muito rápidos nas taxas de adoção e aumentos muito lentos. Para restringir a difusão máxima a um determinado limite, foi definido um valor para o fator L de 0,55 nos dois cenários, visto que nem todas as residências terão a capacidade adotarem a GDFV, devido a muitas razões, como telhados não voltados para o norte, telhados sombreados, telhados em condições precárias e etc. Realizou-se também uma análise de sensibilidade em três valores diferentes do fator L (0,7, 0,85, 1), discutidos no Capítulo 4.

3.5. Mecânica do modelo

No modelo, a tomada de decisão para adoção da GDFV se deu por meio de dois estágios. Inicialmente, as residências adotaram os painéis fotovoltaicos dependendo do período de retorno do investimento (*payback*) na GDFV. O *payback* incorpora o custo de instalação e um benefício imputado do efeito de vizinhança, conforme Expressão 3.1.

$$x = \textit{payback} * E_v \quad (3.1)$$

Onde o E_v será o efeito de vizinhança dado pela expressão a seguir:

$$E_v = 1 - \% \textit{ vizinhança com GDFV} \quad (3.2)$$

A Figura 3.7 ilustra como se dará o efeito de vizinhança no modelo.

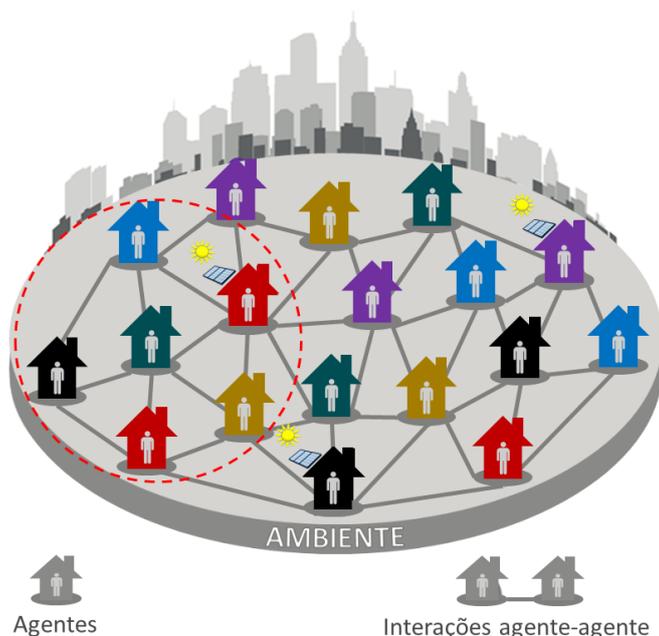


Figura 3.7. Efeito de vizinhança.

O efeito de vizinhança conforme mostrado na Figura 3.7 ocorreu da seguinte forma: a porcentagem de residências com GDFV na área da circunferência tracejada correspondente à vizinhança poderá influenciar que um proprietário que ainda não adotou a GDFV venha adotar. Por exemplo, o efeito de vizinhança (Figura 3.7) do proprietário da residência no centro da circunferência tracejada (residência verde) será $1 - 0,17$, visto que seis residências fazem parte daquela vizinhança e somente uma dela possui a GDFV.

Os dados referentes ao *payback*, vieram do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 04/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL (Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL - Processo nº 48500.004924/2010-51) da ANEEL (2018), que

levaram em consideração os custos e os benefícios sob a ótica desse consumidor, descritos conforme o Quadro 3.1.

Quadro 3.1. Custos e benefícios sob a ótica de quem instala GDFV.

Benefícios	Pagamento evitado à DEE
	Pagamento evitado de impostos (ICMS e Pis/Cofins)
Custos	Custo de implantação do sistema
	Custo de troca do inversor (no ano 13)
	Custos de manutenção (incluídos no percentual de redução da energia gerada anualmente)
	Pagamento do custo de disponibilidade
	Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Em seguida, de posse dos dados relativos ao *payback*, foi utilizada uma função logística de decaimento (*logistic decay function* - LDF) para determinar a probabilidade de adoção da GDFV em um determinado ano, conforme a Expressão 4.3(SULLIVAN, 2013).

$$f(x) = \left(\frac{L}{1 + e^{k*x}} \right) \quad (3.3)$$

Na Expressão 3.3, x representa o *payback* em anos, multiplicado pelo parâmetro de efeito de vizinhança, L é área útil dos telhados (1 ou 100%) de residências elegíveis para adotarem a GDFV, que delimitará o valor máximo da curva, e o parâmetro k determina a inclinação (declividade) da curva de difusão. A curva da função logística de decaimento a ser utilizada neste modelo é mostrada pelo gráfico da Figura 3.8, onde as residências teriam uma probabilidade de 13% de adotarem a GDFV no telhado se o *payback* fosse de cinco anos.

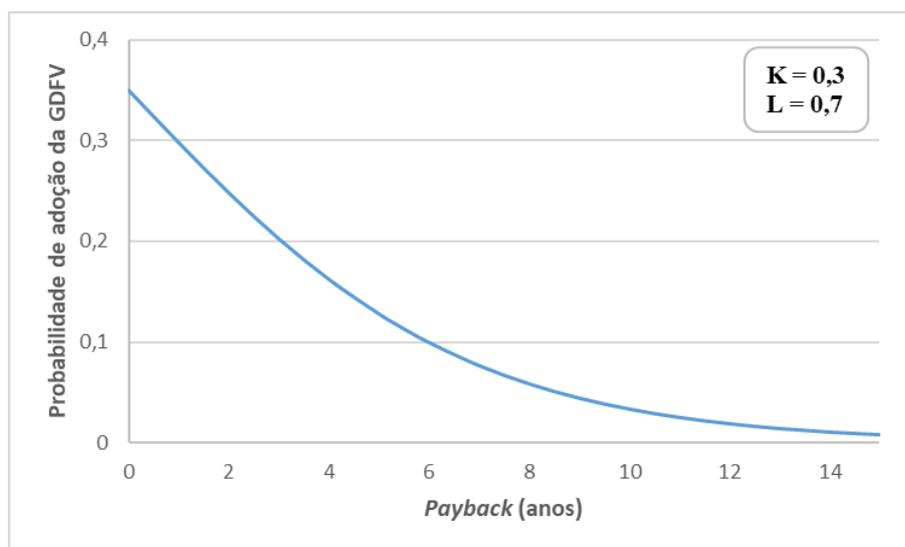


Figura 3.8. Probabilidade de adoção da GDFV.

A partir da Figura 3.8 é possível verificar que mesmo com um pequeno *payback*, nem todas as residências irão adotar a GDFV. Isso pode decorrer, devido ao fato de que os consumidores possuem aversão ao risco por adoção de novas tecnologias e por serem caras; proprietários com horizonte de curto prazo para permanência nas residências; proprietários com condições socioeconômicas insuficientes para adoção; baixos níveis educacionais dos consumidores, além do fato de que as pessoas demoram para tomar decisões importantes relacionadas às questões de investimento (VAN DER KAM *et al.*, 2018; VON WIRTH; GISLASON; SEIDL, 2018; GARLET *et al.*, 2019; SEIDL; VON WIRTH; KRÜTLI, 2019).

Fo adicionado aos agentes um efeito de contágio que depende do número de residências com GDFV nas proximidades geográficas da vizinhança. Quanto mais GDFV próxima, maior a probabilidade de adoção. Esse efeito pode ser explicado devido à redução das percepções sobre os riscos de investir na GDFV e a obtenção de informações sobre a tecnologia por parte do vizinho que pode conversar com outro que já possui GDFV.

O modelo simulou o efeito da espiral da morte na DEE da seguinte forma: inicialmente, se assumirá que a DEE possui uma necessidade de receita anual pelo custo de distribuição, F (Parcela B), para que haja a recuperação de custos fixos e lucros permitidos correspondentes aos gastos vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, que no ano inicial será denotado por F_0 . Deve-se notar que a premissa de custo fixo pode não ser válida a longo prazo devido a possíveis investimentos futuros para sustentabilidade da rede. No entanto, por facilidade, assumiu-se um custo fixo ao longo do

período de 10 anos, tendo em vista a complexidade das diversas variáveis envolvidas no processo.

Posteriormente, foi calculado o requisito da receita anual a partir da estimação do consumo inicial e do valor da tarifa inicial pelo custo de distribuição, $TUSD_0$. Utilizou-se o valor da $TUSD_0$, R\$ 0,34 por kWh (ANEEL, 2019e). Foi realizada uma análise de sensibilidade em torno desse valor e em seguida discutida nos resultados deste trabalho. A Receita pelo Fornecimento de Energia Elétrica (RR) da DEE em qualquer ano foi definida pela seguinte expressão:

$$RR = RR_A + RR_B \quad (3.4)$$

onde RR_A é a componente referente à receita da DEE que recupera os custos pela compra de energia elétrica mais custos de transporte e encargos setoriais (Parcela A), incluindo os custos com a energia comprada de Itaipu e de geração própria. Em seguida, assumiu-se que no ano 0, na inicialização do modelo a seguinte expressão:

$$RR_B = RR_{B0} = C_{TE} * TUSD_0 = \text{Consumo Total Estimado} * R\$ 0,34 \quad (3.5)$$

Isso constituiu o requisito em cada ano para que a distribuidora mantenha sua receita e continue a poder obter seu retorno permitido sobre os investimentos, evitando a espiral da morte.

A Tarifa do Fornecimento de Energia Elétrica ($TFEE$) em um determinado ano “ t ” foi dada pela expressão a seguir:

$$TFEE = TUSD_t + TE \quad (3.6)$$

O valor da TE se manteve constante, visto que o foco do estudo está na análise da componente da $TFEE$ referente ao custo de distribuição, logo:

$$TE = TFEE - TUSD_0 \quad (3.7)$$

Ajustando o $TUSD_t$ para o modelo dinâmico, a fim de manter o RR_B constante, no final do ano $t - 1$, o Consumo Líquido (C_L) para um ano t é obtido:

$$C_{Lt} = C_{TE} - G_{FV} = C_{TE} - \text{oferta solar} \quad (3.8)$$

Desta forma, a expressão acima é utilizada para calcular o consumo líquido para o ano t . Assim, a nova $TUSD_t$ passa a ser:

$$TUSD_t = \frac{RR_{B0}}{C_L} \quad (3.9)$$

Ressalta-se que, no cenário alternativo (ver tópico 3.5) a Expressão (3.9) não é utilizada. A oferta de energia solar irá reduzir o valor do C_L para o ano seguinte, devido às residências que adotaram a GDFV, uma vez que estas não se isentaram de pagar pela parcela $TUSD_{FIOB}$ da tarifa do custo distribuição no ano seguinte, influenciando diretamente a receita anual do custo de distribuição no ano posterior. Como já explanado na fundamentação teórica (em especial na Figura 2.6), a tarifa referente aos custos de distribuição (TUSD) se subdivide nas seguintes componentes da Expressão:

$$TUSD = TUSD_{FIOA} + TUSD_{FIOB} + Enc + Perdas \quad (3.10)$$

A parcela da $TUSD$ que não se alterará no decorrer das execuções do modelo para o cenário alternativo, foi denominada de Parcela Fixa (P_F). Logo:

$$P_F = TUSD_{FIOA} + Enc + Peras \quad (3.11)$$

Desta forma a Expressão 4.10 passou a ser:

$$TUSD = TUSD_{FIOB} + P_F \quad (3.12)$$

Sabendo que a $TUSD_t$ é diretamente proporcional a RR_{B0} para o cenário alternativo, é possível afirmar que a receita em um determinado ano se dará em função da $TUSD_{FIOB}$ e da P_F . Em suma, como a tarifa do custo de distribuição para o ano 1 se subdivide nos valores proporcionais referentes às componentes mencionadas e que tanto os adotantes quanto os não adotantes da GDFV pagaram a $TUSD_{FIOB}$, diferentemente da P_F , que só será paga pelos não adotantes, a Expressão 4.5 pode ser reescrita da seguinte forma para o cenário alternativo:

$$RR_{Bt} = (TUSD_{FIOB} * C_{TE}) + (P_F * C_L) \quad (3.13)$$

Por conseguinte, rescrevendo a Expressão 4.12 para o cenário alternativo, obtém-se:

$$TUSD_t = \left(\frac{(TUSD_{FIOB} * C_{TE}) + (P_F * C_L)}{C_L} \right) = \left(\frac{TUSD_{FIOB} * C_{TE}}{C_L} \right) + P_F \quad (3.14)$$

As adições da GFDV diminuirão as vendas de energia elétrica pela quantidade de geração solar em cada ano. As saídas do modelo incluirão o consumo estimado de energia elétrica, o número de adoções da GDFV, a capacidade instalada dos SFVs instalados e a geração de energia elétrica, e o consumo líquido de energia elétrica a ser suprido pela DEE.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Resultados das simulações

Foi utilizado um modelo com duas versões: uma versão dinâmica na qual o valor da $TFEE$ muda anualmente, buscando refletir a adoção GDFV e a recuperação dos custos fixos, e uma versão estática na qual o valor da $TFEE$ permanece constante, fazendo com que a DEE tenha uma redução de sua receita em decorrência da redução de mercado. Vale mencionar que o modelo estático é mais um exercício teórico de validação do modelo dinâmico e pode não existir no mundo real.

Primeiramente serão mostrados os resultados da modelagem na versão dinâmica para o cenário referência e para o cenário alternativo, na qual a DEE mantém sua receita pelo serviço de distribuição, e conseqüentemente, sua taxa de retorno. Na versão dinâmica o valor da tarifa ($TFEE$) é aumentando, para compensar a perda da receita com a adoção da GDFV. No modelo dinâmico, a $TUSD_t$ foi ajustada ao longo do tempo, aumentando à medida que a GDFV reduz o mercado da distribuidora (reduz o consumo líquido de energia elétrica). O fluxograma da Figura 4.1 demonstra o mecanismo utilizado no modelo dinâmico.

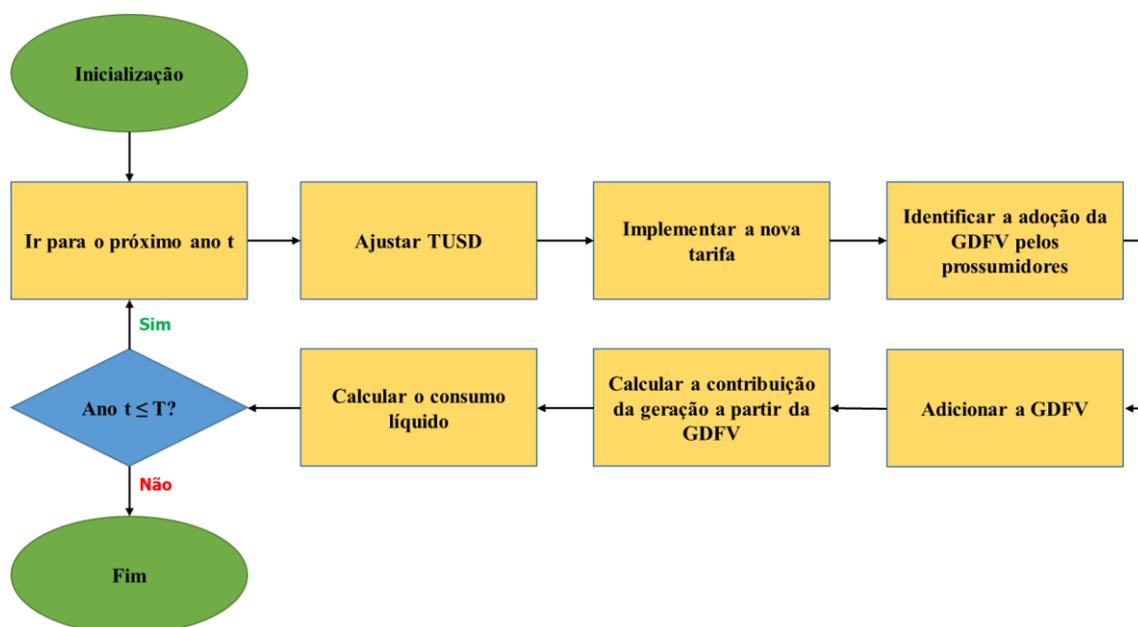


Figura 4.1. Fluxograma para o modelo na versão dinâmica.

A receita permitida referente ao custo de distribuição para a DEE é $0,34 * \text{consumo total estimado } (C_{TE})$ (realizada no período 0). Para o cenário referência e o cenário alternativo, a receita inicial RR_{B0} é de, respectivamente, R\$5.480.793,24 e R\$ 5.402.920,98.

Em seguida, a fim de manter RR_{B0} constante foi ajustada a $TUSD_t$ dinamicamente, onde no final do ano $t - 1$, foi determinado o consumo líquido (C_L).

Os resultados das 50 execuções para o cenário referência e o alternativo, usando o modelo dinâmico, são mostrados na Tabela 4.1. Para o cenário de referência, no final dos 10 anos, a tarifa aumentou aproximadamente 23,81% indo de R\$ 0,63/kWh para R\$0,78/kWh e cerca de 11,11% indo de R\$ 0,63/kWh para R\$ 0,75/kWh no cenário alternativo.

Tabela 4.1. Resumo dos resultados do modelo na versão dinâmica.

VERSÃO DINÂMICA	Cenário		Cenário	
	Referência		Alternativo	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
Payback (Anos)	5,3	0	5,6	0
TFEE Inicial (R\$/kWh)	0,63	0	0,63	0
TFEE final (R\$/kWh)	0,78	0,005	0,75	0,002
Unidades adotantes GDFV	1164,86	20,74	118,58	20,76
Capacidade Instalada (kWp)	4.050,46	93,24	3.922,34	93,56
Consumo Total estimado - C_{TE} (kWh)	16.119.980,12	0	15.890.944,07	0
Oferta G_{FV} (kWh)	5.046.620,31	102.810,65	4.811.142	96.296,42
Fração C_{TE} atendida pela GDFV	0,31	0,01	0,30	0,01
Consumo líquido (kWh)	11.073.359,81	102.810,65	11.079.801,75	96.296,42
Receita Inicial F_0 (0,34 C_{TE} (R\$)	5.480.793,24	0	5.402.920,98	0
Receita no primeiro ano R_{FEE} (0,63x C_{TE}) (R\$)	10.155.587,48	0	10.011.194,46	0
Receita no último ano R_{FEE} (R\$)	8.692.067,59	29.815,09	8.574.792,48	26.409,71
Difusão	0,65	0,01	0,62	0,01

Os níveis de difusão - a porcentagem de residência que adotaram a GDFV – são em média de 65% para o cenário referência e 62% para o cenário alternativo na versão dinâmica, conforme mostrado na Tabela 4.1.

As Figuras 4.2 e 4.3 ilustram o aumento da participação da GDFV nas residências, e o crescimento da capacidade instalada nos 10 anos da simulação para ambos os cenários.

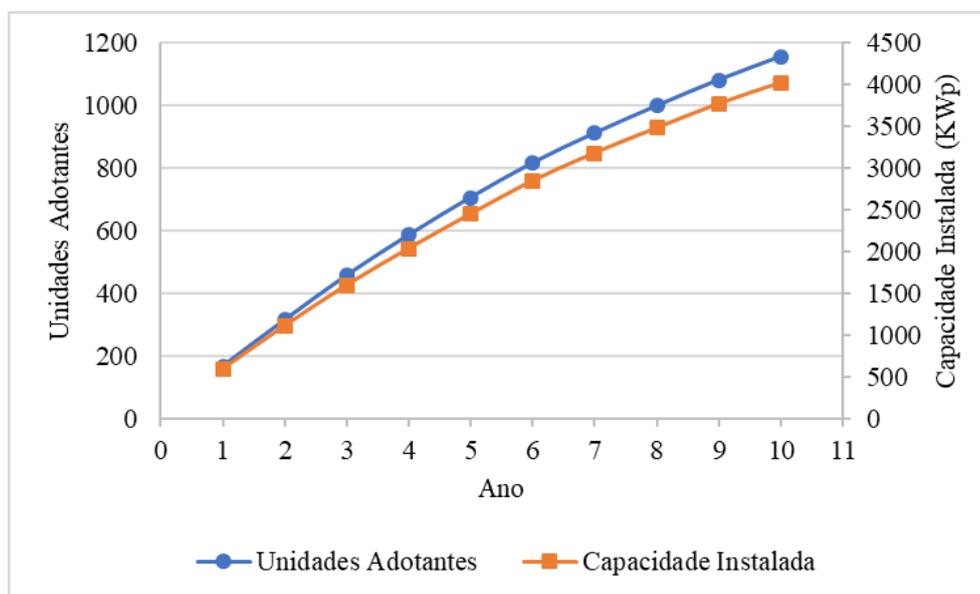


Figura 4.2. Unidades adotantes e capacidade instalada da GDFV no cenário referencial do modelo dinâmico.

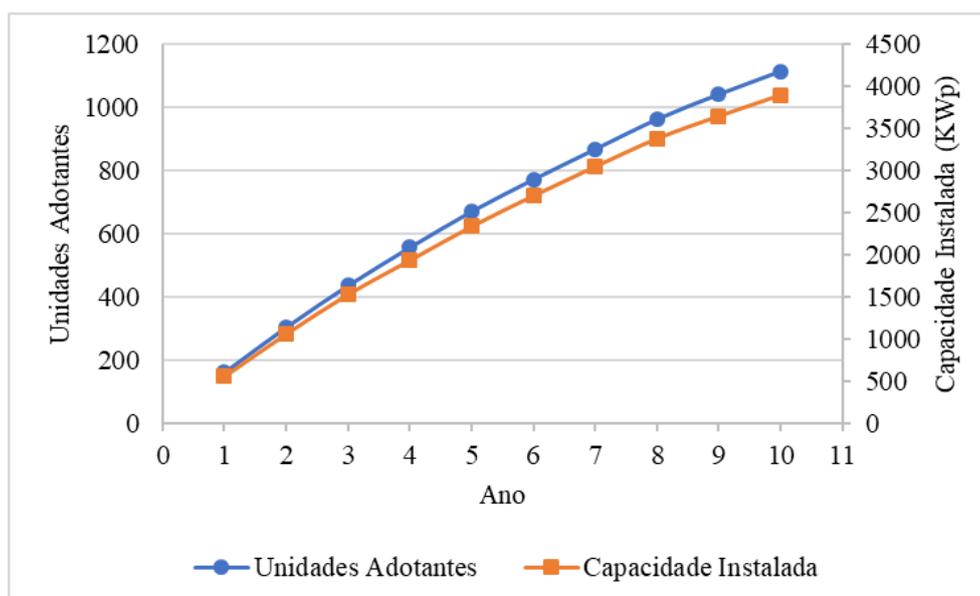


Figura 4.3. Unidades adotantes e capacidade instalada da GDFV no cenário alternativo do modelo dinâmico.

É possível observar que tanto a quantidade de residências adotantes quanto a capacidade instalada de GDFV no cenário alternativo são menores se comparado com o cenário de referencial. O que já era de se esperar, pois a forma de compensação da energia elétrica para o cenário alternativo é diferente do cenário referencial, fazendo com que aquele tenha um maior valor de *payback*, que por sua vez irá influenciar diretamente na difusão da GDFV e, conseqüentemente, a capacidade instalada.

O impacto no aumento da TFEE de forma expressiva ocorre devido às altas taxas de difusão da GDFV, uma vez que no modelo para a versão dinâmica, somente uma parcela da TFEE é ajustada para recuperar as perdas da receita da distribuidora. Dessa forma, o aumento da TFEE se dá somente pela TUSD, pois a TE permanece fixa. Para o cenário alternativo soma-se ainda, o fato de que no momento da compensação da energia, o prosumidor terá de arcar com o custo referente à parcela do Fio B da TUSD, suavizando ainda mais o aumento da TFEE.

Desta forma, se faz necessário analisar os resultados da versão estática do modelo, na busca de fornecer informações relevantes para este trabalho. Nessa versão, o valor da TUSD, principal componente que remunera a DEE, permanece constante ao longo das simulações. Devido à redução no consumo de energia elétrica por conta da adoção da GDFV e o valor da TUSD se mantendo constante, a receita arrecadada pela DEE diminui, devido à redução de mercado decorrente da GDFV. Vale destacar que esta versão é utilizada para realizar um exercício teórico de validação do modelo dinâmico, estimando o grau em que a receita da DEE diminui. Esta versão mostrará que, sem ajustes tarifários, a GDFV prejudica as DEEs. A Figura 4.4 apresenta o fluxograma do mecanismo utilizado no modelo estático.

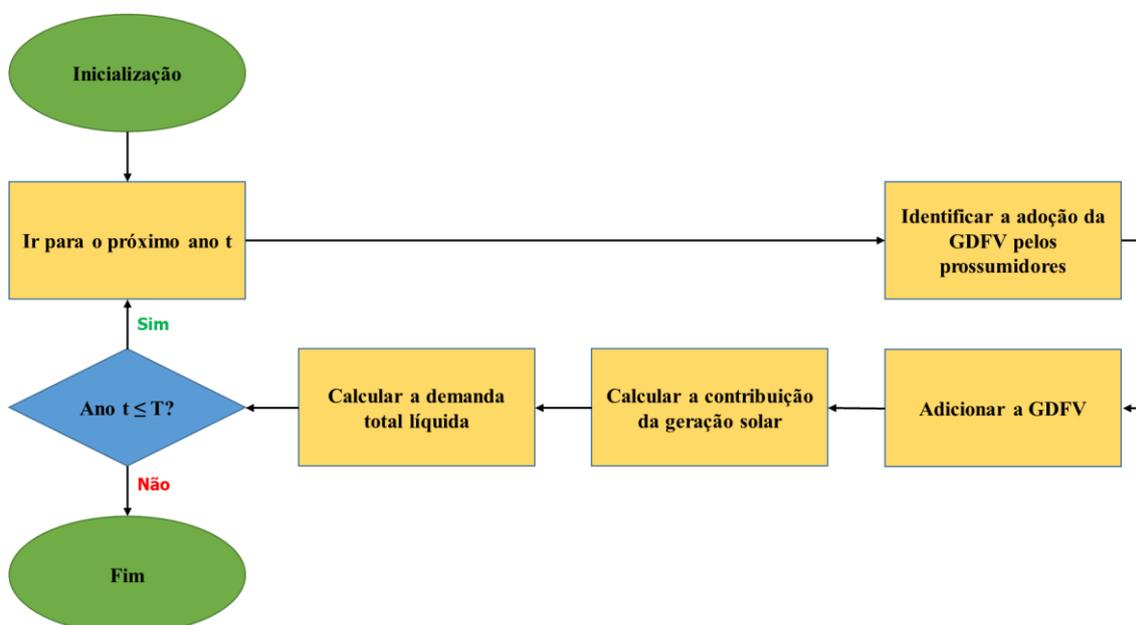


Figura 4.4. Fluxograma para o modelo na versão estática.

Assim como na versão dinâmica, foram realizadas 50 execuções (simulações) para o cenário referência e para o cenário alternativo. A GDFV atende, em média, cerca de 32%

do consumo residencial para o cenário referência e 30% do consumo residencial para o cenário alternativo. Os valores variam pouco entre as 50 simulações. A disparidade nos resultados de um cenário para outro se dá devido ao valor do *payback*, que para o cenário alternativo é maior do que no cenário referência, uma vez que a compensação de energia por parte da GDFV não se dá pela parcela referente ao Fio B da TUSD. Isso é consequência da difusão da GDFV no local do estudo, que em média é de 65% e 62%, respectivamente, para o cenário referência e o alternativo. A Tabela 4.2 mostra os resultados das simulações do modelo na versão estática para ambos os cenários.

Tabela 4.2. Resumo dos resultados do modelo na versão estática.

VERSÃO ESTÁTICA	Cenário Referência		Cenário Alternativo	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
<i>Payback</i> (Anos)	5,3	0	5,6	0
TFEE (\$/kWh)	0,63	0	0,63	0
Unidades Adotantes GDFV	1.170,4	19,12	1.121,26	20,36
Capacidade Instalada (kWp)	4.149,48	76,67	4.009,12	102,28
Consumo Total Estimado - C_{TE} (kWh)	16.028.801	0	16.014.209	0
Oferta G_{FV} (kWh)	5.139.004	99.612,24	4.852.762	97.340,26
Fração C_{TE} Atendida pela GDFV	0,32	0,01	0,30	0,01
Consumo Líquido (kWh)	10.889.797	99.612,24	11.161.447	97.340,26
Receita Inicial F_0 ($0,34 \times C_{TE}$) (R\$)	5.449.792,50	0	5.444.831,07	0
Receita Irrecuperável ($0,34 \times G_{FV}$) (R\$)	1.747.261	33.868,16	85.796,3	17.209,76
Percentual da Receita Irrecuperável em função da CTE (%)	32	0,01	23	0,01
Receita no primeiro ano R_{FEE} ($0,63 \times C_{TE}$) (R\$)	10.098.144,93	0	10.088.951,69	0
Receita no último ano R_{FEE} (R\$)	6.860.572	62.755,71	7.765.449	46.606,52
Difusão (%)	0,65	0,01	0,62	0,01

Em busca de avaliar o custo para a DEE durante os dez anos, considerou-se que a mesma deva receber um total de R\$ 0,34 por kWh para recuperar seus custos pela distribuição da energia elétrica. O modelo na versão estática permite calcular a redução na receita da DEE devido à adoção da GDFV, supondo que a TUSD permaneça fixa durante todo o tempo na simulação.

Para simplificar, a DEE na área de estudo, recebe uma receita no primeiro ano referente ao custo de distribuição para o cenário referência de R\$ 5.449.792,50 (= R\$ 0,34 * consumo total estimado = R\$ 0,34 * 16.028.801). Quando a GDFV está presente, há uma redução no consumo de energia elétrica a ser observada pela DEE (redução de mercado), para a qual a TUSD é aferida, reduzindo assim, a receita da distribuidora. Essa redução é dada por R\$ 0,34 * Oferta G_{FV} (= R\$ 0,34 * 5.139.004 kWh), resultando em uma perda de receita para a DEE de R\$ 1.747.261, no último ano, equivalente a uma redução de aproximadamente 32% na receita.

Analogamente, os cálculos realizados para o cenário alternativo são semelhantes e foram realizados para o cenário referência. Contudo, no cenário alternativo, os adotantes da GDFV ainda terão de arcar com a parcela da TUSD referente ao Fio B na compensação da energia. Desta forma, a partir dos cálculos foi obtido uma redução na receita da DEE para o cenário alternativo de aproximadamente 23%. Esses resultados mostram nitidamente a possibilidade de ocorrência da espiral da morte em ambos os cenários, devido à expressiva redução na receita, caso não haja um reajuste na TFEE, e mesmo ocorrendo, que não leve também em consideração a redução da quantidade de clientes da DEE.

4.2. Análise de sensibilidade

Buscando analisar a robustez do modelo em relação ao valor da TUSD na versão dinâmica, foi realizada uma análise de sensibilidade para diferentes valores da TUSD, explorando a penetração da GDFV e o aumento da TUSD. As Figuras 4.5 e 4.6 mostram os resultados para esta análise de sensibilidade.

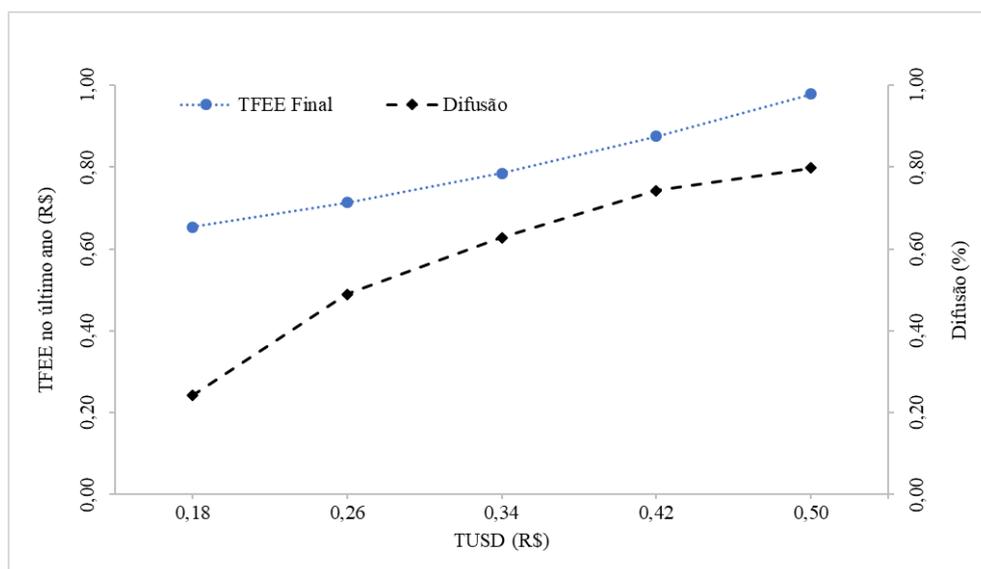


Figura 4.5. Resultados da análise de sensibilidade para diferentes valores da TUSD no cenário referência.

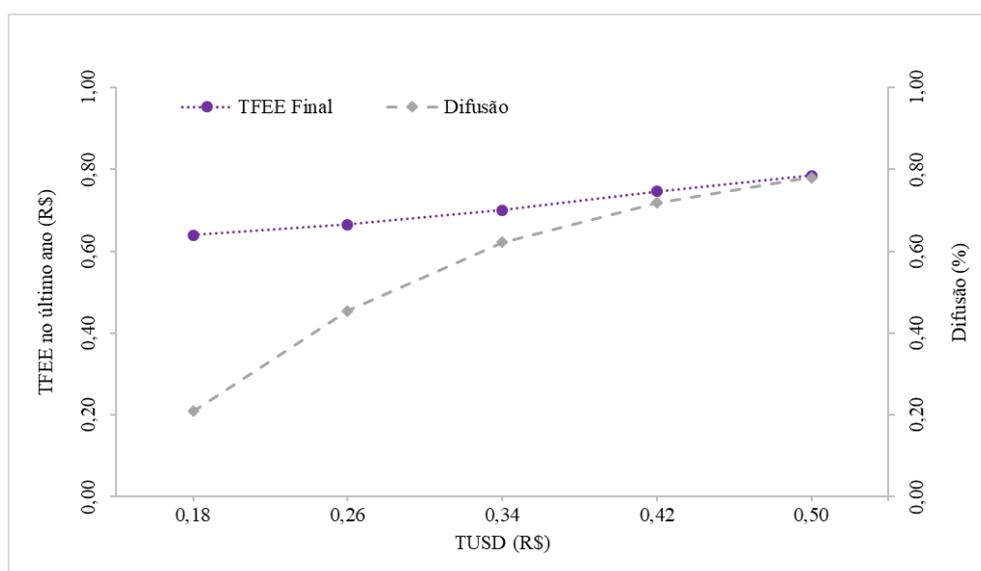


Figura 4.6. Resultados da análise de sensibilidade para diferentes valores da TUSD no cenário alternativo

É possível observar que os valores da TUSD e os níveis de difusão para ambos os cenários seguem um padrão de crescimento gradativo e relativamente linear, quando a TUSD varia de R\$ 0,18 para R\$ 0,50. Esse comportamento de crescimento pode ser explicado, pois quanto maior for o valor da TUSD, maior será a atratividade em investir na GDFV, o que, conseqüentemente, aumenta sua difusão. Já o comportamento de aproximação das curvas no cenário alternativo pode ser explicado pelo fato de que a compensação de energia elétrica para este cenário não se dá por toda a TFEE, como ocorre no cenário referência. Isso faz com que o aumento da TFEE seja suavizado e reduz os níveis de difusão.

Em seguida, foi realizada uma extensa análise de sensibilidade para ambos os cenários, a fim de analisar mais uma vez a robustez do modelo. Agora, a análise se deu em função do Fator L, que diz respeito à área útil dos telhados das residências elegíveis para adotarem a GDFV e restringe o nível máximo de penetração a um determinado limite, e em relação ao *payback*, que diz respeito à atratividade em investir na GDFV. Variou-se o valor do *payback* e do Fator L conforme a Tabela 4.3. Isso produziu, ao todo, 62 casos, dos quais 32 foram para o modelo na versão dinâmica (16 para ambos os cenários) e 32 para o modelo na versão estática, também 16 para cada cenário.

Tabela 4.3. Parâmetros utilizados para criar os casos.

<i>Payback</i> (anos)	5	5,3	5,6	6
Fator L	0,55	0,7	0,85	1

Os resultados para a análise de sensibilidade do modelo na versão dinâmica estão resumidos na Figura 4.7 e na Figura 4.8, para a análise da difusão da GDFV e, na Figura 4.9 e Figura 4.10 para a análise do aumento da TFEE no decorrer dos dez anos. Já para o modelo na versão estática os resultados estão resumidos na Figura 4.11 e 4.12, mostrando a redução da receita da DEE. Vale destacar que a análise de sensibilidade do Parâmetro K, parâmetro que determina a inclinação (declividade) da curva de difusão, foi realizada e avaliada subjetivamente por Muaafa *et al.*(2017), onde os autores afirmaram que “os resultados não são sensíveis a partidas modestas de $K = 0,3$ ”.

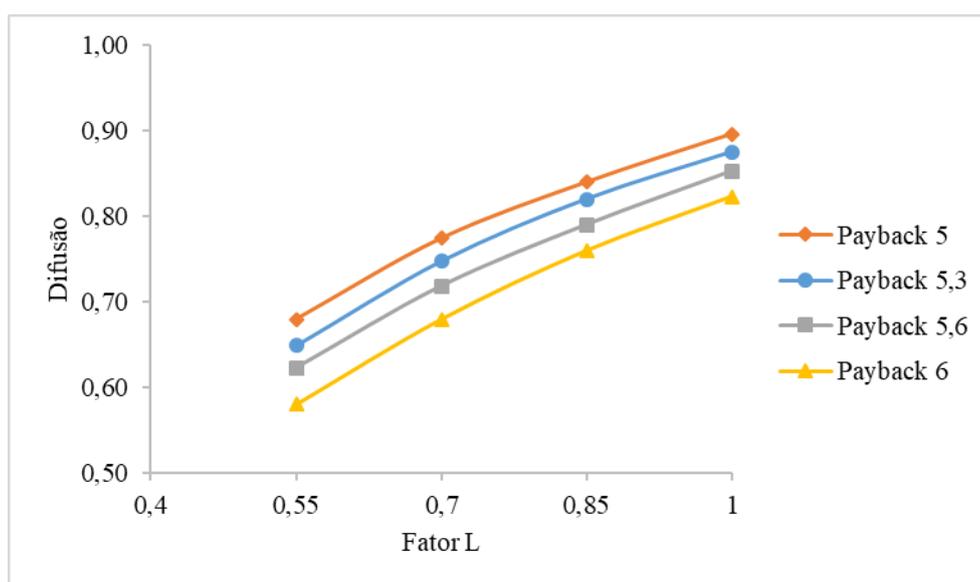


Figura 4.7. Resultados da análise de sensibilidade para a difusão no cenário referência da versão dinâmica

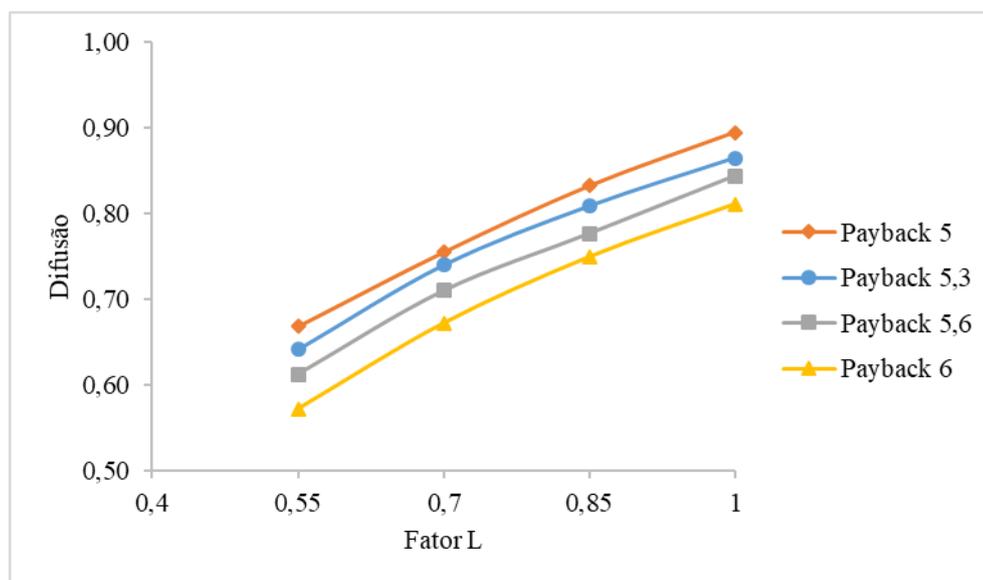


Figura 4.8. Resultados da análise de sensibilidade para a difusão no cenário alternativo da versão dinâmica.

Nas Figuras 4.7 e 4.8 é possível observar que o *payback* e fator L influenciam na difusão da GDFV. Para o cenário referência, a difusão no pior dos casos para a DEE (*payback* de 5 anos e fator L de 100%) chega a ser aproximadamente 90%. Para o cenário alternativo, a difusão ocorre em menor intensidade, visto que o *payback* neste cenário é maior devido à forma de compensação da energia elétrica, e que no pior dos casos para a DEE chega a ser aproximadamente 89%. Por meio dos resultados desta análise de sensibilidade é possível observar que o fator econômico, no caso o *payback* para este modelo, influencia bastante na difusão da GDFV. Isto corrobora com o que já vem sendo afirmando pela literatura a respeito da adoção de SFVs, que afirma que os aspectos econômicos são os mais influentes e frequentes entre os adotantes (CAI *et al.*, 2013; DONG; SGRIN, 2019; RAI; REEVES; MARGOLIS, 2016; SOMMERFELD; BUYS; VINE, 2017).

A partir desta análise de sensibilidade foi possível observar também que o fator L é capaz de restringir a difusão máxima da GDFV a um nível consideravelmente razoável, mostrando que a área do telhado é fator importante tanto para estimativa a potência de SFVs, quanto para a difusão da GDFV (VIMPARI; JUNNILA, 2019). Vale destacar que as simulações realizadas neste trabalho utilizaram valores para o Fator L menos conservadores, quando comparados com os utilizados na literatura, como é o caso de Singh e Banerjee (2015) que utilizaram um coeficiente de 0,28; Bergamasco e Asinari (2011) com um coeficiente de 0,145 e Wiginton, Nguyen e Pearce (2010) com um coeficiente de 0,30. O uso

de um valor do fator L menos conservador se justifica, pois a ideia foi criar um ambiente pessimista para DEE em relação à redução de sua receita.

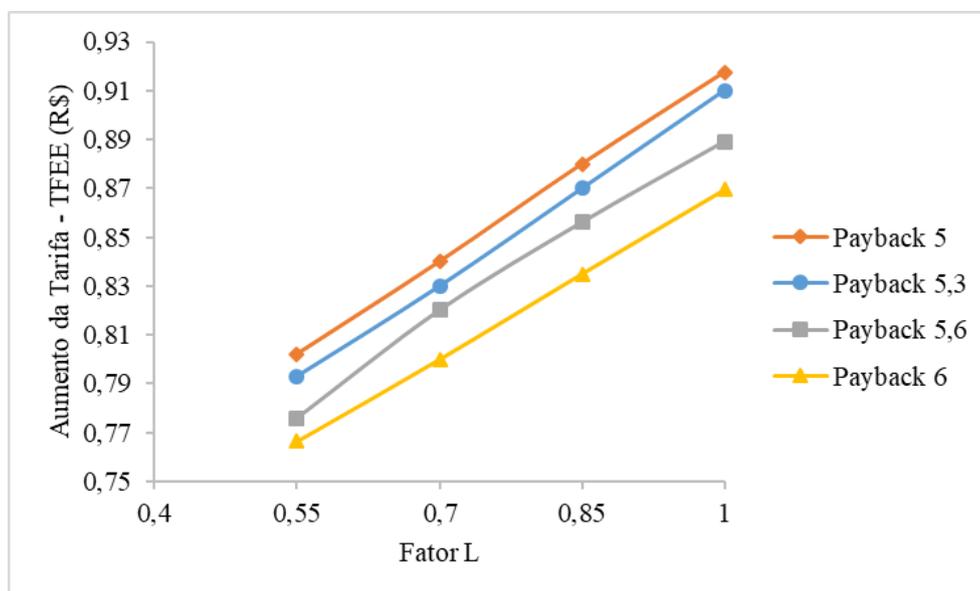


Figura 4.9. Resultados da análise de sensibilidade para o aumento da TFEE no cenário referência da versão dinâmica.

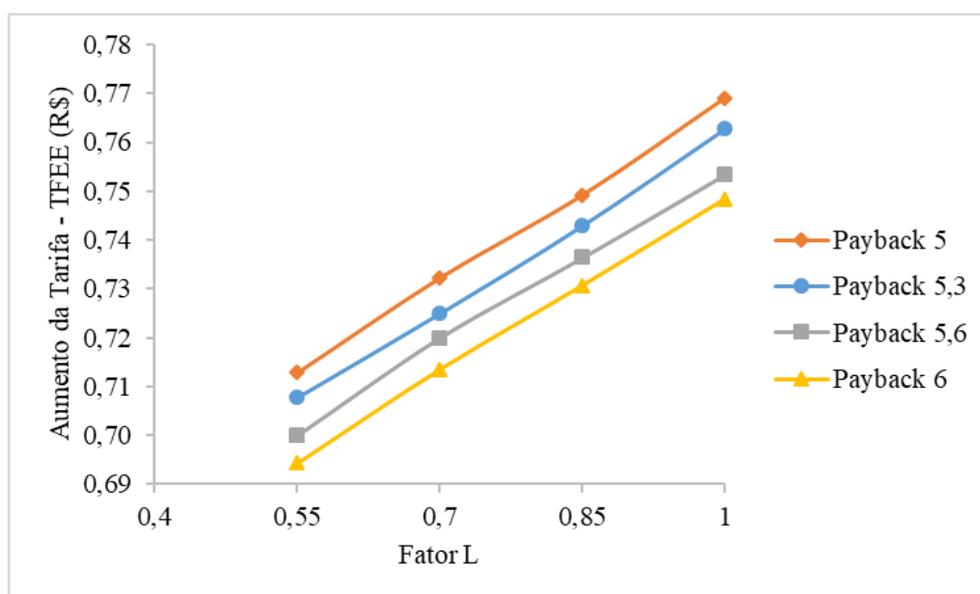


Figura 4.10. Resultados da análise de sensibilidade para o aumento da TFEE no cenário alternativo da versão dinâmica.

Nas Figuras 4.9 e 4.10, para os cenários referência e alternativo, é possível observar os aumentos da TFEE. No caso mais favorável para a difusão da GDFV, é observado um aumento de R\$ 0,14 por kWh para o cenário referência (aproximadamente 22,22%) e de R\$ 0,06 por kWh para o cenário alternativo (aproximadamente 9,52%) na TFEE ao final dos 10 anos. No pior dos casos, é observado um aumento da TFEE ligeiramente acima de R\$ 0,29

por kWh, equivalente a um aumento de 46,03% no cenário referência e R\$ 0,14 por kWh, equivalente a um aumento de 22,22% no cenário alternativo. No cenário referência, os aumentos da TFEE são significativamente maiores que no cenário alternativo, devido à forma de compensação da energia elétrica em ambos os cenários, como visto na Figura 4.9.

As Figuras 4.11 e 4.12 mostram a análise de sensibilidade do modelo na versão estática a fim de averiguar a redução na receita da DEE.

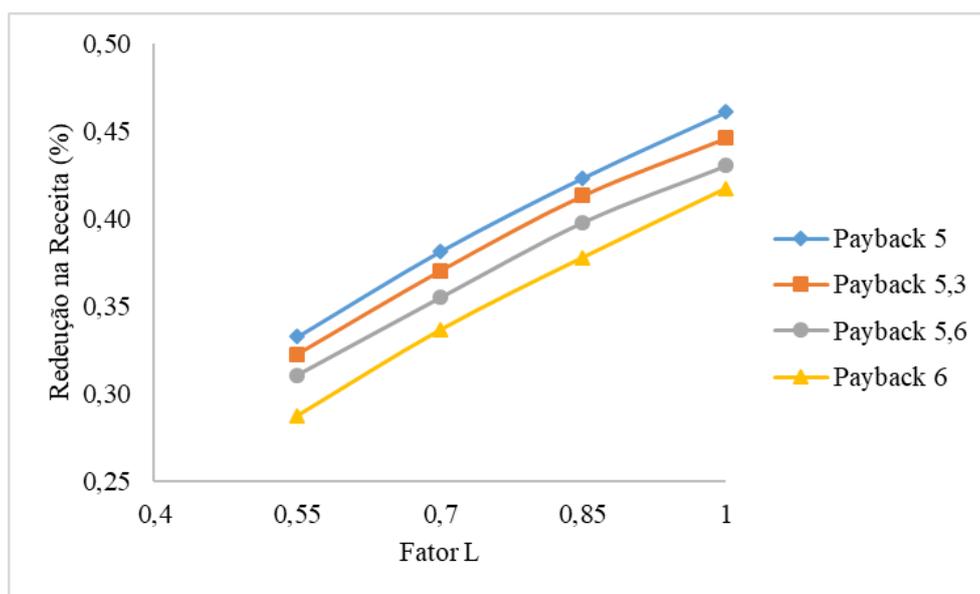


Figura 4.11. Resultados da análise de sensibilidade para a redução na receita da DEE no cenário referência da versão estática.

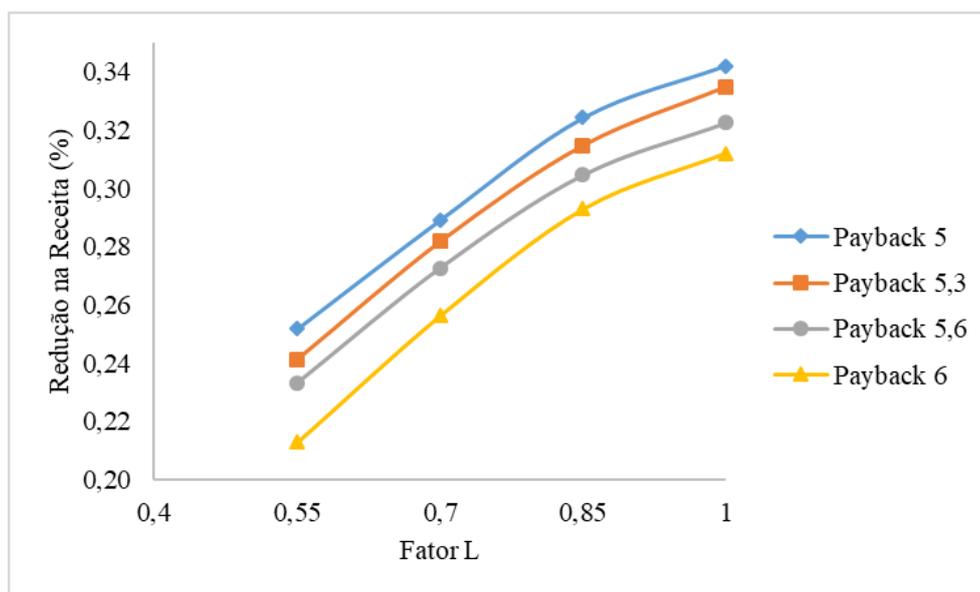


Figura 4.12. Resultados da análise de sensibilidade para a redução na receita da DEE no cenário alternativo da versão estática

As execuções da análise de sensibilidade realizadas no modelo estático, conforme mostrado nas Figuras 4.11 e 4.12, buscaram investigar a redução na receita da DEE, analisando uma possível espiral da morte. Para o cenário referência, no pior dos cenários, foi possível observar uma redução na receita da DEE de aproximadamente 46,11% ao final dos 10 anos. Para o cenário alternativo esse valor foi um pouco menor, de 34,20%. Vale destacar que devido à forma de compensação de energia no cenário referência ser diferente do cenário alternativo, a redução na receita da DEE para este cenário é maior.

Para o cenário referência, o efeito nos lucros da DEE é bem considerável, no pior dos casos, se o valor da TFEE não aumentar. Essa é uma outra visão dos resultados das análises de sensibilidade realizadas neste trabalho, pois o efeito passa a ser expressivo para os consumidores que não aderiram à GDFV, e ao mesmo tempo grande para DEE, a menos que o valor da TFEE seja ajustada de acordo. Em suma, os aumentos na TFEE são necessários para restaurar a lucratividade da DEE. Tais observações demonstram a estabilidade, robustez e coerência do modelo, que permanecem válidas no decorrer das simulações.

Os resultados para a análise de sensibilidade anteriormente realizada mostram ainda a parcela de residências que geram energia elétrica através da GDFV. No caso extremo, para o modelo dinâmico, a oferta de geração fotovoltaica é de aproximadamente 46% para o cenário referência e 45% para o cenário alternativo.

Por fim, foi realizada uma última análise de sensibilidade, desta vez para averiguar a robustez do modelo em relação ao efeito de vizinhança, onde foram realizadas as simulações do modelo na versão dinâmica, utilizando os mesmos parâmetros contidos na Tabela 4.3, agora sem o efeito de vizinhança, buscando observar os níveis de difusão. Os resultados para esta análise mostram que para o caso mais favorável para a DEE, a difusão da GDFV no cenário referência passou de 58,08% para 54,45% e no cenário alternativo de 57,27% para 52,68%. Já no caso extremo, no cenário referência a difusão passa de 89,61% para 86,70% e no cenário alternativo de 88,70% para 85,69%. A partir da análise, foi possível observar que o efeito de vizinhança tem influência na adoção da GDFV, mas que pode não ter um impacto tão significativo.

Os resultados das simulações mostram que o comportamento geral do modelo se mantém coerente e estável, indicando que seja pouco provável a existência de mudanças repentinas e abruptas que possam afetar e prejudicar tanto a DEE quanto os formuladores de

políticas, visto que os aumentos na TFEE se mostraram lentos e sutis. Como afirmado anteriormente, o aumento da TFEE para ambos os cenários ocorre de forma suave, ainda mais para o cenário alternativo. Isso mostra a real necessidade de que a tarifa seja reajustada para que a distribuidora possa restabelecer se equilíbrio econômico-financeiro, uma vez que a adoção da GDFV reduz sua lucratividade. Evidentemente, tais conclusões são válidas somente para o contexto examinado, em conjunto com os cenários e os fatores simulados.

Conforme a literatura já vem afirmando, a preocupação com a espiral da morte por parte das distribuidoras parece pertinente (CASTANEDA *et al.*, 2017; COSTELLO; HEMPHILL, 2014; LAWS *et al.*, 2017). A partir dos resultados das simulações é possível concluir que há uma tendência de ela ocorrer, visto que nos casos extremos, a difusão chegou a níveis 90% e 89%, com uma oferta (G_{FV}) GDFV de 46% e 45%, para o cenário referência e alternativo, respectivamente. Isso levaria a uma redução na receita da DEE de aproximadamente 46,11% para o cenário referência e 34,20% para o cenário alternativo.

Esses níveis de redução na receita são expressivos e indicam a possibilidade de existência da espiral da morte. É importante ressaltar que isso somente poderia ocorrer, caso não haja um reajuste tarifário em função da difusão da GDFV e do aumento do número de prosumidores. Um ponto a se destacar nesta discussão é que a análise da espiral da morte neste estudo se limita somente ao Bairro Portuguesa no Rio de Janeiro, ou seja, foi assumido que a área de concessão da DEE seja somente a área do Bairro Portuguesa, onde apenas os clientes residências da DEE foram utilizados para esta investigação.

4.3. Apontamentos e discussões

Saindo da análise de sensibilidade e indo para as simulações cujos cenários simulados utilizaram as premissas da Tabela 3.6, é possível realizar alguns apontamentos. O primeiro diz respeito ao cenário referência, onde se mostrou factível que a DEE possa a enfrentar a espiral da morte caso não haja um reajuste tarifário em conformidade com a porcentagem de difusão, acarretando numa redução da receita de aproximadamente 32% (Ver Tabela 4.2). Para que reduza o risco de ocorrência da espiral da morte, a TFEE deve ser reajustada no último ano da simulação para um valor em torno de R\$ 0,79, como mostrado na Tabela 4.1.

O segundo apontamento agora é referente ao cenário alternativo. As simulações para este cenário utilizando as premissas da Tabela 3.6 mostraram que a redução da receita

da DEE no modelo da versão estática foi de aproximadamente 23% quando comparado com a receita para o ano inicial. Para este cenário, mesmo com um alto índice de difusão, cerca de 62% (Ver Tabela 4.2), a redução na receita não ocorreu como no cenário referência, mas ainda assim é expressiva. Isso mostra que caso seja adotado pela DEE tal política na forma de compensação da energia elétrica por parte da GDFV, ainda num cenário em que a TUSD se mantivesse fixa no decorrer a simulação, a DEE teria uma certa chance de não enfrentar a espiral da morte. Obviamente que isso não ocorre no mundo real, mas serve de base para mostrar que neste cenário, com o devido aumento da TUSD, as chances de haver uma espiral da morte são ainda menores, ou talvez afastadas.

Uma destes apontamentos mostra que a quantidade máxima de adoções da GDFV é limitada ao número de residências e, conseqüentemente, a sua área útil do telhado. Mesmo que a difusão não ocorra desta forma e chegue a sobrecarregar a DEE e suas bases de negócios, é necessário analisar como está a geração de energia elétrica a partir da GDFV perante o consumo total da área estudada. Nos casos extremos para ambos os cenários simulados, viu-se que no decorrer dos 10 anos da simulação a oferta de GDFV se aproximou dos 50%, possibilitando levar a DEE para a espiral da morte.

Este estudo mostra que pode ser provável que a adoção da GDFV tenha um impacto significativo na redução da receita da DEE a ponto de levá-la a uma espiral da morte. Para se ter noção, há diversas formas da GDFV prejudicar potencialmente os negócios das indústrias do setor elétrico. Uma delas diz respeito à perda de receita com a recuperação dos custos fixos das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, pois, especificamente, a DEE necessita realizar investimentos na rede de distribuição para manter sua infraestrutura ativa. Vale destacar, obviamente, que outras fontes de energia utilizadas na GD também podem prejudicar e causar danos significativos em termo de perda de receita da DEE, como é o caso da energia eólica ou até mesmo a própria GDFV, quando instalas em larga escala através das modalidades de GD chamadas de condomínio com GD ou geração compartilhada.

5. CONCLUSÃO

5.1. Considerações finais

Devido à queda nos preços dos SFVs e ao aumento das tarifas de energia elétrica, a adoção da GDFV está se tornando cada vez mais atraente para os consumidores, reduzindo a compra de energia elétrica da rede. Isso acarreta em grandes desafios para as DEEs, a serem enfrentados nos próximos anos e, possivelmente influenciar negativamente a sustentabilidade econômico-financeira destas empresas. Um deles é a espiral da morte, amplamente explorada neste estudo.

Em relação à espiral da morte, os resultados deste trabalho indicam que, para o estudo de caso analisado, a espiral da morte devido à adoção da GDFV pode ser admissível, visto que a redução da receita da DEE nos cenários simulados pode servir de indicativo de que as preocupações com este fenômeno são importantes, bem como mostrar que este risco parece ser significativo sob uma ampla gama de simulações. O modelo indica que para uma espiral da morte é necessário que o número de prossumidores seja maior que o número de consumidores, mesmo que a oferta de geração de energia elétrica a partir da GDFV seja menor do que o consumido na rede, ainda assim possibilitando uma redução da receita considerável. Tal indicativo, obviamente, é decorrente de cenários com altas taxas de difusão, altas tarifas de energia elétrica e parâmetros financeiros favoráveis, como um baixo período de *payback*.

As simulações realizadas a partir deste modelo, inclusive as simulações das análises de sensibilidade, mostram que pode ser provável que a difusão da GDFV nas residências da área de estudo coloque em risco o modelo de negócio da DEE. A partir dos resultados, é possível inferir que a taxa de adoção da GDFV ocorra de forma lenta e suave, dando tempo suficiente para que a DEE e os reguladores se adaptem à difusão desta tecnologia disruptiva, possibilitando a realização de ações preventivas para o crescimento sustentável da GDFV. Os resultados da simulação se mostraram bastantes robustos para ambos os cenários analisados e sua vasta gama de casos simulados.

Certamente, isso significa dizer que essa preocupação não deva ser completamente deixada de lado, pois uma exploração mais abrangente e detalhada deste fenômeno, auxiliado por outras ferramentas, pode se tornar bastante interessante, uma vez que o efeito de outros fatores não modelados aqui podem ser analisados e gerar novas conclusões.

Futuramente, novos questionamentos virão à tona e possivelmente merecerão destaque no tocante à difusão da GDFV. Um deles diz respeito à estrutura tarifária vigente. Uma vez que o efeito da espiral da morte se mostrou factível, desde que a tarifa vigente não seja atualizada em função do decaimento do número de clientes, é relevante mencionar que os incentivos dados para a GDFV atuam de forma a impulsionar e dar um certo tipo de “liberdade” para seus adotantes, e que a longo prazo pode gerar algumas preocupações.

Desta forma, devido a considerações de eficiência e equidade, ainda é bastante desafiador e crucial instituir uma tarifa de energia elétrica, ainda que a difusão da GDFV não constitua, por si só, uma justificativa para mudanças na estrutura tarifária do país. Isso ocorre também em razão da diversidade de atores existentes no setor elétrico, dado que a agência reguladora não pode ignorar os requisitos de receita das DEEs e ao mesmo tempo deixar de manter os consumidores e prossumidores satisfeitos. Manter o equilíbrio entre esses fatores será uma questão bastante delicada e desafiadora a ser resolvida pelos reguladores, em virtude da crescente penetração da GDFV.

Dado o papel da rede como um backup para os déficits decorrentes da intermitência da geração fotovoltaica, uma simples reformulação na estrutura tarifária poderia ser implementada para realizar a cobrança dos prossumidores de um valor da tarifa referente a um “seguro” por ter a rede disponível para cobrir os déficits de geração, amenizando a possibilidade de ocorrência da espiral da morte, como por exemplo na Espanha, visto que o país já implementou esse tipo de política em sua estrutura tarifária, e passou a cobrar um “pedágio de backup da rede” para cada kW consumido por SFVs acima de 10 kW.

Finalmente, outro questionamento refere-se à extensão da ABM e sobre como ela pode incluir uma variedade de comportamentos dos consumidores de forma articulada. Como por exemplo, incluir fatores como o investimento em SFVs com uma maior capacidade que a residencial, talvez usando terras em vez de telhados e regimes de resposta à demanda, como é o caso das modalidades de GD denominadas de Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada. Esses questionamentos se mostram bastante complexos, ainda pouco estudados e de suma importância para o bom funcionamento das futuras redes de distribuição no país.

5.2. Recomendações para trabalhos futuros

Há uma outra fonte potencial de dano: a perda da receita para recuperação dos custos fixos com a geração de energia elétrica através dos empreendimentos vencedores nos leilões de energia. Este estudo não analisou este aspecto do problema pois, no mercado de energia elétrica nacional, os investimentos nesses empreendimentos de geração são repassados para os consumidores. Ainda assim, é nítido que há uma perda na receita. Basta observar a Tabela 4.1 e ver que a receita (RFEE) no último ano da simulação é 14,41% menor do que a receita no primeiro ano da simulação, isso para o cenário referência. No cenário alternativo essa redução chega a ser cerca de 14,35%. Essa redução pode ser explicada, uma vez que os consumidores residenciais agora passaram a gerar sua própria energia, mas que ainda causa uma redução na receita. Essa questão está além do escopo do presente estudo e pode ser considerada como foco de estudo para investigações futuras.

Este estudo mostra que pode ser provável que a adoção da GDFV tenha um impacto significativo na redução da receita da DEE a ponto de leva-la a uma espiral da morte. Vale destacar, obviamente, que outras fontes de energia utilizadas na GD também podem prejudicar e causar danos significativos em termo de perda de receita da DEE, quando instaladas em larga escala através das modalidades de GD chamadas de condomínio com GD, geração compartilhada ou autoconsumo remoto. Desta forma, investigar os impactos causados por estas modalidades de GD no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e uma possível espiral da morte se mostra bastante pertinente e promissor para o contexto nacional.

Por fim, este estudo também mostra que, na atual forma de compensação de energia para a GDFV, a DEE pode perder uma fração significativa de seus clientes de alta renda em um futuro não muito distante. A diferença entre as classes dos consumidores com base na renda também apresenta riscos comerciais para a DEE, uma vez que os clientes de baixa renda são mais sensíveis ao aumento da tarifa de energia elétrica que os clientes com maior renda. Sem contar que boa parte dos clientes de baixa renda ainda não possuem capital suficiente para investir na GDFV, tornando-os mais suscetíveis a sentirem o impacto no aumento da tarifa. Novamente, esta discussão está além do escopo do presente estudo, e certamente é um ponto bastante promissor para futuras investigações.

6. REFERÊNCIAS

ADJALI, I. et al. **Can Adoption of Rooftop Solar PV Panels Trigger a Utility Death Spiral? A Tale of Two Cities** Riyadh King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC), , 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, 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 providên**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL** Brasília/DF, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - ANEEL**, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 29 ago. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Como é composta a tarifa - Entendendo a Tarifa - ANEEL**, 2017a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26>. Acesso em: 29 ago. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais**, 2017b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf>. Acesso em: 8 ago. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de análise de impacto regulatório - Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**, 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR++SRD++Geração+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acesso em: 26 jun. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**, 2019a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/scg/gd>>. Acesso em: 12 ago. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**, 2019b. 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: 19 fev. 2020

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Consulta Pública 025/2019**, 2019c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=4HipVJIU&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: 16 fev. 2020

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas Residenciais**, 2019d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/dados/tarifas>>. Acesso em: 5 jul. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL aprova reajuste tarifário da Light**, 2019e. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-reajuste-tarifario-da-light/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 10 jun. 2019

ANDRADE, J. V. B. et al. **ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA FACE AO ATUAL CENÁRIO REGULATÓRIO BRASILEIRO**. XVIII ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE. **Anais...**Foz do Iguaçu: 2019Disponível em: <http://www.xviiiieriac.com.br/TrabalhosTecnicos/C5/C5.04_585.pdf>. Acesso em: 25 set. 2019

BAJAY, S. et al. **Geração distribuída e eficiência energética**. 1ª ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018.

BALCOMBE, P.; RIGBY, D.; AZAPAGIC, A. Motivations and barriers associated with adopting microgeneration energy technologies in the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 655–666, 1 jun. 2013.

BALE, C. S. E.; VARGA, L.; FOXON, T. J. Energy and complexity: New ways forward. **Applied Energy**, v. 138, p. 150–159, 15 jan. 2015.

BALTA-OZKAN, N.; YILDIRIM, J.; CONNOR, P. M. Regional distribution of photovoltaic deployment in the UK and its determinants: A spatial econometric approach. **Energy Economics**, v. 51, p. 417–429, set. 2015.

BARBOSE, G. et al. Utility Regulatory and Business Model Reforms for Addressing the Financial Impacts of Distributed Solar on Utilities On the Path to SunShot : Utility Regulatory and Business Model Reforms for Addressing the Financial Impacts of Distributed Solar on Utilit. **Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-65670**, p. 96, 2016.

BAUMGARTEN, C. **MODELO PARA ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PEQUENAS FONTES SOLARES FOTOVOLTAICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: UMA ABORDAGEM MULTIVARIÁVEL**. 2016. 125 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, - RS, 2016.

BERGAMASCO, L.; ASINARI, P. Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to Piedmont Region (Italy). **Solar Energy**, v. 85, n. 5, p. 1041–1055, maio 2011.

BILGE, U. Agent Based Modelling and the global trade network. In: **Handbook on Complexity and Public Policy**. Cheltenham: Edward Elgar Publishing, 2015. p. 414–431.

- BITHELL, H. R.; PARRY, M. **Agent-Based Models of Geographical Systems**. Dordrecht: Springer Netherlands, 2012.
- BOLLINGER, B.; GILLINGHAM, K. Peer Effects in the Diffusion of Solar Photovoltaic Panels. **Marketing Science**, v. 31, n. 6, p. 900–912, nov. 2012.
- BONABEAU, E. Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 99, n. Supplement 3, p. 7280–7287, 14 maio 2002.
- BROWN, A.; BUNYAN, J. Valuation of Distributed Solar: A Qualitative View. **The Electricity Journal**, v. 27, n. 10, p. 27–48, dez. 2014.
- BROWN, M. A. et al. Alternative Business Models for Energy Efficiency: Emerging Trends in the Southeast. **The Electricity Journal**, v. 28, n. 4, p. 103–117, maio 2015.
- CAI, D. W. H. et al. Impact of residential PV adoption on Retail Electricity Rates. **Energy Policy**, v. 62, p. 830–843, 1 nov. 2013.
- CÂMARA, L. D. S. C. **O IMPACTO DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CASOS DA CALIFÓRNIA E DA ITÁLIA**. 2017. 115 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2017.
- CÂMARA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - CMRJ. **PROJETO DE LEI Nº 1134/2019. DISPÕE SOBRE PROGRAMA DE DESCONTO NO IPTU PARA IMÓVEIS QUE UTILIZEM PAINÉIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR, DENOMINADO IPTU SOLAR E DÁ OUTRAS PROVIDÊNCIAS**. Disponível em: <<http://mail.camara.rj.gov.br/APL/Legislativos/scpro1720.nsf/249cb321f17965260325775900523a42/b6b61b908401d950832583a1005ce784?OpenDocument>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- CAMARINHA-MATOS, L. M. Collaborative smart grids – A survey on trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 283–294, nov. 2016.
- CASTANEDA, M. et al. Myths and facts of the utility death spiral. **Energy Policy**, v. 110, n. 65, p. 105–116, 2017.
- CASTANEDA, M.; FRANCO, C. J.; DYNER, I. Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 341–351, dez. 2017.
- CASTRO, N. J. DE et al. **Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil** Texto de Discussão do Setor Elétrico: Publ. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2019.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- CHANGLIANG, X.; ZHANFENG, S. Wind energy in China: Current scenario and future

perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 8, p. 1966–1974, out. 2009.

CHESSER, M. et al. The positive feedback cycle in the electricity market: Residential solar PV adoption, electricity demand and prices. **Energy Policy**, v. 122, p. 36–44, nov. 2018.

COSTELLO, K. W. Major challenges of distributed generation for state utility regulators. **Electricity Journal**, v. 28, n. 3, p. 8–25, 2015.

COSTELLO, K. W.; HEMPHILL, R. C. Electric utilities’ “death spiral”: Hyperbole or reality? **Electricity Journal**, v. 27, n. 10, p. 7–26, 2014.

CRUZ, K. A. DA; RAMOS, F. DE S. Evidências de subsídio cruzado no setor de saneamento básico nacional e suas consequências. **Nova Economia**, v. 26, n. 2, p. 623–651, ago. 2016.

DA SILVA, F. R. **DIFUSÃO DA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA: UM ESTUDO SOBRE A DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA NO BRASIL**. [s.l.] FACULDADES METROPOLITANAS UNIDAS, 2018.

DAM, K. H.; NIKOLIC, I.; LUKSZO, Z. (EDS.). **Agent-Based Modelling of Socio-Technical Systems**. Dordrecht: Springer Netherlands, 2013.

DARGHOUTH, N. R. et al. Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. **Applied Energy**, v. 162, n. LBNL-183185, p. 713–722, jan. 2016.

DARGHOUTH, 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, set. 2011.

DARGHOUTH, 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, abr. 2014.

DENIS, E. D. S. **UM ESTUDO SOBRE OS IMPACTOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NAS REDES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO**. 2016. 117 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação Engenharia Elétrica. Universidade Estadual de Campinas, Capinas – SP, 2016.

DENNING, L. **Lights Flicker for Utilities**. Disponível em: <<http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424052702304773104579270362739732266>>. Acesso em: 23 set. 2018.

DHARSHING, S. Household dynamics of technology adoption: A spatial econometric analysis of residential solar photovoltaic (PV) systems in Germany. **Energy Research & Social Science**, v. 23, p. 113–124, jan. 2017.

DING, Z. et al. System dynamics versus agent-based modeling: A review of complexity simulation in construction waste management. **Sustainability (Switzerland)**, v. 10, n. 7, 2018.

DJØRUP, S.; THELLUFSEN, J. Z.; SORKNÆS, P. The electricity market in a renewable

energy system. **Energy**, v. 162, p. 148–157, nov. 2018.

DONG, C.; SIGRIN, B. Using willingness to pay to forecast the adoption of solar photovoltaics: A “parameterization + calibration” approach. **Energy Policy**, v. 129, p. 100–110, jun. 2019.

DOS SANTOS, L. L. C.; CANHA, L. N.; BERNARDON, D. P. Projection of the diffusion of photovoltaic systems in residential low voltage consumers. **Renewable Energy**, v. 116, p. 384–401, fev. 2018.

DRURY, E.; DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. **Modeling the US rooftop photovoltaics market**. National Solar Conference. **Anais...**Phoenix, Arizona: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010

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, dez. 2014.

EISEN, J. B. Distributed Energy Resources, “Virtual Power Plants,” and the Smart Grid. **U. Hous. Envtl. & Energy L. & Pol’y**, v. 191, p. 192–213, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **NOTA TÉCNICA DEA 19 /14: Insercao da Geracao Fotovoltaica Distribuida no Brasil – Condicionantes e Impactos** Empresa de Pesquisa Energetica - EPERio de Janeiro Empresa de Pesquisa Energética - EPE, , 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/DEA 19 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos VF \(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inserção%20da%20Geração%20Fotovoltaica%20Distribuída%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20(Revisada).pdf)>

EPSTEIN, J. M.; AXTELL, R. Growing Artificial Societies. **Social science from the bottom up**, n. The MIT Press, 1996.

ESRI. **ArcGIS Online**.

EUROPEAN COMMISSION. **PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System**. Disponível em: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html>. Acesso em: 25 set. 2019.

FARES, R. L.; KING, C. W. Trends in transmission, distribution, and administration costs for U.S. investor-owned electric utilities. **Energy Policy**, v. 105, p. 354–362, jun. 2017.

FARMER, J. D. et al. A Third Wave in the Economics of Climate Change. **Environmental and Resource Economics**, v. 62, n. 2, p. 329–357, 1 out. 2015.

FELDER, F. A.; ATHAWALE, R. The Life and Death of the Utility Death Spiral. **The Electricity Journal**, v. 27, n. 6, p. 9–16, jul. 2014.

FELDMAN, D. et al. **Shared Solar. Current Landscape, Market Potential, and the Impact of Federal Securities Regulation**. Golden, CO (United States): National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/1215167/>>.

FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181–191, jan. 2018.

- FISHER, J. C.; PRY, R. H. A simple substitution model of technological change. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 3, p. 75–88, jan. 1971.
- FRANCISQUINI, A. A. **ESTIMAÇÃO DE CURVAS DE CARGA EM PONTOS DE CONSUMO E EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**. 2006. 108 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação Engenharia Elétrica. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira – SP, 2006.
- FURTADO, B. A. **PolicySpace : modelagem baseada em agentes**. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2018.
- GARLET, T. B. et al. Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 111, p. 157–169, 1 set. 2019.
- GEELS, F. W. et al. The Socio-Technical Dynamics of Low-Carbon Transitions. **Joule**, v. 1, n. 3, p. 463–479, 15 nov. 2017.
- GIELEN, D. et al. The role of renewable energy in the global energy transformation. **Energy Strategy Reviews**, v. 24, p. 38–50, abr. 2019.
- GIOVANIS, A. N.; SKIADAS, C. H. A Stochastic Logistic Innovation Diffusion Model Studying the Electricity Consumption in Greece and the United States. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 61, n. 3, p. 235–246, jul. 1999.
- GOSENS, J.; HEDENUS, F.; SANDÉN, B. A. Faster market growth of wind and PV in late adopters due to global experience build-up. **Energy**, v. 131, p. 267–278, jul. 2017.
- GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. **Lei Nº 7122 DE 03/12/2015. Institui a Política Estadual de Incentivo ao Uso da Energia Solar**. Disponível em: <<http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/CONTLEI.NSF/c8aa0900025feef6032564ec0060dfff/b0db12f948a8ab6483257f170054227d?OpenDocument>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- GRACE, W. Exploring the Death Spiral: A System Dynamics Model of the Electricity Network in Western Australia. In: SAYIGH, A. (Ed.). **Transition Towards 100% Renewable Energy**. Innovative ed. [s.l.] Springer, Cham, 2018. p. 157–170.
- GRAFFY, E.; STEVEN, K. DOES DISRUPTIVE COMPETITION MEAN A DEATH SPIRAL FOR ELECTRIC UTILITIES? **Energy Law Journal**, v. 45, n. 1, p. 45, mar. 2014.
- GRAZIANO, M.; FIASCHETTI, M.; ATKINSON-PALOMBO, C. Peer effects in the adoption of solar energy technologies in the United States: An urban case study. **Energy Research & Social Science**, v. 48, p. 75–84, fev. 2019.
- GRAZIANO, M.; GILLINGHAM, K. Spatial patterns of solar photovoltaic system adoption: The influence of neighbors and the built environment. **Journal of Economic Geography**, v. 15, n. 4, p. 815–839, 1 jul. 2015.
- GRÜBLER, A.; NAKIĆENOVIĆ, N.; VICTOR, D. G. Dynamics of energy technologies and global change. **Energy Policy**, v. 27, n. 5, p. 247–280, maio 1999.
- HANSEN, J. P.; NARBEL, P. A.; AKSNES, D. L. Limits to growth in the renewable energy sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 769–774, abr. 2017.

- HANSEN, P.; LIU, X.; MORRISON, G. M. Agent-based modelling and socio-technical energy transitions: A systematic literature review. **Energy Research & Social Science**, v. 49, p. 41–52, mar. 2019.
- HART, S. L.; CHRISTENSEN, C. M. The Great Leap: Driving Innovation From the Base of the Pyramid. In: **MIT Sloan management review**. 44. ed. United States: CRC Press, 2002. p. 51–56.
- HICKEY JR, M.; RYOU, A. The Distributed Generation (DG) Phenomena. **Journal of International Business and Law James Jr. and Ryou Journal of International Business and Law**, v. 15, n. 2, 2016.
- HÖÖK, M. et al. Descriptive and Predictive Growth Curves in Energy System Analysis. **Natural Resources Research**, v. 20, n. 2, p. 103–116, 26 jun. 2011.
- Hubbert Peak Theory. In: **Energy Resources and Systems**. Dordrecht: Springer Netherlands, 2009. p. 649–676.
- HUIJBEN, J. C. C. M.; VERBONG, G. P. J. Breakthrough without subsidies? PV business model experiments in the Netherlands. **Energy Policy**, v. 56, p. 362–370, maio 2013.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATISTICA - IBGE. **Cidades e Estados**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/rj/rio-de-janeiro.html>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.
- INTERSTATE RENEWABLE ENERGY COUNCIL. **Solar for All: Reaching Low-Income Customers**. Disponível em: <<https://irecusa.org/2015/01/spreading-the-solar-cheer-reaching-low-income-customers/>>. Acesso em: 26 out. 2018.
- IRENA. **GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION: A roadmap to 2050**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.
- ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, v. 130, p. 1002–1020, 1 jan. 2019.
- JAGER, W. Stimulating the diffusion of photovoltaic systems: A behavioural perspective. **Energy Policy**, v. 34, n. 14, p. 1935–1943, set. 2006.
- JEAN, J. et al. Pathways for solar photovoltaics. **Energy & Environmental Science**, v. 8, n. 4, p. 1200–1219, 2015.
- JEON, C.; SHIN, J. Long-term renewable energy technology valuation using system dynamics and Monte Carlo simulation: Photovoltaic technology case. **Energy**, v. 66, p. 447–457, mar. 2014.
- JOHNSON, E. et al. Peak shifting and cross-class subsidization: The impacts of solar PV on changes in electricity costs. **Energy Policy**, v. 106, n. March, p. 436–444, jul. 2017.
- KALITA, P. et al. Feasibility study of installation of MW level grid connected solar photovoltaic power plant for northeastern region of India. **Sādhanā**, v. 44, n. 9, p. 207, 5 set. 2019.
- KARAKAYA, E.; NUUR, C.; HIDALGO, A. Business model challenge: Lessons from a

local solar company. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1026–1035, jan. 2016.

KARSLÉN, R.; PAPACHRISTOS, G.; REHMATULLA, N. An agent-based model of climate-energy policies to promote wind propulsion technology in shipping.

Environmental Innovation and Societal Transitions, v. 31, p. 33–53, 1 jun. 2019.

KASTNER, I.; STERN, P. C. Examining the decision-making processes behind household energy investments: A review. **Energy Research & Social Science**, v. 10, p. 72–89, nov. 2015.

KIND, P. Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business. **Edison Electric Institute**, n. January, p. 26, 2013.

KIND, P. Pathway to a 21st Century Electric Utility. n. November, p. 34, 2015.

KIRSCH, L. D.; MOREY, M. J. Pricing Retail Electricity in a Distributed Energy Resources World. **The Electricity Journal**, v. 28, n. 3, p. 112–121, 1 abr. 2015.

KLEIN, S. J. W.; COFFEY, S. Building a sustainable energy future, one community at a time. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 867–880, jul. 2016.

KONZEN, G. **DIFUSÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE NO BRASIL: UMA SIMULAÇÃO VIA MODELO DE BASS**. 2014. 109 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2014.

KWAN, C. L. Influence of local environmental, social, economic and political variables on the spatial distribution of residential solar PV arrays across the United States. **Energy Policy**, v. 47, p. 332–344, ago. 2012.

LANGE, W. J.; VASCONCELOS, A. DE O. **Refinamento do mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Brasília/DF: [s.n.]. Disponível em: <www.giz.de/brasil>.

LANGLOIS-BERTRAND, S.; PINEAU, P.-O. Pricing the transition: Empirical evidence on the evolution of electricity rate structures in North America. **Energy Policy**, v. 117, p. 184–197, jun. 2018.

LAWS, N. D. et al. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. **Applied Energy**, v. 185, p. 627–641, jan. 2017.

LIN, C.-H. et al. Financial Analysis of a Large-Scale Photovoltaic System and Its Impact on Distribution Feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 47, n. 4, p. 1884–1891, jul. 2011.

LUCE, R. D. **Individual Choice Behavior: A Theoretical Analysis**. Dover Book ed. New York: Dover Publications, 2005.

MACAL, C. M. Everything you need to know about agent-based modelling and simulation. **Journal of Simulation**, v. 10, n. 2, p. 144–156, 19 maio 2016.

MACAL, C. M. **TUTORIAL ON AGENT-BASED MODELING AND SIMULATION: ABM DESIGN FOR THE ZOMBIE APOCALYPSE**. 2018 Winter

Simulation Conference (WSC). **Anais...IEEE**, dez. 2018Disponível em:

<<https://ieeexplore.ieee.org/document/8632240/>>

MACAL, C. M.; GRAZIANO, D. J.; OZIK, J. Modeling solar PV adoption: A social-behavioral agent-based framework. **AAAI Fall Symposium - Technical Report**, v. FS, p. 24–31, 2014.

MACAL, C. M.; NORTH, M. J. Tutorial on agent-based modelling and simulation. **Journal of Simulation**, v. 4, n. 3, p. 151–162, 19 set. 2010.

MANSFIELD, E. Technical Change and the Rate of Imitation. **Econometrica**, v. 29, n. 4, p. 741, out. 1961.

MANYIKA, J. et al. Disruptive technologies: Advances that will transform life, business, and the global economy. **McKinsey Global Institute**, v. 1, n. May, p. 163, 2013.

MARTINS, V. A. **ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**. 2015. 110 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2015.

MASINI, A.; FRANKL, P. Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 70, n. 1, p. 39–65, jan. 2003.

MATEO, C. et al. Impact of solar PV self-consumption policies on distribution networks and regulatory implications. **Solar Energy**, v. 176, p. 62–72, 1 dez. 2018.

MCLAREN, J. et al. Impact of Rate Design Alternatives on Residential Solar Customer Bills: Increased Fixed Charges, Minimum Bills and Demand-Based Rates. **The Electricity Journal**, v. 28, n. 8, p. 43–58, out. 2015.

MILLS, A. et al. The impact of retail rate structures on the economics of commercial photovoltaic systems in California. **Energy Policy**, v. 36, n. 9, p. 3266–3277, set. 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico - Junho de 2019**, 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/boletins-2019>>. Acesso em: 12 ago. 2019

MITTAL, A.; KREJCI, C. C.; DORNEICH, M. C. An agent-based approach to designing residential renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 112, p. 1008–1020, set. 2019.

MOODY’S INVESTORS SERVICE. **Rooftop solar, distributed generation, not expected to pose threat to US Utilities**. Disponível em: <https://www.moody.com/research/Moodys-Rooftop-solar-distributed-generation-not-expected-to-pose-threat--PR_286326?WT.mc_id>. Acesso em: 26 out. 2018.

MUAAFA, M. et al. Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. cities. **Energy Research & Social Science**, v. 34, n. October 2013, p. 154–162, dez. 2017.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas** Estudo Técnico Câmara dos Deputados Elsevier, , 1 maio 2017. Disponível em: <[file:///C:/Users/gmols/Downloads/energia_solar_limp \(2\).pdf](file:///C:/Users/gmols/Downloads/energia_solar_limp%20(2).pdf)>. Acesso em: 3 jul. 2019

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017–2030**. Disponível em:

<<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70748.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2019.

NOLL, D.; DAWES, C.; RAI, V. Solar Community Organizations and active peer effects in the adoption of residential PV. **Energy Policy**, v. 67, p. 330–343, abr. 2014.

OLIVEIRA JUNIOR, S. P. **ANÁLISE DO IMPACTO NA CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL PROVOCADO PELA MIGRAÇÃO TARIFÁRIA E PELO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2017. 79 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação).

Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2017.

ORTEGA-IZQUIERDO, M.; DEL RÍO, P. Benefits and costs of renewable electricity in Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 372–383, ago. 2016.

PAIDIPATI, J. et al. **Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios**. Golden, CO: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/924645-012Voq/>>.

PALM, A. Peer effects in residential solar photovoltaics adoption—A mixed methods study of Swedish users. **Energy Research & Social Science**, v. 26, p. 1–10, abr. 2017.

PAPACHRISTOS, G. Diversity in technology competition: The link between platforms and sociotechnical transitions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 291–306, 1 jun. 2017.

PELEGRINI, M. A. et al. **Avaliação do Comportamento dos Consumidores e da Receita Requerida da Concessionária em Função de Variações de Encargos e outros Componentes Tarifários**. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Anais...Fortaleza/CE: 2011

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, n. 6, p. 787–798, 1 abr. 2005.

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. 2015.

PRATA, R.; CARVALHO, P. M. S. Self-supply and regulated tariffs: Dynamic equilibria between photovoltaic market evolution and rate structures to ensure network sustainability. **Utilities Policy**, v. 50, p. 111–123, fev. 2018.

PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - PMRJ. **Mapa Solar da Cidade do Rio de Janeiro**. Disponível em:

<<https://www.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=ea015caccdde49f1a838599dd6d3edd3#>>. Acesso em: 20 set. 2019.

PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - PMRJ. **Mapa Solar da Cidade do Rio de Janeiro**.

PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - PMRJ. **Consumo total, médio anual e total de unidades consumidoras residenciais de energia elétrica por Áreas de Planejamento (AP), Regiões de Planejamento (RP), Regiões Administrativas (RA) e Bairros no Município do Rio de Janeiro entre 2002-2017**, 2019a. Disponível em:

<<http://www.data.rio/datasets/60c0b85f443d443ba5a05796efabf8dc>>

PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - PMRJ. **Consumo residencial anual, consumo médio anual, mensal e diário por unidades consumidora residencial de energia elétrica no Município do Rio de Janeiro entre 1990-2017**, 2019b. Disponível em: <<http://www.data.rio/datasets/392b0be892db43f6952cb9c35f304bb4>>. Acesso em: 27 set. 2019

PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - PMRJ. **Bairros Cariocas** Rio de Janeiro, 2019c. Disponível em: <<http://www.data.rio/app/bairros-cariocas>>

PREFEITURA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO - PMRJ. **Indicadores de Habitação - Condição domiciliar: densidade por dormitório e propriedade do domicílio, por Regiões Administrativas (RA), Bairros ou Grupo de Bairros, incluindo definições, em 1991/2000**, 2019d. Disponível em: <<http://www.data.rio/datasets/indicadores-de-habitacao-condicao-domiciliar-densidade-por-dormitorio-e-propriedade-do-domicilio-por-regioes-administrativas-ra-bairros-ou-grupo-de-bairros-incluindo-definicoes-em-1991-2000>>

PURI, S. et al. The role of distributed energy systems in European energy transition. **Energy Procedia**, v. 159, p. 286–291, 1 fev. 2019.

PVWatts Calculator. Disponível em: <<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>>. Acesso em: 13 jun. 2019.

PYTHON HELP. **SERIALIZAÇÃO DE OBJETOS EM PYTHON**. Disponível em: <<https://pythonhelp.wordpress.com/2013/07/20/serializacao-de-objetos-em-python/>>. Acesso em: 7 ago. 2019.

QIU, Y.; YIN, S.; WANG, Y. Peer Effects and Voluntary Green Building Certification. **Sustainability**, v. 8, n. 7, p. 632, 5 jul. 2016.

RAI, V.; REEVES, D. C.; MARGOLIS, R. Overcoming barriers and uncertainties in the adoption of residential solar PV. **Renewable Energy**, v. 89, p. 498–505, abr. 2016.

RITZER, G.; DEAN, P.; JURGENSON, N. The Coming of Age of the Prosumer. **American Behavioral Scientist**, v. 56, n. 4, p. 379–398, 21 abr. 2012.

ROULOT, J.; RAINERI, R. The impacts of photovoltaic electricity self-consumption on value transfers between private and public stakeholders in France. **Energy Policy**, v. 122, n. June, p. 459–473, nov. 2018.

SANTOS, A. B. DOS. **ASPECTOS REGULATÓRIOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA: IMPLICAÇÕES NAS PROJEÇÕES DE CENÁRIOS FINANCEIROS - CASO COELBA**. 2018. 95 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Salvador, Salvador – BA, 2018.

SARASA-MAESTRO, C. J.; DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Photovoltaic remuneration policies in the European Union. **Energy Policy**, v. 55, p. 317–328, abr. 2013.

SATCHWELL, A. et al. Financial Impacts of Net-Metered PV on Utilities and Ratepayers : A Scoping Study of Two Prototypical U . S . Utilities Project overview Base case results Sensitivity analysis Mitigation analysis Conclusions. n. September, 2014.

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, out. 2015.

SAUAIA, R. L. **Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Status, Oportunidades e Desafios**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.absolar.org.br/processo-associativo.html>. Acesso em: 22 ago. 2019.

SCHLEICHER-TAPPESER, R. How renewables will change electricity markets in the next five years. **Energy Policy**, v. 48, p. 64–75, set. 2012.

SECRETARIA DE AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS-PLANEJAMENTO-ENERGIA E LOTERIA. **Visão da Secap sobre o setor de energia: O caso da micro e minigeração distribuída** Brasília-DF, 2019. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e-minigeracao-distribuida>>. Acesso em: 28 ago. 2019

SEIDL, R.; VON WIRTH, T.; KRÜTLI, P. Social acceptance of distributed energy systems in Swiss, German, and Austrian energy transitions. **Energy Research and Social Science**, v. 54, p. 117–128, 1 ago. 2019.

SEVERANCE, C. A. A Practical, Affordable (and Least Business Risk) Plan to Achieve “80% Clean Electricity” by 2035. **The Electricity Journal**, v. 24, n. 6, p. 8–26, jul. 2011.

SILVA, F. G. R. DA. **Análise e levantamento da composição tarifária brasileira** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), , 2013.

SILVA, P. P. DA 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.

SILVA, W. C. DE M. **IMPACTOS DA INSERÇÃO DA MICROGERAÇÃO NO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2017. 126 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia e Meio Ambiente, Universidade Federal do Maranhão, São Luís - MA, 2017.

SIMPSON, G.; CLIFTON, J. Testing Diffusion of Innovations Theory with data: Financial incentives, early adopters, and distributed solar energy in Australia. **Energy Research & Social Science**, v. 29, p. 12–22, jul. 2017.

SIMS, C. et al. **Using Agent-Based Computational Economics to Understand the Evolution of the Electric Grid in Response to Increased Penetration of Distributed Solar Generation**: White Paper 1:18. Howard H. Baker Jr. Center for Public Policy, Knoxville, 2018.

SIMSHAUSER, P.; NELSON, T. The Energy Market Death Spiral - Rethinking Customer Hardship. **AGL Applied Economic and Policy Research**, n. 31, p. 1, 2012.

SINGH, R. Energy sufficiency aspirations of India and the role of renewable resources: Scenarios for future. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2783–2795, jan. 2018.

SINGH, R.; BANERJEE, R. Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city.

Solar Energy, v. 115, p. 589–602, maio 2015.

SIOSHANSI, F. P. Decentralized Energy. In: **Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry**. [s.l.] Elsevier, 2014a. p. 3–32.

SIOSHANSI, F. P. **Distributed generation and its implications for the utility industry**. 1. ed. [s.l.] Academic Press, 2014b.

SIOSHANSI, F. P. (ED.). **Future of Utilities Utilities of the Future**. 1. ed. Walnut Creek: Elsevier, 2016a.

SIOSHANSI, R. Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation. **Energy Policy**, v. 95, p. 498–508, ago. 2016b.

SOMMERFELD, J.; BUYS, L.; VINE, D. Residential consumers' experiences in the adoption and use of solar PV. **Energy Policy**, v. 105, p. 10–16, jun. 2017.

SOW, A. et al. Economic analysis of residential solar photovoltaic electricity production in Canada. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 33, p. 83–94, jun. 2019.

SPOSITO, M. A. **DIFUSÃO DE ENERGIA SOLAR EM CENTROS URBANOS: MUDANÇA ESTRUTURAL E COMPLEXIDADE**. 2019. 104 f. Dissertação (Mestrado de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, Curitiba - PR, 2019.

STERN, P. C. Individual and household interactions with energy systems: Toward integrated understanding. **Energy Research & Social Science**, v. 1, p. 41–48, mar. 2014.

SULLIVAN, M. **Algebra & trigonometry**. 9. ed. [s.l.] Pearson Education, Inc, 2013.

TEOSE, M. et al. Embedding system dynamics in agent based models for complex adaptive systems. **IJCAI International Joint Conference on Artificial Intelligence**, p. 2531–2538, 2011.

TIMILSINA, G. R.; KURDGELASHVILI, L.; NARBEL, P. A. Solar energy: Markets, economics and policies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 449–465, jan. 2012.

VAN DER KAM, M. J. et al. Diffusion of solar photovoltaic systems and electric vehicles among Dutch consumers: Implications for the energy transition. **Energy Research & Social Science**, v. 46, p. 68–85, 1 dez. 2018.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. The role of regulatory learning in energy transition: The case of solar PV in Brazil. **Energy Policy**, v. 114, p. 465–481, mar. 2018.

VILLANUEVA, D.; FEIJÓO, A. Comparison of logistic functions for modeling wind turbine power curves. **Electric Power Systems Research**, v. 155, p. 281–288, fev. 2018.

VIMPARI, J.; JUNNILA, S. Estimating the diffusion of rooftop PVs: A real estate economics perspective. **Energy**, v. 172, p. 1087–1097, abr. 2019.

VON WIRTH, T.; GISLASON, L.; SEIDL, R. Distributed energy systems on a neighborhood scale: Reviewing drivers of and barriers to social acceptance. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2618–2628, 1 fev. 2018.

WIGINTON, L. K.; NGUYEN, H. T.; PEARCE, J. M. Quantifying rooftop solar

photovoltaic potential for regional renewable energy policy. **Computers, Environment and Urban Systems**, v. 34, n. 4, p. 345–357, jul. 2010.

WILENSKY, U.; RAND, W. **An Introduction to Agent-Based Modeling**. [s.l.] Mit Press, 2015.

WILSON, C. **Meta-analysis of unit and industry level scaling dynamics in energy technologies and climate change mitigation scenarios** **Interim Report IR-09-029** Luxembourg International Institute for Applied Systems Analysis, , 2009.

WILSON, C. Up-scaling, formative phases, and learning in the historical diffusion of energy technologies. **Energy Policy**, v. 50, p. 81–94, nov. 2012.

WOJTUSIAK, J.; WARDEN, T.; HERZOG, O. Machine learning in agent-based stochastic simulation: Inferential theory and evaluation in transportation logistics. **Computers & Mathematics with Applications**, v. 64, n. 12, p. 3658–3665, dez. 2012.

ZHOU, Z.; CHAN, W. K. (VICTOR); CHOW, J. H. Agent-based simulation of electricity markets: a survey of tools. **Artificial Intelligence Review**, v. 28, n. 4, p. 305–342, 12 dez. 2009.