INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

INDIANARA CAMELLO

ANÁLISE DA DIFUSÃO DE MICRORREDES NO BRASIL PELO MÉTODO DO MODELO DE BASS

FLORIANÓPOLIS, 2021.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

INDIANARA CAMELLO

ANÁLISE DA DIFUSÃO DE MICRORREDES NO BRASIL PELO MÉTODO DO MODELO DE BASS

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.

Coorientador: Neimar de Almeida Oliva, Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2021.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Camello, Indianara
ANÁLISE DA DIFUSÃO DE MICRORREDES NO BRASIL PELO MÉTODO DO MODELO DE BASS / Indianara Camello ; orientação de Edison A. C. Aranha Neto; coorientação de Neimar de Almeida Oliva. - Florianópolis, SC, 2021.
49 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Microrrede. 2. Modelo de Bass. 3. Geração Distribuída. 4. Sistema Fotovoltaico. 5. Confiabilidade. I. Aranha Neto, Edison A. C. . II. Oliva, Neimar de Almeida. III. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. IV. Título.

ANÁLISE DA DIFUSÃO DE MICRORREDES NO BRASIL PELO MÉTODO DO MODELO DE BASS

INDIANARA CAMELLO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheira Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 16 de Abril, 2021.

Banca Examinadora:

Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.

Neimar de Almeida Oliva, Eng.

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.

Pâmela Rugoni Belin, M. Eng

AGRADECIMENTOS

Aos meus familiares e amigos pelo apoio e suporte, em todos os sentidos, para que mais essa etapa se concretizasse.

A equipe CES (Centro de Energia Sustentável) da Fundação CERTI, composta por Pâmela Rugoni Belin, Neimar de Almeida Oliva, Débora Batissoco Sanches de Oliveira, Luna Leão Glória e Cesare Quinteiro Pica, pelo apoio ao tema abordado e revisões textuais.

E a todos (que não foram citados aqui) que diretamente ou indiretamente fizeram parte do meu período de formação, meu muito obrigada.

RESUMO

A crescente preocupação com a escassez de recursos naturais voltada à geração de energia e poluição do meio ambiente, fez com que grandes nações procurassem alternativas de geração a partir de fontes renováveis. Exemplos de fontes renováveis mais consolidadas no mercado de energia são a solar fotovoltaica, a eólica, biogás, gás natural e microturbinas. Essas fontes normalmente se localizam próximas às cargas, conectadas diretamente aos sistemas de distribuição, a chamada geração distribuída – GD. Uma microrrede é formada pela associação de cargas e geração distribuída, e possibilita a otimização da geração e da demanda, reduzindo as perdas de transmissão e aumentado a confiabilidade da entrega da energia. Nesse contexto, este estudo analisa a viabilidade econômica e o potencial de mercado das microrredes, modeladas com geração local a partir de fontes despacháveis e não despacháveis, operando em modo conectado ou ilhado da rede de distribuição. A partir dos resultados do potencial de mercado, a adesão às microrredes ao longo do tempo é projetada por meio da aplicação do Modelo de Bass, com o objetivo de estabelecer uma estimativa da evolução do segmento de microrredes no Brasil.

Palavras-chave: Microrrede. Modelo de Bass. Geração Distribuída. Sistema Fotovoltaico. Confiabilidade.

ABSTRACT

The growing concern about the scarcity of natural resources for energy generation and environmental pollution has led large countries to seek alternatives for generation from renewable sources. Examples of more consolidated renewable sources in the energy market are solar photovoltaic, wind, biogas, natural gas and microturbines. These sources are usually located near the loads, connected in the Distribution System, consisting of a Distributed Generation (GD). A Microgrid (MR) is associated with a load group and an interconnected GD, where it allows optimization of generation and demand, reducing transmission line losses and increasing power distribution. In this context, the study analyzes the economic viability and market potential of a microgrid, modeled on local generation from dispatchable and non-dispatchable energy sources, operating in grid-connected or islanded mode. Analysis of the market potential findings leads to a projection of microgrid adoption over time through application of the Bass Model in order to estimate the evolution of the microgrid sector in Brazil.

Keywords: Microgrid. Bass Model. Distributed Generation. Photovoltaic System. Reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva S típica de um processo de difusão tecnológica.....20
Figura 2 – Distribuição normal dos adotantes conforme o processo de difusão 20
Figura 3 – Fluxograma da metodologia.....25
Figura 4 – Arquitetura da microrrede proposta.....26
Figura 5 – Valor final do sistema solar fotovoltaica (Jan/2019) 32
Figura 6 – Drivers viabilizadores da microrrede 38
Figura 7 – Maiores indicadores de VPL e TIR por estado.....39
Figura 8 – Projeção de inserção de microrredes de acordo com o modelo de Bass 42
Figura 9 – Projeção acumulada da inserção de microrredes de acordo com modelo de Bass.....42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custo da energia não suprida 31
Tabela 2 – Premissa de consumo do gerador a diesel 35
Tabela 3 – Maiores indicadores de VPL e TIR por agrupamento.....40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BDGD – Base de Dados Geográfica da Distribuidora

C&I – Comércio e Indústria

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CENS – Custo da Energia Não Suprida

CHP – *Combined Heat and Power* (Energia e Calor Combinado)

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DECTOT – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Total

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

e-SIC – Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

GD – Geração Distribuída

GHI – Irradiação Global Horizontal

GMG – Grupo Motor Gerador

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

MR – Microrrede

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RED – Recurso Energético Distribuído

REN – Resolução Normativa

SAE – Sistema de Armazenamento de Energia

SAM – *Serviceable Available Market* (Mercado Endereçável)

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

STC – *Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Teste)

TE – Tarifa de Energia

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 11
1.1 Justificativa 14
1.2 Definição do Problema 15
1.3 Objetivos 16
1.3.1 Objetivo Geral 16
1.3.2 Objetivos Específicos 16
1.4 Estrutura do trabalho 16

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 18
2.1 Modelo matemático de difusão de novos produtos 18
2.2 Arquitetura da microrrede 21
2.3 Recurso Energético Distribuído (RED) 22
2.4 Viabilidade econômica 22
2.5 Método de Monte Carlo 23

3 METODOLOGIA 25
3.1 Microrrede modelada 25
3.2 Modelo de Bass 27
3.2.1 Mercado Potencial (m) 28
3.2.1.1 Análise de viabilidade econômica da microrrede 31

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS 37
4.1 Resultados do potencial de mercado 37
4.2 Aplicabilidade no Modelo de Bass 40

5 CONCLUSÃO 44

REFERÊNCIAS 46

1 INTRODUÇÃO

As microrredes em todo o mundo estão em fases iniciais de desenvolvimento, destacando-se, sobretudo, os projetos pilotos em escala experimental. No entanto, os empreendimentos que já atingiram o mercado, possuem características em comum, especialmente no que tange às classes de consumo nas quais estão inseridos, onde despontam “Comércio e Indústria (C&I)” e “Institucional e Campus”. Dentre as classes que utilizam soluções de microrredes atualmente, o segmento destinado à educação tem preponderância justificável devido às características mais favoráveis de proximidade do desenvolvimento da tecnologia (ASMUS; LAWRENCE, 2016).

Não existe uma definição amplamente aceita para as microrredes, nem na literatura especializada, tampouco na regulação ou legislação nacional. Desta forma, assume-se, neste trabalho, o seguinte conceito para microrrede: pequeno sistema elétrico composto por Recursos Energéticos Distribuídos (RED) dentro de uma mesma unidade consumidora, podendo englobar um conjunto de cargas, geração despachável e geração intermitente associada ou não a um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). Estes sistemas são capazes de operar tanto conectados à rede principal (rede da concessionária) como de forma autônoma (operação ilhada). Quando operando desconectado da rede, é papel do controlador de microrrede assegurar o balanço de geração e demanda, além de garantir que a operação ocorra dentro dos limites de tensão e frequência estabelecida pelo Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ZHANG *et al*., 2013).

No Brasil, é comum a aplicação das microrredes ditas tradicionais: aquelas que compõem programas de eletrificação com o objetivo de levar energia elétrica a locais remotos e/ou isolados, cujas condições geográficas dificultam o acesso via rede de transmissão. Nestas situações, as microrredes operam de forma totalmente autônoma. Esta configuração, entretanto, não está contemplada neste estudo, visto que não atende a definição de operar ora conectada, ora desconectada da rede principal. Esta condição ainda é pouco explorada no Brasil, devido aos desafios técnicos e regulatórios intrínsecos a tal solução (ZHANG *et al*., 2013).

O setor elétrico brasileiro está em processo de modernização, indo ao encontro de soluções mais eficientes e inteligentes. Consoante a isso, acomoda-se o conceito moderno adotado para microrredes, no qual se replica um sistema de energia elétrica completo em escala reduzida, isto é, uma pequena rede composta por unidades de geração e consumo, além de sistema central de controle e otimização para o uso da energia (AFRASIABI *et al*., 2019; PECENAK; STADLER; FAHY, 2019). A geração aplicada em pequena escala e de forma descentralizada é chamada de Geração Distribuída (GD) e, quando utiliza fontes renováveis ou cogeração qualificada de até 5 MW, enquadra-se como micro ou minigeração distribuída, preconizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 (ANEEL, 2012; SIDDIQUI; MARIBU, 2009).

O desenvolvimento promissor da microrrede no setor elétrico brasileiro está diretamente relacionado com a potencialidade de seus benefícios, sendo eles: a proximidade do consumidor final e a integração dos RED com tecnologia renovável; a qualidade e a confiabilidade da energia fornecida; e redução de custos na tarifa de energia por meio da GD com controle da exportação e importação da energia da rede de distribuição local (DATO; DURMAZ; POMMERET, 2020). Apesar disso, alguns desafios também devem ser superados, como as dificuldades de implementação dos sistemas de comunicação e de adaptação dos sistemas de proteção das redes elétricas; as incertezas regulatórias devido à falta de legislação e regulação para padronizar o funcionamento das microrredes; e os elevados custos de investimento para a adaptação da rede e instalação dos equipamentos necessários para o sistema de microrrede. Assim, para que a microrrede se desenvolva de forma madura no mercado de energia brasileiro, faz-se necessário conhecer o mercado potencial existente (PARAG; AINSPAN, 2019; CHAO; WILSON, 2020).

Com base no contexto apresentado, este trabalho visa identificar o mercado potencial de microrredes através da análise de viabilidade econômica a partir de dados reais provenientes da Base de Dados Geográfica das Distribuidoras (BDGD), disponibilizado pela ANEEL no site do Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão (e-SIC) na data de 11/01/2019 (BRASIL, 2019). Considerando premissas técnicas e econômicas, pretende-se determinar o conjunto de unidades consumidoras viáveis à adesão da microrrede. A partir do mercado total

endereçável (do inglês, *Serviceable Available Market* – SAM), é possível estimar a difusão da adesão ao longo do tempo.

Para quantificar a adesão de uma nova tecnologia na sociedade, costuma-se utilizar ferramentas matemáticas que modelam curvas de comportamento temporal. As principais metodologias de difusão de novas tecnologias na sociedade por meio de uma curva sigmoide são: Modelo de Bass, Modelo Logístico e Modelo de Gompert (SALPASARANIS; STYLIANAKIS, 2012). Entre os modelos citados, o Modelo de Bass é amplamente utilizado, sendo mencionado por Ramírez-Hassan e Montoya-Blandón (2020), Park e Choi (2016) e Massiani e Gohs (2015), além de ter fácil aplicação e entendimento, uma vez que depende do histórico e do mercado potencial total para determinar seus parâmetros construtivos. Por essas razões, o Modelo de Bass foi escolhido para aplicação neste trabalho.

É comum o uso das técnicas do modelo de Bass em diferentes aplicações dentro do contexto de energias sustentáveis. Os autores Silva e Uturbey (2020) e Konzen (2014) utilizam para projeções futuras do número de adotantes para o sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica, com o objetivo de avaliar quais são os impactos causados pelas medidas de incentivo propostas e a consequência do aumento do mercado fotovoltaico. Já os autores Fan, Che e Chen (2017) estimam a difusão dos veículos elétricos na Alemanha, com o objetivo de prover políticas e diretrizes de crescimentos dos veículos.

Conceitualmente no modelo de Bass presume-se que a taxa de adoção está relacionada linearmente com a fração do total dos compradores do mercado potencial de um produto. O modelo assume que um determinado segmento da sociedade conhecido como “inovadores” adota um produto ou serviço independentemente de quem tenha comprado anteriormente, depois transmite a informação por meio de comunicação interpessoal, também chamado de boca a boca, para os “imitadores” que adotam o produto ou serviço posteriormente. As premissas comportamentais relacionadas ao modelo estão representadas por três parâmetros principais: (1) coeficiente de inovação (p), (2) coeficiente de imitação (q) e (3) mercado potencial (m) (RAMÍREZ-HASSAN; MONTOYA-BLANDÓN, 2020).

Para emprego do modelo de Bass, no entanto, algumas adaptações foram necessárias ao roteiro inicial, especialmente devido ao histórico quase inexistente de

microrredes instaladas no Brasil. Por existir uma quantidade inferior a 20 unidades, foram necessárias técnicas complementares para ajuste paramétrico dos coeficientes, onde adotou-se como premissa a extrapolação do histórico, aproximando o comportamento das microrredes com o comportamento da micro e minigeração distribuída em anos iniciais. Em seguida, foram constituídos três diferentes cenários: (1) otimista, (2) realista e (3) conservador.

O sistema de microrrede proposto é composto por sistema controlador, sistema de geração solar fotovoltaica e sistema de geração a diesel. Ponderou-se, ainda, a falta de fornecimento energético, por meio do Custo da Energia Não Suprida (CENS). Todas essas informações convergiram para gerar o modelo de projeção em um horizonte de 2015 a 2032.

1.1 Justificativa

Tendo em vista a necessidade de confiabilidade da energia entregue, a redução do consumo no horário de pico, a redução do custo da energia e o gerenciamento da carga, torna-se importante o investimento em geração local e/ou distribuída.

Dentre a geração de energia local, se destacam os geradores a diesel que são comumente utilizados em pequenos centros de geração, geralmente em sistemas isolados, onde a rede de distribuição não está disponível ou em lugares que possuem pouca confiabilidade.

No caso da geração distribuída, segundo a Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015), o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica através de fontes renováveis, por exemplo, a geração fotovoltaica, e/ou fornecer excedente para a rede de distribuição da sua localidade. Dessa maneira, é possível complementar o uso de energia do consumidor com a geração fotovoltaica, diminuindo os custos da energia quando há tarifas elevadas.

Dessa forma, a microrrede se mostra como uma alternativa eficaz para os consumidores em potencial, pelo fato de ter a geração de energia concentrada localmente, minimizando perdas, postergando a expansão no sistema de transmissão e distribuição, redução no carregamento da rede e menos impacto ambiental.

Sendo assim, pretende-se considerar uma microrrede composta por geradores despacháveis a diesel para backup em caso de interrupção do fornecimento da distribuidora e redução de picos de demanda, além de geração fotovoltaica para substituição de energia da distribuidora, onde as tarifas são elevadas.

Neste contexto, é necessário estimar a difusão da microrrede no Brasil, para que haja um planejamento na estrutura do setor elétrico brasileiro e dessa forma, antever as mudanças tecnológicas indispensáveis no melhoramento do gerenciamento energético, garantindo assim, a continuidade dos serviços de geração e a qualidade do atendimento da demanda do consumo, evitando cortes e diminuindo as perdas.

1.2 Definição do Problema

A ideia de se instalar uma microrrede, parte do princípio de que o consumidor não pode ter a energia fornecida pela rede interrompida, além de controlar o uso de seus recursos energéticos, ou ainda garantir a qualidade de energia. Por exemplo, a ocorrência de falhas no fornecimento de energia, pode causar prejuízos significativos em uma indústria, como perdas de matérias-primas, processos, equipamentos e um longo tempo de recuperação do funcionamento normal. Em hospitais, por exemplo, devido à necessidade de manter os equipamentos de manutenção da vida em funcionamento contínuo, a interrupção de energia é inaceitável.

A microrrede pode ainda gerenciar a demanda de consumo, utilizando geração distribuída despachável para suprir a carga localmente, adaptando a geração à carga.

Diante dessa ideia torna-se importante o estudo da difusão da microrrede no Brasil. Sendo assim, destaca-se a teoria de difusão de inovações, que é processo pelo qual uma ideia é aceita pela sociedade. Para isso, Frank Bass, desenvolveu o modelo de Bass, que é um método científico que visa analisar a taxa de adoção de novas tecnologias (ARRUDA JUNIOR, 2018).

Dessa maneira, através do modelo de Bass, é analisada a taxa de adesão entre os consumidores potenciais a instalação da microrrede.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade da instalação de uma microrrede para os consumidores brasileiros, avaliando a taxa de adesão da microrrede através do modelo de Bass.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos compreendem:

a) Levantar os dados dos consumidores brasileiros utilizando a BDGD;

b) Modelar a microrrede considerando um sistema por completo, envolvendo uma fonte de geração despachável (sistema de geração à diesel), uma fonte não despachável (sistema de geração solar fotovoltaica), equipamentos de instalações elétricas de proteção, segmentação das cargas prioritárias e controlador de microrrede, com o benefício da geração distribuída, ou seja, geração própria local;

c) Identificar quais são os possíveis potenciais consumidores brasileiros que viabilizam a instalação da microrrede;

d) Desenvolver o modelo de difusão da microrrede, através do modelo de Bass, a partir dos resultados da modelagem;

e) Analisar e identificar qual o crescimento da microrrede no Brasil para os próximos anos.

1.4 Estrutura do trabalho

Este documento está estruturado da seguinte maneira: No Capítulo 1, se encontra a introdução, justificativa do trabalho, definição do problema e objetivos; no

Capítulo 2, a fundamentação teórica, onde é apresentado o embasamento teórico para o estudo realizado; no Capítulo 3 é descrita a metodologia do presente trabalho, e por fim, no Capítulo 4 se encontra a análise dos resultados obtidos, e Capítulo 5, a conclusão geral.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo são descritos os fundamentos teóricos no qual serviram de base para a realização deste trabalho.

2.1 Modelo matemático de difusão de novos produtos

A influência social desempenha um papel fundamental no processo de difusão de novos produtos, criando valores sociais essenciais para as métricas de adoção. Porém, estimar o valor de influência de um cliente e o valor de compra do produto é um processo complexo. Para identificação desse valor é necessário um entendimento profundo quanto ao potencial de novos produtos, uma vez que permite conhecer a quantidade de recursos alocados aos novos adotantes. Nesse sentido, o valor referido pode ser considerado como valor indireto ou o valor da palavra (PARK; CHOI, 2016).

As empresas observam periodicamente as adoções (compras) de seus produtos ou serviços dos seus clientes e usam o modelo de Bass como uma ferramenta para prever as adoções futuras com base no histórico dos dados observados (PARK; CHOI, 2016). Além disso, utilizam as previsões para estimar receitas e tomar decisões sobre estratégias de produção, operação e marketing. Desse modo, existem dois fatores principais que influenciam as decisões de compra dos consumidores, (1) a influência de outros consumidores que compram o produto ou serviço e recomendam por meio de comunicação verbal e (2) a influência dos anúncios e da mídia de massa (FAN; CHE; CHEN, 2017).

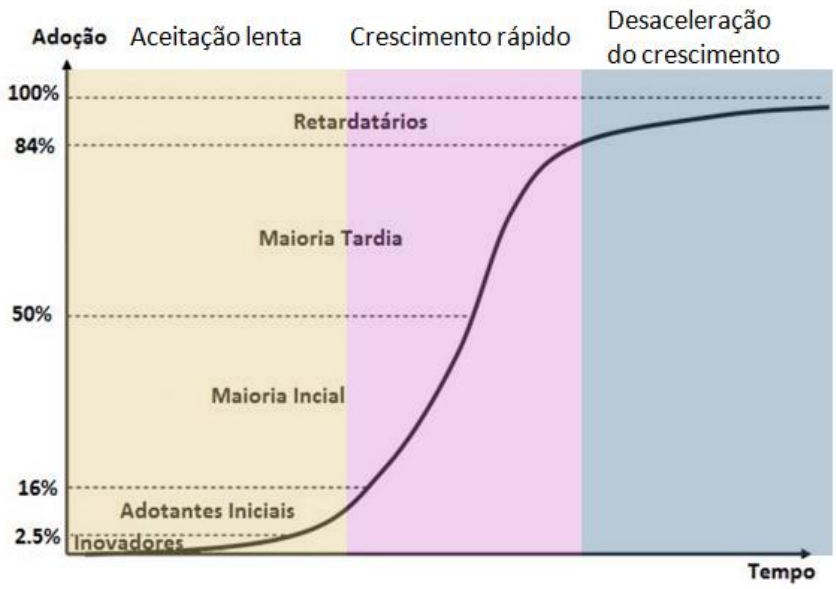
Pesquisas como Mishra *et al.* (2020), Rogers (1962), Hanna *et al.* (2017), e Fan, Che e Chen (2017) mostram o estudo e desenvolvimento de diversos modelos matemáticos eficazes nas previsões de vendas de novos produtos, entre eles encontra-se o modelo de Bass, considerando os coeficientes inovação e imitação. Assim, o modelo de Bass, bem como suas extensões, são comumente utilizados para estimar mercados de novos produtos, difusão de tecnologia e previsão de vendas, além de aplicação no âmbito de bens de consumo duráveis, equipamentos, serviços de telecomunicações e indústrias (FAN; CHE; CHEN, 2017).

O modelo de Bass é considerado um dos mais importante na pesquisa de marketing, mas é preciso de cautela para utilizá-lo, uma vez que há necessidade de definições assertivas quanto aos seus parâmetros. Uma das principais falhas do modelo está na falta de possibilidade em inclusão de variáveis de preços, promoções, entre outros parâmetros que podem desempenhar papel importante na determinação de eventual adoção por um cliente (RAMÍREZ-HASSAN; MONTOYA-BLANDÓN, 2020).

O modelo de Bass estima o potencial de mercado para adesão de novas tecnologias e assume que os potenciais compradores de uma inovação podem ser divididos em dois grandes grupos, os inovadores (p), que são pessoas que compram o produto primeiro e são influenciados por "comunicação externa", a exemplo da mídia em massa ou propaganda; e os imitadores (q), que compram apenas quando outros adotantes já tenham adquirido antes, sendo influenciados por "comunicação interna" (MASSIANI; GOHS, 2015).

A teoria da difusão de inovação explica como as inovações - ideias, comportamentos ou novas tecnologias – são adotadas pela população através de redes interpessoais. Assume-se que se o primeiro adotante de uma nova tecnologia comenta com outros dois membros do sistema, cada um desses passa a ideia adiante para outros pares, e assim sucessivamente, ocorrendo uma expansão exponencial. O comportamento da adoção de novos produtos segue a tendência de uma curva sigmoide (“S”), conforme mostrado na Figura 1. Desta maneira, a adesão acumulada da inovação pode ser caracterizada em três fases de crescimento: (1) aceitação lenta, para adotantes iniciais; (2) crescimento rápido, à medida que a tecnologia se torna evidente; e (3) desaceleração do crescimento, devido à saturação tecnológica e substituição por outras soluções (MASSIANI; GOHS, 2015; BASS, 1969; ROGERS, 1962).

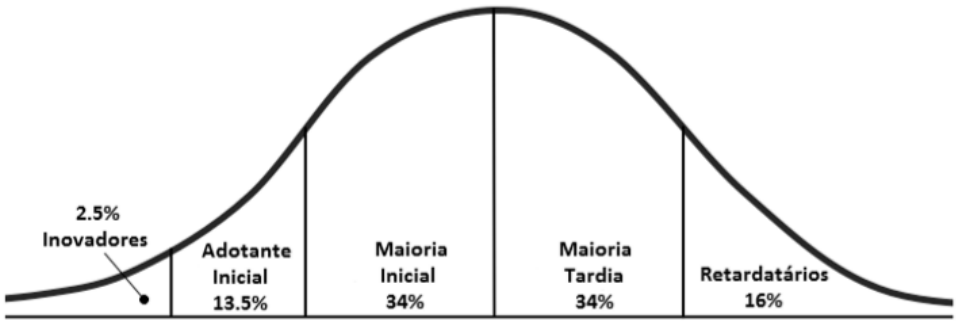
Figura 1 – Curva S típica de um processo de difusão tecnológica



Fonte: Adaptado de Rogers (1962).

Como ilustra a Figura 1, a potencialidade de uma sociedade adotar uma inovação específica pode ser dividida em cinco diferentes segmentos: (1) os inovadores, que são os grupos visionários; (2) os adotantes iniciais, que aderem à inovação conforme os benefícios são evidenciados; (3) a maioria inicial, que adotam conforme a tecnologia consolida seus benefícios; (4) a maioria tardia, que não gosta dos riscos da inovação e opta pela nova tecnologia para não permanecer desatualizado; e (5) os retardatários, que são contra a adoção da inovação. Dessa maneira, o comportamento da adoção de acordo com o processo de difusão da nova tecnologia segue a curva representada pela Figura 2.

Figura 2 – Distribuição normal dos adotantes conforme o processo de difusão



Fonte: Adaptado de Rogers (1962).

O modelo de difusão de Bass foi concebido por Frank M. Bass no ano de 1969. O modelo teve como referência os estudos de Everett M. Rogers de 1962, sendo uma contribuição matemática à teoria de difusão de inovações, gerando uma curva sigmoide de taxa de adesão de mercado ao longo do tempo (BASS, 1969).

No presente trabalho, utiliza-se o modelo de Bass para prever a difusão da microrrede no Brasil, a partir de um estudo minucioso quanto ao comportamento do mercado de energia. Conforme sugerida em Ruijven *et al.* (2015), Mishra *et al.* (2020), Hanna *et al.* (2017) e Barros, Gil-Alana e Wanke (2016), consideram-se nas análises dados reais de consumo de energia das unidades consumidoras e informações técnicas e comerciais do setor elétrico brasileiro.

2.2 Arquitetura da microrrede

Segundo Borges (2016), a microrrede pode ser definida como um sistema elétrico que integra recursos de GD, cargas controláveis e um sistema de armazenamento, no qual a rede de distribuição principal considera como uma entidade única.

Para Lasseter (2002), a microrrede é a agregação de cargas e micro fontes que operam como único sistema controlável fornecendo energia na sua área local. No sistema elétrico, a microrrede é vista como uma célula controlável. No caso dos consumidores, traz benefícios como redução de perdas e dos custos de transmissão, confiabilidade no fornecimento de energia, redução do pico de demanda, entre outros.

No entanto, para os autores como Worighi *et al.* (2019), a microrrede é um sistema de distribuição com RED (Recurso Energético Distribuído do inglês, *Distributed Energy Resources* - DER) locais que estão conectados à rede elétrica centralizada, com capacidade de operar autonomamente. Uma microrrede pode ser um tipo de rede inteligente equipada com tecnologias avançadas de comunicação e medidores inteligentes, proporcionando mais flexibilidade e confiabilidade para controle e proteção do sistema.

2.3 Recurso Energético Distribuído (RED)

Dada a demanda global por energia e o aumento das emissões de gases de efeito estufa, os RED estão emergindo com grande importância para os futuros sistemas de energia, sendo utilizados como uma alternativa da geração centralizada. Nesse sentido, surgem conceitos de implementação e controle dos REDs como a *smart grids* e microrredes, que representam novas tecnologias para facilitar o uso dos recursos energéticos de pequena escala e assim, atender à crescente demanda por energia. Essas tecnologias fornecem benefícios econômicos por evitar investimentos em infraestrutura em grande escala, segurança, confiabilidade e controle da geração e consumo de energia (ZHANG *et al.*, 2013; AFRASIABI *et al.*, 2019; PECENAK; STADLER; FAHY, 2019; TENFEN; FINARDI, 2014).

Os recursos energéticos aplicáveis a uma microrrede podem compreender uma variedade de tecnologias existentes e emergentes, por exemplo, calor e energia combinados (CHP, do inglês *combined heat and power*), microturbinas, geradores eólicos, geração solar fotovoltaica, células de combustíveis e pequenas centrais hidrelétricas. Além disso, dispositivos de armazenamento de energia, como baterias ou supercapacitores, geralmente são aplicados para equilibrar a geração e consumo, principalmente para fontes de geração intermitentes (ZHANG *et al.*, 2013; AFRASIABI *et al.*, 2019; TENFEN; FINARDI, 2014). Diante disso, a microrrede pode ser considerada uma das opções atraentes para rede de energia descentralizada, com crescimento previsto substancialmente. Sua aplicação é ampla em segmentos do mercado como pequenos prédios comerciais, comunidades e instituições públicas que possuem requisitos de confiabilidade, instalações militares e universidades (HANNA *et al.*, 2017). Dessa maneira, é proposta a metodologia da arquitetura da microrrede que viabiliza a sua aplicação no mercado de energia, e assim, facilitando seu desenvolvimento nos próximos anos.

2.4 Viabilidade econômica

Diversas métricas podem ser utilizadas para realizar análises de viabilidade econômica. Neste trabalho, empregaram-se os mais usuais e aplicáveis ao contexto avaliativo em questão: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e

Payback descontado (BAS, 2013; ELLABBAN; ALASSI, 2019; HARAMAINI *et al.*, 2019).

O VPL, dado pela Equação (1), traduz a valor presente uma sucessão de pagamentos futuros, descontando a taxa de custo de capital, equivalente à taxa mínima de atratividade (TMA), atribuída em 17%. A TIR indica o percentual de retorno do projeto, ou seja, a taxa que traz o VPL a valor nulo. Para que a TIR seja vantajosa, seu valor deve ser superior à TMA adotada (BAS, 2013; ELLABBAN; ALASSI, 2019; HARAMAINI *et al.*, 2019).

$$VPL = \sum_{i=0}^{N} \frac{R_i - C_i}{(1 + TMA)^i} \tag{1}$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido (R$);

R_i = receita total do projeto no ano *i* (R$);

C_i = custo total do projeto no ano *i* (R$);

TMA = taxa mínima de atratividade;

i = é o índice período associado;

N = ano final do investimento.

O *Payback* é o período necessário para que o fluxo de caixa acumulado seja positivo, ou seja, é o menor valor pertencente ao horizonte de planejamento no qual se obtém o retorno do investimento (BAS, 2013; ELLABBAN; ALASSI, 2019; HARAMAINI *et al.*, 2019). Neste estudo, definiu-se como premissa o horizonte de planejamento de 15 anos, que corresponde à vida útil da microrrede.

2.5 Método de Monte Carlo

Diante de uma abordagem para realização de simulações como meio de apoiar a tomada de decisões, tradicionalmente busca-se realizar análise através de otimização. Contudo, o método de Monte Carlo se torna viável combinar diversos parâmetros simultaneamente que considera inúmeras combinações de entrada (OSTERGÁRD; JENSEN; MIKKELSEN, 2020).

Em cenários com condições de incertezas, para obtenção do retorno esperado e dos riscos do estudo, podem ser expressadas através do Método de Monte Carlo. Este método utiliza números aleatórios[1] nas simulações, o que facilita acentualmente o cálculo do risco (BRUNI; FAMÁ; SIQUEIRA, 1998).

Segundo os autores Bruni, Famá e Siqueira (1998) o método de Monte Carlo é uma técnica que estabelece uma amostragem artificial para operar numericamente sistemas complexos que possuem componentes aleatórios. A metodologia apresenta como resultado aproximações para as distribuições de probabilidade dos parâmetros estudados. Desse modo, são realizadas inúmeras simulações onde, cada uma delas gera valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada e parâmetros sujeitos as incertezas. Tecnicamente, o Monte Carlo, é um processo numérico estocástico, isto é, possui uma sequência de estados cuja sua ascensão é estipulada por eventos aleatórios (ILLANA, 20213).

O método de Monte Carlo respalda em amostragem aleatória repetida de entradas multidimensionais, assim, todas as entradas são variadas aleatoriamente entre simulações consecutivas. As simulações são continuadas infinitamente, até que, o objetivo seja alcançado, isto é, um grande conjunto suficiente para análise é encontrado ou a solução ideal desejada é fornecida (OSTERGÁRD; JENSEN; MIKKELSEN, 2020).

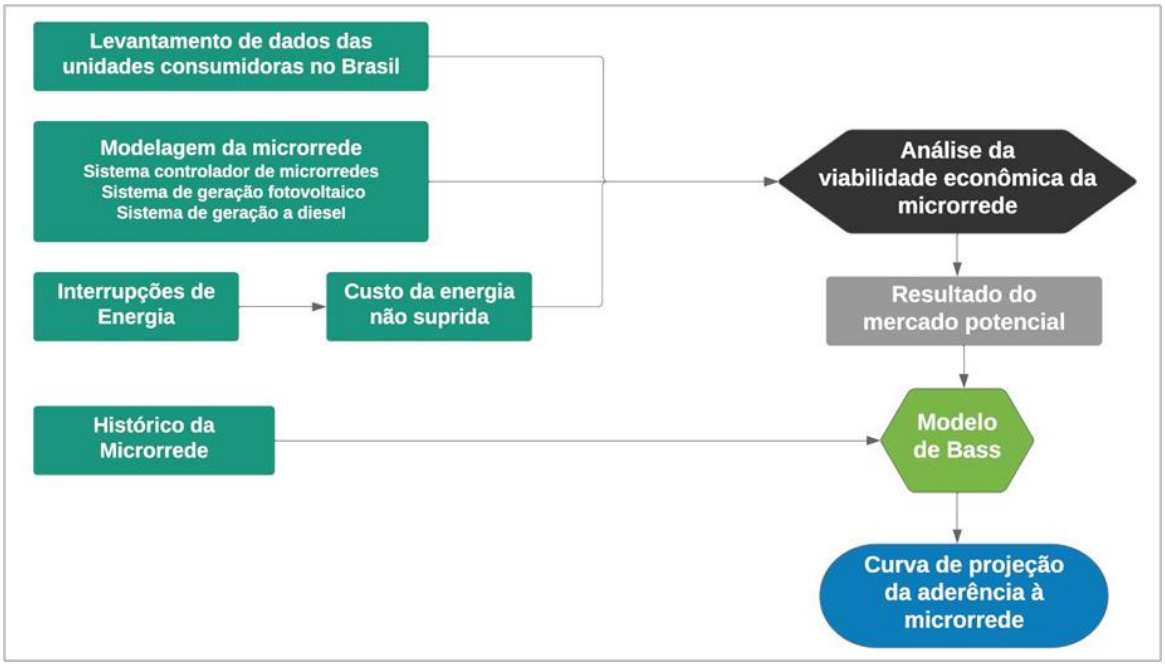
[1] Eventos aleatórios são conjuntos de resultados que ocorrem com uma certa probabilidade.

3 METODOLOGIA

Nesta seção é apresentada a metodologia de desenvolvimento do presente trabalho, no qual consta a arquitetura da microrrede proposta, o Modelo de Bass, o potencial de mercado e a análise de viabilidade econômica.

A metodologia aplicada no desenvolvimento deste trabalho é representada no fluxograma da Figura 3.

Figura 3 – Fluxograma da metodologia



Fonte: Elaboração própria (2021).

3.1 Microrrede modelada

Uma microrrede deve ter, em sua composição, geração intermitente associada a sistemas de armazenamento e/ou fonte de geração despachável a fim de assegurar o suprimento das cargas em momento de falta de fornecimento da rede principal (ZHANG *et al.*, 2013). Assim, para o desenvolvimento do problema, a microrrede foi modelada como um sistema completo, isto é, composta por geradores distribuídos, cargas controláveis críticas e não críticas, e sistema de monitoramento, controle e otimização dos recursos distribuídos de energia.

O estudo considera que, quando a unidade consumidora apresenta viabilidade econômica para aderir a microrrede, esta contém viabilidade para o sistema completo, incluindo custos com sistema de geração de energia local. Além disso, foram adotadas as premissas de que: (i) nenhuma das unidades possui, previamente, qualquer tipo de geração distribuída e (ii) as unidades já estão conectadas à rede de distribuição local. Para essas unidades foi analisada a viabilidade de adesão da microrrede conforme Figura 4.

Figura 4 – Arquitetura da microrrede proposta

Fonte: Elaboração própria (2021).

Para o fornecimento ininterrupto de energia, considera-se uma geração despachável por meio de Grupo Motor Gerador (GMG) a diesel, com finalidade de redução de demanda contratada (*peak shaving*) e *backup* para cargas críticas. A opção pelo uso do gerador a diesel se deve, sobretudo, pelo fato de ainda ser o sistema de geração que apresenta a maior viabilidade econômica, escalabilidade e disponibilidade em todas as regiões do país. Os sistemas de armazenamento por baterias devem substituí-los à medida que se tornem mais competitivos, principalmente, a partir do desenvolvimento regulatório de alguns serviços que poderiam potencializá-los, como os serviços ancilares e a resposta da demanda (EPE, 2019). Além disso, considera-se o uso de sistema fotovoltaico para redução de custos energéticos frente à distribuidora local, uma vez que a geração solar fotovoltaica é a fonte mais representativa em micro e minigeração distribuída[2], correspondendo a 92%

[2] Acesso à informação na data 17/01/2020

em número de unidades consumidoras instaladas e 91% em potência instalada em 2018 (ANEEL, 2020).

3.2 Modelo de Bass

O modelo de difusão de Bass é usado para gerar uma curva suave da taxa de penetração de mercado ao longo do tempo. O modelo matemático deste comportamento é descrito pelas Equações (2) e (3), adaptadas dos autores Bass (1969) e Massiani e Gohs (2015).

$$f(t) = \big(p + qF(t)\big)\big(1 - F(t)\big) \tag{2}$$

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \tag{3}$$

Onde:

$f(t)$ = probabilidade de adoção no tempo t;

$F(t)$ = distribuição acumulada;

p = coeficiente de inovação. Representa a influência externa ao processo de difusão;

q = coeficiente de imitação. Representa a influência interna ao processo de difusão.

A Equação (4) estima o número de adotantes, sendo a primeira parte da equação referente aos inovadores, aqueles que são pioneiros na adesão da nova tecnologia, e a segunda parte aos imitadores, aqueles que seguem a tendência de adoção da nova tecnologia.

$$n_t = \frac{dN_t}{dt} = p(M - N_t) + q\frac{1}{M}N_t(M - N_t) \tag{4}$$

Onde:

n_t = número de compras de produto no período t;

N_t = compras acumuladas de produtos até o início do período t;

M = potencial cumulativo do mercado no ciclo de vida de todo o produto.

As Equações (5), (6) e (7), estimam os parâmetros *p* e *q* por meio do histórico de vendas e do potencial de mercado final.

$$n_t = \frac{dN_t}{dt} = pX_t + qY_t \tag{5}$$

Onde:

$$X_t = M - N_t \tag{6}$$

$$Y_t = \frac{1}{M} N_t (M - N_t) \tag{7}$$

A Equação (8) estima os novos adeptos ao longo do tempo, formando uma curva de adesão.

$$S(t) = m \cdot f(t) \tag{8}$$

Onde:

m = mercado potencial final.

A Equação (9) estima o ano em que acontecerá o pico da curva de adesão.

$$T = \frac{1}{(p+q)} ln\left(\frac{q}{p}\right) \tag{9}$$

Para se obter a projeção dos novos adeptos conforme a Equação (8), faz-se necessário, portanto, estimar o mercado potencial acumulativo de todo o ciclo de vida do produto. Dessa forma, optou-se por estimar o mercado potencial brasileiro com dados reais do sistema elétrico, através de um estudo de viabilidade econômica de aquisição do sistema de microrrede completo (sistema controlador de microrrede, sistema solar fotovoltaico e sistema de geração a diesel), conforme descrito a seguir.

3.2.1 Mercado Potencial (m)

Para estimar o mercado potencial de microrrede no Brasil, realizou-se o levantamento de dados das unidades consumidoras, os quais foram obtidos da

BDGD[3] de 2017. Os dados da região Norte (exceto Pará) e dos estados de Alagoas e Piauí não foram disponibilizados pela ANEEL até o início do ano de 2018 e, por esse motivo, não foram considerados. A BDGD fornece de forma simplificada os dados reais do sistema elétrico brasileiro, contendo a situação dos ativos elétricos e informações técnicas e comerciais. Na plataforma é possível ter acesso aos dados técnicos do sistema de distribuição, localização geográfica dos acessantes e delimitação das subestações (ANEEL, 2016).

A partir disso, as unidades consumidoras foram agrupadas em segmentos, conforme características comuns que geram impacto para determinação da viabilidade na adesão das microrredes. Dessa maneira, foram levantados dados complementares para este estudo. Dados como a localização geográfica, detalhada a nível cidade, foram utilizados para quantificar a irradiação solar, preços de combustíveis e taxa dos impostos, os quais variam de estado para estado.

Para vincular o preço das Tarifas de Energia (TE) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), realizou-se o levantamento das distribuidoras de energia com permissão para atuar no Brasil. A TE foi empregada para estimar o custo que o consumidor possui com a energia consumida e custos com a bandeira tarifária. Já a TUSD foi inclusa no cálculo de otimização da modalidade tarifária, como forma de compensação prevista pela REN 482/2012. Para complementar a identificação do preço da TE, os grupos tarifários foram levantados.

Definiu-se a divisão das classes de consumo em residencial, comercial, industrial e rural. Optou-se, no entanto, pela exclusão da classe de consumo residencial devido ao seu baixo consumo de energia e pouca necessidade de gerenciamento energético, características fundamentais para o público alvo da solução de microrredes.

Realizou-se o levantamento da curva típica de consumo, disponibilizada pela distribuidora, para avaliar a potencialidade de redução do *peak shaving*, distribuição do consumo médio entre os horários de ponta e fora de ponta, e avaliar a adequação da modalidade tarifária.

---

[3] Acesso à informação na data 11/01/2019

Considerou-se a divisão entre os ambientes de contratação, para a correta associação das regras e formação de preço, que variam entre o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Distribuiu-se ainda o consumo de energia em patamar de carga, que variam com o horário e o dia de semana (segunda à sexta, sábado, domingo e feriado).

O conjunto elétrico foi levantado para a obtenção do histórico dos indicadores de interrupções de energia DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DECTOT (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Total).

Para avaliar as interrupções de energia dentro do contexto metodológico proposto, utilizou-se uma média histórica do indicador DECTOT por conjunto elétrico das distribuidoras, o qual representa a duração de todas as interrupções, incluindo as que não são de responsabilidade da distribuidora e não são consideradas para a avaliação final do indicador DEC.

A modelagem do Custo de Energia Não Suprida (CENS) se deu a partir das características de classe de consumo e região geográfica. O CENS (MWh interrompido) apresentado na Tabela 1, foi estimado conforme base de dados de estudo encomendado pela ANEEL e realizado pela Sinapsis, no qual estimam o custo relacionado à interrupção de energia elétrica no Brasil (SINAPSIS, 2019).

Tabela 1 – Custo da energia não suprida

Classe	Região	Custo por MWh
Comercial	Norte	R$ 10.825,90
	Nordeste	R$ 9.359,80
	Centro-Oeste	R$ 34.507,50
	Sudeste	R$ 27.177,50
	Sul	R$ 9.810,90
Industrial	Norte	R$ 26.726,40
	Nordeste	R$ 13.194,00
	Centro-Oeste	R$ 15.562,20
	Sudeste	R$ 19.509,10
	Sul	R$ 7.442,80
Rural	Norte	R$ 13.983,40
	Nordeste	R$ 9.134,30
	Centro-Oeste	R$ 24.809,30
	Sudeste	R$ 9.247,10
	Sul	R$ 20.749,60

Fonte: Sinapsis (2019).

Após o levantamento de todos os dados necessários, aqui apresentados, foi possível aplicar a metodologia proposta de avaliação de aderência da inserção de microrredes para cada unidade consumidora, por meio de análise de viabilidade econômica.

3.2.1.1 Análise de viabilidade econômica da microrrede

Para realizar a análise econômica foi necessário estimar os custos atribuídos para aquisição do sistema da microrrede. Sendo assim, modelaram-se os custos completos de implementação do sistema, separados em custos do sistema controlador de microrrede, custo do sistema de geração solar fotovoltaico e custo do sistema de geração a diesel.

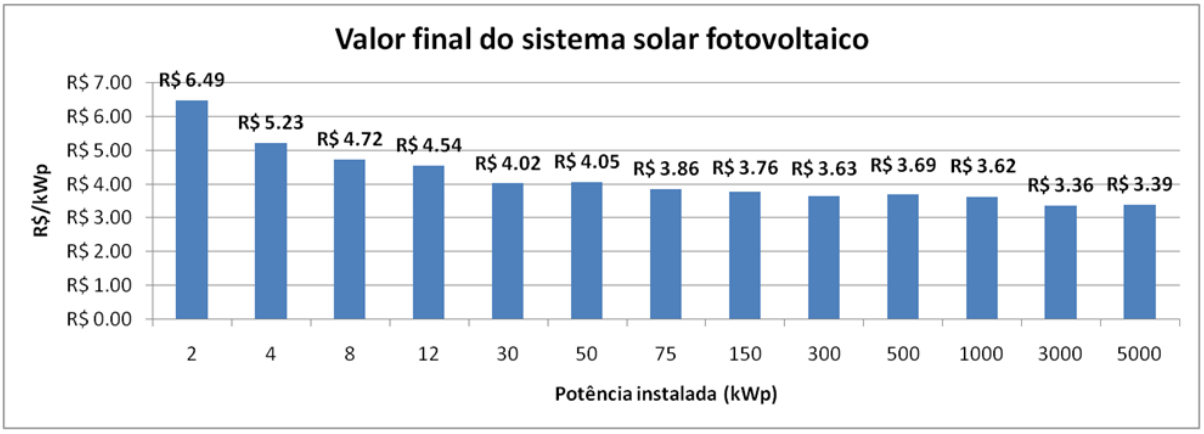
Para o custo de aquisição do controlador, definiu-se um valor conservador de R$ 20.000,00 para cada unidade adquirida. O custo de instalação (de equipamentos de medição e proteção e instalações elétricas), necessário para a correta operação deste sistema de controle da microrrede, varia de acordo com a complexidade de cada projeto, porém, é dependente da capacidade instalada de GD

que foi modelada a partir do consumo. Assim, atribuiu-se uma parcela variável de R$ 1.000,00 para cada kW de potência instalada. Já o custo de Operação e Manutenção (O&M) adotado foi de 1,5%[4] ao ano sobre o valor total investido. Considerou-se, ainda, a vida útil de 10 anos para o controlador e a vida útil de 15 anos para os equipamentos de instalação.

Uma das funções do controlador é a segmentação das cargas (controláveis, críticas e não críticas), definiu-se que 20% do total das cargas seria mantido pela operação autônoma da microrrede.

Para a modelagem dos sistemas fotovoltaicos, o custo médio de investimento foi dado em função da potência instalada. No entanto, essa dependência é variável de acordo com o porte do sistema. Em outras palavras, o custo unitário de instalação de 1 kWp é menor em sistemas de maior magnitude (Figura 5), visto que os valores de serviços associados são dissipados em maiores proporções de geração. Os valores para implantar a geração (R$/kWp) foram obtidos do relatório *Strategic Market Study*: *Solar Photovoltaic Market of Distributed Generation*, de janeiro de 2019, divulgado semestralmente pela empresa de pesquisa e consultoria Greener (GREENER, 2019).

Figura 5 – Valor final do sistema solar fotovoltaica (Jan/2019)



Fonte: Greener (2019).

[4] Durante a execução do trabalho, alguns parâmetros empíricos foram decididos a partir da experiência e colaboração dos engenheiros da Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras e da AES Brasil.

O sistema de geração fotovoltaico é formado por dois blocos principais, os painéis de geração de energia e os inversores de frequência. Estas duas frentes apresentam variáveis distintas, sobretudo quanto à vida útil dos equipamentos. Para os painéis solares, adotou-se uma vida útil de 25 anos, e uma participação de 60% nos custos totais do sistema. Os 40% restantes dos custos foram associados aos inversores, com uma vida útil de 10 anos. O custo de O&M adotado para todo o conjunto foi de 1%[4] ao ano.

Para o dimensionamento do gerador solar fotovoltaico, consideraram-se os limites de geração em função do consumo de cada unidade consumidora. Para os consumidores cativos, a geração máxima permitida foi de 80% do consumo total de energia, visando garantir saldo zero ao final de cada ciclo do sistema de compensação de energia. Para os consumidores livres, a geração máxima equivalente foi de 30% do consumo total de energia, sendo a potência instalada menor ou igual ao valor mínimo de sua curva de carga. Este dimensionamento é adequado à necessidade de previsibilidade na contratação no ACL e evita superávit de energia da unidade consumidora, o qual não poderia ser compensado.

Para especificar o gerador solar fotovoltaico, utilizou-se a Equação (10), a fim de determinar a potência necessária para suprir a demanda de energia de forma simplificada.

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOT} \cdot TD} \tag{10}$$

Onde:

P_{FV} = potência de pico (kWp);

E = energia diária gerada (kWh/dia), com base no consumo e respeitando-se os limites de geração;

G_{STC} = irradiância em Condições Padrão de Teste, do inglês, *Standard Test Conditions* (STC) (1 kW/m²);

H_{TOT} = irradiação diária (kWh/m²/dia) do município, conforme dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);

TD = performance do conjunto de equipamentos (adotado 75%).

A irradiação diária foi calculada com base na Irradiação Global Horizontal (GHI), com dados obtidos do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN, 2019), que contém a GHI anual, com discretização mensal, e a localização de cada cidade georreferenciada (latitude e longitude).

Estimou-se a porcentagem de geração de energia do sistema solar fotovoltaico para cada patamar de carga, com base na curva média de geração solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional (SIN), no ano de 2018 (ONS, 2018). Assim, aplicando-se a distribuição horária, número de dias úteis, sábados, domingos e feriados, calculou-se a geração solar fotovoltaica gerada em unidades consumidoras do mercado livre para o patamar leve de 37,47%, patamar médio de 14,94% e patamar pesado de 47,59%.

Para modelar o sistema de geração despachável, através de GMG a diesel, os custos de aquisição - que variam de acordo com o fabricante, a potência, a tensão, o número de fases e seus aspectos construtivos - foram estimados em função da potência instalada, conforme Equação (11). Esta equação foi definida com base na curva característica resultante do levantamento dos valores de aquisição de GMG, a partir de diferentes fornecedores (Perkins, MWM, Scania e Volvo), variando a potência nominal de 20 a 2500 kW, onde o menor custo foi de R$ 40.000,00 e o maior de R$ 1.230.000,00.

$$GMG\ (R\$) = R\$17.900 + R\$480/kW \tag{11}$$

A vida útil adotada para o GMG é de 10 anos e o custo de O&M foi definido em 5% ao ano para geradores de pequeno porte (1 a 500 kW) e 1% ao ano para geradores acima de 500 kW[4]. Para o investimento em instalações elétricas, intervenções civis e gastos com mão de obra, estimados de forma conservadora, atribuiu-se o valor de R$ 1.000,00 para cada kW de potência instalada.

Para estimar os gastos operacionais do GMG a diesel, consideraram-se os preços médios do óleo diesel dos tipos S500 e S10, já inclusos os impostos. Os preços variam de acordo com a unidade federativa e são disponibilizados no site da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2019).

Os GMG podem gerar energia em diferentes níveis de carga, sendo que isso influencia significativamente no consumo de combustível. O consumo para cada

porcentagem de carga é dado por litros/hora e os valores a 50%, 75% e 100% da carga são dos geralmente informados nos catálogos fornecedores de GMG. A partir das definições dos fabricantes, definiram-se funções de consumo das cargas, considerando a parcela de consumo fixo e variável, conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Premissa de consumo do gerador a diesel

Carga	Consumo de combustível (litro/hora)
50%	**Fixo 0,6790** **Variável 0,1325 / kW**
75%	**Fixo 0,1830** **Variável 0,2015 / kW**
100%	**Fixo 0,3880** **Variável 0,2665 / kW**

Fonte: Elaboração própria (2021).

Definidos os parâmetros dos custos do sistema de microrrede, calculou-se a viabilidade econômica da aquisição do sistema de microrrede.

Devido à necessidade de simular um número significativo de cenários com variações paramétricas, optou-se pela aplicação do método de Monte Carlo para o cálculo da viabilidade de adesão de microrredes. Os parâmetros de entrada referentes às unidades consumidoras potenciais foram considerados determinísticos, já os parâmetros desconhecidos ou incertos, foram tratados como variáveis estocásticas, entre elas a variação do indicador DECTOT, as curvas de carga típicas desconhecidas e os valores de PLD para os consumidores livres, neste caso selecionados com base no mês e patamar de carga do histórico de 2005 a abril de 2019.

A metodologia aplicada nesse estudo para a abordagem estocástica utilizando a simulação de Monte Carlo está dividida em duas etapas. Na primeira etapa, construiu-se o modelo determinístico, definindo-se que as curva típica de consumo desconhecidas fossem escolhidas de forma aleatória de uma mesma curva utilizada pela mesma classe e subgrupo de qualquer distribuidora e as variações e interrupções utilizando a taxa de redução anual de 3,5%. A segunda etapa consistiu na identificação das incertezas do modelo determinístico, e para isso, realizou-se uma análise estocástica de um determinado número de cenários utilizando o método de simulação Monte Carlo, com uma margem estocástica de 15%.

A partir da construção do conjunto de distribuição da frequência e definição de inter-relação, utilizando *software Python*, foram realizadas 1.000 simulações, e a partir do resultado dessas interações criou-se a distribuição de frequência e probabilidade de viabilidade de instalação da microrrede.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesse capítulo são detalhados os resultados do mercado potencial e os resultados da aplicação no Modelo de Bass.

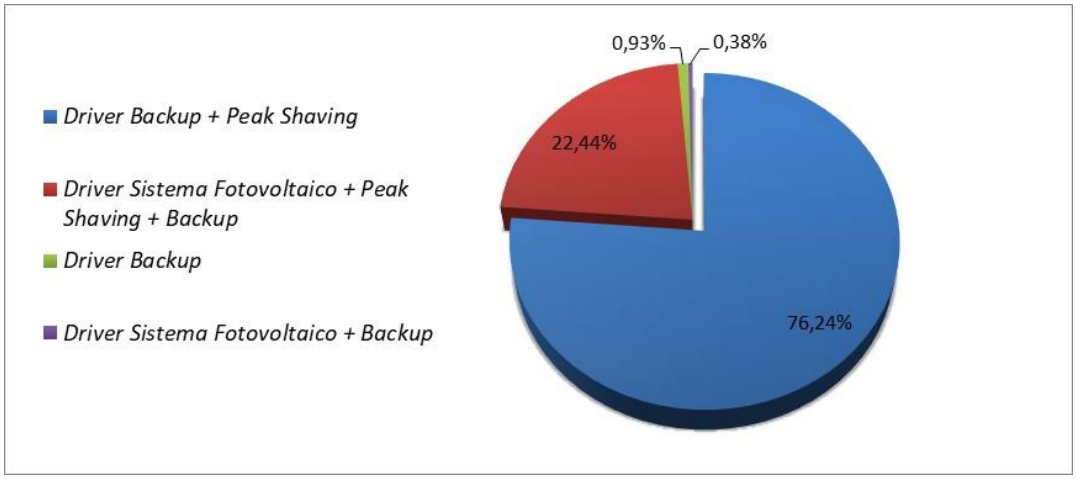
4.1 Resultados do potencial de mercado

De acordo com a metodologia aplicada, o resultado final do mercado potencial foi de 30,8 mil unidades consumidoras viáveis para a inserção da microrrede no Brasil, sendo que desse total, 73% são unidades consumidoras pertencentes ao mercado cativo e 27% são pertencentes ao mercado livre. A classe de consumo comercial teve o maior número de unidades viáveis, com predominância do grupo tarifário A4. As unidades com consumo acima de 1.125 MWh/ano tiveram altos índices de viabilização. Os estados com maior destaque em relação ao número de unidades viáveis foram São Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Paraná.

As principais características das unidades consumidoras que corroboram para a viabilidade de microrredes consistem em elevado consumo para o mercado cativo, custo de tarifa de energia acima da média nacional e elevados indicadores de interrupção DEC e FEC.

Dentro do processo metodológico aplicado no estudo, considerou-se três possíveis *drivers* viabilizadores da microrrede, que foram analisados de forma individual e conjunta. Em outras palavras, para cada unidade consumidora avaliada, foi verificado se as características das unidades consumidoras seriam suficientes para viabilizar um ou mais *drivers*, aferindo-se se o benefício gerado pela inserção destes condicionantes seria suficiente para também viabilizar a inserção de microrrede, do ponto de vista econômico. Os *drivers* considerados como viabilizadores da microrrede foram os Sistemas Fotovoltaicos, *Backup* e *Peak shaving*. Na Figura 6 representa-se a distribuição da viabilidade gerada por cada *driver*.

Figura 6 – Drivers viabilizadores da microrrede



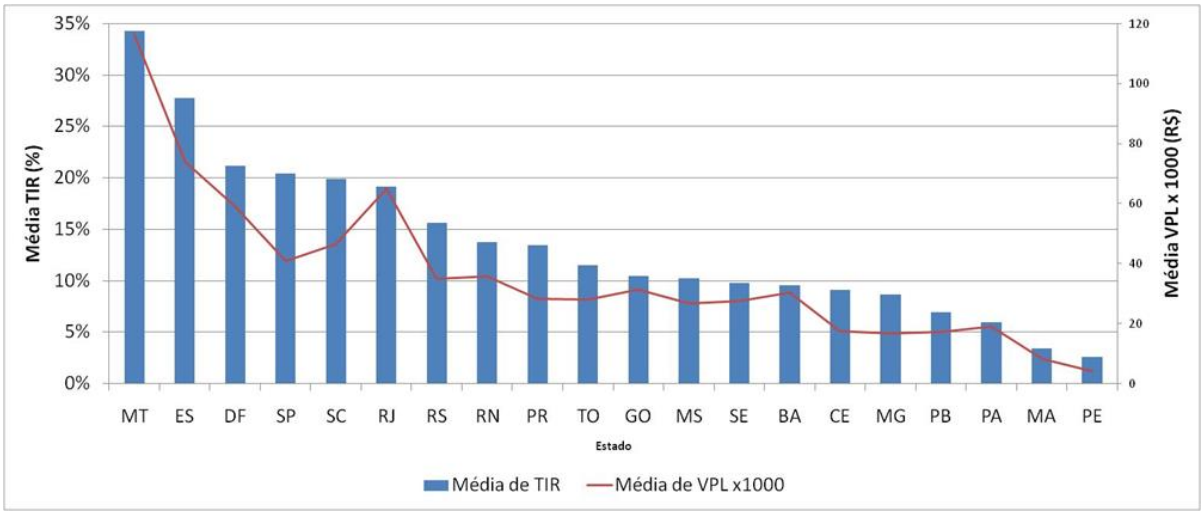
Fonte: Elaboração própria (2021).

Observa-se na Figura 6 que o principal viabilizador ocorreu pelo *driver* de *backup* associado ao *peak shaving*, seguida da combinação do sistema fotovoltaico, *peak shaving* e *backup*.

Dadas as unidades consumidoras viáveis, os resultados foram analisados aplicando-se um filtro referente aos maiores indicadores de VPL e TIR, com o intuito de identificar o conjunto de unidades consumidoras que gerem maior rentabilidade e tragam maiores retornos. Dessa maneira, aplicou-se o filtro de VPL maior que R$ 1.580.000,00 e TIR maior que 225%. Com isso, foram identificadas cinco cidades de maior destaque para aplicações de microrrede, as mesmas localizadas no estado do Mato Grosso, da classe de consumo rural, grupo tarifário A3a e consumo médio de 1.225 MWh/ano; são elas: (1) Campo Verde, com seis unidades consumidoras viáveis; (2) Diamantino, com três unidades consumidoras viáveis; (3) Santo Antônio do Leste, com duas unidades consumidoras viáveis; (4) Nova Ubiratã, com uma unidade consumidora viável; (5) Rondonópolis, com uma unidade consumidora viável. Em conjunto, as cidades possuem o VPL médio de R$ 1.669.000,00 e a TIR de 352%. O *driver* viabilizador para todos os casos consistiu na combinação de *backu*p e *peak shaving*.

Na Figura 7, apresenta-se a distribuição dos estados com os melhores indicadores de VPL e TIR.

Figura 7 – Maiores indicadores de VPL e TIR por estado



Fonte: Elaboração própria (2021).

Na Figura 7, observa-se que ambos os indicadores, VPL e TIR, apresentam bons comportamentos para as três primeiras localidades, Mato Grosso, Espírito Santo e Distrito Federal. O mesmo não é observado nos dois próximos estados, São Paulo e Santa Catarina, que, embora tenham bons VPL, apresentam TIR médio abaixo da TMA estipulada.

Para entender as características de maior aderência, no entanto, é preciso realizar um agrupamento que vai além da localização. Assim, considerou-se a junção das unidades consumidoras em outras características em comum, a saber: cidade, estado, distribuidora, conjunto elétrico, classe de consumo, grupo tarifário e consumo médio. Dessa maneira, foram encontradas as cinco cidades que se destacam dentre as características citadas e com bons indicadores de VPL e TIR (Tabela 3).

Tabela 3 – Maiores indicadores de VPL e TIR por agrupamento

Cidade/ Estado	Rio Verde/ Goiás	Alto Paraíso de Goiás/ Goiás	Cristalina/ Goiás	Cristalina/ Goiás	Diamantina/ Mato Grosso
Distribuidora	CELG-D	CELG-D	CELG-D	CELG-D	EMT
Conjunto elétrico	15730	14978	15734	14954	14850
Classe de consumo	Rural	Rural	Comercial	Comercial	Rural
Grupo tarifário	A3a	A3a	A3a	A4	A3a
Consumo médio (MWh/ano)	1225	1225	612	1225	1225
Valor médio de VPL (R$)	2.861.000,00	2.452.000,00	2.341.000,00	2.283.000,00	1.798.000,00
Valor médio de TIR (%)	134	118	193	112	377

Fonte: Elaboração própria (2021).

Na Tabela 3, nota-se que o estado de Goiás se destaca, ocupando os quatro primeiros lugares com três cidades diferentes: Rio Verde, Alto Paraíso e Cristalina. Além disso, observa-se que os melhores indicadores (VPL e TIR) estão concentrados na classe de consumo rural e no grupo tarifário A3a.

Diante do resultado do mercado potencial, realizou-se a projeção da inserção das microrredes viáveis a partir do modelo de Bass.

4.2 Aplicabilidade no Modelo de Bass

Os resultados obtidos do potencial de mercado foram utilizados no modelo de Bass para prever o comportamento da difusão ao longo dos anos. A metodologia aplicada ao potencial de mercado considera os consumidores cativos e livres, no entanto, na análise da difusão optou-se pela avaliação exclusiva dos consumidores cativos, uma vez que estes representam 73% do total de unidades consumidoras viáveis (30,8 mil).

O modelo de Bass carece de histórico para a determinação de seus parâmetros, portanto, foi necessário realizar o levantamento de microrredes instaladas no Brasil. Para isso, considerou-se como microrredes apenas as que equivalem às

definições adotadas no estudo – geração, carga e controle, com capacidade de operar conectado e ilhado.

O histórico identificado entre os anos de 2015 a 2019 aponta um número ínfimo de microrredes em operação no país, o que traduz em baixa confiabilidade na adoção do modelo de Bass para estimação da difusão tecnológica. Para corrigir este problema, adotou-se como premissa a extrapolação do histórico, aproximando o comportamento das microrredes com o comportamento da micro e minigeração distribuída em anos iniciais. Desta forma, foram criadas vertentes para a extrapolação.

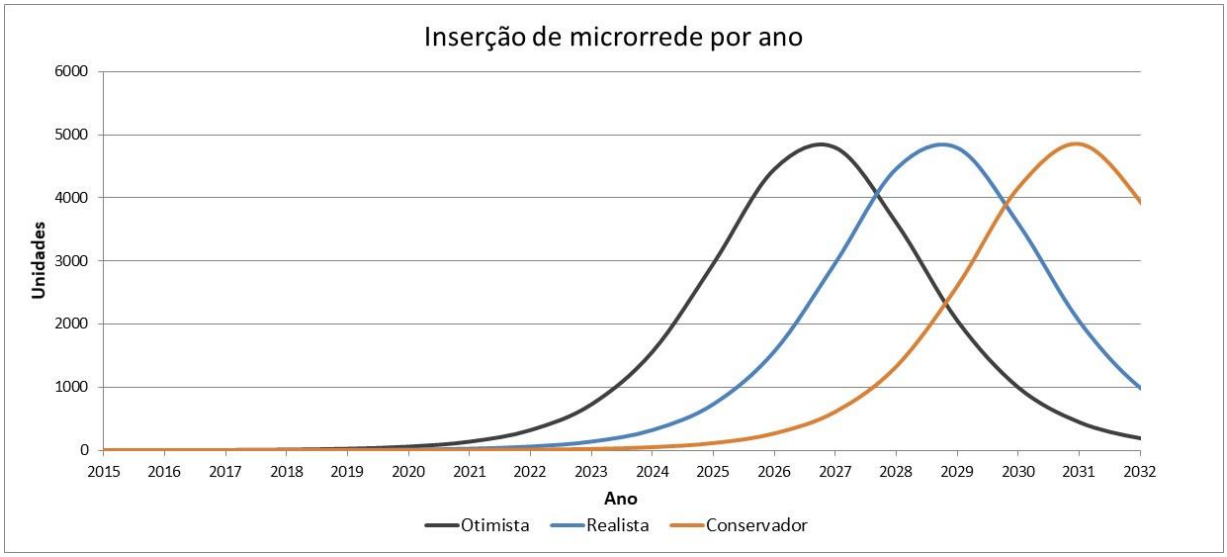
Em um primeiro momento, estimaram-se valores para inserção de microrredes para os anos 2020 a 2022, por meio do mercado de similaridade da micro e minigeração distribuída nos anos de 2013 a 2015, quando suas regras entraram em vigor. Como segundo passo, a extrapolação se deu para os anos 2023 a 2025, sendo que nos anos 2020 a 2022 realizou-se uma aproximação usando uma curva de tendência do histórico acumulado de microrredes.

Com os históricos definidos, foi possível aplicar o modelo de Bass, mantendo o resultado do potencial de mercado inalterado em todos os casos, isto é, fixo em 22 mil unidades no fim do horizonte de avaliação, para identificar a difusão ao longo do tempo.

Devido à extrapolação do histórico, definiram-se três diferentes cenários de projeção com o intuito de estimar o comportamento de adesão da microrrede para os próximos anos. Dessa maneira, definiram-se os valores de p e q nos cenários otimista (p=0,000034 e q=0,8673), realista (p=0,000006 e q=0,8677) e conservador (p=0,0000009 e q=0,8650).

Nos cenários apresentados (Figura 8), observa-se que a projeção da curva otimista denota um pico de inserção para o ano de 2027, já no realista a projeção do pico da inserção acontecerá no ano de 2029 e no conservador a projeção do pico se dará em 2031.

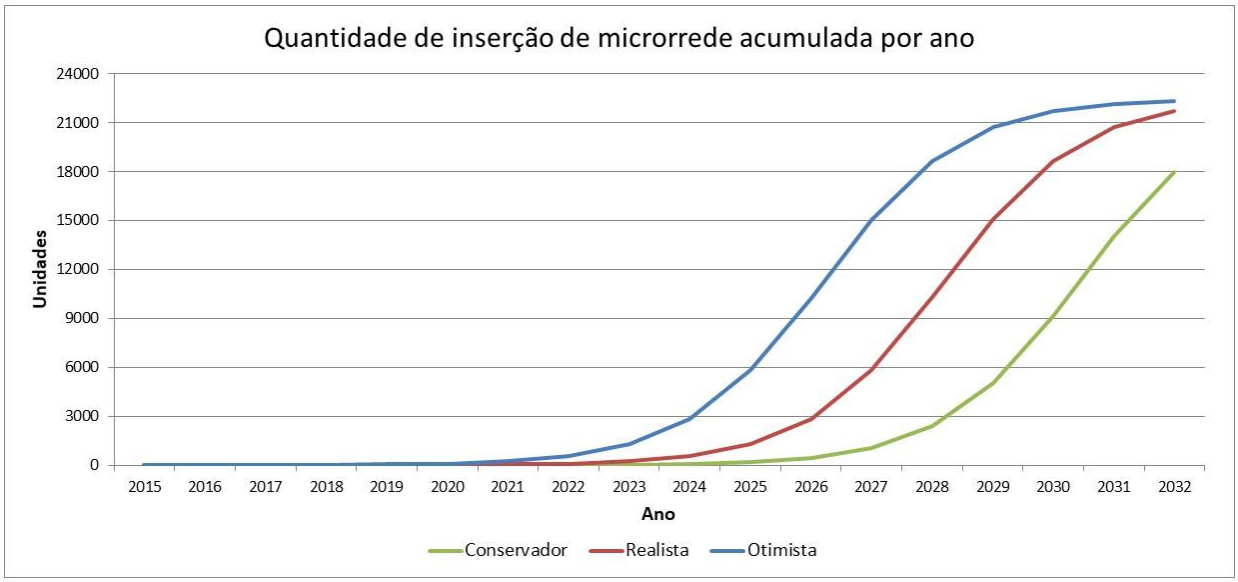
Figura 8 – Projeção de inserção de microrredes de acordo com o modelo de Bass



Fonte: Elaboração própria (2021).

A partir das curvas de projeção da inserção de microrredes, mostradas na Figura 8 para os cenários otimista, realista e conservador, realizou-se, na Figura 9, a projeção de difusão da microrrede, ou seja, uma estimativa de como acontecerá a adesão pelo mercado ao longo do tempo.

Figura 9 – Projeção acumulada da inserção de microrredes de acordo com modelo de Bass



Fonte: Elaboração própria (2021).

Nos cenários apresentados na Figura 9, considerou-se o período de análise da curva de projeção da difusão da microrrede até o ano de 2032. Sendo assim, no cenário mais otimista, a estimativa de microrredes instaladas é de 22,3 mil, no cenário

realista a estimativa de microrredes instaladas é de 21,7 mil, e no cenário conservador a estimativa de microrredes instaladas é de 17,9 mil.

5 CONCLUSÃO

A metodologia aplicada neste trabalho buscou apresentar da forma fidedigna possível o cenário de inserção de microrredes no Brasil, utilizando dados reais das unidades consumidoras no país. A partir desses dados, modelaram-se estudos de viabilidade econômica, que identificaram quais unidades no mercado cativo apresentam potencial para inserção de solução completa de microrredes, que engloba geração intermitente, geração despachável, controlador e adaptações no sistema existente. Com esse número identificado, o modelo de Bass, adequadamente parametrizado por meio de histórico real, complementado por extrapolação em mercado similar e curvas de tendência, é capaz de prever como a difusão de microrredes acontecerá em um horizonte de 12 anos.

Dos resultados do mercado potencial, identificou-se que o Brasil apresenta 30,8 mil unidades consumidoras viáveis para aplicação da solução, sendo 73% oriundas do mercado cativo e 27% do mercado livre. Na análise dedicada exclusivamente ao mercado cativo, utilizando filtros de melhores indicadores, extraíram-se características comuns às unidades consumidoras, sendo elas: as unidades com maior viabilidade de aquisição de microrredes pertencem à classe de consumo rural e grupo tarifário A3a, localizadas nos estados de Mato Grosso e Goiás.

Com a aplicação do mercado potencial no modelo de Bass, estabeleceu-se a projeção da inserção das microrredes no Brasil ao longo dos próximos anos, em três diferentes cenários: realista, otimista e conservador. Essas projeções resultaram em variações ao fim do horizonte, de acordo com cada cenário, a saber: (1) realista, que retrata uma curva moderada de inserção de microrredes, com uma estimativa acumulado de 21,7 mil microrredes inseridas até o ano de 2032; (2) otimista, com uma curva rápida de inserção de microrredes, com uma estimativa de 22,3 mil microrredes inseridas até o ano de 2032; (3) conservador, com uma curva lenta de inserção de microrredes e uma estimativa de 17,9 mil microrredes inseridas até o ano de 2032.

Não foram identificados trabalhos que aplicam a mesma metodologia para identificar o comportamento da adesão de microrredes ao longo do tempo, impossibilitando a comparação dos resultados. Também não foram identificados trabalhos que aplicam outras metodologias para contraposição. Estudos similares utilizando a mesma metodologia foram aplicados para projeção de sistemas

fotovoltaicos e geração distribuída, a exemplo de Konzen (2014), e a Nota Técnica n° 0056/2017 da ANEEL (2017), que demonstram a confiabilidade metodológica proposta. Para validação dos dados é preciso monitorar o mercado e adaptar as premissas de acordo com novas conjunturas regulatórias e políticas públicas.

Para os trabalhos futuros, sugere-se a replicação do estudo com dados atualizados da BDGD, conforme atualização das distribuidoras perante à ANEEL, permitindo comparação e validação dos estudos desenvolvidos até aqui, além de atualização dos dados referentes aos aprimoramentos regulatórios, já previstos, como a atualização da REN 482/2012 da ANEEL.

REFERÊNCIAS

AFRASIABI, Mousa *et al*. Multi-agent microgrid energy management based on deep learning forecaster. **Energy**, v. 186, p. 115873, 2019.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjhiNWUyYzctZjcyMC00ZjkyLTgzZDMtZjIxZGE2YzBhMjYyIiwidCI6ImQzNTI2NjM5LWI1YzEtNDk2Ny1hZDNkLTE2MTVmNDk5YTQ2ZiJ9. Acesso em: 17 jan. 2020.

ANEEL. **Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL**. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9. Acesso em: 01 set. 2019.

ANEEL. **PRODIST – Módulo 10**: Sistema de Informação Geográfica Regulatório. Rev. 0, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo10_Revis%C3%A3o0.pdf/52566eea-95aa-4a81-a6dc-18426c686687. Acesso em: 01 out. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de micro geração e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf. Acesso em: 13 dez. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Acesso em: 01 set. 2019.

ANP. **Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/levantamento-de-precos/serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis. Acesso em: 08 mai. 2019.

ARRUDA JUNIOR, Elson V. de. **Análise prospectiva de redes inteligentes no Brasil: uma abordagem de dinâmica de sistemas.** 88f. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Graduação em Engenharia de Produção Elétrica) - Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, Florianópolis, 2018. Disponível em: http://deps.paginas.ufsc.br/files/2019/04/Elson_Arruda.pdf. Acesso em: 01 set. 2019.

ASMUS, Peter; LAWRENCE, Mackinnon. Emerging Microgrid Business Models**.** **Navigant Research**, vol. 1Q, p. 14, 2016. Disponível em:

http://www.g20ys.org/upload/auto/abf2f0a71ea657d34c551214a4ff7045515582eb.pdf. Acesso em: 13 dez. 2020.

BARROS, Carlos P; GIL-ALANA, Luis A; WANKE, Peter. Energy production in Brazil: empirical facts based on persistence, seasonality and breaks. **Energy Economics**, vol. 54, p. 88-95, 2016.

BAS, Esra. A robust approach to the decision rules of NPV and IRR for simple projects. **Applied Mathematics and Computation**, v. 219, p. 5901–5908, 2013.

BASS, Frank M. A New Product Growth for Model Consumer Durables. **Management Science**, vol. 15, no. 5, p. 215–227, 1969.

BORGES, Paulo V. de S. **Análise regulatória e econômica de microrredes elétricas no Brasil.** 2016. 153 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

BRASIL. **Sistema Eletrônico de Informações ao Cidadão (e-SIC)**. Disponível em: https://esic.cgu.gov.br/sistema/site/index.aspx. Acesso em: 11 jan. 2019.

BRUNI, Adriano Leal; FAMÁ, Rubens; SIQUEIRA, José de Oliveira. Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de Monte Carlo. **Caderno de Pesquisas em Administração**, vol. 1, no. 6, p. 14, 1998.

CHAO, Hung-po; WILSON, Robert. Coordination of electricity transmission and generation investments. **Energy Economics**, v. 86, p. 104623, 2020.

DATO, Prudence; DURMAZ, Tunç; POMMERET, Aude. Smart grids and renewable electricity generation by households. **Energy Economics**, v. 86, p. 104511, 2020.

ELLABBAN, Omar; ALASSI, Abdulrahman. Integrated Economic Adoption Model for residential grid-connected photovoltaic systems: An Australian case study. **Energy Reports**, v. 5, p. 310–326, 2019.

EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias:** Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Brasília, 2019.

FAN, Zhi-Ping; CHE, Yu-Jie; CHEN, Zhen-Yu. Product sales forecasting using online reviews and historical sales data: A method combining the Bass model and sentiment analysis. **Journal of Business Research**, vol. 74, p. 90-100, 2017.

GREENER. **Strategic Market Study Solar Photovoltaic Market of Distributed Generation (DG)**. 2019. Disponível em: https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1550242097Strategic_Market_Study_-_Distributed_Generation_-__2019.pdf. Acesso em: 08 mai. 2019.

HANNA, Ryan *et al*. Evaluating business models for microgrids: Interactions of technology and policy. **Energy Policy**, v. 103, p. 47-61, 2017.

HARAMAINI, Qashtalani *et al*. Economic Analysis of PV Distributed Generation Investment Based on Optimum Capacity for Power Losses Reducing. **Energy Procedia**, v. 156, p. 122-127, 2019.

ILLANA, José Ignacio. **Métodos Monte Carlo**. 2013. 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Departamento de Física Teórica y del Cosmos) – Universidad de Granada, Espanha, 2013.

KONZEN, Gabriel. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil:** uma simulação via modelo de Bass. 2014. 109 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

LABREN. **Base de Dados - Características gerais**. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#mod. Acesso em: 08 mai. 2019.

LASSETER, Robert H. MicroGrids. **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting - Conference Proceedings**, v. 1, p. 305-308, 2002.

MASSIANI, Jérôme; GOHS, Andreas. The choice of Bass model coefficients to forecast diffusion for innovative products: An empirical investigation for new automotive technologies. **Research in Transportation Economics**, v. 50, p. 17–28, 2015.

MISHRA, Sakshi *et al*. Microgrid resilience: A holistic approach for assessing threats, identifying vulnerabilities, and designing corresponding mitigation strategies. **Applied Energy**, v. 264, p. 114726, 2020.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica Dezembro/2018**. 2018. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Mensal_%20Gera%C3%A7%C3%A3o_Solar_201812.pdf. Acesso em: 08 mai. 2019.

OSTERGÁRD, Torben; JENSEN, Rasmus Lund; MIKKELSEN, Frederik Sondergaard. The best way to perform building simulations? One-at-a-time optimization vs. Monte Carlo sampling. **Energy and Buildings**, v. 208, p. 109628, 2020.

PARAG, Yael; AINSPAN, Malcolm. Sustainable microgrids: Economic, environmental and social costs and benefits of microgrid deployment. **Energy for Sustainable Development**, v. 52, p. 72-81, 2019.

PARK, Sang-June; CHOI, Sungchul. Valuation of adopters based on the Bass model for a new product. **Technological Forecasting & Social Change**, v. 108, p. 63-69, 2016.

PECENAK, Zachary K.; STADLER, Michael; FAHY, Kelsey. Efficient multi-year economic energy planning in microgrids. **Applied Energy**, v. 255, p. 113771, 2019.

RAMÍREZ-HASSAN, Andrés; MONTOYA-BLANDÓN, Santiago. Forecasting from others' experience: Bayesian estimation of the generalized Bass model. **International Journal of Forecasting**, v. 360, p. 442-465, 2020.

ROGERS, Everett M. **Diffusion of innovations**. 3. ed. London: The Free Press, 1962. 453 p.

RUIJVEN, Bas J. van *et al*. Baseline projections for Latin America: base-year assumptions, key drivers and greenhouse emissions. **Energy Economics**, v. 56, p. 499-512, 2015.

SALPASARANIS, Konstantinos; STYLIANAKIS, Vasilios. A Hybrid Genetic Programming Method in Optimization and Forecasting: A Case Study of the Broadband Penetration in OECD Countries. **Advances in Operations Research**, v. 2012, p. 32, 2012.

SIDDIQUI, Afzal S; MARIBU, Karl. Investment and upgrade in distributed generation under uncertainty. **Energy Economics**, v. 31, p. 25-37, 2009.

SILVA, Hendrigo B; UTURBEY, Wadaed; LOPES, Bruno M. Market diffusion of household PV systems: Insights using the Bass model and solar water heaters market data. **Energy for Sustainable Development**, v. 55, p. 210-220, 2020.

SINAPSIS. **Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação**. 2016. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/documents/36144/472644/Produto+5.pdf. Acesso em: 08 mai. 2019.

TENFEN, Daniel; FINARDI, Erlon C. Gerenciamento Energético de Microrredes. **XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI 2014**, Santos, 2014.

WORIGHI, Imane *et al*. Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 18, n. 100226, p. 13, 2019.

ZHANG, Di *et al*. Fair electricity transfer price and unit capacity selection for microgrids. **Energy Economics**, v. 36, p. 581–593, 2013.