



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL UTILIZANDO  
MICRORREDES E TECNOLOGIAS V2G: UMA ABORDAGEM  
BASEADA NA RESPOSTA À DEMANDA**

JOÃO VICTOR DOS REIS ALVES

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO VICTOR DOS REIS ALVES

**ANÁLISE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL UTILIZANDO  
MICRORREDES E TECNOLOGIAS V2G: UMA ABORDAGEM  
BASEADA NA RESPOSTA À DEMANDA**

Dissertação submetida à Banca Examinadora  
do Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica da UFPA para obtenção do Grau de  
Mestre em Engenharia Elétrica na Área de  
Sistemas de Energia Elétrica.

Orientadora: MARIA EMILÍA DE LIMA TOSTES

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2025

D722a Dos Reis Alves, João Victor.  
ANÁLISE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL  
UTILIZANDO MICRORREDES E TECNOLOGIAS V2G: UMA  
ABORDAGEM BASEADA NA RESPOSTA À DEMANDA /  
João Victor Dos Reis Alves, . — 2025.  
82 f. : il. color.

Orientador(a): Prof<sup>a</sup>. Dra. Maria Emília de Lima Tostes  
Coorientador(a): Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,  
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Belém, 2025.

1. Microrrede. 2. Resposta à demanda. 3. V2G. 4. Baterias.  
5. VE. I. Título.

CDD 621.3191

Gere a ficha catalográfica da UFPA em: <https://bcficat.ufpa.br>

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL UTILIZANDO MICRORREDES  
E TECNOLOGIAS V2G: UMA ABORDAGEM BASEADA  
NA RESPOSTA À DEMANDA**

**AUTOR: JOÃO VICTOR DOS REIS ALVES**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA APROVADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: /05/2025

**BANCA EXAMINADORA:**

---

**Prof. Dra. MARIA EMILÍA DE LIMA TOSTES**  
(Orientadora – PPGEE / UFPA)

---

**Prof. Dr. UBIRATAN HOLANDA BEZERRA**  
(Coorientador – PPGEE / UFPA)

---

**Prof. Dr. THIAGO MOTA SOARES**  
(Avaliador Interno – PPGEE / UFPA)

---

**Prof. Dr. JONATHAN MUNOZ TABORA**  
(Avaliador Externo – FEEB / UFPA)

---

**Dr. CARLOS EDUARDO MOREIRA RODRIGUES**  
(Avaliador Externo – ITEC/UFPA)

**VISTO:**

---

**Prof. Dr.**  
(Coordenador do PPGEE / ITEC / U

## AGRADECIMENTOS

A trajetória que me trouxe até aqui foi marcada por desafios, superações e, sobretudo, por grandes aprendizados. Sei que nenhuma conquista é solitária — e é com profunda gratidão que reconheço todos aqueles que contribuíram, de forma direta ou indireta, para a realização deste trabalho.

Antes de tudo, agradeço a Deus, pela vida, pelo dom da sabedoria, e pela presença constante nos momentos de dúvida e cansaço. Cada passo foi guiado pela fé e pela convicção de que, com esforço e propósito, tudo é possível.

A minha família, minha estrutura mais sólida, meu amor eterno. À minha mãe, Maria Conceição, minha grande inspiração de coragem, trabalho e generosidade. À minha noiva, Hiene Silva, minha parceira em todos os sentidos, meu apoio, minha calma e meu impulso nos dias difíceis.

Com saudade e reverência, dedico este trabalho à memória dos que partiram: meus avós Deolinda dos Reis e Edézio Martins, meus tios Valdez Silva e Ademir Martins, e meu primo Pedro Henrique — *(In memoriam)*. Que esta conquista seja também uma homenagem a vocês.

Sou grato à professora Maria Emília pela oportunidade de ingressar no CEAMAZON e realizar esta pesquisa, e ao professor Bira, pela orientação e incentivo. Agradeço também aos colegas e amigos de trabalho: Jonathan, Carlos Eduardo, Thiago, Pedro Sampaio, Lauro, Gabriel Abel, Filipe, Elder e Flávia.

Aos meus amigos Bruno, Daniel, Rodrigo e Júnior, obrigado pela amizade sincera e pelos momentos de leveza ao longo do caminho.

À Universidade Federal do Pará (UFPA) e ao CEAMAZON, minha gratidão por serem espaços de crescimento intelectual, troca de saberes e formação de valores. A todos os professores que contribuíram para minha formação e aos servidores e colegas que, com gestos simples e diários, tornaram possível a jornada universitária — meu muito obrigado.

Como disse o professor Hélio Couto:

*"Quando você muda internamente, o universo inteiro muda com você."*

Esta jornada foi, acima de tudo, um processo profundo de transformação pessoal, e sou eternamente grato a todos que fizeram parte dela.

## RESUMO

A transição para um sistema energético mais sustentável requer soluções inovadoras para a integração de fontes renováveis e tecnologias de armazenamento distribuído. O presente trabalho de mestrado busca explorar os avanços nas redes inteligentes por meio da implementação de microgrids e tecnologias de Veículo-para-Rede (V2G), utilizando como base os resultados de estudos de artigos acadêmicos internacionais publicados pelo autor. Embora haja significativa produção científica sobre essas soluções, observa-se que grande parte da literatura está centrada em contextos estrangeiros, cuja infraestrutura e realidade socioeconômica diferem da brasileira, evidenciando uma lacuna quanto à adaptação e aplicabilidade regional dessas tecnologias. Assim, o primeiro estudo aborda a integração de microgrids na rede de distribuição de energia da Universidade Federal do Pará (UFPA), demonstrando os benefícios do gerenciamento de demanda, redução de perdas e operação em modo isolado com recursos híbridos como sistemas fotovoltaicos e baterias. A metodologia incluiu simulações no software OpenDSS para avaliar diferentes cenários de carga, destacando reduções significativas no consumo contratado e melhorias na eficiência energética. O segundo estudo, também baseado na rede elétrica da UFPA, foca na aplicação de V2G para otimização da resposta à demanda, com veículos elétricos funcionando como unidades móveis de armazenamento energético. Dois cenários foram analisados: a descarga de veículos durante horários de pico para redução de custos de energia e a gestão da demanda contratada com estratégias inteligentes de carregamento e descarga. Os resultados indicaram reduções consideráveis nos custos operacionais e maior estabilidade na tensão da rede. Ambos os estudos convergem para a importância da integração de recursos energéticos distribuídos e tecnologias emergentes no avanço de redes inteligentes. Portanto, este trabalho propõe consolidar e expandir essas análises, oferecendo uma visão abrangente sobre o impacto técnico e econômico dessas soluções no contexto das redes de distribuição brasileiras, com o objetivo de apresentar modelos que conciliem sustentabilidade, resiliência e viabilidade econômica no setor energético.

**Palavras-chave:** Microrrede, Resposta à demanda, V2G, Baterias, VE, OpenDSS.

## ABSTRACT

The transition to a more sustainable energy system requires innovative solutions for the integration of renewable energy sources and distributed storage technologies. This master's thesis aims to explore advances in smart grids through the implementation of microgrids and Vehicle-to-Grid (V2G) technologies, based on the results of international academic studies authored by the researcher. Although there is significant scientific output on these solutions, most of the literature is concentrated in foreign contexts whose infrastructure and socioeconomic realities differ substantially from the Brazilian scenario, revealing a gap regarding the regional adaptation and applicability of such technologies. Accordingly, the first study addresses the integration of microgrids into the distribution network of the Federal University of Pará (UFPA), demonstrating the benefits of demand-side management, loss reduction, and islanded operation using hybrid resources such as photovoltaic systems and batteries. The methodology included simulations using the OpenDSS software to evaluate different load scenarios, highlighting significant reductions in contracted demand and improvements in energy efficiency. The second study, also based on UFPA's electrical network, focuses on the application of V2G for demand response optimization, with electric vehicles functioning as mobile energy storage units. Two scenarios were analyzed: vehicle discharging during peak hours to reduce energy costs and the management of contracted demand through intelligent charging and discharging strategies. The results showed considerable reductions in operational costs and enhanced voltage stability across the network. Both studies converge on the importance of integrating distributed energy resources and emerging technologies in the development of smart grids. Therefore, this work proposes to consolidate and expand these analyses, offering a comprehensive view of the technical and economic impacts of such solutions within the context of Brazilian distribution networks, with the objective of presenting models that reconcile sustainability, resilience, and economic feasibility in the energy sector.

**Keywords:** Microgrid, Demand response, V2G, Batteries, EV, OpenDSS.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Demanda global por energia e eletricidade (2010 até 2023) .....	13
Figura 2 - Mapa temático das palavras-chave .....	21
Figura 3 - Distribuição de publicações por país .....	22
Figura 4 - Número de publicações correlatas por ano.....	23
Figura 5 - Distribuição de publicações por áreas de pesquisa .....	23
Figura 6 - Tendência temporal .....	24
Figura 7 - Mapa do SIN .....	27
Figura 8 - Eletropostos por município em 2025.....	35
Figura 9 - Marketshare em eletropostos em 2025.....	36
Figura 10 - Conector Tipo 1 .....	37
Figura 11 - Conector Tipo 2 .....	37
Figura 12 - Conector Tipo 3 CHAdeMo .....	37
Figura 13 - Conector Tipo 3 Tesla.....	38
Figura 14 - Carregador embarcado .....	38
Figura 15 - Carregador externo.....	39
Figura 16 - Banco de baterias instalado nas dependências do CEAMAZON.....	40
Figura 17 - Algoritmo de solução do fluxo de carga no OpenDSS .....	41
Figura 18 - Modelo de barramento .....	42
Figura 19 - Modelo de terminais.....	42
Figura 20 - Conversor de energia .....	43
Figura 21 - Elemento de transporte de energia.....	43
Figura 22 - Modelagem dos veículos e conexão à rede.....	44
Figura 23 - Modelagem do sistema fotovoltaico inserido .....	44
Figura 24 - Metodologia da modelagem da rede elétrica da UFPA via OpenDSS ...	45
Figura 25 - Topologia da rede de distribuição da UFPA.....	46
Figura 26 - Metodologia utilizada na primeira simulação .....	47
Figura 27 - Curva de potência ativa do sistema no caso real.....	49
Figura 28 - Tensões registradas, em pu, do sistema no caso real.....	50
Figura 29 - Perdas ativas do sistema no caso real .....	50
Figura 30 - Potência ativa trifásica Caso Base.....	52
Figura 31 - Tensões registradas, em pu, do sistema no caso base .....	53
Figura 32 - Perdas ativas do sistema no caso base.....	53

Figura 33 - Tarifação por parte da concessionária .....	55
Figura 34 - Fluxograma da metodologia utilizada na segunda simulação.....	55
Figura 35 - Tarifa desenvolvida para o sistema V2G .....	56
Figura 36 - Demanda de potência ativa da Universidade após aumento não controlado da carga.....	58
Figura 37 - Tensões registradas no caso A1 da primeira simulação.....	58
Figura 38 - Perdas ativas trifásicas no caso A1 da primeira simulação .....	59
Figura 39 - Demanda de potência ativa da Universidade com estratégia de RD no caso A2 da primeira simulação .....	61
Figura 40 - Tensões registradas no caso A2 da primeira simulação.....	61
Figura 41 - Perdas ativas trifásicas no caso A2 da primeira simulação .....	62
Figura 42 - Potência ativa trifásica no caso A3 da primeira simulação .....	64
Figura 43 Tensões registradas na rede no caso A3 da primeira simulação.....	64
Figura 44 - Perdas ativas trifásicas no caso A3 da primeira simulação .....	65
Figura 45 - Demanda de potência ativa da rede no caso B1 da segunda simulação .....	66
Figura 46 - Perdas ativas trifásicas no caso B1 da segunda simulação .....	67
Figura 47 - Potência ativa trifásica no caso B2 da segunda simulação .....	68
Figura 48 - Variação de tensão na rede de distribuição no caso 1 .....	67
Figura 49 - Variação de tensão na rede de distribuição no caso 2 .....	69
Figura 50 - Perdas ativas trifásicas do caso B2 da segunda simulação .....	70

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de microrredes .....	25
Tabela 2 - Tarifas estratégicas para RD.....	29
Tabela 3 - RD baseada em incentivos .....	30
Tabela 4 - Modalidades tarifárias .....	31
Tabela 5 - Distribuição da quantidade de VEs no Brasil .....	33
Tabela 6 - Tipos de veículos elétricos .....	34
Tabela 7 - Tipos de carregadores elétricos .....	36
Tabela 8 - Dados da rede de distribuição da UFPA .....	46
Tabela 9 – Comparativo de ganhos financeiros e perdas técnicas entre os cenários simulados .....	70

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1	<b>Considerações Gerais</b> .....	<b>13</b>
1.2	<i>Motivação</i> .....	14
1.3	<b>OBJETIVO GERAL</b> .....	<b>15</b>
1.3.1	<i>Objetivos Específicos</i> .....	15
1.4	<b>Publicações Internacionais da Pesquisa</b> .....	<b>16</b>
1.5.	<b>ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO</b> .....	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO</b> .....	<b>17</b>
2.1	<b>Análise bibliométrica</b> .....	<b>20</b>
2.2	<b>Síntese do Capítulo</b> .....	<b>24</b>
<b>3.</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>25</b>
3.1.	<i>Microrredes</i> .....	25
3.2.	<i>Demand Response</i> .....	28
3.3.	<i>V2G (Vehicle to Grid)</i> .....	32
3.4.	<i>Estrutura de carregamento elétrico para VEs</i> .....	36
3.5.	<i>Sistemas de Baterias</i> .....	39
3.6.	<i>OpenDSS</i> .....	40
3.6.1.	Barramentos.....	42
3.6.2.	Terminais .....	42
3.6.3.	Elemento de conversão de energia.....	42
3.6.4.	Elemento de transporte de energia .....	43
3.6.5.	Modelagem .....	43
3.7.	Síntese do Capítulo.....	44
<b>4.</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>45</b>
4.1.	Síntese do Capítulo.....	56
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>57</b>

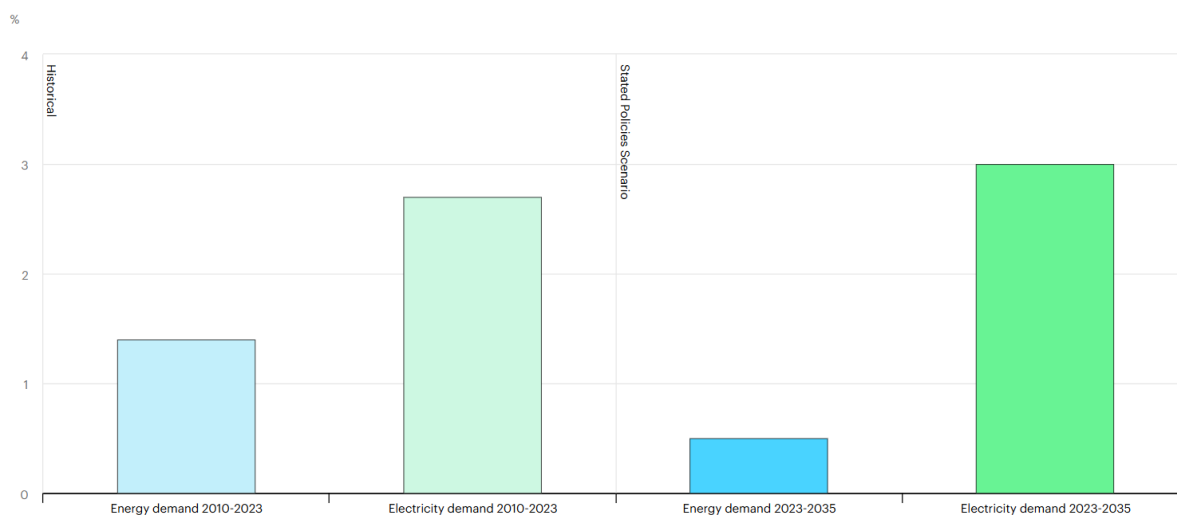
5.1. Primeira simulação.....	57
5.1.1. Caso A1 .....	57
5.1.2. Caso A2 .....	60
5.1.3. Caso A3 .....	63
5.2. Segunda simulação (V2G) .....	65
5.2.1. Caso B1 .....	65
5.2.2. Caso B2 .....	68
5.3. Síntese do Capítulo.....	71
<b>6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>71</b>
<b>6.1. Recomendações para trabalhos futuros .....</b>	<b>72</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>73</b>
<b>8. APÊNDICE I:.....</b>	<b>76</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações Gerais

A crescente demanda por energia elétrica, associada às necessidades mundiais relacionadas à preservação do meio ambiente, tem impulsionado o mercado internacional de energia elétrica, sobretudo nos sistemas de geração e distribuição. Nesse contexto, a geração de energia deve acompanhar o aumento da sua demanda e buscar meios economicamente e ambientalmente sustentáveis de geração e distribuição dessa, sobretudo nos países com economias emergentes e em desenvolvimento, os quais têm maior crescimento da demanda por energia. A figura 1 ilustra o cenário em que de 2010 a 2023 o crescimento da demanda de energia foi de 1.4%, ao passo que o crescimento de demanda de energia elétrica foi de 2.7%, agora a projeção futura de 2023 até 2035 o crescimento previsto da demanda energia é de 0.5% e o de demanda de energia elétrica aumenta para 3%, ou seja, a quantidade de energia elétrica demandada será de seis vezes o valor das demais fontes energéticas (IEA, 2024).

Figura 1- Demanda global por energia e eletricidade (2010 até 2023 e 2023 até 2035)



Fonte: IEA, 2024

No entanto, a transição energética para a energia de fontes renováveis tem acelerado bastante nos últimos anos, moldadas por políticas governamentais e estratégias industriais (IEA,2024); segundo a IEA, foram instalados de cerca de 560 GW de energia renovável no mundo em 2023 e os investimentos em projetos de energia limpa foram o dobro daqueles relacionados à nova oferta de petróleo, gás

natural e carvão mineral, fator o qual demonstra o direcionamento futuro do mercado de energia no mundo. Nesse sentido, o conceito de microrredes desponta como um elemento crucial na modernização da infraestrutura e do mercado de energia, uma vez que é possível utilizar as microrredes em um cenário com alta penetração de recursos energéticos distribuídos, os quais influenciam diretamente na redução das emissões de carbono, além de alternar de modo de operação; podendo operar conectada à rede de transmissão ou desconectada (operação ilhada). Porém, para que a microrrede consiga operar de maneira eficiente e confiável, é necessário superar alguns desafios técnicos, como: gestão das unidades geradoras, operação econômica, controle da demanda, sistemas de proteção e permitir o fluxo bidirecional de energia (Olivares et al., 2014).

Nesse cenário, a mobilidade elétrica contribui substantivamente para os objetivos ambientais supracitados, reduzindo as emissões de carbono na atmosfera por não utilizar combustíveis fósseis (modelos BEV, movidos unicamente por baterias) ou reduzindo de maneira expressiva a utilização desses (modelos HEV e PHEV, que também utilizam motores a combustão), e podem contribuir como elementos de flexibilidade de energia dentro de um arranjo de microrrede, tendo em vista a utilização do sistema de armazenamento de energia, esses podem ser utilizados nos modelos de *V2X - Vehicle to Everything*, tecnologia a qual o integra a rede, conectando-o como prosumidor e consumidor de potência, através da conexão bidirecional e criando uma nova possibilidade de mercado dentro do contexto das redes de energia elétrica.

Todavia, ainda que as tecnologias em energias renováveis estejam em pleno desenvolvimento e recebendo investimentos robustos, nota-se diversos entraves no desenvolvimento da transição energética, como: o desequilíbrio no fluxo de investimentos e nas cadeias de suprimento de energia limpa (IEA, 2024); dificuldades locais, relacionadas às especificidades e a necessidade de cada região e fatores políticos, econômicos e sociais.

## **1.2 Motivação**

Diante da necessidade da diversificação da matriz energética, a comunidade científica internacional direciona-se no sentido de planejar e avaliar a viabilidade técnica, econômica e científica acerca dos mecanismos de promoção da transição

energética. Os estudos supracitados, em diversas metodologias, concentram-se em: microrredes, estratégias de redução de demanda baseada na flexibilidade energética, sistemas de armazenamento e integração de veículos elétricos à rede.

No entanto, a literatura atual é concentrada em países os quais a realidade econômica e o desenvolvimento da infraestrutura de distribuição da energia elétrica diferem significativamente da realidade brasileira, sendo possível citar também o fator socioeconômico como variável influente nesse processo.

Assim, o presente estudo traz uma solução regional acerca da inserção das tecnologias de flexibilidade, considerando as características típicas do local e propondo uma solução ambientalmente adequada visando a transição energética, consoante as necessidades globais e locais, considerando os aspectos técnico e financeiro.

### **1.3 OBJETIVO GERAL**

O objetivo deste estudo consiste em realizar a análise técnica e econômica da inserção das tecnologias de flexibilidade energética em uma rede real de distribuição de energia através de simulações computacionais de fluxo de potência. As simulações são realizadas através do *software* OpenDSS (*Open Distribution Software System*).

#### **1.3.1 Objetivos Específicos**

Inserção de recursos energéticos distribuídos em uma simulação da rede de distribuição real da Universidade Federal do Pará

Avaliação técnica da operação parcialmente ilhada da rede

Implementar ações de *demand response* a partir de microrredes em sistemas de distribuição reais, com o objetivo de reduzir os custos com energia elétrica associados tanto ao uso do sistema no horário de ponta quanto a multa por uso excedente em relação à demanda contratada.

Avaliar os impactos econômicos da inserção dos recursos energéticos distribuídos e das ações de flexibilidade energética na rede

Explorar possíveis mercados dentro dos mecanismos de flexibilidade energética.

## **1.4 Publicações Internacionais da Pesquisa**

Esta dissertação apoia-se em duas publicações indexadas na base IEEE Xplore, que consolidam a fundamentação teórico-experimental da pesquisa:

(I) O artigo “Microgrid Integration into Brazilian Distribution Networks: A Demand Response Case Study” foi apresentado no IEEE ISTAS 2024, em Puebla, México, e publicado nos anais do evento (pp. 1–7, DOI: 10.1109/ISTAS61960.2024.10732804). O estudo descreve a modelagem da microrrede da Universidade Federal do Pará (UFPA), quantificando os ganhos em confiabilidade, a redução de perdas e os benefícios econômicos associados à gestão de demanda e à operação em modo ilha. Os resultados obtidos subsidiam os Capítulos 2 e 3 desta dissertação, os quais abordam a modelagem elétrica e as análises de sensibilidade da microrrede.

(II) O artigo “Vehicle to Grid for Demand Response Optimization: A Case Study” foi publicado nos anais do IEEE IHTC 2024, em Bari, Itália (pp. 1–6, DOI: 10.1109/IHTC61819.2024.10855083). Nesta publicação, propõe-se um modelo de programação linear inteira, implementado em Python/OpenDSS, com o objetivo de despachar frotas V2G visando à minimização dos custos de energia e demanda sob um regime tarifário horo-sazonal. As metodologias e resultados apresentados fundamentam os Capítulos 4 e 5 desta dissertação, nos quais o conceito de Vehicle-to-Grid (V2G) é explorado como uma estratégia avançada de resposta à demanda em redes universitárias.

Ambas as publicações compartilham uma base metodológica comum, centrada na aplicação de modelos computacionais para otimização energética em redes elétricas inteligentes, com foco na resposta à demanda. Embora tratem de casos distintos — uma microrrede acadêmica no primeiro e o uso de frotas V2G no segundo —, os dois estudos convergem ao propor soluções sustentáveis e economicamente viáveis para a gestão ativa da demanda em ambientes urbanos e institucionais. A integração dessas abordagens na presente dissertação fortalece sua contribuição científica, demonstrando que os métodos propostos foram avaliados por pares e reconhecidos em fóruns internacionais de prestígio.

## **1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Esta dissertação estrutura-se da seguinte forma:

Capítulo 1 - Introdução: Nesse capítulo apresenta-se uma visão geral acerca das microrredes e das tecnologias atuais em mobilidade elétrica. A seguir, explicita-se a motivação para a escrita desta dissertação, bem como os objetivos gerais e específicos.

Capítulo 2 - Referencial Bibliográfico: Essa seção aborda os principais artigos utilizados como referência para a escrita desta dissertação. Para melhor entendimento, dividiu-se os parágrafos em artigos correlatos, explorando suas metodologias, resultados, as diferenças e aplicações de cada uma delas. Além disso, apresenta-se a análise bibliométrica utilizada para a escrita desta dissertação.

Capítulo 3 -Referencial Teórico: Nessa seção, aborda-se o conceito de microrredes, definindo-as e discutindo seu desenvolvimento tecnológico e aplicações. A seguir, conceitua-se e define a Resposta a Demanda, seguido por uma revisão do desenvolvimento desse conjunto de estratégias, assim como se discute a regulamentação técnica vigente. Ademais, é apresentado o conceito de *Vehicle-to-Grid*, explorando as aplicações e características específicas dessa tecnologia e dos sistemas correlatos a essa. Por fim, é apresentado uma revisão acerca das tecnologias em armazenamento de energia em baterias, seguido da apresentação do *software* OpenDSS.

Capítulo 4 - Metodologia: São apresentadas, nessa seção, a metodologia geral da pesquisa, bem como as metodologias específicas das simulações computacionais realizadas, bem como os resultados utilizados como base para comparação com os casos seguintes.

Capítulo 5 - Resultados: Esse capítulo apresenta os resultados obtidos com as simulações realizadas, as quais são discutidas e comparadas com os casos anteriores.

Capítulo 6 – Conclusões e Recomendações: Este capítulo finaliza a dissertação apresentando as conclusões e recomendações de trabalhos futuros que podem ser realizados a partir da metodologia proposta por este trabalho.

## **2 REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO**

Esta seção apresenta o referencial bibliográfico, o qual constitui-se dos principais estudos encontrados na literatura que versam sobre os pontos chave desta

dissertação, apresentando o atual momento das tecnologias em flexibilidade, bem como as tendências futuras.

As microrredes apresentam-se como uma solução para a descentralização da distribuição da energia elétrica, por terem a capacidade de atuar independente da distribuição, funcionando de maneira isolada, ou ilhada. No entanto, o fornecimento de energia elétrica deve ser confiável, resiliente e autônomo, garantindo a sua qualidade e continuidade em seu fornecimento, de modo que o atendimento seja pleno e suficiente para a demanda. Nesse contexto, é necessário que o planejamento para o desenvolvimento e implementação das microrredes atenda as especificidades do conjunto atendido, como os limites operacionais da infraestrutura da rede, bem como preveja alterações em sua conformação, oriundas, por exemplo, do aumento do consumo de energia elétrica ou outras obras na rede.

Assim, os trabalhos publicados concentram-se em estratégias de gestão de energia das microrredes através do conceito de resposta à demanda, bem como o impacto da inserção de recursos energéticos distribuídos nela, como visto em (Soares, 2022), (Freire Junior, 2021), (Barbosa, 2019), (Damasceno, 2019), (Ebert, 2019), (Pena, 2018).

Entretanto, além da gestão da rede, destacam-se os estudos que versam sobre os diferentes modos de operação, bem como a integração de outros sistemas de geração limpa na rede, como: geração fotovoltaica; sistemas de armazenamento de energia, como bancos de baterias, e a participação bidirecional de carros elétricos na rede. Segundo Barbosa, 2023 *“Em uma microrrede é necessário dispor de um sistema gerenciador para coordenar a operação de seus componentes, estando a microrrede conectada ou desconectada da rede principal”*. No entanto, o sistema proposto pelo autor anteriormente citado é baseado no estabelecimento da prioridade de cargas e no controle a partir das limitações operacionais da rede quando operada de modo ilhado. Já em (Damasceno, 2019), fora proposto um sistema de controle baseado na transição da operação ilhada para a operação conectada à rede de maneira suave, baseado em um sistema de controle dinâmico, com o objetivo de preservar a integridade das grandezas elétricas (controle, tensão e potência), reduzindo os efeitos adversos dessa transição em regime transitório.

Ainda explorando os modos de operação de uma microrrede e o controle visando manter a estabilidade e qualidade do fornecimento de energia, os trabalhos de (Fuchs, 2022) e (Rodrigues, 2022) versam acerca da utilização de sistemas de

controle para otimizar a operação da microrrede. O primeiro trabalho observa os principais problemas oriundos do aumento da penetração da geração de energia através do sistema fotovoltaico e os picos de energia na rede, frequentemente observados nos horários de pico da demanda, como a perda na qualidade da energia elétrica e a flutuação de tensão.

No segundo estudo, o autor atém-se ao desequilíbrio na operação da microrrede, o qual desencadeia problemas na qualidade da energia e na estabilidade do sistema; assim, fora proposto um sistema de compartilhamento de potência através das unidades geradoras e, posteriormente, o compartilhamento de corrente eficaz. Esse sistema prevê a qualidade da energia na microrrede através da estabilização da tensão e do controle de harmônicos.

Acerca da integração de recursos energéticos distribuídos à rede, a tecnologia V2G (sigla para *Vehicle to Grid*, em inglês) é objeto de diversos trabalhos na literatura, por associar o conceito de *microrredes* com o crescente mercado de mobilidade elétrica. Em (Fiorese, 2019) discute-se acerca da integração de veículos elétricos à rede, de modo que esses operem como um partícipe promotor de flexibilidade energética quando conectado à rede, através de um carregador bidirecional e regulado através de um processo de controle, com o objetivo de manter os parâmetros de qualidade da energia elétrica de uma microrrede em uma margem segura, reduzindo o corte de carga quando essa opera em modo ilhado.

No entanto, ressalta-se que o modelo de operação bidirecional não é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa nº 819/2018, apenas sendo previsto em norma a conexão unidirecional, como postos de recarga residenciais ou públicos. Diante disso, foram propostos modelos de integração bidirecional de veículos plug-in à rede por (Volpato, 2023), utilizando inversores, e por (Leal, 2020), com conversores CC, em um momento posterior.

Entretanto, ainda sobre a integração de recursos energéticos à rede, destaca-se a inserção de sistema de armazenamento de energia em baterias. Esses sistemas contribuem para a flexibilidade energética ao serem inseridos juntamente com as fontes de energia renováveis à rede elétrica, uma vez que são imprescindíveis para uma operação confiável, tendo em vista a necessidade de garantia de estabilidade de tensão e frequência na rede. Porém, essa integração carece de um dimensionamento adequado tanto dos recursos distribuídos quanto dos sistemas de armazenamento de

energia. Desse modo, em Akram, et al., 2017 exploram esse dimensionamento através de um algoritmo, equacionando as gerações eólica, solar e a demanda por energia elétrica em um sistema, estabelecendo índices em torno desses fatores e, posteriormente, dimensionam o sistema de baterias em termos de energia (MWh) e potência (MW).

Ainda acerca dos sistemas de armazenamento, em Chen, et al., 2012, é também proposto um sistema de dimensionamento em banco de baterias, porém, baseado em custo-benefício. Nesse trabalho é ressaltado a necessidade de se manter uma reserva girante de energia em uma microrrede. Desse modo, são empregadas técnicas de séries temporais e redes neurais retroalimentadas para obter índices relevantes os quais auxiliam na previsão da geração, como a velocidade do vento e radiação solar, ainda considerando erros de aproximação. Esses modelos consideram a operação conectada à rede e ilhada, sendo validados através de estudos de caso. O autor destaca a eficácia da abordagem nos dois modelos, propondo tamanhos ótimos para o sistema de armazenamento em baterias, nos dois diferentes modos de operação.

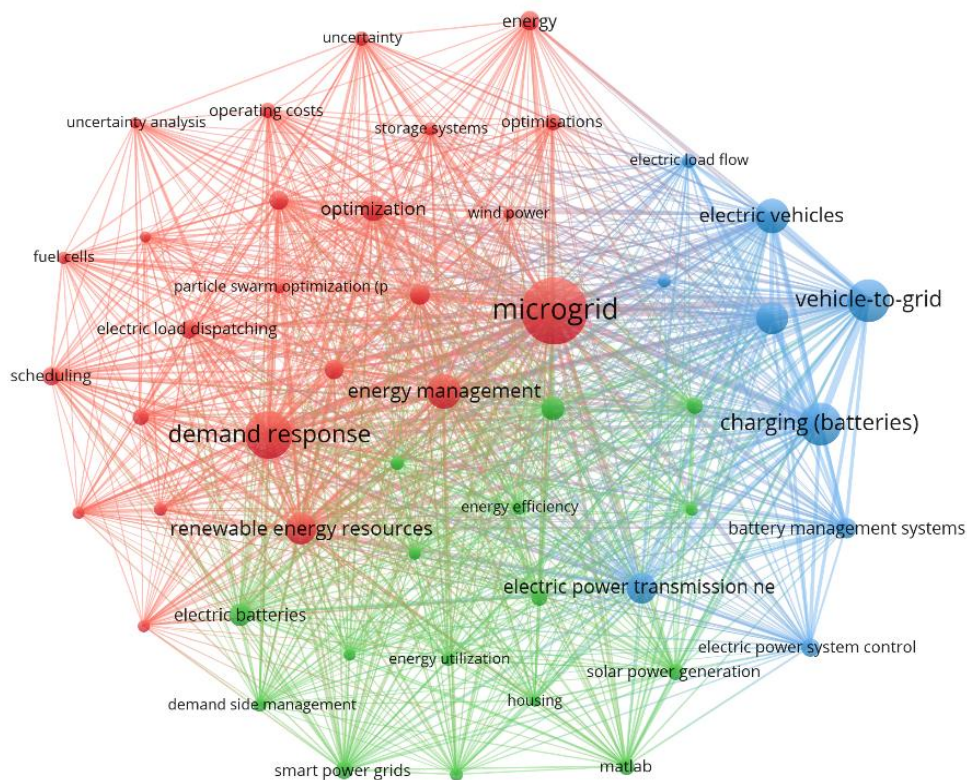
Ademais, o caráter regulatório da operação de microrredes no Brasil torna-se um fator relevante para o presente estudo e sua revisão bibliográfica, uma vez que não há norma específica que preveja seu funcionamento. Martins, 2020 contribuiu significativamente com o aspecto regulatório, através de propostas de caráter técnico e financeiro, como: reserva de capacidade e pagamento de serviços ancilares, validando suas propostas através da implementação de uma microrrede em um condomínio real; sobretudo no que diz respeito a operação ilhada intencional de uma microrrede próxima ao sistema de distribuição da concessionária, explorando essa relação entre ambos. Em Baptista, 2024 foram analisadas as nuances jurídicas acerca da regulamentação das microrredes de maneira interdisciplinar, de modo que fora contemplado todos os aspectos jurídicos e legislativos acerca do tema, bem como uma comparação internacional a partir de outras experiências existentes e a adequação para a realidade social, técnica e econômica do país.

## **2.1 Análise bibliométrica**

Foi realizada uma análise bibliométrica acerca das publicações relacionadas aos temas correlatos àqueles tratados nesta dissertação. Nesta pesquisa foi utilizada a base da *SCOPUS* para a obtenção dos documentos de publicação. Observa-se na

Figura 2, as palavras-chave relevantes dentro da gama de assuntos abordados nas pesquisas citadas anteriormente, as quais foram agrupadas por correlação, através do *software* VOSViewer, gerando um mapa temático dessas de acordo com o número de vezes em que foram citadas nos estudos. Para o estudo bibliométrico foram usadas as palavras-chave: *microgrid*, *demand response*, *batteries* e *V2G* e o resultado mostra três áreas de pesquisa. A primeira em vermelho abarca os conceitos de microrredes e resposta a demanda, abordando assuntos como otimização, sistemas de energia, algoritmo que envolvem incerteza. Já a segunda área em azul concentra os estudos mais voltados para o uso de banco de baterias e veículos elétricos, abordando V2G e sistemas de controle. Por fim, em verde temos a área que envolve temas de pesquisa como eficiência energética, *smart grids* e geração fotovoltaica.

Figura 2 - Mapa temático das palavras-chave



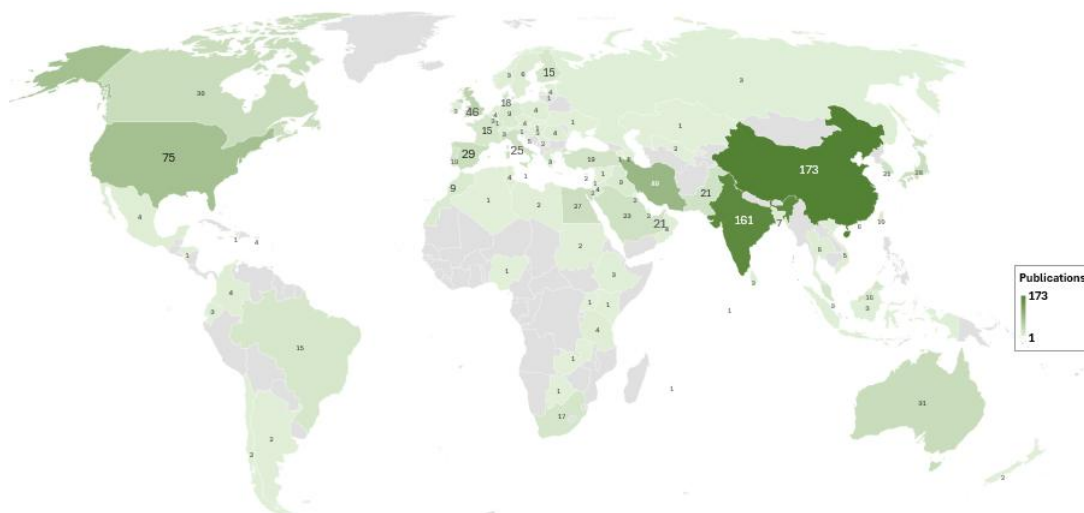
Fonte: Autor

A seguir, na Figura 3, demonstra-se a predominância do número de publicações correlatas no mundo. No entanto, o continente asiático destaca-se pelo maior número de publicações existentes em relação ao resto dos países,

demonstrando a necessidade de aprofundamento no tema de acordo com a realidade tecnológica, regulatória, econômica e social da presente região. O país com maior quantidade de publicações é a China com um volume de 173 documentos, em segundo lugar vem a Índia com 161, em terceiro lugar os EUA com 75 publicações. Após estes lugares temos destaque para Europa, Japão, e Austrália, variando de 10 a 30 publicações em cada país. Já na América do Sul a pesquisa se encontra ainda em estágio inicial, sendo liderada pelo Brasil com 15 publicações. Vale ressaltar que dessas 15 o CEAMAZON contém 4 publicações realizadas dentro desta área de pesquisa.

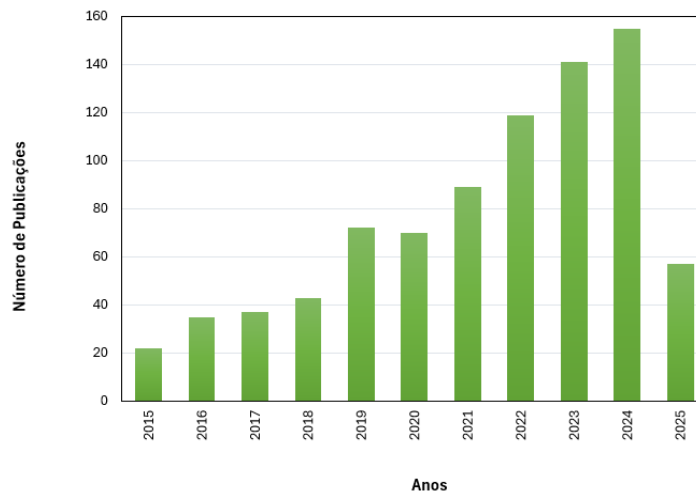
Na Figura 4, observa-se a distribuição do número de publicações acerca dos temas correlatos a mobilidade elétrica, eficiência energética e sistema de geração distribuída de energia, nos últimos 10 anos. Todavia, nota-se um crescimento significativo do número de publicações entre os anos de 2020 e 2024, sendo o pico no último ano, com cerca de 160 publicações naquele período. Além disso, avalia-se que a tendência futura é de crescimento contínuo, uma vez que no início do presente ano, atingiu-se valores próximos ao máximo de anos anteriores. Ressalta-se que para o ano de 2025 a quantidade total só estará disponível no ano de 2026, uma vez que publicações feitas no final do ano de 2025 só terão o aceite no ano seguinte, e somente aí o espaço amostral total seria disponibilizado.

*Figura 3 - Distribuição de publicações por país*



Fonte: Autor

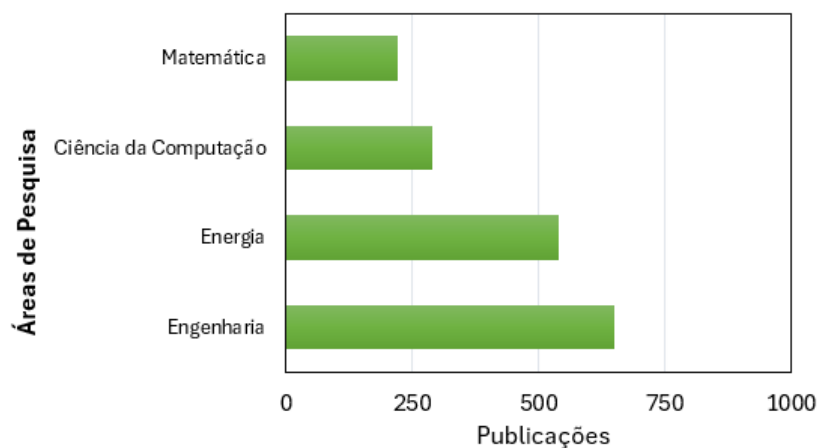
Figura 4 - Número de publicações correlatas por ano



Fonte: Autor

A Figura 5 mostra as áreas de estudo relacionados ao tema desta dissertação. Observa-se uma predominância nas áreas de engenharia e energia, porém, incluem-se outras áreas como matemática e ciência da computação. Como foi visualizado na figura 2, existem áreas como algoritmos de otimização, que vão abarcar os assuntos de matemática e computação. Mas a maior porção da pesquisa se encontra de fato na área de Energia e Engenharia, ultrapassando 500 publicações em cada área respectiva.

Figura 5 - Distribuição de publicações por áreas de pesquisa

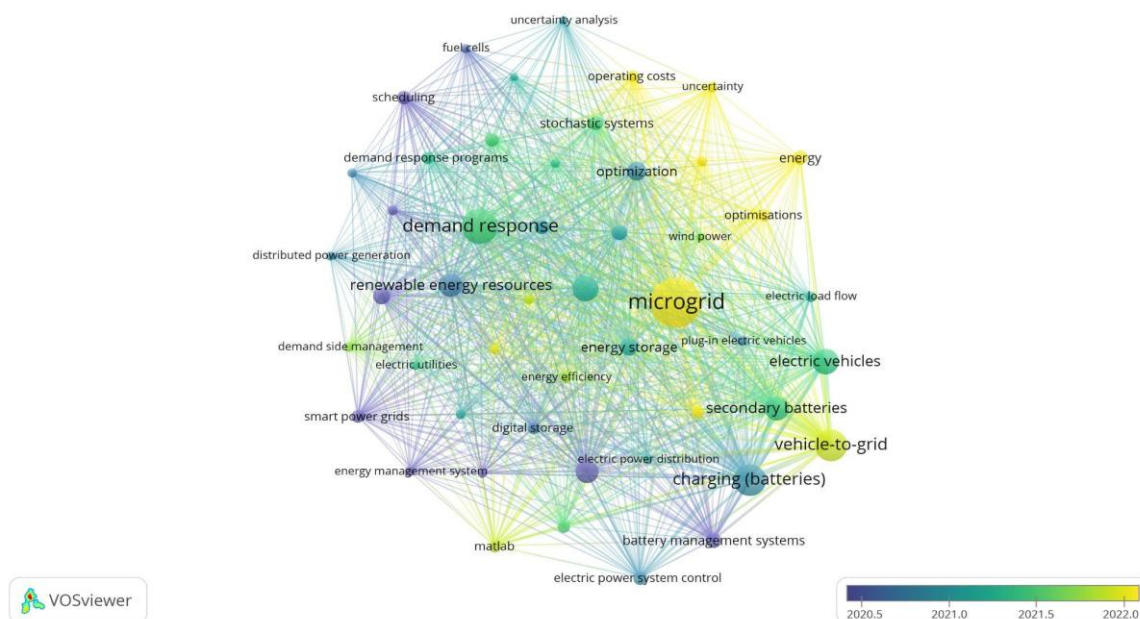


Fonte: Autor

Na Figura 6, observa-se, ainda no esquema de agrupamento, é possível visualizar a tendência dos temas de pesquisa, a partir das palavras-chave em

destaque, ao longo dos últimos anos. Nesse sentido, ressalta-se que esta figura se trata da mesma nuvem de palavras da figura 2, mas que foi rotacionada a fim de se ilustrar melhor a variação de tendência dentro da pesquisa no decorrer do tempo, isto é, em roxo temos os termos de palavras-chave que foram menos utilizados no decorrer do tempo, como o termo *smart grid*, ao passo que em amarelo temos os temas que estão em maior tendência nos últimos anos, e palavras-chave como *microgrid* e *V2G* se encontram justamente como assuntos de alta relevância no tempo atual, justamente o tema basilar desta pesquisa.

Figura 6 - Tendência temporal



Fonte: Autor

## 2.2 Síntese do Capítulo

Este capítulo revisa literatura científica sobre microrredes, resposta à demanda (RD) e tecnologias V2G, destacando a predominância de estudos em contextos internacionais com realidades distintas das brasileiras. Identifica lacunas na adaptação regional dessas tecnologias, especialmente em redes de distribuição típicas do Brasil. A análise bibliométrica revela crescimento exponencial de publicações (2020-2024), lideradas por China, Índia e EUA, com foco em otimização,

sistemas de controle e integração de fontes renováveis. Nota-se escassez de pesquisas na América do Sul, reforçando a originalidade do estudo.

### 3. REFERENCIAL TEÓRICO

#### 3.1. Microrredes

Microrredes são sistemas de geração, distribuição e gerenciamento de energia elétrica. Segundo (Hatziaargyriou 2014), uma microrrede é definida como *“Um grupo de cargas e fontes de energia distribuída que operam como um sistema único, com capacidade de se desconectar da rede principal para operar de forma autônoma, melhorando a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica local.”*

A concepção das microrredes surgiu a partir da necessidade de atender áreas isoladas, distantes da infraestrutura de distribuição tradicional ou onde a integração dessas àquelas era inviável de maneira técnica e econômica, como comunidades rurais, ilhas, bases militares. A priori, a operação dessas redes era baseada em fontes não renováveis como os geradores a diesel, e de maneira isolada da rede (*off-grid*). Com o desenvolvimento tecnológico, passou-se a integrar novas fontes de energia, a exemplo das energias solar e eólica, com o objetivo de reduzir custos operacionais e torná-la sustentável (HASSAN et al., 2018).

Entretanto, os avanços técnicos em eletrônica de potência, sistemas de controle e telecomunicações, permitiram o desenvolvimento de mecanismos de operação das microrredes tanto de maneira conectada à rede quanto de maneira isolada, nesse caso integrando novos recursos energéticos a elas, aumentando a resiliência do sistema elétrico e promovendo flexibilidade energética.

As microrredes podem ter o controle local ou pode ter um controle coordenado entre os pontos de operação da rede como um todo. Nesse cenário podemos classificar as microrredes seguindo alguns critérios como: modo de operação, fonte de energia e topologia elétrica; a tabela a seguir fornece a descrição diante essa classificação, baseada em (Guerrero, et al. 2010) (Soshinskaya, et al. 2014) (Lasseter, 2011) (Hatziaargyriou, 2014) (Kumar, 2023)

Tabela 1 - Tipos de microrredes

Critério	Tipo	Características Principais
----------	------	----------------------------

Modo de operação	Conectada à rede	Conectada a rede principal, permite a importação e exportação de energia
	Isolada	Funcionamento independente da rede. Dotada de geração e sistema de armazenamento de energia
	Híbrida	Pode operar dos dois modos
Fonte de energia	Renovável	Solar, eólica, biomassa
	Convencional	Não renováveis: Diesel, gás natural, petróleo e derivados
	Híbrida	Combinação de ambas
Topologia elétrica	CA	Compatível com a rede elétrica convencional
	CC	Adequada quando fontes e cargas predominantes forem em corrente contínua
	Híbrida	Barramentos controlados entre CC e CA

Fonte: Autor

Atualmente, no Brasil, a estrutura de distribuição de energia é centralizada, na qual a energia elétrica é proveniente de centros geradores e transmitida às cargas

através do SIN - Sistema Interligado Nacional, que está sob controle e coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, o qual está sob a jurisdição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O SIN (Figura 7) é baseado na capacidade de geração de usinas hidrelétricas distribuídas entre as 16 bacias hidrográficas nas diferentes regiões do Brasil, com a adição da participação da geração eólica, instaladas prioritariamente nas regiões Nordeste e Sul. Todavia, há também a participação das usinas térmicas, localizadas próximas aos centros de carga, contribuindo para a segurança do sistema através de serviços ancilares.

Entretanto, sob essa estrutura, foram registrados ao longo dos últimos anos, diversas falhas na transmissão de energia, ocasionada por diversos fatores operacionais, a exemplo cita-se a interrupção do fornecimento de energia em 15 de agosto de 2023, ocasionado pela abertura da interligação Norte-Sudeste, deixando de fornecer 16 mil MW de carga em todo país, fato que demonstra a necessidade de prevenção a falhas no fornecimento centralizado.

*Figura 7 - Mapa do SIN*



Fonte: EPE, 2025

Dessa maneira, a geração distribuída é uma alternativa ao sistema vigente. Com aumento crescente nos últimos anos, a capacidade de energia oriunda de

recursos energéticos distribuídos no Brasil tem grande potencial para desenvolvimento da operação através de microrredes, as quais tem os REDs como fonte primária de energia. Entretanto, a operação ilhada depende de um robusto sistema de controle o qual consiga comutar entre a operação *on-grid* e *off-grid*, a fim de garantir o pleno fornecimento de energia elétrica e preservando os índices de qualidade de energia do sistema, como explorado por Damasceno, 2019.

Além da operação ilhada, uma alternativa de flexibilidade energética consiste na utilização do gerenciamento do uso da energia elétrica através da inserção de REDs à rede em momentos estratégicos.

No entanto, com o conceito de gerenciamento pelo lado da demanda, é possível gerenciar a demanda das cargas em uma microrrede, aumentando a confiabilidade da rede elétrica, e balanceando a relação consumo *versus* produção. Entretanto, essa técnica pode ser aplicada de maneira programada, com cortes programados (*curtailment loads*) ou baseados em sistemas de controle dinâmicos, como o modelo preditivo baseado em modelo.

### **3.2. Demand Response**

A Resposta a Demanda (RD) ou *Demand Response*, em inglês, é um conjunto de estratégias e ações que possibilitam os consumidores ajustarem de maneira voluntária seu consumo elétrico em resposta a eventos externos, como variações de mercado, incentivos econômicos ou variações de geração elétrica. A RD é uma ferramenta estratégica a qual aumenta a flexibilidade elétrica do sistema de distribuição, reduz custos de operação e aumenta a resiliência e a confiabilidade desse, além de facilitar a integração de recursos energéticos distribuídos (ZHANG et al., 2018; ALMASSI et al., 2020).

Desse modo, pode-se compreender a RD como um benefício mútuo (consumidor e concessionária) uma vez que a participação ativa dos consumidores possibilita a majoração da capacidade do sistema elétrico, permitindo maior confiabilidade e flexibilidade, menor emissão de gases do efeito estufa, diminuição dos custos de geração, diminuição da volatilidade de preços, fator o qual acarreta a redução de custos financeiros para agentes do mercado (EPE, 2019).

Com a evolução tecnológica dos sistemas de energia elétrica, a exemplo do desenvolvimento dos medidores inteligentes de energia, a RD tenderá a ser mais

eficiente, tornando o consumidor mais participativo no processo de distribuição e podendo basear a RD em um sistema de comunicação mais eficiente junto ao agente distribuidor da energia, através da telemetria em tempo real do consumo e a fixação de contratos ou franquias pré-determinadas de potência.

Segundo (Dornellas, et al. 2016) e (Castro, 2016), a classificação dos programas de resposta à demanda são baseados em: tarifas, para recursos não despacháveis; incentivos, para recursos despacháveis. Na tabela a seguir, observa-se os tipos de tarifação baseados em preços, os quais referem-se à mudança no perfil do uso da energia elétrica decorrente da variação de preço ao longo do dia.

Deste modo, o consumidor altera o seu perfil de consumo baseado no preço daquele período, deslocando seu uso para o momento mais oportuno, ou seja, quando o valor do kWh é mais acessível. Entretanto, esse intervalo é determinado pela concessionária, dependente da carga total disponível para despacho.

*Tabela 2 - Tarifas estratégicas para RD*

Tarifa	Especificação
Tarifa por horário de uso (ToU)	Precificação da energia realizada em horários específicos (horas, dias, meses, períodos pré-determinados)
Tarifa de Ponta Crítica (CPP)	Precificação mais alta durante o período em que o custo da energia está alto. Esse modelo de tarifação prevê desconto sobre o preço da tarifa durante outras horas ou estações do ano.
Tarifa em Tempo Real (RTP)	Preço dinâmico, variante em dias ou horas.
Desconto no Horário de Pico (PTR)	Prevê benefício financeiro aos participantes que reduzirem o consumo em relação a uma linha base. Abrange

	os setores residencial, comercial e industrial.
--	---

Fonte: Autor, baseado em (Muller, 2016); (Souza, 2010) e (DOE, 2006)

A resposta da demanda baseada em incentivos oferece incentivos financeiros aos consumidores para a redução da demanda em momentos críticos do sistema (EPE, 2019). Esse modelo depende do sinal de despacho do operador e pode funcionar concomitantemente à tarifação dinâmica. É definido um valor base como limite de consumo e o ocorrem penalizações caso esse limite não seja preservado. Na tabela a seguir, observa-se os tipos de RD baseada em incentivos, de acordo com (Souza, 2010) e (DOE, 2006):

*Tabela 3 - RD baseada em incentivos*

Tipo	Especificação
Controle direto da carga	O operador distribuidor pode desligar ou reduzir parte da carga em momentos pré-definidos
Interruptibilidade	Desconto ou crédito nas tarifas decorrente da redução da carga instalada no sistema. Focado em consumidores de grande potência.
Participação econômica nos mercados de energia	Consumidores ofertam para a redução de carga
Programas emergenciais	Pagamentos de incentivos a consumidores visando redução de demanda em momentos críticos do sistema
Participação nos Serviços Ancilares	Consumidores participam do sistema como reserva de potência ativa ou regulação de frequência.

Participação no Mercado de Capacidade	Consumidores ofertam redução da carga para substituir geração convencional
---------------------------------------	--

Fonte: Autor

A ANEEL define as modalidades tarifárias como “um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa” (ANEEL, 2022). Essas são definidas segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 e no Proret - Módulo dos Procedimentos de Regulação Tarifária. As modalidades são divididas em grupos, subgrupos e em intervalos de tempo. A seguir, explicita-se essa divisão, a partir de (ANEEL, 2022).

Tabela 4 - Modalidades tarifárias

Grupo	Subgrupo	Horária
A	Alta tensão (A1, A2 e A3)	Azul: Tarifas diferenciadas de consumo de energia e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia
	Média tensão (A3a e A4);	Verde: Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e uma única tarifa de demanda de potência
	Sistemas subterrâneos (AS).	
B	Baixa tensão residencial (B1)	Convencional Monômnia: tarifa única de consumo de energia, independente das horas de utilização ao
	Rural (B2)	

		longo do dia
	Demais classes (B3)	Branca: tarifa diferenciada de consumo, de acordo com as horas de utilização do dia.
	Iluminação Pública (B4)	

Fonte: Autor

Nas modalidades tarifárias do Grupo A, aplicam-se os horários de ponta e fora de ponta. Na Tarifa Branca, aplicada ao Grupo B, aplicam-se os três postos tarifários: ponta, intermediário e fora de ponta. Os horários são definidos pela distribuidora local, durante o processo de revisão tarifária, regulamentado pela Resolução Normativa nº 1000/2021.

Os horários dividem-se em: Horário de ponta; Horário intermediário e Horário fora de ponta. O primeiro configura-se num período de três horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados, já o segundo citado, estabelece-se em períodos de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca; por fim, o terceiro é vigente durante o período diário composto pelas horas complementares aos horários de ponta e intermediário.

A UFPA enquadra-se no Grupo A e adota a Tarifa Horo-Sazonal, a qual prevê os horários de tarifa diferenciada; no contrato vigente, a tarifa no horário de ponta pode chegar a 10 vezes o valor do horário fora de ponta, segundo a concessionária local.

### **3.3. V2G (Vehicle to Grid)**

A preocupação mundial hodierna com o uso eficiente da energia, aliado a necessidade de preservar o ecossistema natural global, impulsiona o mercado e a academia com o objetivo de desenvolver soluções ambientalmente coerentes e pecuniariamente viáveis, resultando em um avanço em diversas áreas relativas ao uso das fontes de energia disponíveis, sejam elas renováveis ou não renováveis. Sob esse viés, a mobilidade elétrica desponta como uma das áreas que tiveram grande ênfase nos últimos anos e encontra-se em pleno desenvolvimento.

Segundo (ABVE, 2025), no primeiro trimestre de 2025, foram vendidos 39.924 VEs, um aumento de 31,5% em relação ao ano anterior, com foco maior nos veículos híbridos *plug-in* e nos veículos 100% elétricos. Aliado ao desenvolvimento tecnológico, os incentivos governamentais potencializam o mercado, com medidas de estímulo à compra de VEs como isenção de impostos e descontos na compra e emplacamento. Entretanto, em uma visão global, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), como resultado das políticas estabelecidas por governos no mundo todo, o mercado de veículos elétricos deve crescer por volta de 50% até 2030.

Impulsionado pelo mercado chinês, o uso de veículos elétricos deve reduzir a demanda por petróleo em 6 milhões de barris por dia em 2030, segundo essa projeção. Na tabela a seguir, observa-se as vendas de carros elétricos por capitais, nas quatro primeiras maiores e nas últimas 4 do rol, que compõem as 27 unidades federativas do Brasil.

*Tabela 5 - Distribuição da quantidade de VEs no Brasil*

Município	Estado	Quantidade
São Paulo	SP	53.859
Brasília	DF	29.635
Rio de Janeiro	RJ	16.666
Belém	PA	2.608
Palmas	TO	1.155
Macapá	AP	455
Boa Vista	RR	443
Rio Branco	AC	372

Fonte: Autor, baseado em (ABVE, 2025)

Segundo a ANEEL, na Resolução Normativa 1000/2021 “*É permitida a recarga de veículos elétricos que não sejam do titular da unidade consumidora em que se*

*encontra a estação de recarga, inclusive para fins de exploração comercial a preços livremente negociados.”*

Esse artigo, na resolução supracitada, demonstra que além dos benefícios ambientais e tecnológicos, os VEs podem impulsionar também outros modelos de negócio, baseado em estações privadas de recarga. Entretanto, devido a presença de uma célula de bateria nos VEs, surge a oportunidade de utilizá-lo como um meio de fornecimento de energia, através da sua conexão com a rede elétrica.

Na Tabela a seguir, explicita-se os tipos de carros elétricos disponíveis atualmente no mercado e seus mecanismos de recarga.

*Tabela 6 - Tipos de veículos elétricos*

Tipo	Força Motriz	Recarga
BEV ( <i>Battery Electric Vehicle</i> ) - Veículo Elétrico a Bateria	Exclusivamente por motor elétrico alimentado por baterias recarregáveis	Conexão à rede elétrica
PHEV ( <i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i> ) - Veículo Híbrido <i>Plug-in</i>	Combinação entre motor a combustão e motor elétrico	Sistema de frenagem regenerativa e conexão à rede
HEV ( <i>Hybrid Electric Vehicle</i> ) - Veículo Elétrico Híbrido	Combinação entre motor a combustão e motor elétrico	Sistema de frenagem regenerativa

Fonte: Autor

Diante da possibilidade de utilização da bateria dos VEs como fonte de energia, surge o conceito de *Vehicle to Grid*, o qual consiste no fornecimento de energia para a rede elétrica enquanto o veículo encontra-se inativo. Desse modo, surge uma nova oportunidade de negócio oriundo da possibilidade de conexão em duas vias, da rede com o carro, ou seja, da ligação bidirecional entre esses. A utilização urbana dos veículos elétricos é característica, com deslocamentos diários entre pontos fixos,

como por exemplo da residência do usuário até seu trabalho, assim, possibilitando um planejamento para a conexão do veículo à rede em momentos estratégicos, através de um conversor bidirecional (Kempton, et al. 2005).

Sob esse viés, estratégias de compensação financeira podem ser traçadas a partir da disponibilidade de energia e da estratégia de recarga, em conjunto com o perfil do usuário utilizador desse modelo de negócio. No entanto, hodiernamente, existem barreiras que impedem o desenvolvimento desse mercado. Segundo a ANEEL, em sua Resolução Normativa 1000/2021: “É vedada a injeção de energia elétrica na rede de distribuição a partir dos veículos elétricos e a participação no sistema de compensação de energia elétrica de microgeração e minigeração distribuída.”. Sendo assim, é necessário um planejamento estratégico e robusto para o desenvolvimento dessa tecnologia, de modo a projetar uma infraestrutura de carregamento eficaz e um mercado consumidor integrado e ativo no sistema (Krob, 2022).

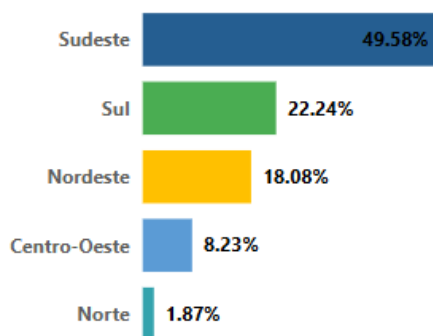
Entretanto, o sistema V2G, além da barreira regulatória, enfrenta também um desafio estrutural, uma vez que a infraestrutura de carregadores elétricos no país ainda se mostra insuficiente e concentrada em regiões específicas. Diante disso, observa-se na Figura 8, o número de eletropostos por município em 2025 e na Figura 9, o *marketshare* em eletropostos, indicando uma predominância da infraestrutura de recarga na região sudeste, tendo maior participação tanto no tocante a densidade de eletropostos, quanto na participação de mercado, ou *marketshare*, como definido pela ABVE.

Figura 8 - Eletropostos por município em 2025

Município	Estado	AC (Recarga lenta)	DC (Recarga rápida)	Total	MarketShare
São Paulo	SP	1,586	155	1,741	11.74%
Rio de Janeiro	RJ	774	74	848	5.72%
Brasília	DF	397	91	488	3.29%
Curitiba	PR	294	94	388	2.62%
Porto Alegre	RS	252	26	278	1.87%
Goiânia	GO	206	35	241	1.63%
Florianópolis	SC	198	22	220	1.48%
Campinas	SP	187	29	216	1.46%
Fortaleza	CE	190	25	215	1.45%
Salvador	BA	178	28	206	1.39%
Belo Horizonte	MG	176	24	200	1.35%
Recife	PE	152	15	167	1.13%

Fonte: ABVE Data

Figura 9 - Marketshare em eletropostos em 2025



Fonte: ABVE Data

### 3.4. Estrutura de carregamento elétrico para VEs

A ABNT adota, atualmente, os padrões de recarga NBR/IEC 61851 e NBR/IEC 62196. A atualização dos tipos de carregadores se dá devido a intercompatibilidade do IEC com os padrões SAE J1772 e CHAdeMO (Rodrigues et al. 2014). Na tabela a seguir, observa-se os tipos de recarga, bem como especificações técnicas relacionadas a essas.

Tabela 7 - Tipos de carregadores elétricos

Tipo	Conector	Potência	Compatibilidade
1 - SAE J1772	Cinco pinos, carregamento CA	7,4kW 32A a 230V monofásico	Veículos comercializados predominantemente no Japão e EUA
2 - Mennekes	Sete pinos, carregamento CA e CC	22kW 32A a 400VAc trifásico e 43kW DC	Europa e mercados internacionais
3 - CHAdeMO 3.1 - CCS	Corrente Contínua	de 62,5kW até 400kW em versões recentes	Veículos japoneses, compatível com carregadores bidirecionais

3.2 - Tesla Supercharger		até 350kW	Europa e EUA, nas principais montadoras internacionais
		250kW	Veículos Tesla

Fonte: Autor

Entretanto, nas Figuras 10, 11, 12 e 13, explicita-se a estrutura dos carregadores.

Figura 10 - Conector Tipo 1



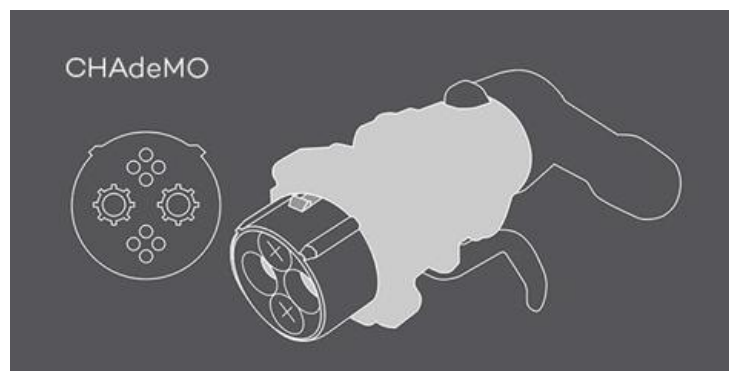
Fonte: EV Institute

Figura 11 - Conector Tipo 2



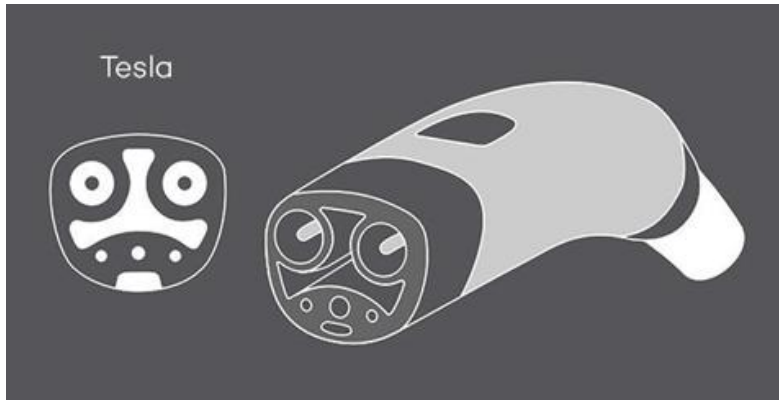
Fonte: EV Institute

Figura 12 - Conector Tipo 3 CHAdeMo



Fonte: EV Institute

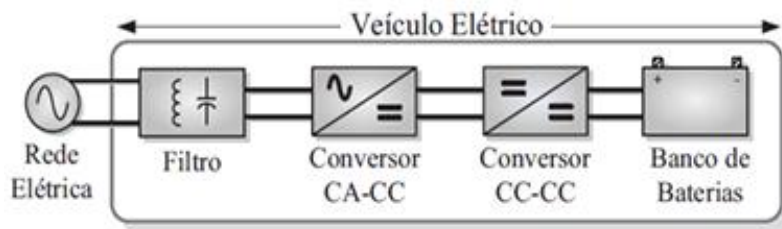
Figura 13 - Conector Tipo 3 Tesla



Fonte: EV Institute

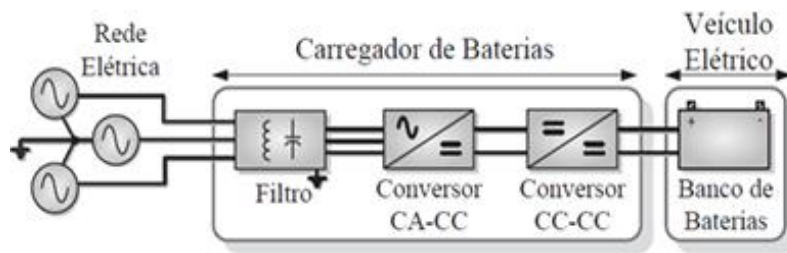
A possibilidade de conexão bidirecional pelos conectores Tipo 3, é um indicativo do caminho a ser tomado pela indústria no sentido de disseminar essa tecnologia. Associado ao conceito de microrredes e *smart grids*, os avanços em sistemas elétricos de potência e sistemas de controle apontam para uma maior integração entre os VEs e a rede elétrica, através da conexão bidirecional. Nas Figuras 14 e 15 é possível observar os circuitos típicos de carregadores de baterias e de veículos elétricos conectados de maneira bidirecional, operando como carregadores avançados (Erb et al. 2010), em seus modelos embarcado e externo, respectivamente.

Figura 14 - Carregador embarcado



Fonte: (Rodrigues et al. 2014)

Figura 15 - Carregador externo



Fonte: (Rodrigues et al. 2014)

Diante disso, ressalta-se a importância de um robusto sistema de controle e de um planejamento em relação a conexão e seus efeitos na rede, de modo a preservar os indicadores de qualidade de energia elétrica no sistema, a fim de preservá-la eficiente e resiliente.

### 3.5. Sistemas de Baterias

A presença de sistemas de baterias em microrredes é um componente essencial para garantir a operação confiável, econômica e eficiente dessas arquiteturas, especialmente quando integradas a fontes renováveis intermitentes como a solar e a eólica. Em Chen et al.2012, evidencia-se que as baterias desempenham múltiplas funções críticas: armazenam excedentes de geração em horários de baixa demanda, fornecem energia durante os picos de consumo, reduzem os custos operacionais totais e atuam como reserva girante, ajudando a manter a estabilidade de frequência e tensão. Além disso, o estudo destaca que o dimensionamento ótimo das baterias é sensível ao modo de operação da microrrede (conectado à rede ou isolado), influenciando diretamente na viabilidade econômica do sistema. Assim, baterias bem dimensionadas permitem que a microrrede opere de forma mais autônoma e resiliente, maximizando o uso das renováveis e reduzindo a dependência da rede principal.

De forma complementar, Akram et al. 2017 reforçam o papel estratégico das baterias ao integrar um algoritmo de otimização que considera não apenas o custo, mas também a confiabilidade e a taxa de utilização do *BESS (Battery Energy Storage System)*. O estudo mostra que, em microrredes conectadas à rede, as baterias ajudam a suavizar as flutuações da geração renovável, corrigem o descompasso entre geração e demanda, e evitam o subdimensionamento ou

superdimensionamento do sistema. Além disso, a metodologia proposta leva em consideração taxas de falha dos conversores das fontes renováveis e o estado de carga das baterias, tornando o modelo mais realista e prático.

Isso demonstra que, sem sistemas de armazenamento adequados, a inserção de energias renováveis em microrredes pode comprometer a estabilidade, a qualidade da energia e até inviabilizar economicamente o projeto. Portanto, as baterias não são apenas complementos, mas elementos centrais para a modernização e o sucesso das microrredes. Na Figura 16, demonstra-se a infraestrutura de armazenamento de energia em baterias existente nas dependências do CEAMAZON.

Figura 16 - Banco de baterias instalado nas dependências do CEAMAZON



Fonte: IEEE (2024)

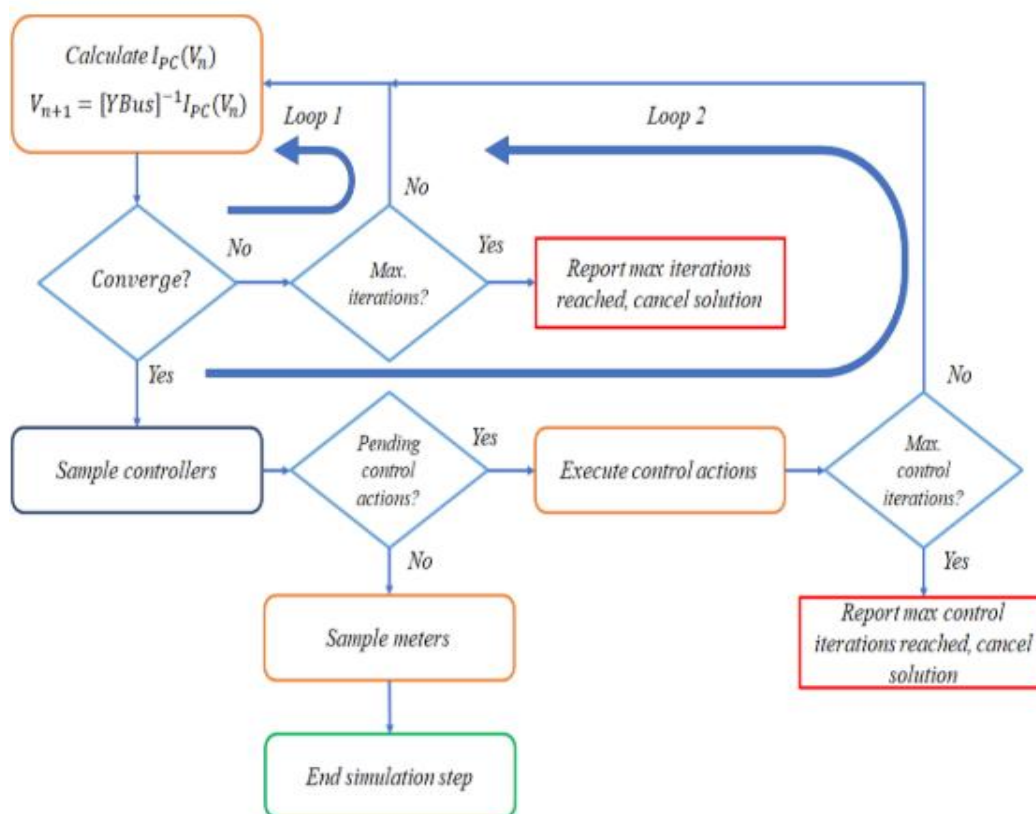
### 3.6. OpenDSS

O OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) é um software de simulação focado em sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica (EPRI, 2016). Esse *software* é um simulador implementado em duas versões, a primeira a qual consiste em um programa autônomo, com uma interface acessível ao usuário; a segunda, um servidor chamado de Component Object Model (COM), a qual permite a interconexão desse *software* com diversas linguagens de programação existentes, permitindo a integração com outras bibliotecas existentes, aumentando a autonomia e a acurácia das simulações. A figura 17 ilustra a metodologia utilizada para a realização do fluxo

de carga feito pelo OpenDSS. Essas simulações são realizadas no modo *quazi-static*, que são simulações temporais em sequência; os principais modos de solução são:

- Fluxo de potência instantâneo
- Fluxo de potência diário
- Fluxo de potência anual
- Análise harmônica
- Análise dinâmica
- Curto-circuito

Figura 17 - Algoritmo de solução do fluxo de carga no OpenDSS



Fonte: Autor

A rede elétrica é construída com base em modelos, os quais representam os elementos reais de um sistema de distribuição de energia. A seguir, explicita-se os modelos adotados pelo software.

### 3.6.1. Barramentos

Um barramento é um elemento de circuito o qual permite a criação de nós. Em cada nó é conectado um elemento de carga do circuito. Para efeito de simulação, o primeiro nó tem potencial elétrico zero. A figura 18 ilustra o modelo do barramento.

Figura 18 - Modelo de barramento

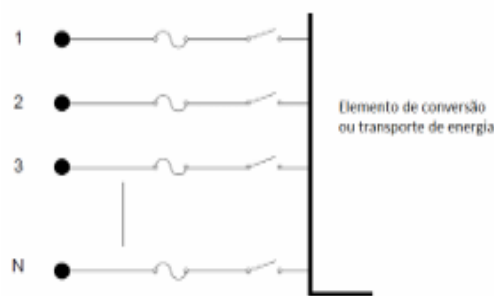


Fonte: EPRI, 2019

### 3.6.2. Terminais

Ao modelar equipamentos ou elementos elétricos de um sistema de distribuição, esses possuem um ou mais terminais os quais podem ter vários conectores. No entanto, os terminais só podem ser conectados a uma única barra. A figura 19 ilustra o modelo de terminais.

Figura 19 - Modelo de terminais

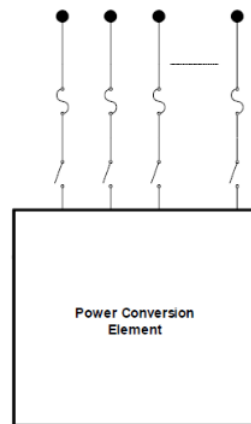


Fonte: EPRI, 2019

### 3.6.3. Elemento de conversão de energia

Nesse modelo, é possível descrever elementos de conversão de energia elétrica, como: geradores; carga; acumuladores de energia e equivalentes Thévenin. A figura 20 ilustra o modelo padrão de conversor de energia no OpenDSS.

Figura 20 - Conversor de energia

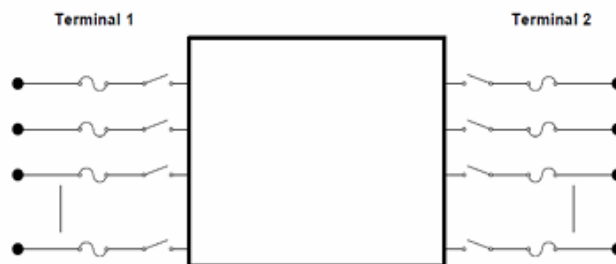


Fonte: EPRI, 2019

### 3.6.4. Elemento de transporte de energia

Esse modelo tem como função representar linhas de distribuição, transformadores, banco de capacitores e reguladores, e a figura 21 ilustra este modelo.

Figura 21 - Elemento de transporte de energia



Fonte: EPRI, 2019

### 3.6.5. Modelagem

A partir dos modelos existentes no *software*, foi possível modelar os elementos presentes no sistema, além de alterar sua configuração, inserindo os elementos de energia renovável, como os painéis solares fotovoltaicos e os veículos elétricos inseridos no sistema que são ilustrados pelas figuras 22 e 23. Os demais arquivos que foram utilizados para a execução da simulação do fluxo de carga se encontram nas figuras do Apêndice I.



## 4. METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho consiste na alteração da modelagem da rede elétrica da Universidade Federal do Pará, a qual fora simulada através do *software* OpenDSS, considerando todos os elementos da rede com seus parâmetros reais, o que confere maior confiabilidade na simulação bem como possibilita a exequibilidade de quaisquer modificações nesta, como publicado por (Andrade, 2021). A modelagem da rede fora feita a partir da planta baixa de média tensão (PBMT) do Campus Guamá, com atualizações a partir de excursões *in loco* no sistema; a partir dessas, catalogou-se os conjuntos de cabos presentes no sistema, bem como os transformadores de distribuição e a estrutura física dos postes.

Somado a isso, foram utilizados os valores de corrente de curto-circuito monofásica, trifásica e as impedâncias de sequência positiva e zero da subestação principal da rede em questão, dados os quais foram adquiridos junto à concessionária local. Além disso, as curvas de carga foram obtidas a partir do *software* SISGEE (Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica), que consiste numa aplicação interna da Universidade, desenvolvida pelo CEAMAZON, a qual realiza a telemetria dos parâmetros elétricos da rede em tempo real e as armazena em uma série temporal. Na Figura 24, observa-se a metodologia utilizada na simulação.

Figura 24 - Metodologia da modelagem da rede elétrica da UFPA via OpenDSS



Fonte: (Andrade, 2021)

A rede de distribuição da UFPA, Campus Guamá, é atendida em média tensão (MT) no nível 13,8 kV pela concessionária local. O campus possui em sua topologia uma rede de 8,68 km de extensão e é atendida por quatro alimentadores principais, vistos na Tabela 8. A seguir, observa-se a Figura 25, a qual consiste na topologia da

rede, e a tabela anteriormente citada, com o detalhamento dos alimentadores, o número de transformadores de distribuição e o comprimento da rede, em metros.

Figura 25 - Topologia da rede de distribuição da UFFA



Fonte: Autor

Tabela 8 - Dados da rede de distribuição da UFFA

Alimentador	Transformadores de distribuição	Número de barras do sistema	Comprimento da rede (m)
Básico I	32	58	2129,1569
Básico II	15	35	1373,0131
Profissional	30	61	2288,1108
Saúde	18	69	2891,4683
Total	95	223	8681,7491

Fonte: (Andrade, 2021)

As alterações realizadas no código fonte da modelagem consistem em transformá-la em uma microrrede controlada. No entanto, para realizá-las, foram adicionados elementos característicos de uma microrrede, como por exemplo a inserção de recursos energéticos distribuídos (banco de baterias, aumento da

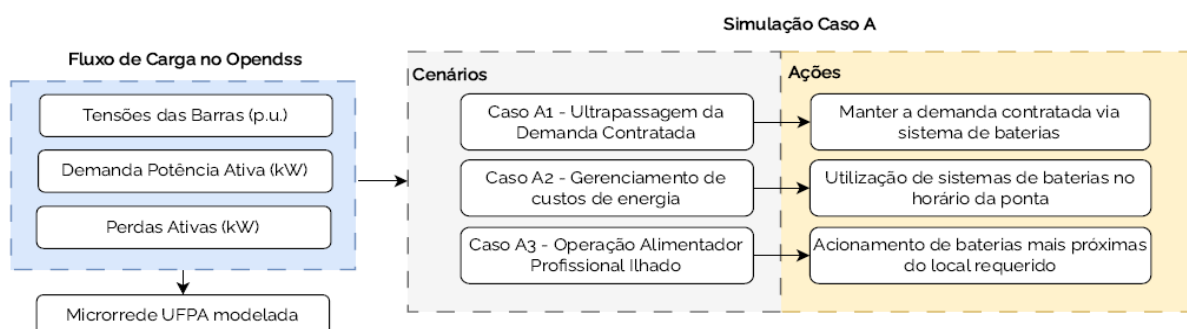
quantidade de sistemas fotovoltaicos na rede, veículos elétricos conectados de modo bidirecional) e um algoritmo de decisão foi implementado, para que se emule um sistema de controle adequado às variações do sistema. Inicialmente, o caso base consiste na simulação de rede em seu estado original, sem quaisquer alterações em suas variáveis elétricas ou em seus elementos.

A partir dessa simulação, compara-se com dois casos: o primeiro, na qual a rede da UFPA passaria a ter um sistema de controle de resposta a demanda, simulado através de um algoritmo na linguagem de programação Python, somado com a inserção de recursos energéticos distribuídos, os quais atuariam em três outros casos - excesso da demanda máxima contratada, gestão dos custos energéticos através da utilização do banco de baterias e operação parcialmente ilhada.

O segundo caso consiste na utilização de VEs como recurso de flexibilidade energética, a partir da tecnologia V2G, utilizando-os como reserva de potência ativa a partir das baterias instaladas nesses; em outros dois casos: utilização para redução de demanda durante o dia inteiro, considerando esse recurso disponível durante o período de funcionamento da instituição e atuação durante o período de tarifação diferenciada.

Na primeira simulação, a fim de analisar o comportamento do sistema de distribuição de energia após a inserção de uma microrrede controlada nela, a modelagem feita por (Andrade, 2021) foi alterada através da interface COM do *software* OpenDSS. Nesse caso, o objetivo principal consiste em transformar a rede da UFPA em uma *smart grid*, visando: a correção no caso de excedência da demanda máxima contratada; a operação parcialmente ilhada, isolando um dos quatro alimentadores presentes na Universidade e, por fim, a operação totalmente ilhada durante o pico de utilização do sistema. Na Figura 26, observa-se a metodologia utilizada na simulação em primeira instância.

Figura 26 - Metodologia utilizada na primeira simulação



Como observa-se na Figura 26, a simulação divide-se em três casos. Na primeira situação, o consumo de energia da rede é aumentado em 16% em relação a sua demanda diária típica, prevendo um cenário de consumo excessivo, acima do seu padrão. Nesse cenário, é esperado um consumo atípico de energia dentro do seu período de funcionamento, o qual será monitorado pelo algoritmo e controlado através do sistema proposto.

Para fins de simulação, o fluxo de carga é representado por 144 iterações, as quais representam, individualmente, 10 minutos; esse algoritmo analisa a potência total do circuito e, em caso de excedência do limite da demanda máxima contratada, há o acionamento do sistema de baterias, corrigindo esse evento e, conseqüentemente, preservando o valor da tarifa, de maneira que a Universidade esteja prevenida da cobrança de multas financeiras por exceder a demanda.

Ademais, o segundo caso da simulação consiste no corte do funcionamento do Alimentador Profissional, simulando um ilhamento parcial da rede, o que representaria a simulação de um corte não previsto por parte da concessionária ou outros problemas associados à distribuição, demonstrando a possibilidade de permanência da operação da microrrede parcialmente ilhada; nesse caso, são acionados os sistemas de baterias mais próximos da região afetada pelo corte, mantendo o sistema em funcionamento até o retorno do funcionamento pleno.

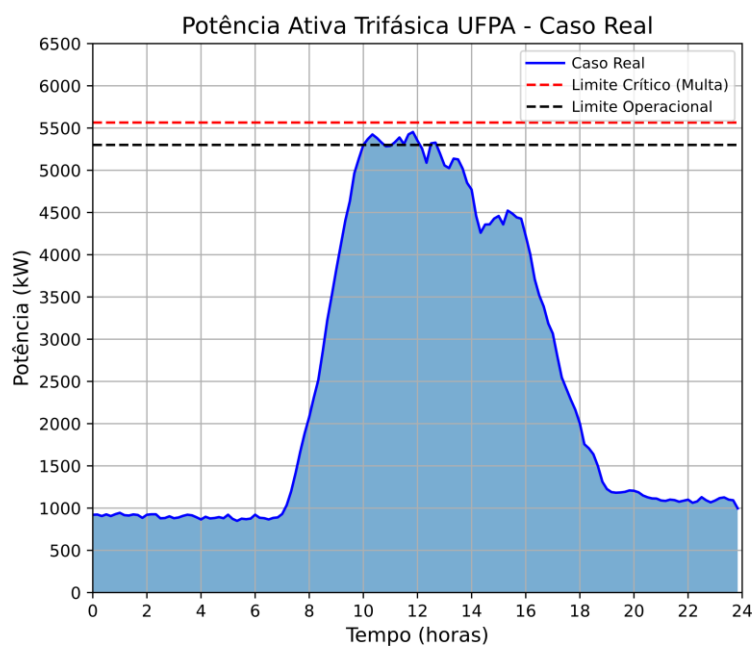
No entanto, caso o estado de carga das baterias atinja os valores de segurança na operação (entre 20% e 30%), é programado o corte de carga, a fim de preservar a vida útil dessas. No terceiro cenário, avalia-se o comportamento da rede a partir de uma estratégia de utilização do sistema de armazenamento de energia em baterias, a partir do carregamento dessas em horário fora ponta, e utilizá-las como reserva de potência ativa no horário de ponta, com o objetivo de obter retorno financeiro em relação aos custos de energia, reduzindo o consumo de energia no horário de ponta.

Observa-se a curva de potência ativa do sistema da UFPA na Figura 27. Nota-se que durante 07:00h até as 19:00h há um aumento no consumo de energia e, conseqüentemente, um aumento na potência ativa durante esse período. O perfil de consumo da carga se dá devido ao período de funcionamento da instituição, seja com atividades administrativas, acadêmicas, eventos, congressos científicos, a utilização

do hospital universitário presente no sistema; todas essas atividades ocorrem durante o período anteriormente citado.

Ressalta-se que, tipicamente, em seu funcionamento normal, não há consumo acima da demanda contratada utilizada no período da aquisição dos dados relativos a essa simulação (5300 kW), representada pela linha preta. No entanto, a potência ativa ainda poderia ultrapassar a demanda, salvaguardando a limitação de 5%, representada pela linha vermelha.

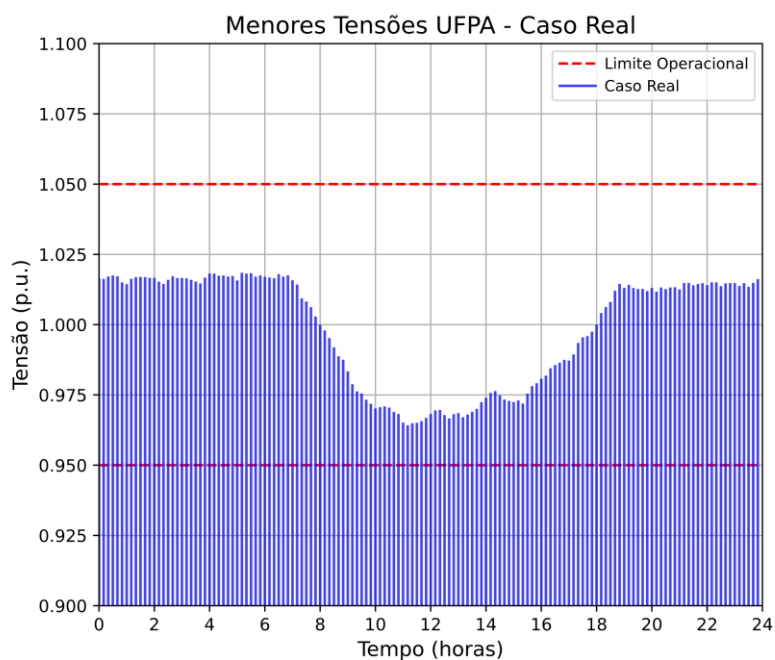
Figura 27 - Curva de potência ativa do sistema no caso real



Fonte: Autor

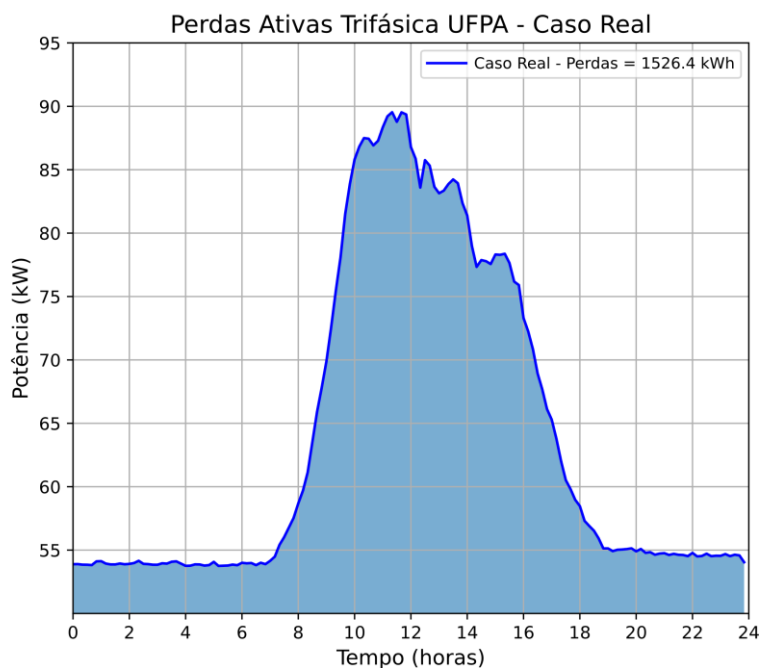
Ademais, observa-se nas Figuras 28 e 29 e os gráficos de tensão p.u e perdas ativas da rede da Universidade, na simulação referente ao caso real, o qual representa a rede em seu estado original, sem quaisquer alterações.

Figura 28 - Tensões registradas, em pu, do sistema no caso real



Fonte: Autor

Figura 29 - Perdas ativas do sistema no caso real



Fonte: Autor

Para simular a operação de uma microrrede, foram inseridos recursos energéticos distribuídos ao longo de 19 barras do sistema elétrico modelado no OpenDSS, cada uma delas equipada com um conjunto de painéis fotovoltaicos e um

sistema de armazenamento em baterias. A rede elétrica modelada contempla a inserção padronizada de sistemas fotovoltaicos nessas 19 barras, com cada ponto recebendo um arranjo agregado com capacidade total de 99,83 kWp, resultando em uma potência instalada total de 1.896,77 kWp de geração solar distribuída. Essa geração está uniformemente alocada entre os quatro alimentadores do sistema: o alimentador 1, com 5 barras, soma 499,15 kWp; o alimentador 2, com 4 barras, acumula 399,32 kWp; já os alimentadores 3 e 4, com 5 barras cada, contribuem com 499,15 kWp cada. Essa distribuição estratégica permite uma integração equilibrada da geração solar com os demais recursos do sistema, favorecendo a estabilidade operacional e a eficiência energética.

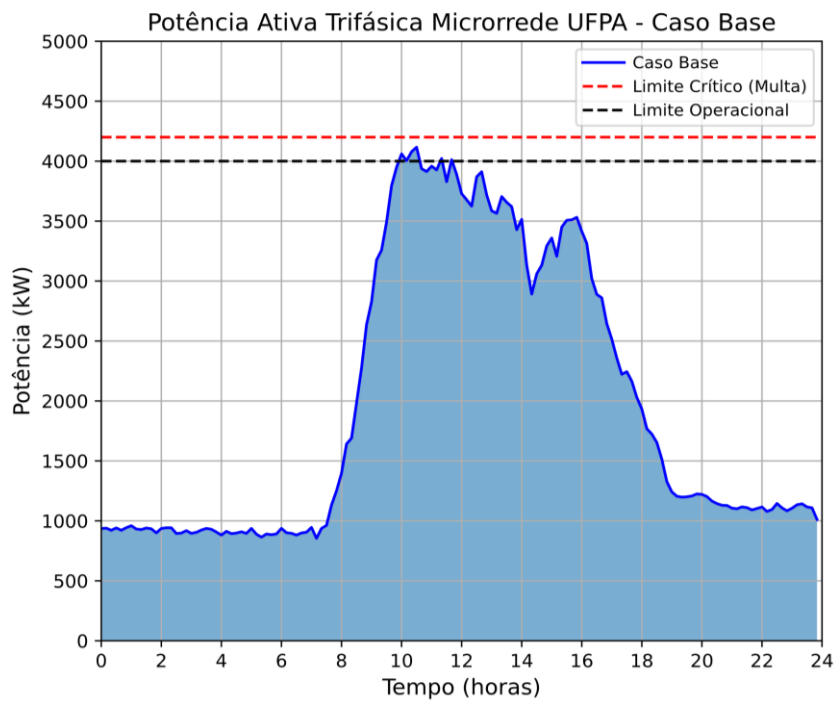
Complementarmente, os sistemas de armazenamento em baterias também foram distribuídos de maneira padronizada, totalizando 19 unidades idênticas conectadas às mesmas barras que receberam os sistemas fotovoltaicos. Cada bateria possui potência nominal de 50 kW e capacidade de 200 kWh, operando em modo de despacho automático com perfil diário programado. O alimentador 1 concentra 5 baterias, somando 1.000 kWh de armazenamento e 250 kW de potência; o alimentador 2 possui 4 baterias, totalizando 800 kWh e 200 kW; o alimentador 3 também conta com 5 baterias (1.000 kWh e 250 kW) e o alimentador 4, com 4 baterias, soma 800 kWh e 200 kW. Essa estrutura garante flexibilidade operacional à microrrede, permitindo ações como corte de demanda, operação parcialmente ilhada e suporte à gestão energética com base em estratégias de resposta à demanda.

A localização de instalação virtual desses conjuntos foi definida com base na infraestrutura já existente, priorizando pontos estratégicos de interesse coletivo no campus da Universidade Federal do Pará, de forma que os novos recursos estejam distribuídos de maneira lógica e eficiente ao longo da rede.

Todavia, em cada ponto da rede nos quais foram inseridos os novos recursos energéticos, foram adicionados dois transformadores de 112,5 kVA, ligados ao sistema de baterias e ao sistema fotovoltaico, um em cada de maneira isolada. A seguir, nas Figuras 30, 31 e 32 observam-se a potência ativa, tensões e as perdas referentes ao caso base da simulação, o qual consiste na simulação da microrrede, ou seja, na rede da Universidade com a inserção dos REDs

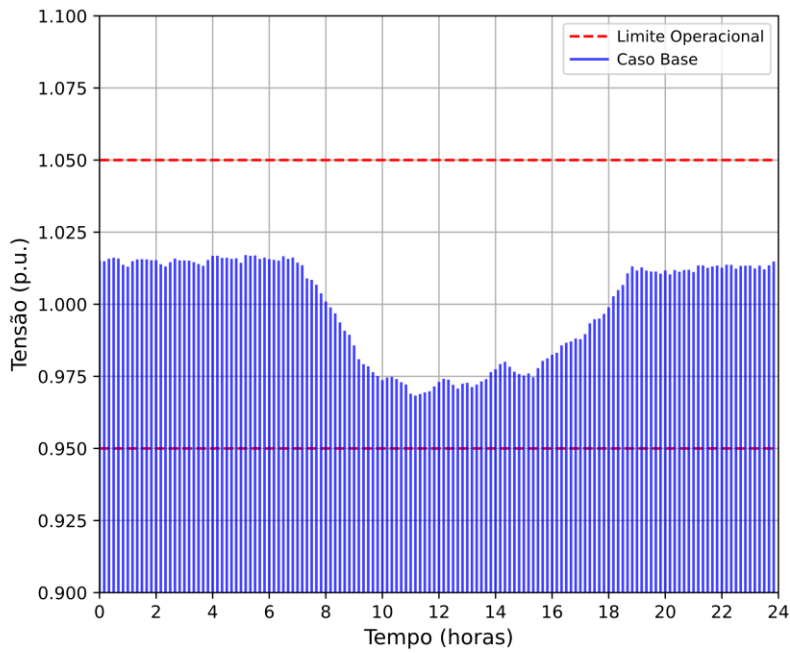
anteriormente citados. Toda via, nota-se a redução da demanda máxima contratada, porém, aumentaram-se as perdas do sistema.

Figura 30 - Potência ativa trifásica Caso Base



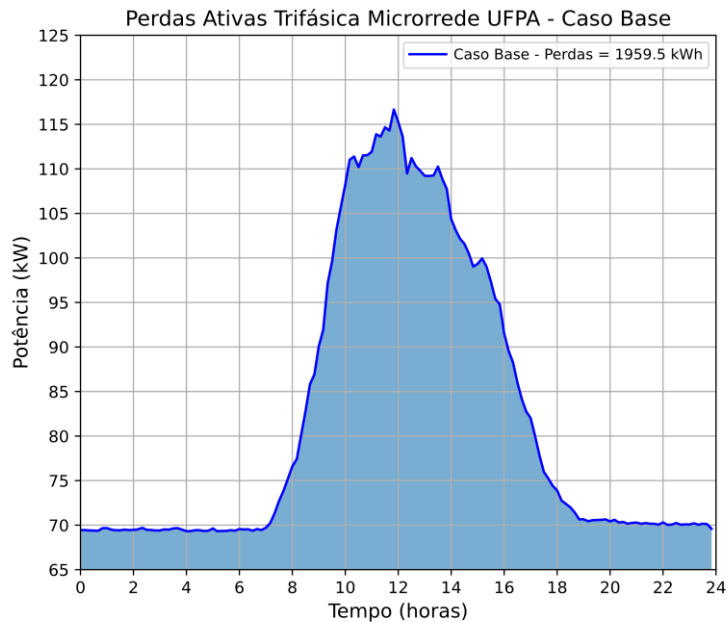
Fonte: Autor

Figura 31 - Tensões registradas, em pu, do sistema no caso base



Fonte: Autor

Figura 32 - Perdas ativas do sistema no caso base



Fonte: Autor

Na segunda simulação, simula-se um sistema V2G na rede da Universidade. Uma vez que os VEs são dotados de baterias, utiliza-se essas em um modelo análogo ao primeiro caso, ou seja, os veículos elétricos utilizam de suas baterias para suprir

os efeitos de RD, bem como atuam como reserva de potência ativa para o período noturno de utilização da rede. Considera-se uma penetração significativa de VEs na rede, de maneira que o algoritmo proposto os utilize como carga, a qual satisfará a demanda, simulando um programa de compensação financeira ao usuário pela utilização da sua bateria, utilizando veículos de funcionários, alunos e da comunidade adjacente à Universidade, assim, gerando ganhos mútuos, tanto para a Universidade quanto para o usuário desse serviço.

Neste cenário, foi estimado uma tabela horária de precificação da energia, a qual considera os valores de potência disponíveis por parte da UFPA a partir da contratação da demanda, respeitando seu limite máximo. No cenário 1, os veículos V2G são programados para descarregar energia na rede durante o período diurno, especificamente das 09h00 às 14h00.

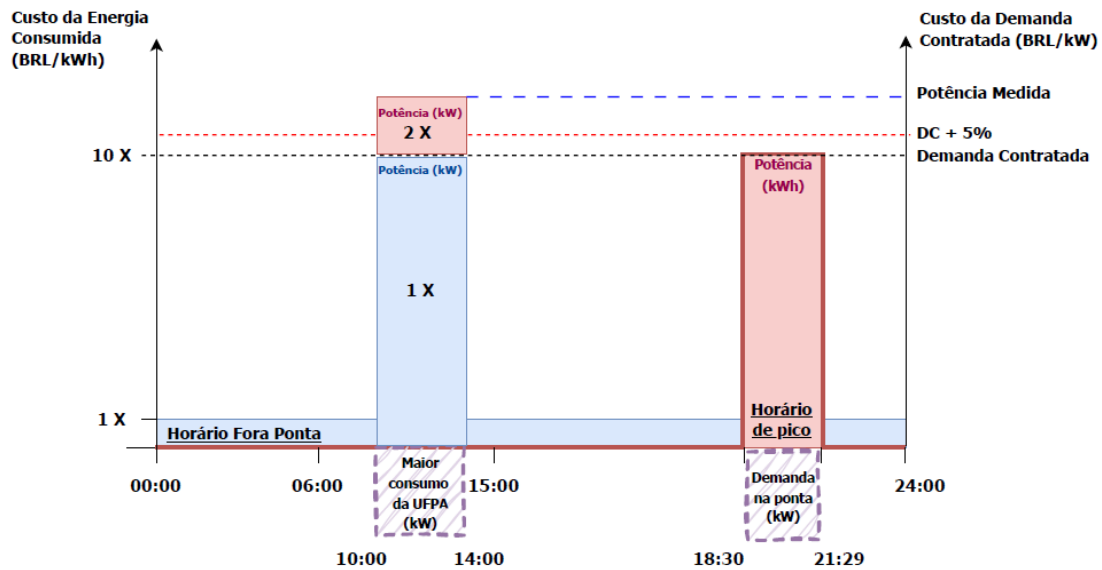
O principal objetivo desse cenário é reduzir o custo associado à demanda contratada pelo consumidor, utilizando a energia armazenada nos veículos elétricos para atender à demanda interna. No Brasil, os consumidores do grupo A, além de pagarem pelo consumo de energia, são obrigados a pagar uma tarifa pela demanda contratada, ou seja, pela disponibilidade de potência que não deve ser ultrapassada; caso contrário, uma penalidade é aplicada. A UFPA encontra-se nessa situação, e a proposta é reduzir a demanda máxima registrada durante esse período, uma vez que o pico de consumo influencia diretamente os custos com a demanda a ser contratada. Para isso, analisa-se o impacto econômico do pagamento pela energia injetada pelos veículos na rede, reduzindo o custo com a demanda contratada. A figura 33 ilustra a precificação horária da Tarifa disponibilizada pela concessionária a qual UFPA utiliza.

No cenário 2, os veículos V2G descarregam energia entre 18h30 e 21h30, durante o horário de ponta, quando a cidade consome mais energia e as tarifas de eletricidade são mais elevadas. O objetivo é reduzir o consumo durante esse período crítico, a fim de evitar o alto custo da energia elétrica, e analisar o possível ganho econômico por meio da compensação da energia consumida com a energia fornecida pelos veículos. Ou seja, a intenção é evitar o consumo de energia da concessionária durante os períodos de maior tarifa.

Para a implementação da rede elétrica em ambos os cenários, utilizou-se o software OpenDSS para realizar o cálculo de fluxo de potência da rede de distribuição da UFPA. Já o software Python conecta-se ao OpenDSS por meio da biblioteca *py\_dss\_interface*. Dessa forma, é possível realizar alterações na rede elétrica a cada

iteração por meio de um algoritmo em Python, enquanto a simulação ocorre dentro do ambiente do OpenDSS.

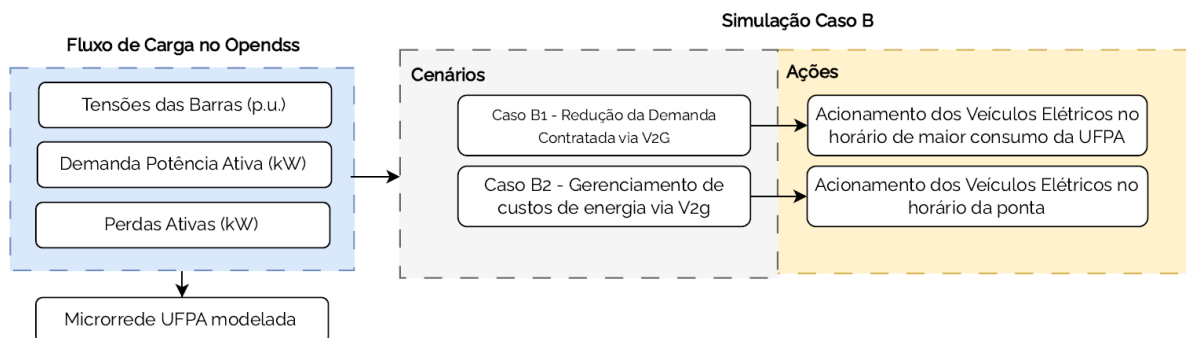
Figura 33 - Tarifação por parte da concessionária



Fonte: Autor

A Figura 34 mostra a metodologia utilizada na implementação do algoritmo de simulação para o segundo cenário, onde no lugar do banco de baterias agora são utilizados eletropostos como fonte de energia. Análogo ao primeiro caso, a simulação considera 144 iterações, e a curva base do fluxo de carga é a mesma utilizada no primeiro caso.

Figura 34 - Fluxograma da metodologia utilizada na segunda simulação

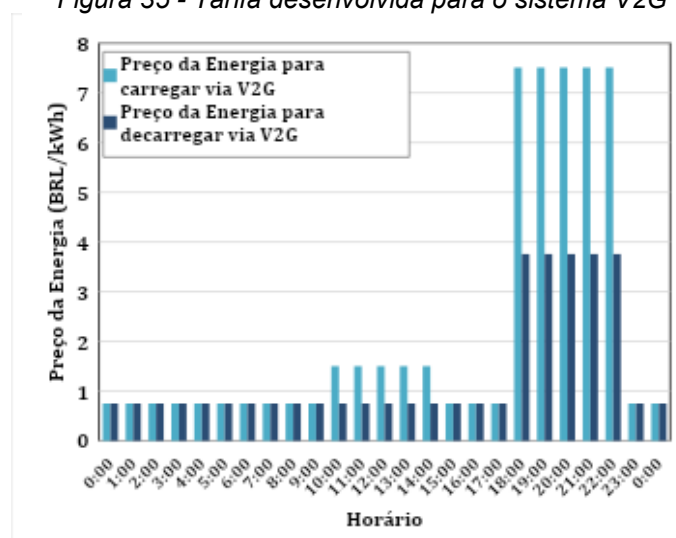


Fonte: Autor

Nesta simulação, foram instalados 19 pontos de recarga, com capacidade máxima de até 5 veículos simultâneos, com potência de 11 kW por veículo. Entretanto, foram considerados dois perfis de utilização: VE visitante, o qual consiste em um veículo o qual apenas utiliza a rede para recarga; VE fixo, o qual representaria o veículo que permanece durante todo o período de funcionamento da Universidade e podem permanecer conectados a rede elétrica durante esse período. A partir da definição dessas classificações, foram simuladas as estações de recarga ao longo da rede da Universidade, com a restrição de 30% (12 kWh) de estado de carga por veículo.

Deste modo, o algoritmo desenvolvido gerencia a carga e a descarga desses veículos e suas conexões na rede, simulando assim os perfis de utilização anteriormente citados, conferindo um caráter estocástico à simulação, tornando-a mais realista. Ademais, os preços de compra de energia para os donos de veículos e o preço da compensação financeira decorrente da descarga da bateria são determinadas baseadas na tarifa residencial. A Figura 35 mostra a relação entre os preços de carga e descarga dos VEs.

Figura 35 - Tarifa desenvolvida para o sistema V2G



Fonte: Autor

#### 4.1. Síntese do Capítulo

Descreve a modelagem da rede real da UFPA no OpenDSS, utilizando dados de infraestrutura, curvas de carga do SISGEE e parâmetros da concessionária. Foram

inseridos 19 pontos com recursos distribuídos (sistemas fotovoltaicos totalizando 1.896,77 kWp e bancos de baterias de 50 kW/200 kWh cada). Dois cenários foram simulados: (1) microrrede controlada com algoritmos em Python para gestão de demanda, operação ilhada e redução de custos; (2) integração V2G com 19 eletropostos (11 kW/veículo), considerando perfis de uso "visitante" e "fixo". As simulações avaliaram 144 iterações (10 min/cada).

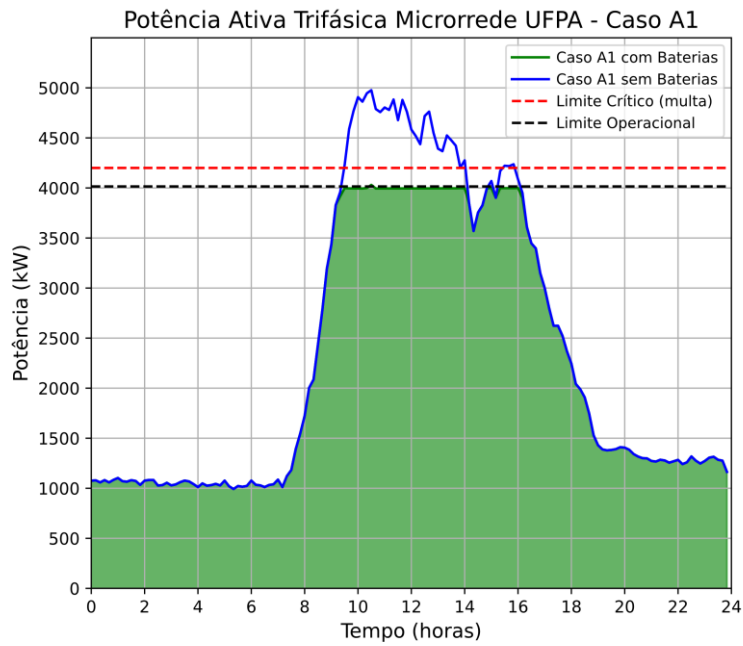
## **5. RESULTADOS**

### **5.1. Primeira simulação**

#### **5.1.1. Caso A1**

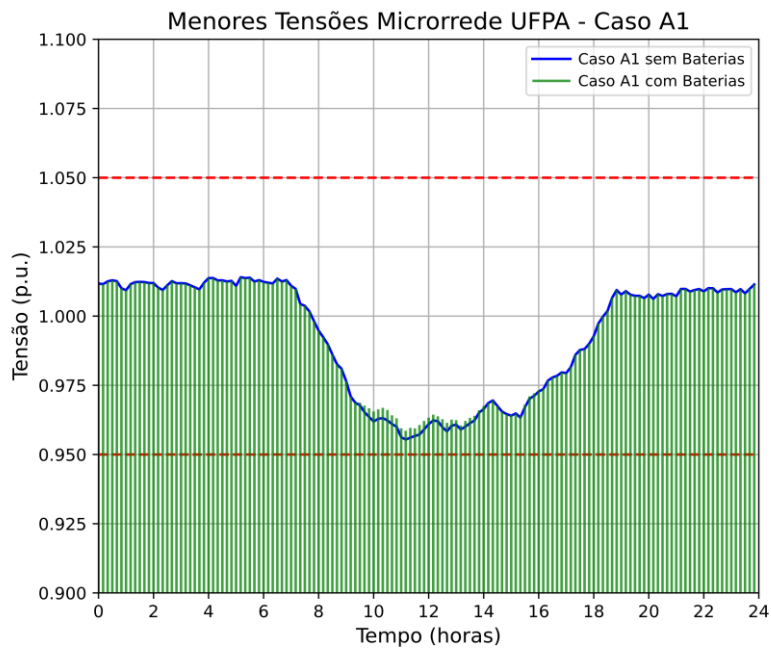
A fim de simular um aumento atípico na utilização da energia elétrica, foram aumentadas todas as cargas do sistema em 16%, com o objetivo de exceder a demanda contratada do sistema. No entanto, esse cenário é tangível à medida que o circuito simulado se refere a uma instituição de ensino superior federal, a qual recebe diversos eventos nacionais e internacionais de grande porte. Assim, realizadas as simulações, é possível observar na Figura 36, a demanda de potência ativa do circuito devido o aumento da carga, a qual excede a demanda contratada (linha preta) e sua margem de segurança (linha vermelha), em situação não controlada, ou seja, sem a interferência do sistema de controle proposto. Nas Figuras 37 e 38 observam-se os valores de tensão e perdas ativas na rede, durante o período de operação.

Figura 36 - Demanda de potência ativa da Universidade após aumento não controlado da carga



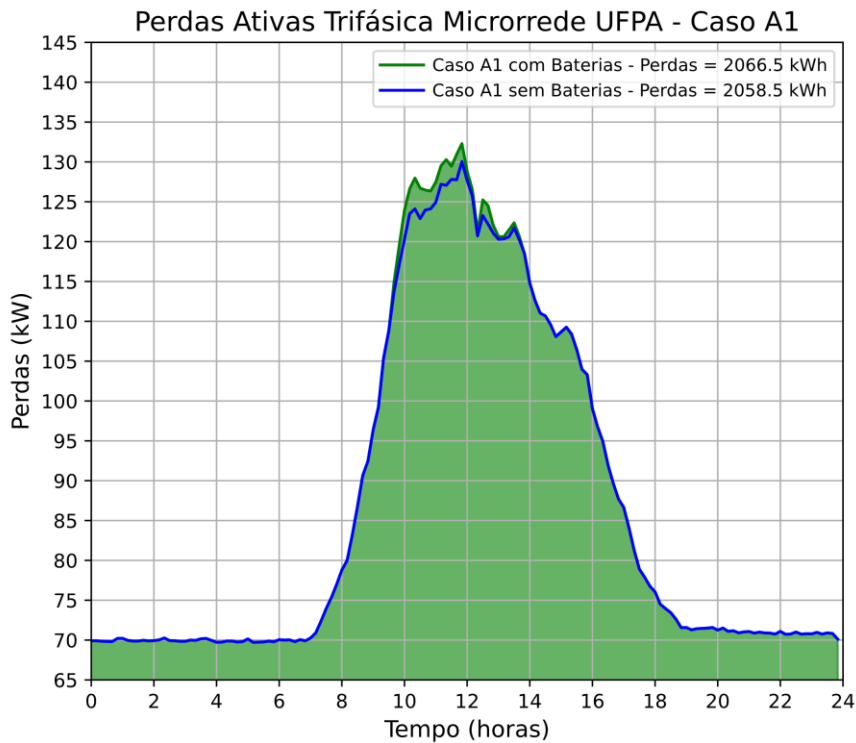
Fonte: Autor

Figura 37 - Tensões registradas no caso A1 da primeira simulação



Fonte: Autor

Figura 38 - Perdas ativas trifásicas no caso A1 da primeira simulação



Fonte: Autor

Ressalta-se que na ocasião da simulação em questão, o acréscimo de potência resulta em muitas por excedente da demanda, bem como aumenta as perdas no sistema. As perdas totais observadas foram de 2058,5 kWh; contudo, não houve violação dos níveis de tensão, em quaisquer barras do sistema, dentro dos limites estabelecidos (abaixo de 0,95 pu ou acima de 1,05 pu). Entretanto, a multa por excedente da demanda contratada é o fator de maior risco dentro desse sistema, uma vez que pode incorrer em um dispêndio considerável para erário público. Desse modo, na Figura 36, observa-se em verde a curva de demanda de potência ativa após a ação do sistema de controle da microrrede, a qual injeta potência ativa a partir do sistema de armazenamento de energia em baterias, ceifando o excedente da demanda, preservando os limites estabelecidos pelas curvas em preto e vermelho, como fora anteriormente citado.

Observa-se que a injeção da carga no sistema mostrou-se eficiente, a medida em que o corte no excedente da demanda foi realizado durante todo o período, solucionando um dos principais problemas dentro da rede e demonstrando a

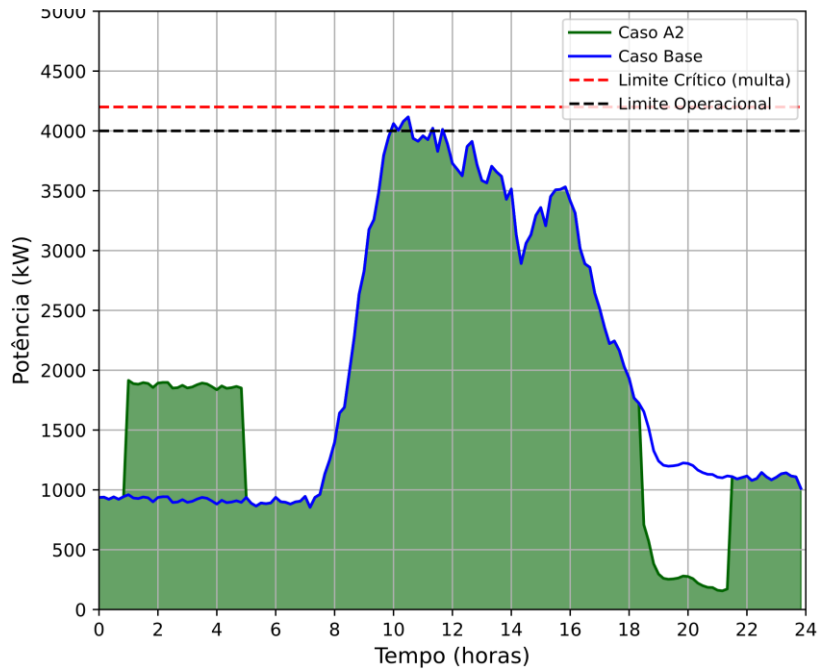
eficiência desse sistema de controle. Entretanto, foi observado um aumento nas perdas da rede, totalizando 2066 kWh dessas, associadas ao uso de componentes eletrônicos presentes no sistema de baterias. Análogo à simulação anterior, não se observou a violação dos limites de tensão.

### **5.1.2. Caso A2**

Pode-se realizar a redução de custos referentes a tarifação da rede através do planejamento do ciclo de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia em baterias. É possível realizar a redução da demanda durante o horário de pico, através da injeção de potência ativa, e deslocar essa demanda para o horário fora de pico. Entretanto, é tangível o ganho financeiro a partir dessa estratégia, descarregando as baterias quando a tarifa é mais cara, e as carregando quando o custo da energia é mais elevado, evitando o consumo de energia direto da concessionária.

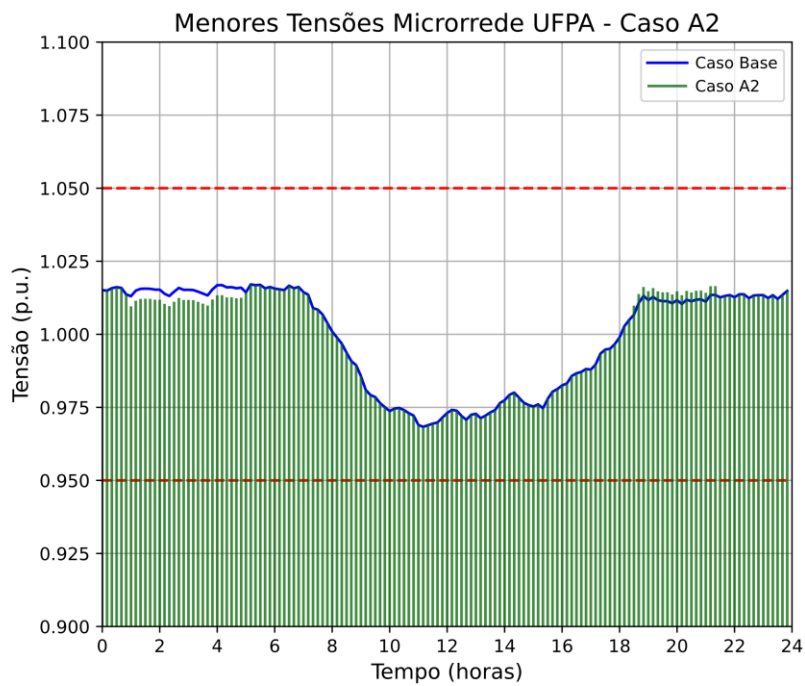
A Figura 39 mostra a curva de demanda de potência ativa quando o sistema de armazenamento de energia em baterias está sendo descarregado na rede, entre 17:30h e 21:30h, bem como sendo carregado pela manhã, entre 01:00h e 05:00. Ademais, a Figura 40 demonstra as menores tensões registradas para este caso onde a variação nos módulos de tensão se encontra justamente nos horários em que as baterias são carregadas e descarregadas.

Figura 39 - Demanda de potência ativa da Universidade com estratégia de RD no caso A2 da primeira simulação



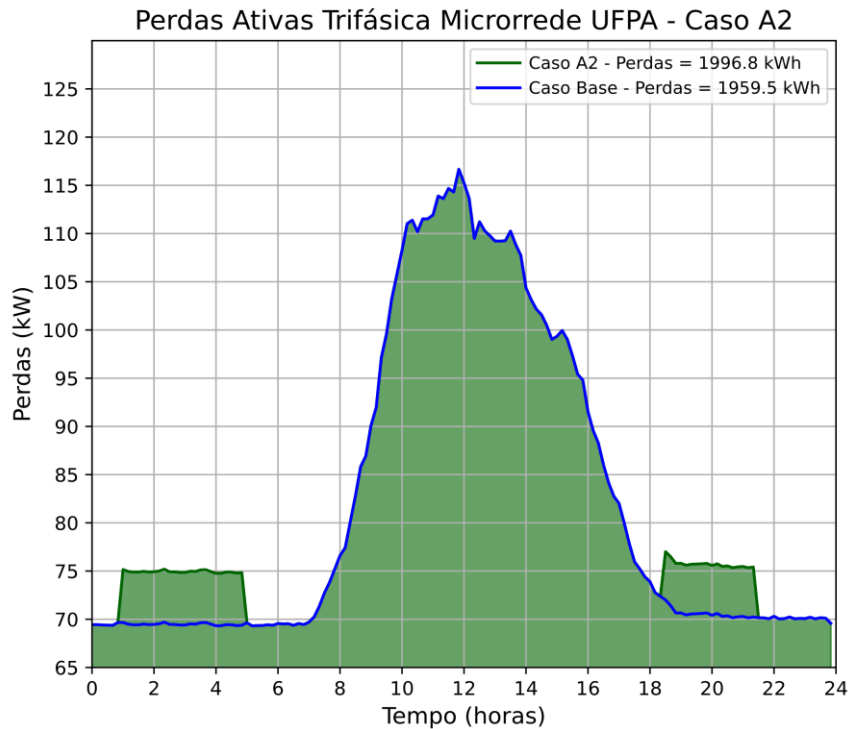
Fonte: Autor

Figura 40 - Tensões registradas no caso A2 da primeira simulação



Fonte: Autor

Figura 41 - Perdas ativas trifásicas no caso A2 da primeira simulação



Fonte: Autor

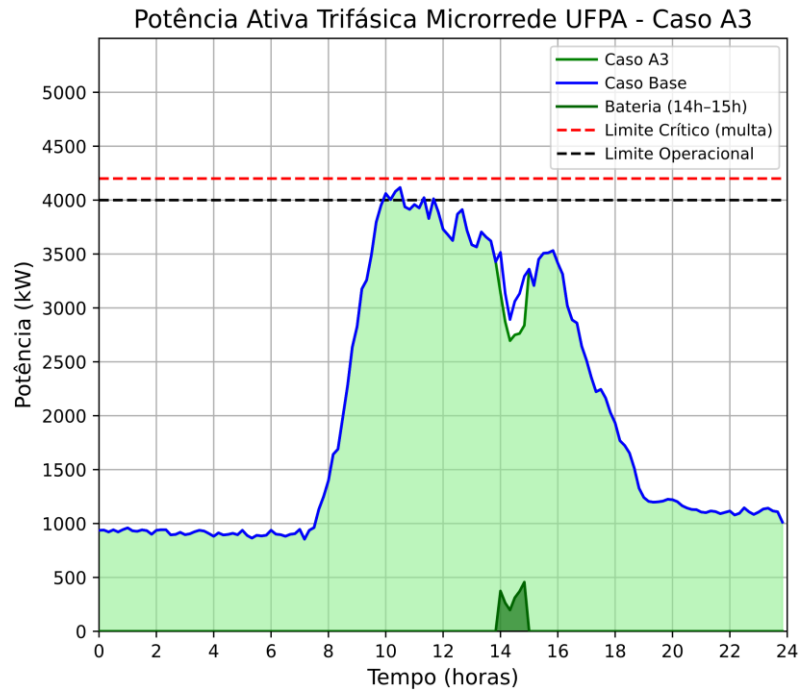
Como pode ser observado nos resultados da simulação, a estratégia de gestão da demanda pode resultar em benefícios financeiros, oriundos da injeção de potência, a partir do sistema de baterias, na rede, dado que a tarifa é diferenciada em relação ao período de horas (tarifação horo-sazonal) as quais custam R\$ 3,13 no horário fora ponta e R\$ 0,39 no horário de ponta. Foi observada uma variação no preço total da energia elétrica no segundo cenário.

O caso base da simulação teve um custo de R\$ 33.776,31 e, após a implementação do sistema proposto neste caso, passou a custar R\$ 25.190,65, assim, a redução nos custos foi de R\$ 8.580,00. Entretanto, observou-se um aumento nas perdas do sistema, uma vez que o sistema proposto requer a utilização de elementos que dissipam energia; ainda que tenham contribuído para o funcionamento do sistema proposto, esses elementos aumentam as perdas na rede elétrica, causando uma variação de 1959,5 kWh para 1996,8 kWh em perdas totais, a figura 41 ilustra este cenário.

### 5.1.3. Caso A3

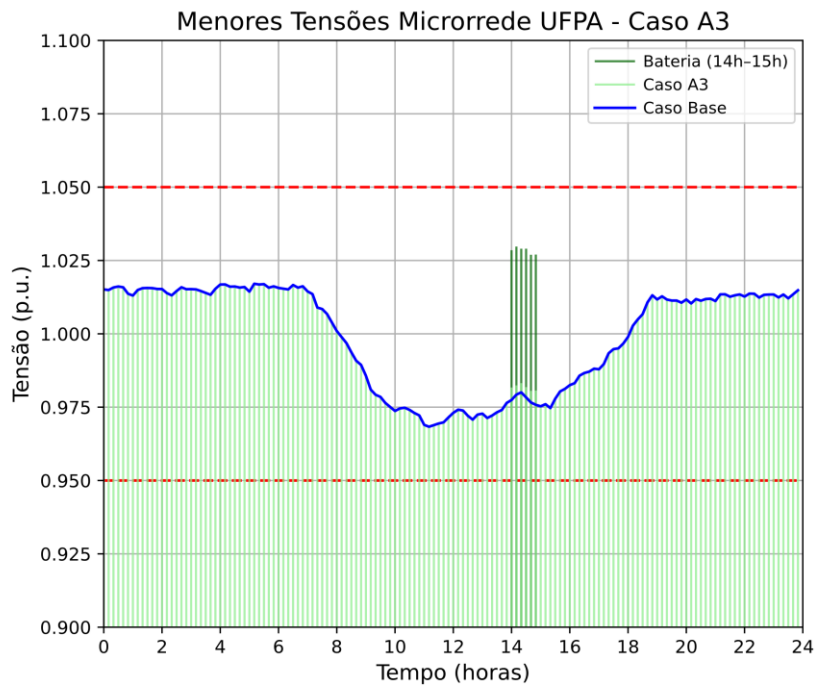
No terceiro cenário, é considerada a desconexão parcial do sistema, a fim de verificar o desempenho dos sistemas de armazenamento de energia em baterias. A Figura 42 mostra a curva de potência entregue pela rede elétrica quando desconectada, entre 14:00h e 15:00h. A curva azul o cenário base, já a curva verde-clara mostra como há uma queda na potência trifásica total justamente no horário de conexão, já em verde escuro o acionamento do banco de baterias é ilustrado mostrando que houve o funcionamento parcialmente ilhado. Ademais, as Figuras 43 e 44 mostram as alterações nas tensões do sistema, bem como as perdas elétricas. O que pode ser visto nos módulos das tensões é que ao se cortar o alimentador 3 da rede elétrica, houve um leve aumento nas tensões das barras (verde-claro), já para o módulo das tensões do sistema ilhado, o valor obtido em simulação mostrou um resultado próximo do limite superior de tensão permitido, chegando a 1,25 p.u. Com relação às perdas do sistema, a simulação onde houve o ilhamento resultou num aumento das perdas com relação ao caso base, justamente por conta do acionamento das baterias, e o gráfico da figura 44 mostra justamente as parcelas de cada cenário, sendo o caso base, o cenário sem o alimentador, e as perdas vistas somente do alimentador 3 operando ilhado, e as perdas foram 1959,5 kWh, 1934,4 kWh e 25,8 kWh respectivamente.

Figura 42 - Potência ativa trifásica no caso A3 da primeira simulação



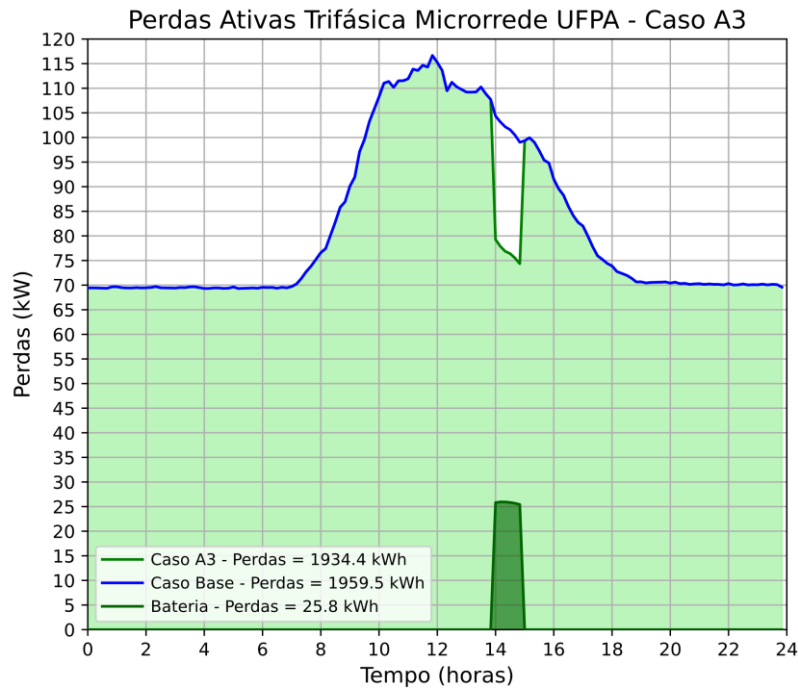
Fonte: Autor

Figura 43 Tensões registradas na rede no caso A3 da primeira simulação



Fonte: Autor

Figura 44 - Perdas ativas trifásicas no caso A3 da primeira simulação



## 5.2. Segunda simulação (V2G)

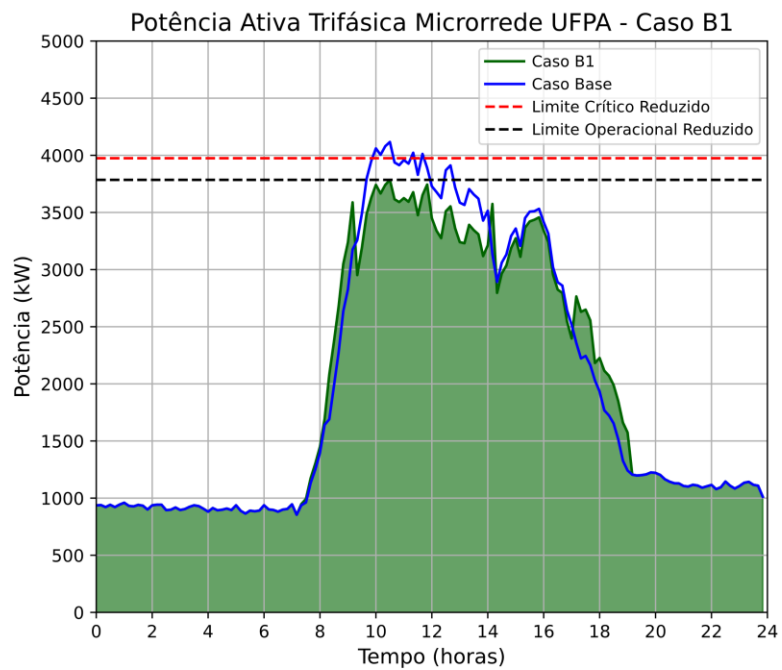
### 5.2.1. Caso B1

De acordo com a metodologia proposta, com o algoritmo desenvolvido, calculou-se os resultados para dois cenários, além do caso base; permitindo a comparação apresentada na Figura 45. Nota-se que, durante a primeira simulação, um dos problemas enfrentados pela instituição é o alto custo refletido na demanda contratada junto a distribuidora de energia. Assim, com a implementação do V2G no período da tarde, quando a demanda atinge seu pico durante o dia, promove uma notável redução do uso da energia proveniente da concessionária em relação ao caso base, fator que resulta em uma redução dos custos.

Ademais, ressalta-se a redução do limite operacional da rede em relação a tarifação, ou seja, há uma redução no valor máximo da demanda contratada - representado pela linha em cor preta, na Figura 45 - contribuindo para a redução do dispêndio financeiro proveniente da utilização da energia. O valor obtido da redução resultou numa potência máxima de aproximadamente 3700 kW após a inserção dos veículos elétricos no horário desejado. A figura 46 ilustra o resultado da variação das perdas técnicas do sistema, que por conta do acionamento dos veículos aumentou

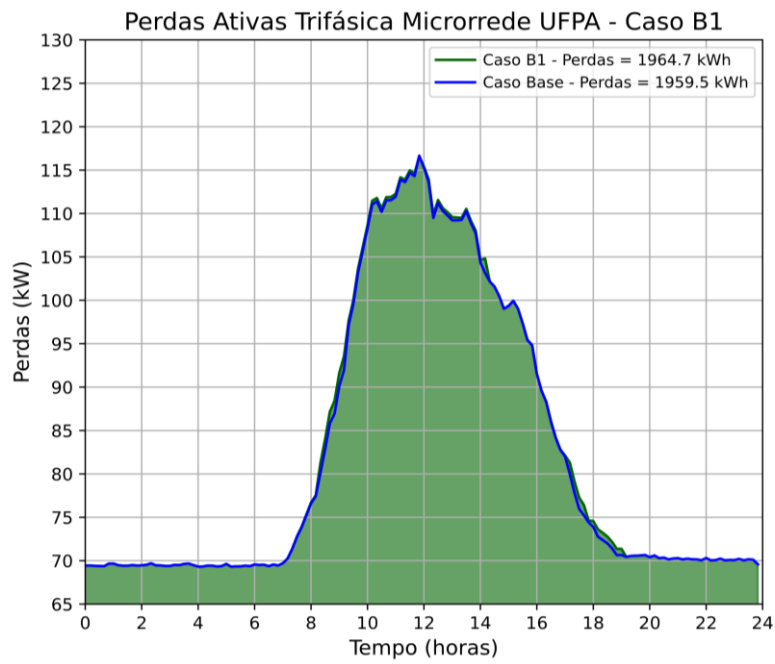
de 1959,5 kW para 1964,7 kW. Já a figura 47 mostra a variação nos módulos de tensão onde justamente no horário de carregamento e descarga dos veículos foram observados uma queda e aumento nos níveis de tensão respectivamente.

Figura 45 - Demanda de potência ativa da rede no caso B1 da segunda simulação



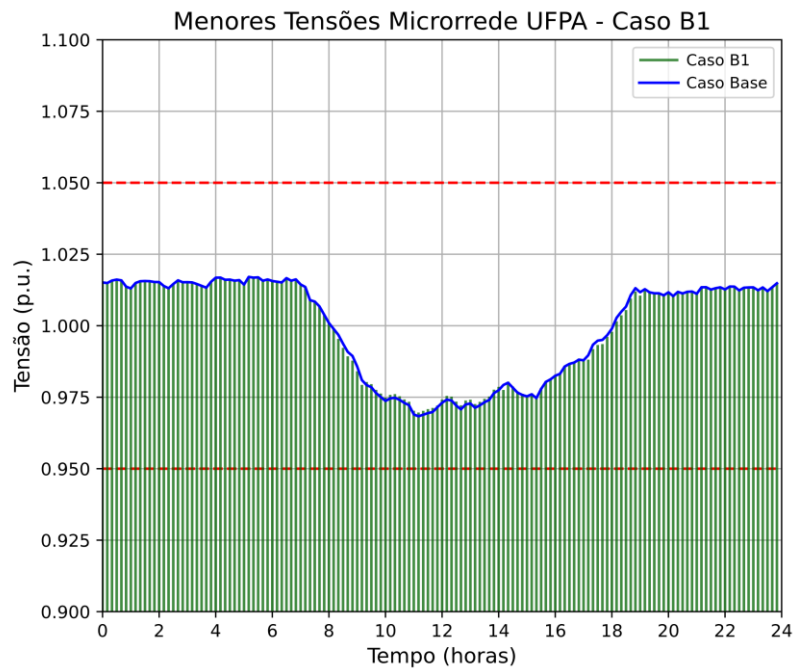
Fonte: Autor

Figura 46 - Perdas ativas trifásicas no caso B1 da segunda simulação



Fonte: Autor

Figura 47 - Variação de tensão na rede de distribuição no caso 1

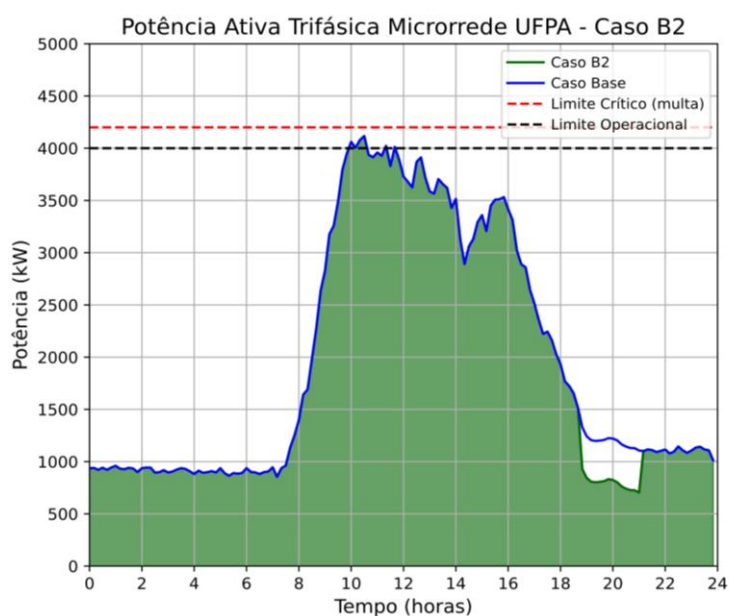


Fonte: Autor

### 5.2.2. Caso B2

Além disso, na segunda simulação, o V2G é aplicado durante o horário de ponta, das 18h30 às 21h30, quando os custos de energia são extremamente elevados. A Figura 48 ilustra os resultados da redução da demanda da distribuidora no período noturno.

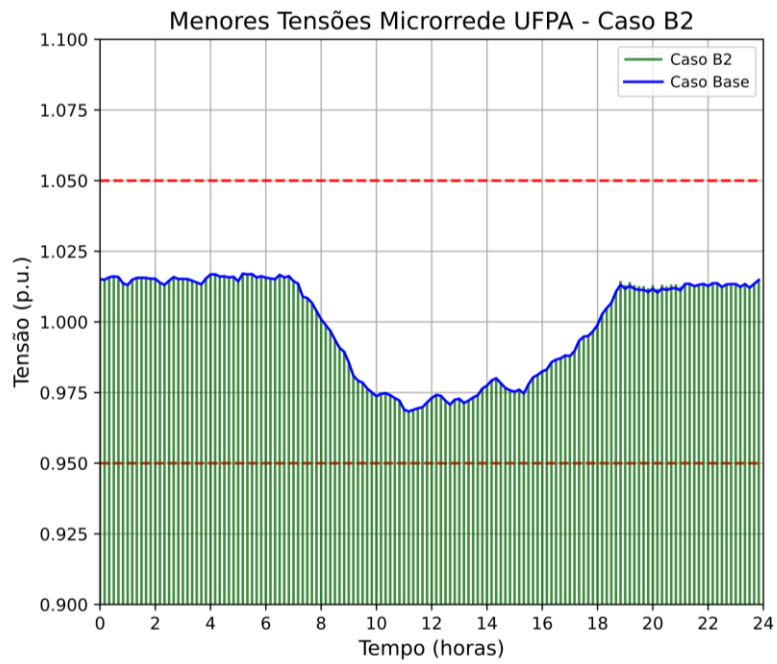
Figura 48 - Potência ativa trifásica no caso B2 da segunda simulação



Fonte: Autor

Após a realização das simulações, foram registrados os valores mínimos de tensão encontrados na rede, apresentados nas Figura 48, onde justamente no horário de descarregamento dos veículos verificou-se um leve aumento das tensões em relação ao caso base.

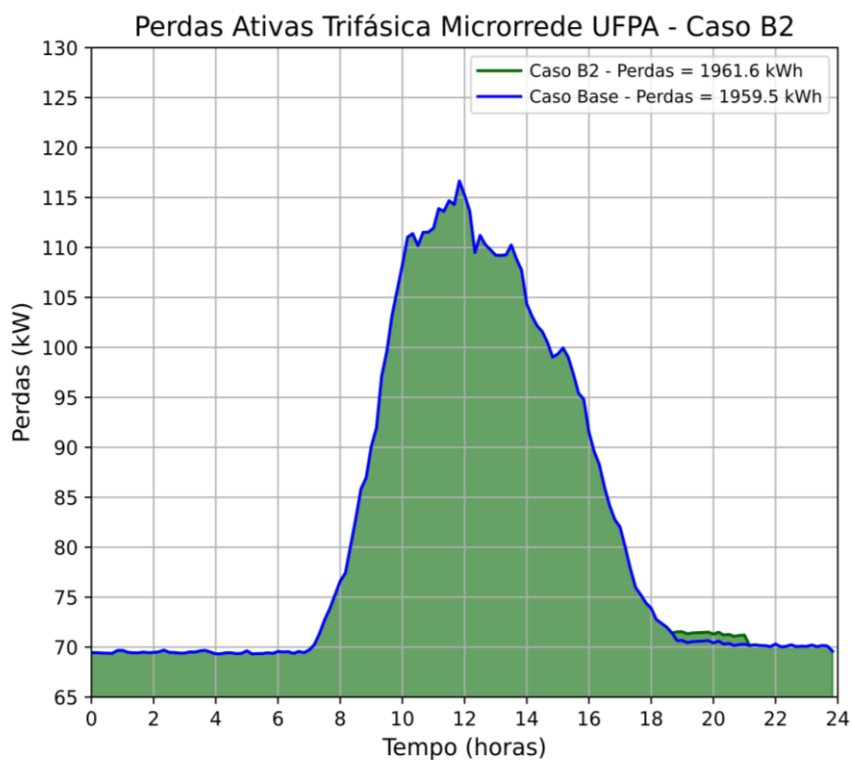
Figura 47 - Variação de tensão na rede de distribuição no caso 2



Fonte: Autor

Observou-se, também, um aumento sensível nas perdas do caso B2 em relação ao caso base, como visto na Figura 50, onde houve uma alteração das perdas de 1959,5 kWh para 1961,6 kWh.

Figura 48 - Perdas ativas trifásicas do caso B2 da segunda simulação



Fonte: Autor

Por fim, foi realizado o cálculo da economia com base em todos os dados de energia obtidos nas simulações e nos valores tarifários. Para o caso 1, houve um ganho de R\$ 71.075,25 por mês, e para o caso 2, uma economia de R\$ 11.553,26 mensais.

A partir dos dois cenários propostos de simulação, a tabela 9 ilustra todos os resultados obtidos comparando os casos Base, A e B com relação aos ganhos financeiros, bem como perdas técnicas.

Tabela 9 – Comparativo de ganhos financeiros e perdas técnicas entre os cenários simulados

Cenário	Ganho Financeiro	Perdas
Base	-	1959,5 kWh
A1	R\$ 11.706,18 /dia	2066,5 kWh
A2	R\$ 8.580,00 /dia	1996,8 kWh

A3	-	1960,2 kWh
B1	R\$ 71.075,25 /mês	1964,7 kWh
B2	R\$ 11.553,26 /mês	1961,6 kWh

Fonte: Autor

### 5.3. Síntese do Capítulo

Os estudos demonstraram que a inserção de sistemas de baterias e de veículos elétricos com tecnologia V2G trouxe benefícios relevantes para a gestão energética da rede analisada. As baterias foram eficazes na eliminação de excedentes de demanda, contribuíram para a redução de custos por meio da resposta à demanda e possibilitaram a operação em modo parcialmente ilhado, com impactos mínimos sobre as perdas. Já os veículos elétricos se destacaram por reduzir significativamente a demanda máxima durante o dia e evitar o consumo no horário de ponta noturno, atuando como agentes de alívio da carga da rede. Em ambos os cenários, o perfil de tensão se manteve estável, e os leves aumentos nas perdas foram compatíveis com a inserção de dispositivos eletrônicos de controle e conversão de energia.

## 6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

A partir das simulações demonstradas no capítulo anterior, observa-se que a implementação do sistema proposto se mostra viável tecnicamente. Todavia, conclui-se que a rede elétrica da Universidade Federal do Pará comporta a operação como microrrede, bem como tem suporte às tecnologias correlatas a flexibilidade energética, como a V2G e a utilização dos sistemas de baterias de modo estratégico, possibilitando a realização dos objetivos específicos desta dissertação: redução da demanda máxima contratada, gestão do uso excedente em relação à demanda máxima, operação parcialmente ilhada da rede e técnicas de redução de custos com a tarifa diferenciada.

Além disso, demonstrou-se a possibilidade da exploração de possíveis mercados relacionados ao uso da energia elétrica, trazendo ganhos econômicos tanto para a Universidade quanto para os usuários desses sistemas. Ademais, ressalta-se os desafios para a implementação das tecnologias propostas nesta dissertação, as quais

consistem na insuficiência regulatória atual, robustos estudos de viabilidade técnica em larga escala e os expressivos investimentos financeiros necessários para tal.

Portanto, faz-se necessário o esforço conjunto tanto do Estado quanto do setor privado, junto à academia para desenvolver estudos que viabilizem o desenvolvimento das tecnologias abordadas nessa dissertação e discutir, junto à sociedade, as futuras diretrizes do setor elétrico, buscando a garantia do serviço de maneira confiável e eficiente.

### **6.1. Recomendações para trabalhos futuros**

- Implementação integral dos cenários propostos de simulação, com o objetivo de tornar mais robusto os sistemas de controle da microrredes avaliando múltiplos cenários adversidades ao mesmo tempo
- Melhorar a modelagem dos componentes elétricos, como avaliar o desgaste físico associado a degradação dos sistemas de baterias, bem como dos veículos elétricos
- Propor marcos regulatórios que consigam equilibrar todos os stakeholders associados à operação do setor elétrico
- Adicionar mais sistemas de medição para aumentar a capacidade de tomada de decisão do algoritmo
- Implementar sistemas de inteligência artificial que são capazes de prever cenários futuros, bem como melhorar as ações propostas aumentando a robustez do sistema.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO. *Boletim de vendas de veículos elétricos*. São Paulo: ABVE, 2025.

AKRAM, M. W. et al. Optimal sizing of a wind/PV hybrid microgrid for remote loads: A case study of UAE. *Energy Reports*, v. 3, p. 65–76, 2017.

ALMASSI, A. et al. Demand response integration in microgrids: A review. *Sustainable Cities and Society*, v. 61, 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n.º 819, de 13 de dezembro de 2018. Brasília: ANEEL, 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n.º 1000, de 7 de dezembro de 2021. Brasília: ANEEL, 2021.

ANDRADE, J. T. G. *Modelagem da rede elétrica da Universidade Federal do Pará no software OpenDSS*. Belém, 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará.

BARBOSA, M. A. *Estudo de microrredes com resposta à demanda em redes de distribuição*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

BAPTISTA, A. R. *Regulação jurídica das microrredes no Brasil: Uma abordagem interdisciplinar*. Brasília: Senado Federal, 2024.

CASTRO, N. J. C. *Resposta da demanda: aplicação em sistemas elétricos de potência*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

CHEN, S. et al. Battery energy storage system optimization and cost-benefit analysis for microgrids. *Energies*, v. 5, n. 12, p. 4510–4527, 2012.

DAMASCENO, R. S. *Controle de microrredes com operação ilhada e conectada*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

DOE – UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. *Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them*. Washington, D.C.: U.S. DOE, 2006.

DORNELLAS, M. et al. *Programas de resposta da demanda no Brasil: um estudo de viabilidade*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2016.

EBERT, H. P. *Gerenciamento energético em microrredes com energias renováveis*. Florianópolis: UFSC, 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Nota técnica sobre resposta da demanda no Brasil*. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Mapa do SIN – Sistema Interligado Nacional*. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *OpenDSS Documentation*. Palo Alto: EPRI, 2016.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *DSS Technical Manual*. Palo Alto: EPRI, 2019.

FIGLIARETTI, A. D. *Integração de veículos elétricos em microrredes*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

FREIRE JUNIOR, G. F. *Microrredes e recursos energéticos distribuídos em redes urbanas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021.

FUCHS, R. A. *Estudos sobre controle em microrredes com geração solar fotovoltaica*. Porto Alegre: UFRGS, 2022.

GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011.

HASSAN, M. Y. et al. Microgrid control strategy based on artificial intelligence techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 1143–1158, 2018.  
HATZIARGYRIOU, N. (Ed.). *Microgrids: Architectures and Control*. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2014.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Global Energy Review 2024*. Paris: IEA, 2024.

KEMPTON, W. et al. Vehicle-to-grid power: Battery, hybrid, and fuel cell vehicles as resources for distributed electric power in California. *Institute of Transportation Studies*, University of California, 2005.

KROB, D. *Infraestrutura e negócios para o V2G no Brasil*. São Paulo: ABVE, 2022.

KUMAR, R. et al. Modern control strategies for microgrid systems: A review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 56, 2023.

LASSETER, R. H. Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 6, p. 1074–1082, 2011.

LEAL, T. G. *Conversores CC para integração de veículos elétricos à rede*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020.

MARTINS, R. P. *Aspectos regulatórios e financeiros de microrredes no Brasil*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020.

MULLER, L. A. *Tarifas horo-sazonais e sua aplicação em RD*. Brasília: ANEEL, 2016.  
OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.

PENA, R. B. *Flexibilidade energética com REDs em redes urbanas*. Belo Horizonte: UFMG, 2018.

RODRIGUES, D. C. *Controle de harmônicos e desequilíbrios em microrredes*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2022.

RODRIGUES, F. D. et al. Normas de carregadores para veículos elétricos no Brasil. *Revista IEEE América Latina*, v. 12, n. 3, p. 478–485, 2014.

SOSHINSKAYA, M. et al. Microgrids: Architectures and control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 40, p. 306–325, 2014.

SOARES, J. L. *Resposta da demanda com veículos elétricos em microrredes*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

SOUZA, M. F. *Análise de programas de resposta da demanda no Brasil*. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

VOLPATO, M. F. *Integração bidirecional de VEs à rede elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

ZHANG, Y. et al. Review on demand response: Mechanism and modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 96, p. 196–207, 2018.

## 8. APÊNDICE I:

### ARQUIVOS DA REDE ELÉTRICA DA UFPA MODELADA NO SOFTWARE OPENDSS

Figura I.1 – Arquivo Master da Microrrede da UFPA

```
clear
!Cabine de medicao da UFPA como a barra de referencia da Rede
new circuit.UFPA basekv=13.8 pu=1.03 phases=3 bus1=BarraZero
~ MVAsc3=84.97268057 MVASC1=13.66414882 ! stiffen the source to approximate inf source

////////////////////redirecionar os cabos da rede da UFPA////////////////////

redirect cabos.dss

!Redireciona o Alimentador I (Basico I)
redirect BasicoI_util.dss

!Redireciona o Alimentador II (Basico II)
redirect BasicoII_util.dss

!Redireciona o Alimentador III (Profissional)
redirect Profissional_util.dss

!Redireciona o Alimentador IV (Saude)
redirect Saude_util.dss

!Redireciona para as placas fotovoltaicas
redirect redefotovoltaica.dss

!Redireciona para as baterias
redirect baterias_cev.dss

New Capacitor.Cap1 Bus1=CabineDeMedicao phases=3 kVAR=600 kV=13.8
////////////////////Resolucao do Fluxo de Carga////////////////////

!FLUXO DE CARGA
Set Voltagebases=[13.8, 0.22, 0.127]
CalcVoltageBases
```

Fonte: Autor

## Figura I.2 – Arquivo Master do Alimentador 1 da UFPA

!Modelagem do Alimentador da rede Básico I

```
!redirecionar a geometria dos cabos  
redirect geometriadoscabos1.dss
```

```
!LINES DO Alimentador  
redirect linhas1.dss
```

```
!SE's do alimentador  
redirect trafos1.dss
```

```
!redireciona as curvas de carga  
redirect curvasdecarga1_util.dss
```

```
!rediriona as cargas  
redirect cargas1_util.dss
```

Fonte: Autor

## Figura I.3 – Arquivo da Geometria dos Cabos do Alimentador 1 da UFPA

```
!definindo a geometria do poste do Tipo N (barra) 1=A, 2=B E 3=C  
/*new linegeometry.PN nconds=3 nphases=3  
~cond=1 Wire=Phase X=0.9 H=11 units=m  
~cond=2 Wire=Phase X=-0.3 H=11 units=m  
~cond=3 Wire=Phase X=-0.9 H=11 units=m
```

```
!definindo a geometria do poste do Tipo CL (barra) 1=A, 2=B E 3=C  
new linegeometry.PCL nconds=3 nphases=3  
~cond=1 Wire=Phase X=0.22 H=11 units=m  
~cond=2 Wire=Phase X=0.15 H=10.85 units=m  
~cond=3 Wire=Phase X=0.08 H=11 units=m
```

```
!definindo a geometria do poste do Tipo CC (barra) 1=A, 2=B E 3=C  
new linegeometry.PCC nconds=3 nphases=3  
~cond=1 Wire=Phase X=0.3 H=11 units=m  
~cond=2 Wire=Phase X=0.225 H=10.85 units=m  
~cond=3 Wire=Phase X=0.15 H=11 units=m
```

```
!definindo a geometria do poste do Tipo CU (barra) 1=A, 2=B E 3=C  
new linegeometry.PCU nconds=3 nphases=3  
~cond=1 Wire=Phase X=0.5 H=11 units=m  
~cond=2 Wire=Phase X=0.0 H=10.85 units=m  
~cond=3 Wire=Phase X=-0.5 H=11 units=m
```

```
!definindo a geometria do poste do Tipo CJ (barra) 1=A, 2=B E 3=C  
new linegeometry.PCJ nconds=3 nphases=3  
~cond=1 Wire=Phase X=1.32 H=11 units=m  
~cond=2 Wire=Phase X=1.25 H=10.85 units=m  
~cond=3 Wire=Phase X=1.18 H=11 units=m  
*/
```

Fonte: Autor

## Figura I.4 – Arquivo das Linhas do Alimentador 1 da UFPA

!linhas do alimentador I da UFPA (Básico I)

```
new line.LinhaPrimaria phases=3 bus1=BarraZero bus2=CabineDeMedicao
~ geometry =100101
~ length=1 units=m
new line.AL100101 phases=3 bus1=CabineDeMedicao bus2=101
~ geometry =100101
~ length=13.9277 units=m

new line.AL101102 phases=3 bus1=101 bus2=102
~ geometry =101102
~ length=38.6 units=m

new line.AL102103 phases=3 bus1=102 bus2=103
~ geometry=102103
~ length= 39.0231 units=m

new line.AL103103a phases=3 bus1=103 bus2=103a
~ geometry=103103a
~ length= 136.3154 units=m

new line.AL103104 phases=3 bus1=103 bus2=104
~ geometry=103104
~ length= 47.8557 units=m

new line.AL104105 phases=3 bus1=104 bus2=105
~ geometry=104105
~ length= 26.7856 units=m

new line.AL105106 phases=3 bus1=105 bus2=106
~ geometry=105106
~ length= 17.4819 units=m

new line.AL105107 phases=3 bus1=105 bus2=107
~ geometry=105107
~ length= 16.6239 units=m
```

Fonte: Autor

## Figura I.5 – Arquivo dos Transformadores do Alimentador 1 da UFPA

```
new transformer.GinasioI phases=3 windings=2 xhl=3.23 %loadloss=1.33 %noloadloss=0.34
~ wdg=1 bus=103a      conn=delta kv=13.8   kva=112.5
~ wdg=2 bus=103ab.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=112.5

new transformer.GinasioII phases=3 windings=2 xhl=3.23 %loadloss=1.33 %noloadloss=0.34
~ wdg=1 bus=103a      conn=delta kv=13.8   kva=112.5
~ wdg=2 bus=103abc.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=112.5

new transformer.IFCH phases=3 windings=2 xhl=4.37 %loadloss=1.05 %noloadloss=0.25
~ wdg=1 bus=103      conn=delta kv=13.8   kva=225
~ wdg=2 bus=103b.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=225

new transformer.LabDNA phases=3 windings=2 xhl=3.23 %loadloss=1.33 %noloadloss=0.34
~ wdg=1 bus=106      conn=delta kv=13.8   kva=112.5
~ wdg=2 bus=106b.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=112.5

new transformer.ILC phases=3 windings=2 xhl=3.31 %loadloss=1.21 %noloadloss=0.28
~ wdg=1 bus=107      conn=delta kv=13.8   kva=150
~ wdg=2 bus=107b.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=150

new transformer.POSPSICOLOGIA phases=3 windings=2 xhl=3.23 %loadloss=1.33 %noloadloss=0.34
~ wdg=1 bus=109      conn=delta kv=13.8   kva=75
~ wdg=2 bus=109b.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=75

!os trafos estão com o primário na mesma barra e secundário com barras diferentes.
new transformer.Capacit phases=3 windings=2 xhl=4.37 %loadloss=1.05 %noloadloss=0.25
~ wdg=1 bus=109a      conn=delta kv=13.8   kva=225
~ wdg=2 bus=109ab.1.2.3.4      conn=Wye kv=0.22   kva=225

new transformer.NCADR phases=3 windings=2 xhl=3.23 %loadloss=1.33 %noloadloss=0.34
~ wdg=1 bus=109a      conn=delta kv=13.8   kva=112.5
```

Fonte: Autor

## Figura I.6 – Arquivo das Curvas de Carga do Alimentador 1 da UFPA

```
!Curvas de cargas para util
!Alimentador I

//curvas de carva P e Q para cada fase do Ginasio I baseado no ILC
new loadshape.GINASIOI1 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PILC_util.csv, column=1, header=no)
~ Qmult=(file=QILC_util.csv, column=1, header=no)

new loadshape.GINASIOI2 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PILC_util.csv, column=2, header=no)
~ Qmult=(file=QILC_util.csv, column=2, header=no)

new loadshape.GINASIOI3 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PILC_util.csv, column=3, header=no)
~ Qmult=(file=QILC_util.csv, column=3, header=no)

//curvas de carva P e Q para cada fase do Ginasio II baseado no ILC
new loadshape.GINASIOII1 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PILC_util.csv, column=1, header=no)
~ Qmult=(file=QILC_util.csv, column=1, header=no)

new loadshape.GINASIOII2 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PILC_util.csv, column=2, header=no)
~ Qmult=(file=QILC_util.csv, column=2, header=no)

new loadshape.GINASIOII3 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PILC_util.csv, column=3, header=no)
~ Qmult=(file=QILC_util.csv, column=3, header=no)

//curvas de carva P e Q para cada fase da IFCH Baseado no ICED
new loadshape.IFCH1 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PICED_util.csv, column=1, header=no)
~ Qmult=(file=QICED_util.csv, column=1, header=no)

new loadshape.IFCH2 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PICED_util.csv, column=2, header=no)
~ Qmult=(file=QICED_util.csv, column=2, header=no)

new loadshape.IFCH3 npts=144 minterval=10
~ Pmult=(file=PICED_util.csv, column=3, header=no)
~ Qmult=(file=QICED_util.csv, column=3, header=no)
```

Fonte: Autor



