



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Andriele Bratti Machado

Avaliação de Modelos Energéticos para Comercialização de Energia Elétrica Ponto a Ponto Entre Consumidores e Prosumidores Residenciais e Comerciais

Araranguá

2023

Andriele Bratti Machado

Avaliação de Modelos Energéticos para Comercialização de Energia Elétrica Ponto a Ponto Entre Consumidores e Prosumidores Residenciais e Comerciais

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestra em Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá

2023

Machado, Andriele Bratti

Avaliação de modelos energéticos para comercialização de energia elétrica ponto a ponto entre consumidores e prossumidores residenciais e comerciais / Andriele Bratti Machado ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2023.

94 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2023.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Energia e sustentabilidade. 3. Comercialização de energia elétrica. 4. Geração distribuída. 5. Sistema fotovoltaico. I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Andriele Bratti Machado

Avaliação de Modelos Energéticos para Comercialização de Energia Elétrica Ponto a Ponto Entre Consumidores e Prosumidores Residenciais e Comerciais

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado, em 05 de Julho de 2023, por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Fabiano Perin Gasparin, Dr.
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. João Batista Dias, Dr.
Atelier Solaire

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestra em Energia e Sustentabilidade.

Prof. Dr. Tiago Elias Allievi Frizon
Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Orientador

Araranguá, 2023.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família e aos meus amigos pelo apoio e incentivo.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli, pela disponibilidade, paciência e dedicação.

Agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior pela oportunidade. E, também, a Agência Nacional de Energia Elétrica e a Celesc-Distribuição pelas informações fornecidas.

RESUMO

O setor de energia elétrica tem se modernizado a fim de reduzir impactos ambientais, econômicos e sociais tanto na construção e operação de usinas de geração, de linhas de transmissão e distribuição quanto no mercado de energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída são uma solução tecnológica de energia renovável, contribuindo para a atenuação das emissões de gases de efeito estufa, além de favorecerem a diversificação e a descentralização da geração de energia elétrica no país. Atualmente, o excedente da energia elétrica gerado pelos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída é injetado na rede de distribuição local e sua comercialização não é permitida. A operacionalidade da geração distribuída é a partir do sistema de compensação de energia elétrica. Entretanto, as normativas que regulam este sistema e o mercado livre de energia elétrica no Brasil estão em constante revisão, a fim de reduzir os incentivos públicos à geração distribuída e permitir o acesso de todos os consumidores ao mercado livre de energia elétrica. Neste contexto, novos modelos de negócios devem ser implementados. Uma alternativa é a comercialização ponto a ponto, que se refere a uma microrrede local composta por consumidores e prossumidores de energia elétrica que compram e vendem energia entre si. Para tanto, o presente trabalho propõe-se a desenvolver modelos energéticos e identificar, entre esses, qual é o mais viável e competitivo para comercializar energia elétrica entre consumidores e prossumidores residenciais e comerciais utilizando a negociação ponto a ponto. Dados de consumo da Celesc-Distribuição foram utilizados para desenvolver e analisar nove modelos energéticos, cada um com dez participantes e diferentes níveis de inserção de sistemas fotovoltaicos. Os modelos são analisados para um dia útil, um sábado e um domingo com perfis de consumo e de geração médios horários diários anuais. Também, uma análise de balanço energético foi realizada para verificar a rentabilidade de uma microrrede com negociação ponto a ponto (P2P) frente ao sistema de compensação de energia elétrica. Espera-se identificar o modelo que tem apresenta 100 % de abatimento de consumo e a menor interação com a distribuidora local. Os resultados apontaram que, em geral, 30 % de inserção de sistemas fotovoltaicos na microrrede é uma quantidade pequena para abatimento do consumo e comercialização P2P e que com 70 % de energia solar fotovoltaica há um excedente significativo sendo vendido para a distribuidora. Entretanto, quando há presença de diferentes classes e perfis de consumo dentro da microrrede, o modelo com 70 % de inserção de sistemas fotovoltaicos pode se tornar mais atrativo.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída. Mercado de Energia Elétrica. Comercialização P2P de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The electricity sector has been modernized in order to reduce environmental, health and social impacts both in the construction and operation of generation plants, transmission and distribution lines and in the electricity market. Distributed generation photovoltaic systems are a technological solution for renewable energy, favorable for mitigating greenhouse gas emissions, in addition to favoring the diversification and decentralization of electricity generation in the country. Currently, the excess electricity generated by distributed generation photovoltaic systems is injected into the local distribution network and its distribution is not allowed. The operability of distributed generation is based on the electricity compensation system. However, the rules that regulate this system and the free electricity market in Brazil are constantly being revised, in order to reduce public incentives for distributed generation and allow all consumers access to the free electricity market. In this context, new business models must be implemented. An alternative is point-to-point distribution, which refers to a local microgrid composed of consumers and prosumers of electricity who buy and sell energy among themselves. Therefore, this work proposes to develop energy models and identify, among these, which is the most viable and competitive to commercialize electric energy between residential and commercial consumers and prosumers using point-to-point negotiation. Consumption data from Celesc-Distribuição were used to develop and analyze new energy models, each with ten participants and different levels of installation of photovoltaic systems. The models are analyzed for a working day, a Saturday and a Sunday with annual daily average hourly consumption and generation profiles. Also, an energy balance analysis was carried out to verify the profitability of a microgrid with peer-to-peer negotiation (P2P) against the electricity compensation system. It is expected to identify the model that has 100 % consumption reduction and the least interaction with the local distributor. The results showed that, in general, 30 % of insertion of photovoltaic systems in the microgrid is a small amount to reduce consumption and P2P consumption and that with 70 % of photovoltaic solar energy there is a significant surplus being sold to the distributor. However, when there are different classes and consumption profiles within the microgrid, the model with 70 % insertion of photovoltaic systems can become more attractive.

Keywords: Distributed Generation Photovoltaic Systems. Electric Energy Market. P2P Commercialization of Electric Energy.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Quantidade anual de novas conexões de SFGD no Brasil, considerando até maio de 2023. | 17 |
| Figura 2 – Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro..... | 22 |
| Figura 3 – Submercados de energia elétrica brasileiros. | 25 |
| Figura 4 – Fluxo bidirecional de energia elétrica em unidades prosumidoras..... | 26 |
| Figura 5 – Estrutura de uma microrrede com comercialização de energia elétrica P2P. | 28 |
| Figura 6 – Energia elétrica comercializada por hora e preço para a rede P2P proposta. | 30 |
| Figura 7 – Modelo de comercialização de energia P2P..... | 31 |
| Figura 8 – Perfis de carga e de energia elétrica injetada na rede da distribuidora sem a comercialização P2P..... | 32 |
| Figura 9 – Energia elétrica comprada da distribuidora com e sem a comercialização P2P. | 32 |
| Figura 10 – Área de concessão da Celesc-Distribuição no estado de Santa Catarina. | 34 |
| Figura 11 – Perfil de carga médio horário da classe residencial para o dia útil, o sábado e o domingo..... | 37 |
| Figura 12 – Perfil de carga médio horário da classe comercial para o dia útil, o sábado e o domingo..... | 37 |
| Figura 13 – Curva de potência dos sistemas fotovoltaicos de 2,49 kWp e de 11,36 kWp..... | 41 |
| Figura 14 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na microrrede P2P para o modelo 1. | 50 |
| Figura 15 – Resultados para o modelo 1. | 50 |
| Figura 16 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 2. | 53 |
| Figura 17 – Resultados para o modelo 2 do primeiro cenário..... | 54 |
| Figura 18 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 3. | 56 |
| Figura 19 – Resultados para o modelo 3. | 56 |
| Figura 20 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 4. | 59 |
| Figura 21 – Resultados para o modelo 4. | 59 |
| Figura 22 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 5. | 62 |

| | |
|---|----|
| Figura 23 – Resultados para o modelo 5. | 62 |
| Figura 24 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 6. | 65 |
| Figura 25 – Resultados para o modelo 6. | 65 |
| Figura 26 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 7. | 68 |
| Figura 27 – Resultados para o modelo 7. | 69 |
| Figura 28 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 8. | 70 |
| Figura 29 – Resultados para o modelo 8. | 71 |
| Figura 30 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 9. | 73 |
| Figura 31 – Resultados para o modelo 9. | 73 |
| Figura 32 – Estrutura da tarifa de energia elétrica brasileira. | 76 |
| Figura 33 – Porcentagem que a TUSD Fio B representa na tarifa de energia elétrica, de acordo com os dados da Greener e considerando 90 % de compensação. | 77 |
| Figura 34 – Resultados para o balanço energético da microrrede 9, considerando o excedente de energia elétrica mensal e uma compensação de 90 % da TUSD Fio B. | 78 |
| Figura 35 – Esquema de negociação da energia elétrica excedente de uma microrrede. | 80 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Amostras de consumidores estabelecidas pela Celesc-Distribuição. | 34 |
| Tabela 2 – Perfil de carga médio horário das classes residencial e comercial para o total de consumidores residenciais e comerciais atendidos pela Celesc-Distribuição. | 35 |
| Tabela 3 – Perfil de carga médio horário por residência e por comércio atendidos pela Celesc-Distribuição. | 36 |
| Tabela 4 – Consumo médio mensal anual residencial e comercial, respectivamente. | 38 |
| Tabela 5 – Variação, por unidade consumidora, para os perfis de consumo de energia elétrica analisados. | 38 |
| Tabela 6 – Irradiação solar média diária e mensal no plano inclinado para a cidade de Florianópolis/SC. | 39 |
| Tabela 7 – Valores médios mensais utilizados na Eq. 1 para definir a potência dos sistemas fotovoltaicos. | 40 |
| Tabela 8 – Potência nominal dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais utilizados neste trabalho. | 40 |
| Tabela 9 – Curva de potência dos sistemas fotovoltaicos com potência nominal de 2,49 kWp e 11,36 kWp. | 42 |
| Tabela 10 – Características do modelo 1. | 43 |
| Tabela 11 – Características do modelo 2. | 43 |
| Tabela 12 – Características do modelo 3. | 44 |
| Tabela 13 – Características do modelo 4. | 44 |
| Tabela 14 – Características do modelo 5. | 45 |
| Tabela 15 – Características do modelo 6. | 45 |
| Tabela 16 – Características do modelo 7. | 46 |
| Tabela 17 – Características da modelo 8. | 46 |
| Tabela 18 – Características do modelo 9. | 47 |
| Tabela 19 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 1. | 48 |
| Tabela 20 – Resultados para o modelo 1, em kWh. | 49 |
| Tabela 21 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 2. | 51 |
| Tabela 22 – Resultados para o modelo 2, em kWh. | 52 |

| | |
|--|----|
| Tabela 23 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 3. | 54 |
| Tabela 24 – Resultados para o modelo 3, em kWh. | 55 |
| Tabela 25 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 4. | 57 |
| Tabela 26 – Resultados para a o modelo 4, em kWh. | 58 |
| Tabela 27 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 5. | 60 |
| Tabela 28 – Resultados para o modelo 5, em kWh. | 61 |
| Tabela 29 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 6. | 63 |
| Tabela 30 – Resultados para o modelo 6, em kWh. | 64 |
| Tabela 31 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 7. | 66 |
| Tabela 32 – Resultados para o modelo 7, em kWh. | 67 |
| Tabela 33 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 8. | 69 |
| Tabela 34 – Resultados para o modelo 8, em kWh. | 71 |
| Tabela 35 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 9. | 72 |
| Tabela 36 – Resultados para o modelo 9, em kWh. | 74 |
| Tabela 37 – Energia elétrica excedente, em kWh, e base horária para 1 dia e 30 dias. | 78 |
| Tabela 38 – Resultados para o balanço energético, em kWh, da microrrede 9 considerando o excedente de energia elétrica mensal e uma compensação de 90 % da TUSD Fio B. | 79 |
| Tabela 39 – Balanço energético, em kWh, da microrrede 9, considerando compensação da TUSD Fio B Celesc. | 81 |
| Tabela 40 – Balanço energético, em kWh, da microrrede 9, considerando compensação da TUSD Fio B Média. | 81 |
| Tabela 41 – Balanço energético, em kWh, da microrrede 9, considerando compensação da TUSD Fio B Equatorial. | 81 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL Ambiente de Contratação Livre
ACR Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
Asmae Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia
CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE Conta de Desenvolvimento Energética
CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE Conselho Nacional de Política Energética
CPQD Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações
CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
EPE Empresa de Pesquisa Energética
GD Geração Distribuída
GT Grupo de Trabalho
MAE Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP Mercado de Curto Prazo
MME Ministério de Minas e Energia
MRB Microrrede do Blooklyn
NREL *National Renewable Energy Laboratory*
ONS Operador Nacional do Sistema
ONU Organização das Nações Unidas
P&D Pesquisa e Desenvolvimento
PL Projeto de Lei
PLD Preço Líquido das Diferenças
P2P Ponto a Ponto
REN Resolução Normativa
SAM *System Advisor Model*
SIN Sistema Interligado Nacional
TE Tarifa de Energia
TUSD Tarifa de Uso dos Serviços de Distribuição

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 14 |
| 1.1 JUSTIFICATIVA | 16 |
| 1.2 PROBLEMA | 19 |
| 1.3 HIPÓTESES | 19 |
| 1.4 OBJETIVOS..... | 20 |
| 1.4.1 Objetivo geral..... | 20 |
| 1.4.2 Objetivos específicos..... | 20 |
| 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 20 |
| 2.1 REFERENCIAL TEÓRICO..... | 20 |
| 2.1.1 O setor elétrico brasileiro..... | 21 |
| 2.1.2 A comercialização de energia elétrica..... | 23 |
| 2.1.3 Sistemas fotovoltaicos de geração distribuída..... | 25 |
| 2.1.4 O modelo Ponto a Ponto (P2P) aplicado à comercialização de energia elétrica | 27 |
| 2.2 ESTADO DA ARTE | 28 |
| 3 METODOLOGIA..... | 33 |
| 3.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA | 33 |
| 3.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GD..... | 38 |
| 3.3 MODELAGEM DE REDES P2P COM COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 42 |
| 4 RESULTADOS | 47 |
| 4.1 MODELO 1 | 48 |
| 4.2 MODELO 2..... | 51 |
| 4.3 MODELO 3 | 54 |
| 4.4 MODELO 4..... | 57 |
| 4.5 MODELO 5 | 60 |

| | |
|------------------------------------|-----------|
| 4.6 MODELO 6 | 62 |
| 4.7 MODELO 7 | 66 |
| 4.8 MODELO 8 | 69 |
| 4.9 MODELO 9 | 72 |
| 4.10 BALANÇO ENERGÉTICO | 76 |
| 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 82 |
| REFERÊNCIAS..... | 98 |

1 INTRODUÇÃO

A preocupação mundial com o desenvolvimento sustentável levou líderes de todos os setores a tornarem seus processos e produtos mais renováveis e eficientes. Seguindo essa tendência, o setor de energia modernizou-se para reduzir impactos ambientais, econômicos e sociais na construção e operação de usinas de geração de energia elétrica, assim como, para otimizar o mercado de energia e a operação de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica (AN et al., 2020).

Garantir a segurança energética e o aumento do fornecimento de energia elétrica viabilizam o desenvolvimento econômico de um país, uma vez que, o crescimento da economia é diretamente proporcional a oferta interna de energia (MME, 2021b). A diversificação da matriz elétrica com a inserção de fontes renováveis e recursos energéticos distribuídos corroboram para que este desenvolvimento seja sustentável e eficiente, além de reduzir a vulnerabilidade de fornecimento frente a dependência de um único recurso energético.

A matriz elétrica brasileira, apesar de ser renovável, está sujeita aos ciclos hidrológicos, dado que 56,8 % da oferta interna de energia elétrica provém das grandes centrais hidrelétricas (EPE, 2022). Entretanto, com o aumento da inserção de energias renováveis como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, esse percentual está diminuindo e deve reduzir ainda mais nos próximos anos (MME, 2021b).

O aproveitamento da energia solar fotovoltaica no Brasil é uma excelente opção para complementação de fontes convencionais de energia já consolidadas como as hidrelétricas, pois além de favorecer o controle hídrico nos reservatórios, em especial nos períodos de escassez de chuvas, também possibilita o planejamento e a otimização de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia (PEREIRA et al., 2017). Entretanto, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos é intermitente, dificultando sua participação em larga escala na matriz elétrica brasileira (MACHADO; RAMPINELLI, 2018; MENGELKAMP et al., 2018).

Os sistemas fotovoltaicos de Geração Distribuída (GD) apresentaram redução dos preços nos últimos anos (GREENER, 2012), os tornando economicamente acessíveis a uma parcela maior da população. Apesar dos efeitos da pandemia da COVID-19 e das mudanças regulatórias que aconteceram no Brasil nos anos de 2020 a 2023, os sistemas fotovoltaicos de GD permanecem rentáveis e vantajosos para o consumidor final (BRASIL, 2022a; GREENER,

2023a). Além disso, incentivos públicos são fornecidos para impulsionar a implementação destes sistemas e a participação no sistema de compensação de energia elétrica (HADIYA et al., 2019; SILVA et al., 2019). Esses fatores, aliados a simplicidade no manuseio e na instalação devido a característica modular e a fácil manutenção, favorecem a inserção de sistemas fotovoltaicos de GD em unidades prosumidoras residenciais (GASPARIN; BÜHLER, 2018; MACHADO; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018). O termo unidades prosumidoras refere-se àquelas que, além de serem consumidoras também são geradoras de energia elétrica (BELISKI; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018).

A energia elétrica que é convertida pelos sistemas fotovoltaicos de GD é instantaneamente utilizada na edificação de instalação para atender às cargas nela presentes e, quando há excedente, essa energia pode ser injetada na rede elétrica de distribuição, armazenada em bancos de bateria ou ainda, comercializada entre outros consumidores e prosumidores (SOTO et al., 2021). A comercialização do excedente de energia elétrica de prosumidores em microrredes favorece a segurança energética, o consumo consciente e a redução de perdas durante a transmissão e distribuição de energia (AN et al., 2020; MENGELKAMP et al., 2018).

Uma alternativa para a comercialização do excedente de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos de GD é a comercialização de energia elétrica ponto a ponto (P2P), que já está sendo utilizada em diversos países (PARK; YONG, 2017; POWERLEDGER, 2023a; SOUSA et al., 2019; ZHANG et al., 2017). A comercialização de energia elétrica P2P refere-se a uma microrrede composta por consumidores e prosumidores de energia elétrica que compram e vendem energia entre si (ZHANG et al., 2018). A comercialização de energia elétrica P2P em uma microrrede visa reduzir os custos coletivos com energia, maximizar o lucro para os prosumidores (ALAM; ST-HILAIRE; KUNZ, 2017) e, também, pode reduzir os picos de demanda para as distribuidoras de energia elétrica (HADIYA et al., 2019).

A implementação de plataformas digitais com tecnologias de comunicação e algoritmos de monitoramento e tomada de decisão são necessários para o funcionamento de microrredes com comercialização de energia elétrica P2P. Além disso, essas plataformas eliminam a dependência e a interferência de terceiros durante a compra e venda de energia (GIOVANINI; ALMEIDA; SAATH, 2020).

Um modelo de otimização para comercialização de energia elétrica P2P com sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia em baterias é apresentado por (NGUYEN et al., 2018). Kusakana (2020) desenvolveu um modelo de compartilhamento de energia elétrica entre

prossumidores residenciais e comerciais da África do Sul, aplicando o método P2P, para reduzir os custos com energia elétrica dos participantes. Alguns projetos comerciais já estão em andamento como o Vandebroon na Holanda, o Piclo no Reino Unido (PARK; YONG, 2017; ZHANG et al., 2017), a microrrede do Brooklyn nos Estados Unidos (DIAS, 2019) e o E-NEXT na Áustria (POWERLEDGER, 2023b).

No Brasil, essa modalidade ainda não é regulamentada, mas já está sendo estudada. A Copel Distribuição, em parceria com o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPQD) desenvolveram um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) intitulado “*Marketplace* Descentralizado para Comercialização de Energia Elétrica Baseado em *Blockchain*”. O projeto visou desenvolver o modelo de operação, a rede *blockchain*, os *smart contracts* e simuladores, a prova de conceito, além de realizar análises regulatórias, comerciais, tributárias, econômicas e de segurança (COPEL, 2021a). O projeto foi encerrado em outubro de 2021 e deu origem ao livro de 250 páginas intitulado: “*Marketplace Blockchain* para Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Geração Distribuída”, além de conquistar o 3º lugar na categoria Descentralização do Prêmio Cier de Inovação (COPEL, 2021b; ROLIM et al., 2020).

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo desenvolver e avaliar modelos energéticos de microrredes com comercialização de energia elétrica P2P entre prossumidores e consumidores residenciais e comerciais. Nesta avaliação, busca-se encontrar o melhor modelo entre participantes e inserção de sistemas fotovoltaicos para que haja a menor quantidade de energia elétrica vendida para a distribuidora local e a maior comercialização dentro da microrrede. Ademais, uma análise de balanço energético foi desenvolvida para avaliar a competitividade de uma microrrede com comercialização de energia elétrica P2P frente o sistema de compensação de energia.

1.1 JUSTIFICATIVA

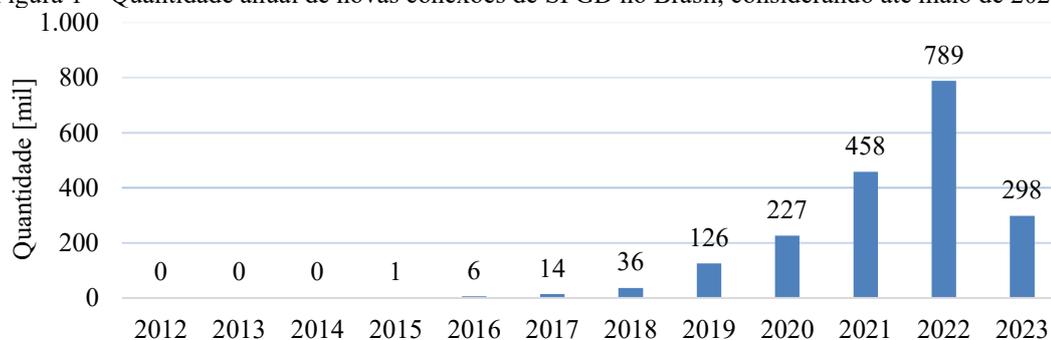
Nos últimos anos a Organização das Nações Unidas (ONU) têm criado uma série de atividades com o objetivo de minimizar os impactos ambientais do desenvolvimento econômico da sociedade. Neste contexto, no ano de 2015 foi criada a agenda 2030, que estabelece em um único documento dezessete objetivos a serem cumpridos pelos países participantes para que se atinja o desenvolvimento sustentável. O objetivo 7, intitulado “Energia acessível e limpa”,

favorece a inserção de energias renováveis da matriz elétrica mundial, além de estimular a transição energética para uma matriz mais sustentável, renovável e eficiente (PNUD; IPEA, 2020; UNIC RIO, 2015). O Brasil é um dos países que participa da agenda 2030 e, portanto, deve seguir as metas e objetivos nela estabelecidos para o desenvolvimento sustentável (MME, 2021b; PNUD; IPEA, 2020).

Os sistemas fotovoltaicos de GD favorecem a diversificação da matriz elétrica e contribuem para a descentralização da geração de energia elétrica no país (JUNIOR, 2018). Além disso, são uma solução tecnológica de energia renovável e uma alternativa para atenuação das emissões de gases de efeito estufa (LACCHINI; RÜTHER, 2015).

Em junho de 2023, a potência instalada de GD no Brasil atingiu 21,2 GW, impulsionada pelos sistemas fotovoltaicos que representam 98,8 % da potência instalada de GD no país (GREENER, 2023b). Os sistemas fotovoltaicos de GD apresentam crescimento exponencial, atingindo 1,936 milhões de conexões de micro e minigeração distribuída até maio de 2023 no Brasil, segundo a Greener (ANEEL, 2021a). A Figura 1 apresenta o resumo das novas conexões de sistemas fotovoltaicos de GD no Brasil por ano.

Figura 1 – Quantidade anual de novas conexões de SFGD no Brasil, considerando até maio de 2023.



Fonte: Adaptado de (GREENER, 2023b).

Apesar do setor solar fotovoltaico estar em grande expansão, ainda não há legislação ou regulação no Brasil que permita a comercialização de energia elétrica no âmbito da GD. Todos os consumidores cativos que possuem um sistema fotovoltaico conectado à rede participam do sistema de compensação de energia elétrica e recebem créditos referentes ao excedente de energia que foi injetado na rede da distribuidora que, posteriormente, são compensados na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2012, 2015, 2023; BRASIL, 2022a).

Até 2022, os créditos de energia eram fornecidos em forma de desconto na fatura, possuíam validade de 60 meses e podiam ser compensados em outra unidade consumidora de mesmo titular, desde que esteja na mesma área de concessão da distribuidora (ANEEL, 2015). Além disso, os créditos de energia possuíam o mesmo valor da tarifa de energia da distribuidora. Isto é, se o prosumidor injetasse 50 kWh de energia elétrica na rede durante o período de faturamento e a tarifa de energia fosse R\$ 0,80, ele receberia R\$ 40,00 de desconto na fatura (desconsiderando impostos, encargos e bandeiras tarifárias). Ressalta-se que o custo de disponibilidade não sofre descontos. Hoje, considerando 15 % de compensação da TUSD Fio B e que essa representa 30,8 % do valor total da tarifa, o prosumidor receberia R\$38,20 de desconto na fatura.

Todavia, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), desde 2019, estava com o processo de revisão da Resolução Normativa (REN) N° 482/2012 em andamento, porém, o processo foi interrompido devido as urgências relacionadas a pandemia da COVID-19 (EPE, 2020). O projeto apresentado pela ANEEL oferecia seis opções para compensação da energia elétrica excedente de sistemas fotovoltaicos que é injetada na rede da distribuidora. Todas as alternativas (exceto a alternativa 0 que era o cenário atual) separariam a tarifa de energia elétrica em Tarifa de Energia (TE) + Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a compensação ocorreria em apenas uma das parcelas da tarifa total. Tal revisão reduziria os benefícios da GD, aumentando o tempo de retorno de investimento e tornando tal modalidade menos atrativa financeiramente (ANEEL, 2018). Neste mesmo período, havia um Projeto de Lei (PL) em tramitação no congresso nacional que instituiria o marco legal da geração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica. O PL foi aprovado em dezembro de 2021 e transformado na Lei N° 14.300 (sancionada em 6 de janeiro de 2022) que sobrepôs a revisão da ANEEL (ABGD, 2021; BRASIL, 2022b; CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021).

A Lei N° 14.300/2022 trouxe segurança jurídica para o mercado. As grandes mudanças ocorreram no sistema de compensação de energia elétrica, que agora considera cada componente tarifária de forma independente no momento da compensação. A componente tarifária TUSD Fio B passou a ser compensada, em 2023, em uma porcentagem de 15 % do seu valor e, de forma gradativa, atingirá 90 % do seu valor até 2029 (BRASIL, 2022a). Ademais, para conexões feitas (existentes ou solicitadas) até 7 de janeiro de 2023, as regras permanecem as antigas (aquelas da REN 482/2012) até o ano de 2045 (BRASIL, 2022a; GREENER, 2023c).

Segundo os dados da GREENER (2023c), em média, o *payback* dos sistemas fotovoltaicos de GD passou de 4,5 anos para 7,1 anos no Brasil após a aplicação da Lei Nº 14.300.

A comercialização de energia elétrica P2P é um novo modelo de negócio para os sistemas fotovoltaicos instalados em unidades prosumidoras. Apesar destes sistemas continuarem sendo tecnicamente e economicamente viáveis mesmo após a implementação da Lei Nº 14.300, estudar outras possibilidades de comercialização para o excedente de energia elétrica é importante para que a tecnologia continue sendo fomentada e atrativa aos consumidores, seja técnica, econômica ou socialmente.

1.2 PROBLEMA

Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída vêm crescendo de forma significativa nos últimos anos no Brasil, mediante incentivos públicos e redução de preços. Entretanto, tais incentivos estão sendo cessados gradativamente. Mesmo que os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída continuem economicamente viáveis após a atualização da legislação, novos modelos de negócios devem surgir para continuar incentivando e impulsionando a expansão da tecnologia. Portanto, qual é a modelagem energética de uma microrrede com comercialização de energia elétrica P2P entre consumidores e prosumidores residenciais e comerciais que reduz a compra de energia elétrica das distribuidoras de energia e aumenta a comercialização dentro da própria microrrede?

1.3 HIPÓTESES

- É possível reduzir a compra de energia elétrica de distribuidoras utilizando a comercialização de energia elétrica P2P em uma microrrede com consumidores e prosumidores.
- Existe um modelo de microrrede com comercialização de energia elétrica P2P que apresenta a maior quantidade de excedente de energia elétrica comercializado na microrrede e a menor quantidade vendida para a distribuidora local.
- É mais viável, tanto para o consumidor quanto para o prosumidor, comercializar energia elétrica P2P em uma microrrede do que participar exclusivamente do sistema de compensação de energia elétrica.

1.4 OBJETIVOS

As seguintes subseções delimitam o objetivo geral e os objetivos específicos desta pesquisa.

1.4.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é desenvolver nove modelos energéticos e identificar, entre estes, qual é o mais viável e competitivo para comercializar energia elétrica entre consumidores e prosumidores residenciais e comerciais utilizando a comercialização P2P.

1.4.2 Objetivos específicos

Ao longo desta pesquisa pretende-se alcançar os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver modelos de comercialização de energia elétrica P2P com inserção de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída.
- Identificar, entre os modelos de microrredes desenvolvidos, aquele que apresente a menor interação com a distribuidora e que, os sistemas fotovoltaicos sejam capazes de atender 100 % do consumo total da microrrede.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção são apresentados o embasamento teórico e o estado da arte relacionados ao setor elétrico brasileiro, a comercialização de energia elétrica, aos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída e o método P2P aplicado a comercialização de energia elétrica, para melhor entendimento desta Dissertação.

2.1 REFERENCIAL TEÓRICO

O objetivo dessa subseção é apresentar uma síntese dos principais tópicos para auxiliar na compreensão deste trabalho.

2.1.1 O setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro foi plenamente administrado por empresas privadas até a criação da constituição federal e do código de águas, em 1934 (BRASIL, 1934a, 1934b; CUBEROS, 2008; MARTINS, 2018). Entretanto, foi somente em 1955 que o Estado começou a intervir de forma significativa no setor, com a criação da Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco (CUBEROS, 2008). Na década de 60, foram fundados o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Eletrobrás (BRASIL, 1960, 1961) que desencadearam a estatização, a regulação e o financiamento da expansão do setor elétrico brasileiro até os anos 80 (PIRES, 1999; SANCHES, 2006).

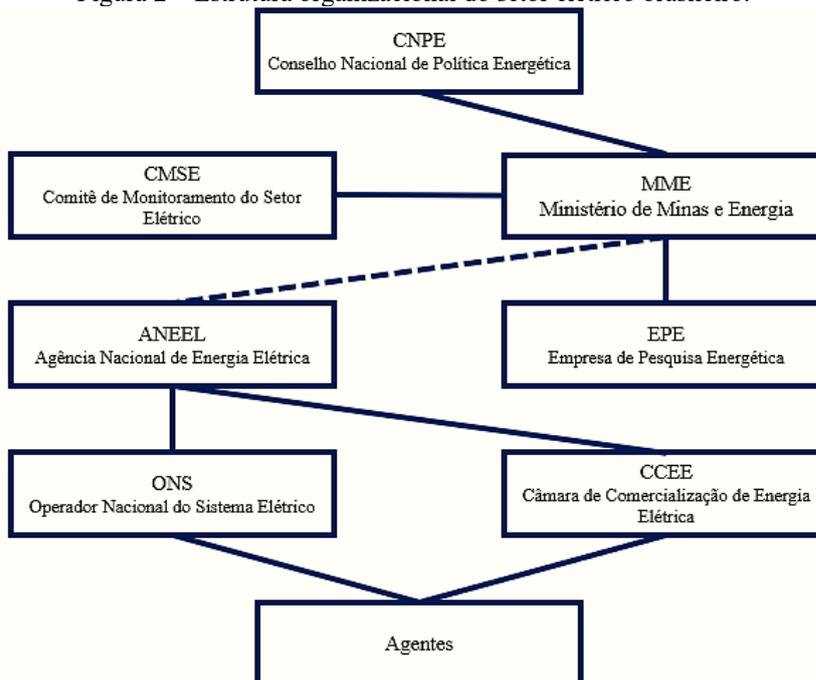
Na década de 90 houve a crise, o declínio do modelo de estatização e a reforma do setor elétrico. Em 1999 iniciou-se o mercado de energia elétrica, com a criação da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Asmae), que posteriormente, em 2000, foi substituída pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) (CCEE, 2018). Em 2004, a Lei Nº 10.848 (BRASIL, 2004a) definiu a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que deu origem aos dois ambientes de contratação que são utilizados atualmente: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (CCEE, 2008).

O setor elétrico brasileiro foi reestruturado no ano de 2004, passando por um marco regulatório onde os principais objetivos eram a garantia e estabilidade de fornecimento de energia elétrica e a modicidade tarifária (BRASIL, 2004a). Desde então, o setor é organizado a partir de quatro pilares: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (CUBEROS, 2008).

Em 2017, o MME publicou a consulta pública Nº 33 para tratar do aprimoramento do marco legal do setor elétrico (MME, 2017). Em abril de 2019, o MME criou o Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (GT Modernização), visando identificar possíveis alterações para que a modernização do setor seja possível (MME, 2019a).

A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro é complexa e dividida em quatro grandes áreas: política, regulação e fiscalização, mercado e agentes institucionais. Cada área possui um ou mais órgãos responsáveis pelas diretrizes e decisões tomadas. A Figura 2 apresenta a estrutura institucional do setor elétrico.

Figura 2 – Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro.



Fonte: (A Autora, 2021).

O MME foi fundado no ano de 1960 com o objetivo de planejar, acompanhar e avaliar o setor eletroenergético brasileiro (MME, 2020). Conforme o Decreto Nº 9.675, de 1 de janeiro de 2019, o MME é responsável por zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País (BRASIL, 2019). O MME é o órgão público que comanda todo o setor eletroenergético brasileiro. Ele é dividido em quatro secretarias: a de energia elétrica, a de geologia, mineração e transformação mineral, a de petróleo, gás natural e biocombustíveis e a de planejamento e desenvolvimento energético. Diretamente ligados ao MME estão o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Modernização do Setor Elétrico (CMSE) (MME, 2020).

O CNPE foi criado em 1997 pela Lei Nº 9.478/1997 e é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (BRASIL, 1997; MME, 2000). O CNPE tem como principal função assessorar o Presidente da República na formulação de políticas e diretrizes de energia (MME, 2021a). O CMSE foi criado em 2004 durante a reestruturação do setor elétrico (BRASIL, 2004a). O CMSE também é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e suas atribuições são designadas pelo Decreto Nº 5.175 de 2004 (BRASIL, 2004b).

A ANEEL é responsável por regular e fiscalizar todos os processos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (BRASIL, 1996). No âmbito da

regulação, a ANEEL estabelece as regras para o serviço de energia, as metas para o equilíbrio e o bom funcionamento do mercado e cria a metodologia de cálculo de tarifas. Já no âmbito da fiscalização, a agência fiscaliza o fornecimento de serviços de energia elétrica, media conflitos entre as empresas, agentes e consumidores do setor e gere e fomenta programas de P&D e de Eficiência Energética conduzidos por concessionárias de energia elétrica (ANEEL, 2021b).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável por elaborar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro. A empresa foi criada pela Lei Nº 10.847 publicada em 2004 (BRASIL, 2004c; EPE, 2021).

A CCEE é responsável pelos processos de compra e venda de energia elétrica em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, a CCEE é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia, sendo responsável pelo cálculo e pela divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CCEE, 2021a).

Criado em 1998 pela Lei Nº 9.648, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país (BRASIL, 1998). O ONS responde a ANEEL e tem como objetivos promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, garantir o acesso à rede de transmissão e contribuir para que a expansão do SIN se faça ao menor custo (ONS, 2021).

Os agentes do setor elétrico são os geradores, transmissores, distribuidores e consumidores de energia elétrica (CCEE, 2018).

2.1.2 A comercialização de energia elétrica

Com a reestruturação do setor elétrico em 2004, criou-se dois ambientes de contratação de energia elétrica: o ACR e o ACL (BRASIL, 2004a). Os consumidores livres e especiais são participantes do ACL e podem escolher seus fornecedores de energia elétrica em todo o território nacional, desde que estejam conectados ao SIN. Já os consumidores regulados, também conhecidos como consumidores cativos, fazem parte do ACR e são limitados a comprar energia elétrica somente da distribuidora local (BRASIL, 2004a; CCEE, 2008; COSTA et al., 2019).

Para participar do ACL são exigidos alguns requisitos aos consumidores. Para se enquadrar como consumidor livre deve-se possuir demanda contratada maior ou igual a

0,5 MW e é permitida a compra de energia elétrica de qualquer fonte geradora. Os consumidores especiais só podem realizar contratos de energia renovável (ANEEL, 2022).

As regras gerais para comercialização de energia elétrica no Brasil são descritas na REN 1.009/2022 (ANEEL, 2022). No ACL, a liquidação financeira é realizada mensalmente pela CCEE. Essa liquidação é necessária para garantir que os contratos sejam cumpridos. As diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos são contabilizadas, liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) e valoradas ao PLD (CCEE, 2021b, 2021c).

O PLD representa a estimativa da quantidade de água presente nos reservatórios das hidrelétricas, ou seja, é a quantidade de água disponível para geração de energia elétrica (CCEE, 2020). Desde 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado oficialmente para cada submercado em base horária. No Brasil, os submercados de energia elétrica são divididos em cinco regiões, conforme Figura 3.

No ACR, a compra de energia elétrica acontece por meio de leilões, os quais as distribuidoras participam. Posteriormente, essa energia é repassada aos consumidores cativos por uma tarifa regulada e reajustada anualmente pela ANEEL (ANEEL, 2020a). Em 2015, o Sistema de Bandeiras Tarifárias foi aprovado e começou a aparecer na fatura de energia elétrica dos consumidores cativos como uma “segunda tarifa”. As bandeiras tarifárias funcionam de acordo com as condições de geração de energia elétrica do país, ou seja, o tipo de bandeira depende, principalmente, do nível de água dos reservatórios das hidrelétricas. Quanto menor o nível, mais energia é gerada a partir de termoeletricas que possuem um custo maior de operação em relação as hidrelétricas (ANEEL, 2013). As bandeiras são divididas em três estágios e possuem vigência mensal (ANEEL, 2021c):

- **Bandeira Verde:** significa que os reservatórios das hidrelétricas estão em operação normal e não há acréscimo no valor da tarifa de energia elétrica.
- **Bandeira Amarela:** significa que o nível dos reservatórios está reduzindo e algumas termoeletricas são acionadas, portanto, são acrescidos R\$ 0,02989 para cada kWh consumidos.
- **Bandeira Vermelha:** é dividida em dois patamares e significa que o nível dos reservatórios está baixo, sendo necessário o acionamento de mais termoeletricas. No patamar 1 são acrescidos R\$ 0,0650 para cada kWh consumido. Já no patamar 2, são acrescidos R\$ 0,09795 para cada kWh consumido.

Figura 3 – Submercados de energia elétrica brasileiros.



Fonte: Adaptado de (CCEE, 2019).

Em 2018, a tarifa branca foi implementada no Brasil para consumidores cativos, exceto consumidores de baixa renda e da classe de iluminação pública (ANEEL, 2016, 2020b). Os consumidores que optam pela tarifa branca pagam valores diferentes ao longo do dia. Três postos tarifários são aplicados: ponta (mais caro), intermediário (médio) e fora ponta (mais barato). O posto tarifário ponta tem duração de 3 horas consecutivas, o posto intermediário pode variar de 1h00 a 1h30 antes e depois do horário de ponta e, o posto fora de ponta corresponde ao período que não foi englobado pelos outros dois postos. Aos sábados, domingos e feriados nacionais aplica-se somente o posto tarifário fora de ponta (ANEEL, 2010).

A publicação da Portaria N° 465, de 12 de dezembro de 2019, prevê a abertura do mercado livre para todos os consumidores a partir de 1° de janeiro de 2024. Portanto, todos aqueles que estiverem conectados pelo SIN poderão comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica (MME, 2019b). Neste cenário, os prossumidores residenciais e comerciais poderão comprar energia elétrica, entretanto, ainda não são previstas normativas para a venda do excedente de energia elétrica destes prossumidores.

2.1.3 Sistemas fotovoltaicos de geração distribuída

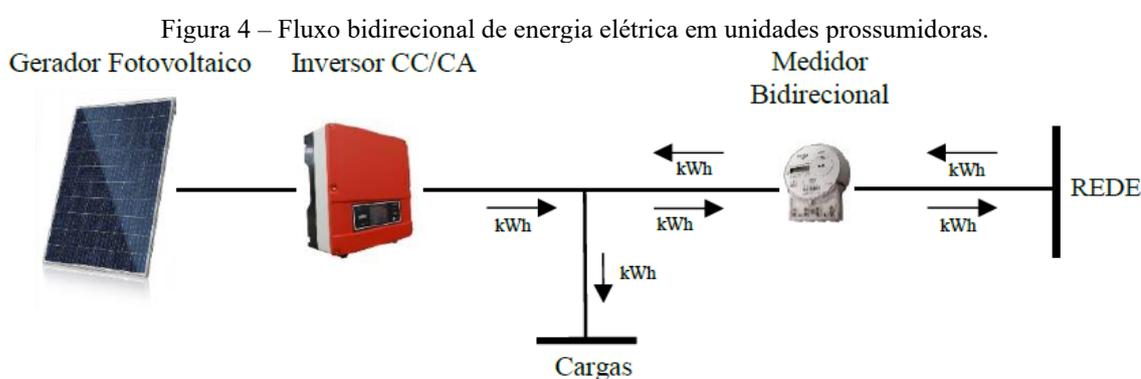
A GD passou a ser regulamentada no Brasil com a publicação da REN N° 482/2012 e, desde então, a energia elétrica pode ser gerada e consumida localmente, através de fontes

renováveis de energia ou cogeração qualificada, além de tornar possível a compensação de energia elétrica (BELISKI; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018). Posteriormente, em 2015, a normativa foi atualizada pela REN N° 687/2015 que ampliou os benefícios da GD, caracterizando sistemas de até 75 kW como de microgeração e sistemas de 75 kW a 5 MW como de minigeração distribuída (ANEEL, 2012, 2015). Desde 2022, os sistemas fotovoltaicos de GD e o sistema de compensação de energia elétrica são regulados pela Lei N° 14.300/2022 e pela REN N° 1.059/2023 (ANEEL, 2023; BRASIL, 2022a).

De acordo com Shayani (2010), a principal característica da GD é a proximidade com as cargas para que a energia gerada seja instantaneamente consumida, reduzindo custos e perdas com o uso do sistema de transmissão de energia elétrica.

Segundo a REN N° 482/2012, GD é uma central geradora de energia elétrica, de até 5 MW, originada de fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada e devidamente conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Em sistemas de geração distribuída, a rede elétrica possui características de acumuladora ilimitada, dispensando o uso de armazenamento de energia elétrica em baterias (BELISKI; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018). No sistema de compensação não há a comercialização de energia elétrica, isto é, nos períodos em que a energia elétrica gerada é maior do que a energia elétrica consumida na edificação, há injeção de energia na rede elétrica da distribuidora (ROSA; GASPARIN, 2016; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, 2018). Caso o contrário ocorra: o consumo seja maior do que a geração, o fluxo acontece da rede elétrica da distribuidora para a unidade consumidora (BELISKI; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018). Este modelo é apresentado na Figura 4.



Fonte: (ANEEL, 2019).

2.1.4 O modelo Ponto a Ponto (P2P) aplicado à comercialização de energia elétrica

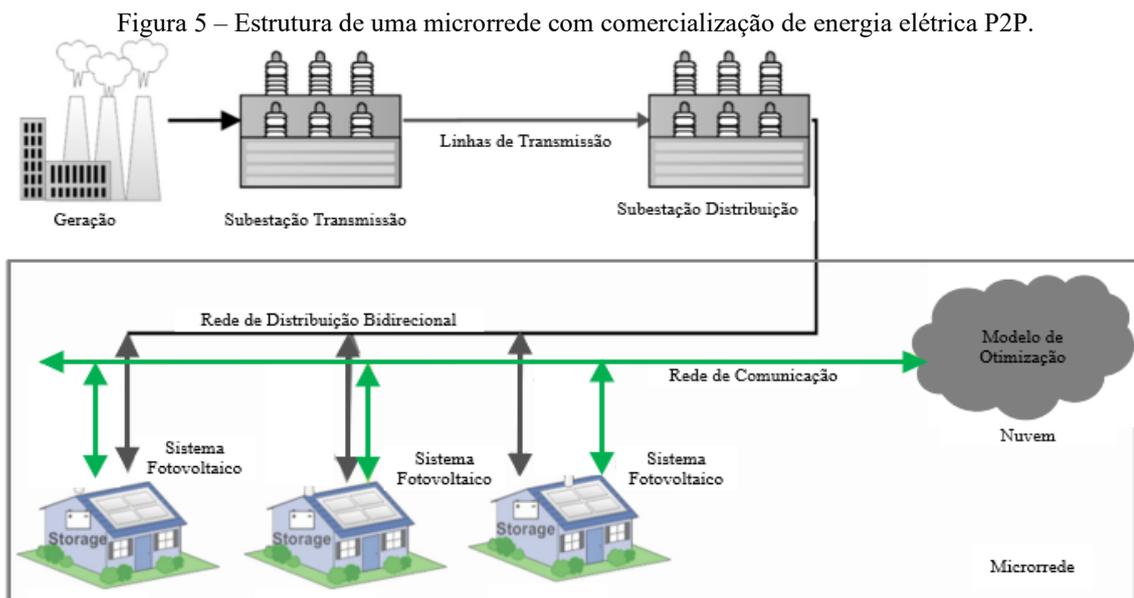
Neste modelo de negócio os prosumidores são independentes para negociar o excedente de energia com qualquer consumidor ou outro prosumidor que esteja conectado à microrrede P2P. Os prosumidores também possuem a liberdade de estabelecer o preço de venda da energia excedente, assim como os consumidores (compradores) podem decidir de quem comprar e a que preço comprar a energia elétrica (HADIYA et al., 2019). A comercialização de energia elétrica P2P permite, além da livre escolha de compra e venda de energia elétrica dentro da microrrede, a maximização das vantagens da GD, como minimizar as perdas de transmissão e estabilizar o fornecimento de eletricidade.

Diversos modelos de negociação na comercialização de energia P2P são encontrados na literatura. Os principais são: o modelo baseado em leilão, o modelo baseado em contrato bilateral e o modelo descentralizado por meio de *blockchain*. No modelo baseado em leilão, os consumidores da microrrede fazem ofertas em uma plataforma e os prosumidores vendem o excedente de energia disponível para o lance de maior valor. No contrato bilateral os mesmos passos do modelo de leilão são realizados, porém, todos os participantes têm acesso aos preços ofertados, podendo oferecer valores maiores (AN et al., 2020). Por fim, no modelo baseado na tecnologia *blockchain* permite que todos os dados sejam inseridos na plataforma e compartilhados somente com os usuários da microrrede. A tecnologia *blockchain* também permite a negociação e o pagamento direto pela plataforma, prometendo segurança, precisão, autenticação e rastreabilidade das transações (MONROE et al., 2020). Em Wu et al. (2022) e Suthar, Cherukuri e Pindoriya (2023), mais detalhes sobre negociação em microrredes com comercialização de energia elétrica P2P são apresentados.

A comercialização de energia elétrica P2P proporciona maior flexibilidade aos usuários finais, permitindo mais oportunidades para consumir energia renovável e contribuir para uma matriz elétrica de baixo carbono. Além disso, esse modelo de negociação deve desenvolver uma maior confiança social, já que melhorará a transparência nas transações de energia elétrica, reduzindo transações fraudulentas e terá menor dependência de terceiros, como as distribuidoras de energia. A implementação do modelo P2P pode implicar em algumas mudanças na sociedade, como o deslocamento do pico de consumo de energia elétrica para o período de maior geração de energia solar fotovoltaica (SOTO et al., 2021).

As microrredes de comercialização de energia elétrica P2P podem ter diferentes objetivos, como: minimização da poluição, descarbonização da matriz elétrica, lucratividade, redução de perdas elétricas e o impacto nas redes elétricas de transmissão (SHAN; LI; LI, 2019; SHRESTHA et al., 2019). Um modelo de microrrede com comercialização de energia elétrica P2P é mostrado na Figura 5.

Nota-se que o funcionamento da microrrede com comercialização de energia elétrica P2P necessita de duas estruturas: a virtual e a física. A estrutura virtual é responsável pela operação do mercado, pelo fluxo de informações, pelos meios de pagamento e pela gestão de energia. Portanto, precisa ser segura, confiável e de alto desempenho. Já a estrutura física permite o transporte da energia e os medidores devem ser responsáveis pela medição das energias gerada e consumida para que o sistema identifique a necessidade de venda ou de compra de energia elétrica para aquela unidade consumidora (TUSHAR et al., 2020).



Fonte: Adaptado de (ALAM; ST-HILAIRE; KUNZ, 2017).

2.2 ESTADO DA ARTE

Em 2017, Zhang et al. (2017) listaram alguns projetos de comercialização de energia P2P que estavam em andamento pelo mundo. Dentre eles estão quatro projetos da Alemanha (*PeerEnergyCloud*, *Smart Watts*, *SonnenCommunity* e o *Lichtblick Swarm Energy*), três dos Estados Unidos (*Yeloha* e *Mosaic*, *TransActive Grid* e o *Community First*), um da Holanda (*Vandebbron*) e um do Reino Unido (*Piclo*).

Vandebron é um serviço de comercialização de energia elétrica ponto a ponto que permite aos consumidores comprarem energia elétrica de produtores cadastrados em uma plataforma online. Na plataforma os produtores são apresentados e vendem energia elétrica pelo preço que desejarem sem intervenção das concessionárias de energia, sendo que o mesmo ocorre para os consumidores. A plataforma cobra apenas uma taxa mensal, isentando qualquer valor sobre as transações (PARK; YONG, 2017; ZHANG et al., 2018).

Piclo é uma plataforma online onde consumidores e prosumidores podem comprar e vender energia elétrica renovável. As transações são realizadas a cada trinta minutos e os consumidores podem escolher o gerador que desejam comprar energia elétrica. A tarifação é sazonal, dividida em horários e segue o padrão das concessionárias de energia que cobram pelo uso do sistema de distribuição (MUJEEB; HONG; WANG, 2019; PARK; YONG, 2017).

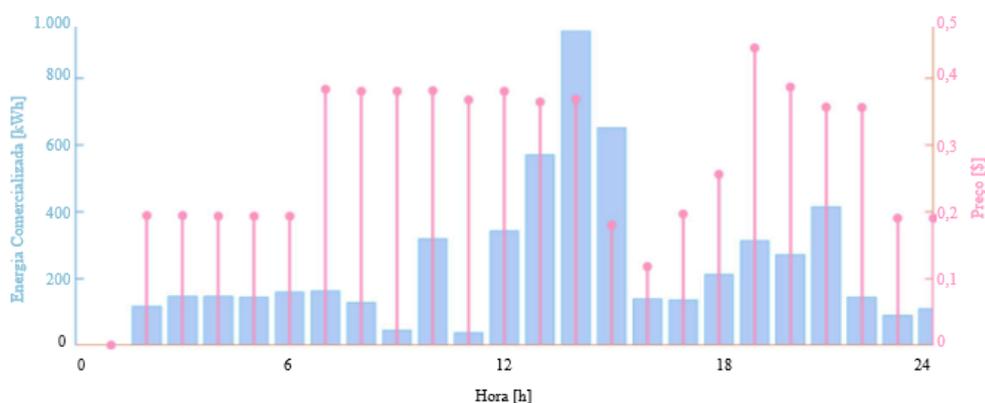
O projeto chamado *PeerEnergy Cloud* corresponde a uma microrrede inteligente com 500 unidades residenciais localizada em uma cidade alemã onde os usuários comercializam energia elétrica ponto a ponto. A comunicação entre eles é realizada a partir de um cabo de fibra óptica (BRANDHERM; BAUS; FREY, 2012).

Uma rede foi simulada com dados de uma rede de distribuição do norte da Inglaterra. A rede simulada, com 55 consumidores residenciais, foi utilizada como estudo de caso para investigar os impactos da comercialização de energia elétrica P2P na rede de distribuição. Sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos foram inseridos no estudo de caso. As potências dos sistemas fotovoltaicos variaram de 1,6 kW a 4 kW e a carga considerada dos veículos elétricos foi de 3 kW. O mecanismo utilizado para a realização das transações foi o de leilão duplo baseado em *blockchain*. O estudo mostrou que a comercialização de energia elétrica P2P não teve um impacto significativo no desempenho operacional da rede de distribuição europeia. Mas, pequenas diferenças nos perfis de tensão durante o final da tarde e início da noite (das 17h às 20h) foram observados (HAYES; THAKUR; BRESLIN, 2020).

Han et al. (2020), propuseram um modelo P2P de comercialização de energia elétrica que foi testado em um estudo de caso com uma indústria, seis residências e três edifícios, com e sem geração distribuída, em uma comunidade da Austrália. As negociações foram realizadas em uma rede *blockchain* pelo método de leilão e a liquidação de compra e venda de energia elétrica ocorreu de forma horária. Os preços de compra e venda de energia foram otimizados por um algoritmo de teoria dos jogos. Os resultados foram satisfatórios e a comercialização de energia elétrica P2P mostrou-se economicamente mais atrativa do que o sistema tradicional de

compra e venda de energia elétrica. A quantidade de energia elétrica comercializada e os preços horários são apresentados na Figura 6.

Figura 6 – Energia elétrica comercializada por hora e preço para a rede P2P proposta.

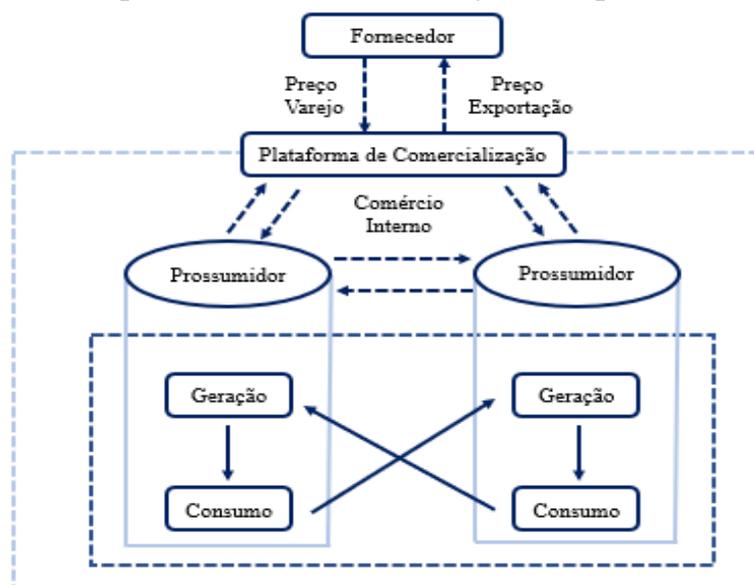


Fonte: Adaptado de (HAN et al., 2020).

Uma microrrede hipotética, com 100 residências localizadas na cidade de Washington/EUA, foi simulada para investigar estratégias de licitação para a comercialização de energia elétrica P2P. Um desvio aleatório de $\pm 20\%$ foi introduzido em cada perfil de carga das residências para induzir variabilidade. Três níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos foram testados (30 %, 50 %, 70 %) e o perfil de geração horário considerado foi referente a um sistema fotovoltaico de 6,44 kWp. Quatro estratégias de licitação foram avaliadas (aleatório, fator de preferência, teoria do jogo da melhor oferta e teoria do jogo do poder de mercado). A estratégia de fator de preferência é a que apresentou desempenho mais baixo das quatro e a abordagem de teoria do jogo da melhor oferta foi a melhor desempenho (LIN; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2019).

Recentemente, Kusakana (2020) desenvolveu um modelo de comercialização P2P de energia elétrica entre prossumidores residenciais e comerciais da África do Sul (Figura 7). Os principais objetivos do modelo foram maximizar a utilização da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico na própria edificação de instalação e minimizar a compra de energia elétrica da rede de distribuição, ambos para cada consumidor envolvido. Os períodos de tarifação foram diferentes ao longo do dia, sendo classificados como: intervalos de preço ponta, intervalos de preço intermediário e intervalos de preço fora ponta. O modelo originou uma redução do custo total diário para os setores residencial e comercial, considerando a média entre os períodos de verão e inverno, de 65,85 % e 56,5 %, respectivamente.

Figura 7 – Modelo de comercialização de energia P2P.

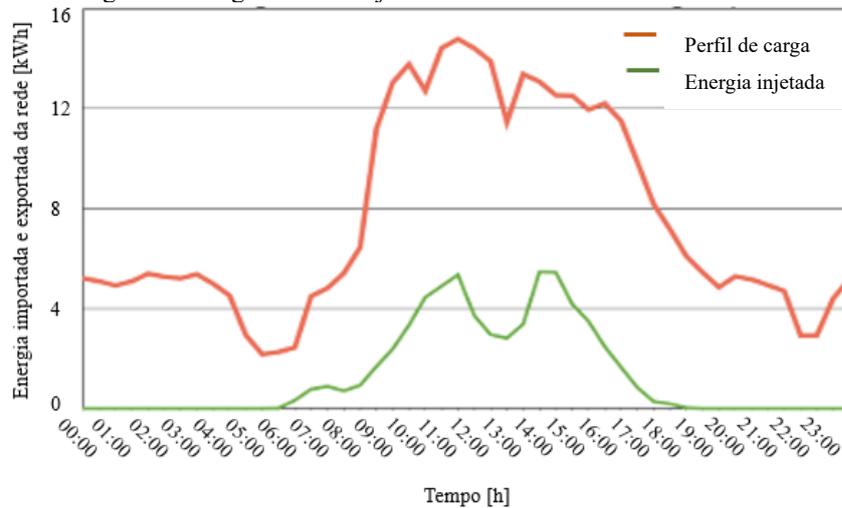


Fonte: Adaptado de (KUSAKANA, 2020).

Três modelos existentes de compartilhamento P2P de energia elétrica (modelo de comportamento de contas, taxa média de mercado e relação de oferta e demanda) foram avaliados em uma microrrede composta de 10 unidades consumidoras residenciais. Cinco delas possuem sistemas fotovoltaicos. A tarifa local foi considerada como preço de varejo e a tarifa de compensação da distribuidora foi utilizada como preço de exportação. O modelo que apresentou o melhor desempenho econômico foi o modelo de relação de oferta e demanda, mas a diferença de desempenho não foi significativamente maior do que o modelo de taxa média de mercado. E, os dois modelos, mostraram um desempenho muito superior ao modelo de compartilhamento de contas (ZHOU et al., 2017).

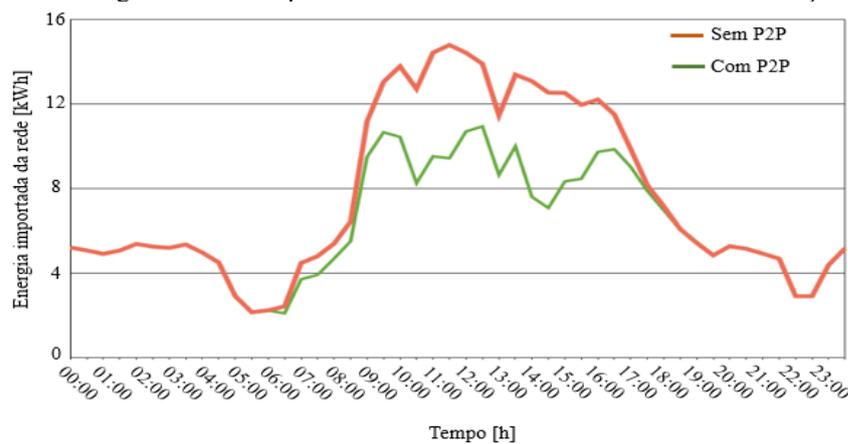
Uma microrrede com oito tipos diferentes de consumidores foi estudada para verificar o potencial de comercialização de energia elétrica P2P na Índia. Dados da concessionária local foram utilizados como dados de consumo. Quatro, dos oito consumidores, possuem sistemas fotovoltaicos. No estudo, o período de comercialização P2P foi das 6h00 às 18h00 e 17,09 % da demanda total da microrrede foi atendida pela energia elétrica gerada na microrrede durante o período de comercialização. Com a implementação da comercialização P2P, os prosumidores foram beneficiados em 11,6 %, enquanto os consumidores foram em 20 % em relação à compensação com a rede da distribuidora (HADIYA et al., 2019). As Figuras 8 e 9 mostram os perfis de carga dos consumidores e de energia elétrica injetada na rede da distribuidora com e sem a comercialização P2P.

Figura 8 – Perfis de carga e de energia elétrica injetada na rede da distribuidora sem a comercialização P2P.



Fonte: Adaptado de (HADIYA et al., 2019).

Figura 9 – Energia elétrica comprada da distribuidora com e sem a comercialização P2P.



Fonte: Adaptado de (HADIYA et al., 2019).

A microrrede do *Brooklyn* (MRB) iniciou em 2016 e após 2 anos possuía cerca de 60 prossumidores e 500 consumidores. A MRB utiliza contratos inteligentes em uma plataforma de *blockchain* para realizar a comercialização de energia elétrica entre os participantes. Um aplicativo foi desenvolvido e os participantes podem escolher de quem comprar energia ou para quem vender o excedente de energia através do mecanismo de leilão. Todos os dados são registrados e armazenados em um medidor de energia elétrica inteligente. Os participantes são conectados fisicamente por linhas de distribuição e visualmente pela plataforma baseada na tecnologia *blockchain* (BMG, 2019; DIAS, 2019; MENGELKAMP et al., 2018).

A *Powerledger* desenvolveu plataformas de comercialização de energia elétrica renovável baseadas em *blockchain* que estão sendo utilizadas em diversos países. Alguns projetos em andamento, são os seguintes (POWERLEDGER, 2023c):

- E-Next (Áustria): 10 famílias com um total de 6 MWh de energia comercializada.
- EkWateur (França): 300.000 consumidores compartilhando energia elétrica renovável entre si.
- Fenie Energía (Espanha): 60 kW de potência em sistemas fotovoltaicos instalados e 22 kWh de armazenamento de energia em bateria são capazes de atender o município de Almócita.
- Uttar Prradesch (Índia): único estado da Índia a modificar a legislação para permitir a comercialização de energia elétrica P2P. No projeto, houve redução de 43 % no preço de compra da energia com relação a tarifa da distribuidora.
- EVNCPC (Vietnã): projeto de 6 meses que testará a tecnologia da *Powerledger* nas províncias de Da Nang e Wuang Nam para comercializar energia elétrica entre consumidores e prosumidores locais.

3 METODOLOGIA

Nesta seção são apresentados os procedimentos realizados no desenvolvimento desta dissertação. Visando alcançar os objetivos descritos na seção 1, foram modeladas diferentes microrredes de comercialização de energia elétrica P2P entre consumidores e prosumidores residenciais e comerciais, localizados na região sul do Brasil. As seções seguintes detalham os perfis de consumo de energia elétrica, os perfis de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída e a modelagem das redes de comercialização de energia elétrica P2P.

3.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste trabalho, a modelagem das microrredes é realizada no horizonte horário e, portanto, o consumo médio horário de energia elétrica é necessário. Uma consulta à bibliografia disponível mostrou que não há dados públicos recentes de consumo médio horário de energia elétrica para o país, tão pouco, para a região sul. Portanto, a fim de obter dados atuais para a

realização desta dissertação, solicitou-se à ANEEL, pela Lei de Acesso à Informação (BRASIL, 2011), a disponibilização de dados de consumo da Celesc-Distribuição – distribuidora de energia elétrica que atende em torno de 92 % do território Catarinense (Figura 10) e um município do estado do Paraná. Embora a solicitação dos dados tenha sido para a Celesc-Distribuição, a metodologia apresentada é genérica e pode ser aplicada a quaisquer dados de consumo de energia elétrica.

Figura 10 – Área de concessão da Celesc-Distribuição no estado de Santa Catarina.



Fonte: (A Autora, 2021).

No estudo realizado pela Celesc-Distribuição, obteve-se uma amostra, por sorteio aleatório, de unidades consumidoras representativas. As unidades consumidoras foram separadas por classe de consumo e as curvas de cargas típicas foram apresentadas para os dias úteis, sábados e domingos. Os dados referem-se ao ano de 2020 e foram medidos a cada 15 minutos para cada unidade consumidora da amostra. A quantidade de consumidores totais por classe e por amostra pode ser observada na Tabela 1.

Tabela 1 – Amostras de consumidores estabelecidas pela Celesc-Distribuição.

| Classe | População | Amostra |
|--------------------|------------------|----------------|
| Média Tensão | 11.222 | 516 |
| Residencial | 2.370.404 | 405 |
| Rural | 224.203 | 282 |
| Industrial | 99.072 | 287 |
| Poder Público | 2.944 | 126 |
| Comercial e Outros | 290.292 | 272 |
| Trafos | 190.629 | 84 |

Fonte: (A Autora, 2021).

O consumo médio horário de energia elétrica residencial foi calculado para a amostra e extrapolado para os 2.370.404 consumidores residenciais atendimentos pela Celesc-Distribuição. O mesmo ocorreu para o consumo médio horário de energia elétrica comercial. Entretanto, no estudo da Celesc-Distribuição, os consumidores da classe comercial são agrupados com os consumidores da classe poder público, totalizando 293.236 consumidores. Para fins deste trabalho, os consumidores da classe poder público são considerados como consumidores da classe comercial. Os resultados são apresentados na Tabela 2. Apesar dos resultados serem apresentados por curvas de carga, em MW ou kW, os valores são correspondentes ao consumo médio horário de energia elétrica, em MWh ou kWh, visto que energia é a integral temporal da potência.

Tabela 2 – Perfil de carga médio horário das classes residencial e comercial para o total de consumidores residenciais e comerciais atendidos pela Celesc-Distribuição.

| Hora | Residencial [MW] | | | Comercial [MW] | | |
|-------|------------------|----------|----------|----------------|---------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 00:00 | 519,2 | 569,0 | 569,7 | 169,2 | 170,8 | 164,7 |
| 01:00 | 479,4 | 494,3 | 492,1 | 161,5 | 162,2 | 156,9 |
| 02:00 | 416,2 | 442,7 | 431,1 | 163,7 | 160,3 | 151,6 |
| 03:00 | 407,8 | 432,2 | 404,3 | 161,0 | 157,5 | 149,5 |
| 04:00 | 395,3 | 424,2 | 394,6 | 161,2 | 154,9 | 150,0 |
| 05:00 | 407,0 | 408,4 | 392,7 | 165,6 | 169,6 | 157,1 |
| 06:00 | 505,1 | 449,9 | 400,8 | 186,7 | 178,9 | 155,1 |
| 07:00 | 617,4 | 521,3 | 458,5 | 223,4 | 184,8 | 154,7 |
| 08:00 | 611,3 | 610,3 | 533,6 | 327,2 | 239,3 | 167,7 |
| 09:00 | 593,5 | 659,2 | 581,5 | 358,1 | 262,5 | 171,2 |
| 10:00 | 703,1 | 730,5 | 847,4 | 391,2 | 284,1 | 193,6 |
| 11:00 | 780,3 | 788,3 | 808,4 | 386,0 | 292,0 | 190,2 |
| 12:00 | 819,8 | 839,5 | 804,7 | 345,7 | 266,6 | 192,2 |
| 13:00 | 812,5 | 771,8 | 783,9 | 353,0 | 250,9 | 180,9 |
| 14:00 | 695,6 | 760,4 | 689,6 | 398,3 | 248,1 | 179,2 |
| 15:00 | 724,3 | 724,9 | 683,4 | 377,5 | 235,4 | 180,6 |
| 16:00 | 807,2 | 769,6 | 758,4 | 369,6 | 239,3 | 172,3 |
| 17:00 | 942,1 | 947,7 | 853,1 | 343,5 | 226,0 | 187,6 |
| 18:00 | 1.208,7 | 1.073,1 | 1.078,7 | 319,0 | 235,1 | 209,6 |
| 19:00 | 1.254,8 | 1.076,7 | 1.021,4 | 277,4 | 222,7 | 208,7 |
| 20:00 | 1.184,7 | 955,2 | 1.021,7 | 239,5 | 217,9 | 195,3 |
| 21:00 | 1.042,7 | 840,9 | 930,4 | 220,1 | 206,0 | 200,4 |
| 22:00 | 899,6 | 749,6 | 839,3 | 196,5 | 192,3 | 188,4 |
| 23:00 | 701,2 | 679,7 | 641,7 | 175,6 | 179,9 | 171,0 |
| Total | 17.009,4 | 16.150,5 | 15.851,1 | 6.301,1 | 4.967,2 | 4.063,7 |

Fonte: (A Autora, 2021).

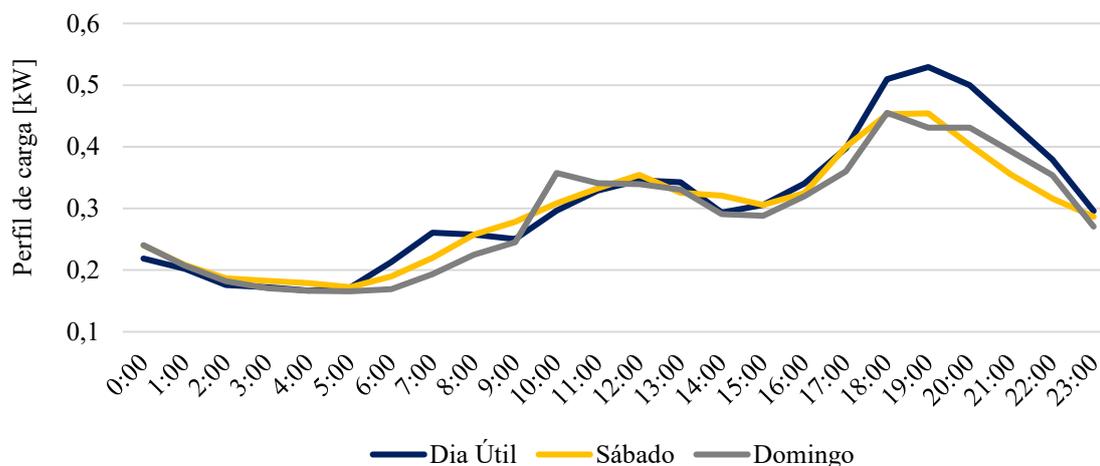
Para obter os perfis de consumos de energia elétrica residencial e comercial médios horários, os valores da Tabela 2 foram divididos pelo total de consumidores das classes correspondentes e o resultado é mostrado na Tabela 3 e nas Figuras 11, 12.

Tabela 3 – Perfil de carga médio horário por residência e por comércio atendidos pela Celesc-Distribuição.

| Hora | Residencial [kW] | | | Comercial [kW] | | |
|-------------|-------------------------|---------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 00:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| 01:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| 02:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,5 | 0,5 |
| 03:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 04:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 05:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| 06:00 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| 07:00 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,8 | 0,6 | 0,5 |
| 08:00 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 1,1 | 0,8 | 0,6 |
| 09:00 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 1,2 | 0,9 | 0,6 |
| 10:00 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 1,3 | 1,0 | 0,7 |
| 11:00 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,3 | 1,0 | 0,6 |
| 12:00 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 1,2 | 0,9 | 0,7 |
| 13:00 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,2 | 0,9 | 0,6 |
| 14:00 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,4 | 0,8 | 0,6 |
| 15:00 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,3 | 0,8 | 0,6 |
| 16:00 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,3 | 0,8 | 0,6 |
| 17:00 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 1,2 | 0,8 | 0,6 |
| 18:00 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 1,1 | 0,8 | 0,7 |
| 19:00 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,9 | 0,8 | 0,7 |
| 20:00 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,7 | 0,7 |
| 21:00 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,7 | 0,6 |
| 22:00 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| 23:00 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Total | 7,2 | 6,8 | 6,7 | 21,5 | 16,9 | 13,9 |

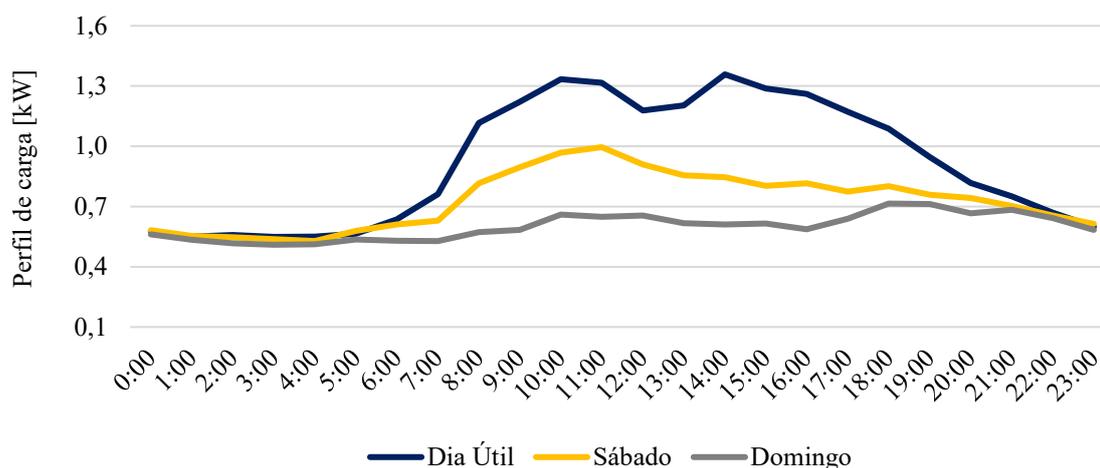
Fonte: (A Autora, 2021).

Figura 11 – Perfil de carga médio horário da classe residencial para o dia útil, o sábado e o domingo.



Fonte: (A Autora, 2021).

Figura 12 – Perfil de carga médio horário da classe comercial para o dia útil, o sábado e o domingo.



Fonte: (A Autora, 2021).

Os resultados apresentados na Tabela 3 são utilizados como perfis de consumos médios horários residenciais e comerciais para este trabalho. Ademais, os consumos médios mensais anuais para as duas classes consumidoras estudadas nesta dissertação foram calculados para definir a potência dos sistemas fotovoltaicos que serão inseridos na microrrede P2P e relatados na seção a seguir.

Para calcular a média mensal anual dos consumos residencial e comercial utilizou-se um mês padrão de trinta dias, com vinte dias úteis, cinco sábados e cinco domingos. Os resultados são mostrados na Tabela 4. Destaca-se que, ao utilizar valores médios, a densidade populacional das regiões é perdida, assim como, variações sazonais ao longo do ano.

Tabela 4 – Consumo médio mensal anual residencial e comercial, respectivamente.

| | Residencial | Comercial |
|----------------------------|--------------------|------------------|
| Consumo Médio Mensal [kWh] | 217,8 | 1.184,8 |

Fonte: (A Autora, 2021).

Para simular a microrrede de unidades consumidoras, os perfis de consumo médios horários foram variados. Em um primeiro momento, os perfis de consumo médios horários sofreram desvios de $\pm 10\%$ e $\pm 20\%$ por unidade consumidora, ou seja, o consumo de energia elétrica médio horário (kWh) mais ou menos o desvio, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Variação, por unidade consumidora, para os perfis de consumo de energia elétrica analisados.

| Variação no Perfil de Consumo |
|--------------------------------------|
| Padrão médio |
| Médio – 10 % |
| Médio – 20 % |
| Médio + 10 % |
| Médio + 20 % |

Fonte: (A Autora, 2021).

3.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS DE GD

Para calcular a geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos é necessário dimensionar o sistema fotovoltaico que atenda a demanda da unidade consumidora. Para tanto, faz-se necessário definir o local de instalação dos sistemas fotovoltaicos, o consumo de energia elétrica da unidade consumidora que receberá a instalação do sistema fotovoltaico, a potência do sistema fotovoltaico e, posteriormente, realizar uma simulação definindo os módulos e os inversores que serão utilizados.

Neste trabalho, os sistemas fotovoltaicos são simulados na cidade de Florianópolis/SC e os dados de irradiação solar média diária no plano inclinado, em kWh/m²·dia, foram extraídos da plataforma online do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) inserindo a latitude 27.5969 Sul e a longitude 48.5495 Oeste. As unidades prosumidoras que farão parte das microrredes de comercialização de energia elétrica P2P são residenciais e comerciais, logo, os consumos médios mensais utilizados na simulação são os apresentados na Tabela 3.

A potência nominal dos sistemas fotovoltaicos foi calculada pela Eq. 1

$$P_{NOM} = \frac{E_G}{Y_R \cdot P_R} \quad (1)$$

onde: P_{NOM} é a potência nominal estimada do sistema fotovoltaico (kW_p), E_G é o consumo médio mensal anual de energia elétrica ($kWh/mês$), Y_R é a produtividade de referência média mensal ($kWh/kW \cdot mês$) com ângulo igual a latitude para a cidade de Florianópolis/SC e P_R é a taxa de desempenho (%).

A taxa de desempenho é um parâmetro utilizado no cálculo para considerar as perdas (*mismatch*, cabeamento, conexões) de um sistema fotovoltaico em operação. Para o sul do Brasil, o valor utilizado é de 80 % (IEA, 2014; PEREIRA et al., 2017). Para aplicar a Eq. 1 os parâmetros devem estar em média mensal, portanto, os valores de irradiação solar média diária no plano inclinado fornecidos pelo CRESESB foram convertidos em médias mensais e, ambos, são apresentados na Tabela 6.

Os dados utilizados para estimar a potência dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais que fazem parte das microrredes P2P de comercialização de energia elétrica simuladas neste trabalho são resumidos na Tabela 7.

Tabela 6 – Irradiação solar média diária e mensal no plano inclinado para a cidade de Florianópolis/SC.

| Mês | Irradiação Solar [kWh/m²· dia] | Irradiação Solar [kWh/m²· mês] |
|------------|--|--|
| Jan. | 5,2 | 160,6 |
| Fev. | 5,2 | 145,0 |
| Mar. | 4,9 | 160, |
| Abr. | 4,4 | 146,7 |
| Mai. | 4,0 | 136,7 |
| Jun. | 3,5 | 120,0 |
| Jul. | 3,6 | 110,0 |
| Ago. | 4,2 | 111,0 |
| Set. | 3,9 | 125,7 |
| Out. | 4,3 | 120,0 |
| Nov. | 5,0 | 128,4 |
| Dez. | 5,3 | 156,2 |
| Média | 4,4 | 135,1 |

Fonte: (A Autora, 2021).

Os dados utilizados para estimar a potência dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais que fazem parte das microrredes P2P de comercialização de energia elétrica simuladas neste trabalho são resumidos na Tabela 7.

Tabela 7 – Valores médios mensais utilizados na Eq. 1 para definir a potência dos sistemas fotovoltaicos.

| Mês | Consumo Residencial [kWh/mês] | Consumo Comercial [kWh/mês] | Irradiação Solar [kWh/m ² · mês] |
|-------|----------------------------------|--------------------------------|--|
| Jan. | 217,8 | 1.184,8 | 160,6 |
| Fev. | 217,8 | 1.184,8 | 145,0 |
| Mar. | 217,8 | 1.184,8 | 160,9 |
| Abr. | 217,8 | 1.184,8 | 146,7 |
| Mai. | 217,8 | 1.184,8 | 136,7 |
| Jun. | 217,8 | 1.184,8 | 120,0 |
| Jul. | 217,8 | 1.184,8 | 110,0 |
| Ago. | 217,8 | 1.184,8 | 111,0 |
| Set. | 217,8 | 1.184,8 | 125,7 |
| Out. | 217,8 | 1.184,8 | 120,0 |
| Nov. | 217,8 | 1.184,8 | 128,4 |
| Dez. | 217,8 | 1.184,8 | 156,2 |
| Média | 217,8 | 1.184,8 | 135,1 |

Fonte: (A Autora, 2021).

Aplicando os valores da Tabela 7 e uma P_R de 80 % na Eq. 1, obteve-se os resultados apresentados na Tabela 8. Os resultados foram aproximados para obter um valor inteiro de módulos fotovoltaicos por sistema, abatimento do consumo de energia elétrica acima de 100 % e a melhor combinação com o inversor.

Tabela 8 – Potência nominal dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais utilizados neste trabalho.

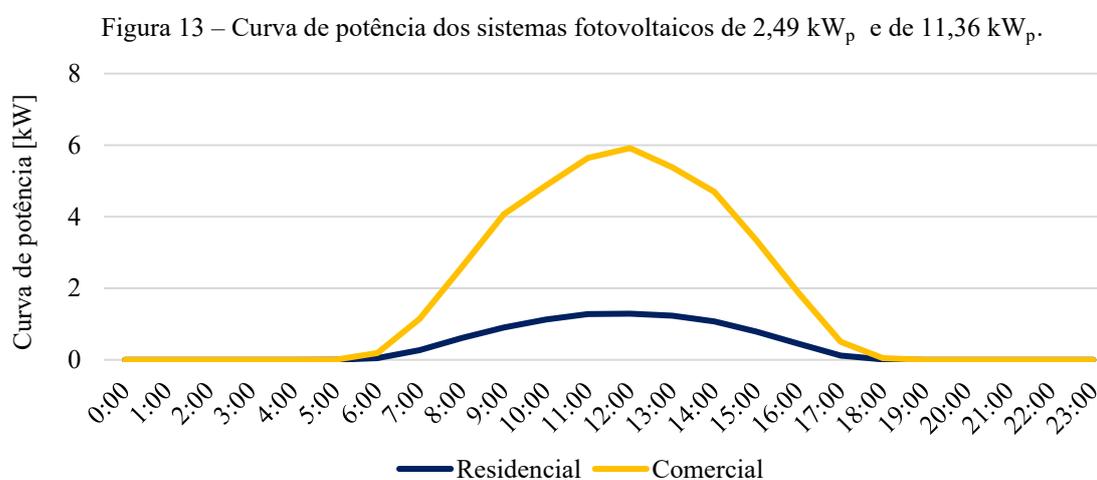
| | | | |
|-------------|------------------------|------------------------------|-------|
| Residencial | Sistema FV Estimado | P_{NOM} [kW _p] | 2,25 |
| | | Qtd. módulos | 6,34 |
| | | Abatimento [%] | 105 |
| | Sistema FV Assumido | P_{NOM} [kW _p] | 2,49 |
| | | Qtd. módulos | 7 |
| | | Abatimento [%] | 116 |
| Comercial | Sistema FV Estimado | P_{NOM} [kW _p] | 11 |
| | | Qtd. módulos | 30,99 |
| | | Abatimento [%] | 100 |
| | Sistema FV Assumido | P_{NOM} [kW _p] | 11,36 |
| | | Qtd. módulos | 32 |
| | | Abatimento [%] | 104 |

Fonte: (A Autora, 2021).

A partir dos dados de potência calculados, simulou-se os sistemas fotovoltaicos para obter a estimativa de geração de energia elétrica horária. A simulação foi realizada no *software System Advisor Model (SAM)*, desenvolvido pelo laboratório americano *National Renewable*

Energy Laboratory (NREL). No *software*, escolheu-se a cidade de Florianópolis/SC, módulos fotovoltaicos do fabricante Jinko Solar, modelo JKM355M-72-J4 e 355 W_p de potência. O inversor escolhido para o sistema fotovoltaico residencial foi do fabricante SMA America, modelo SB3000US e com 3.000 W de potência, pois era o inversor mais atual com a curva de melhor eficiência disponível no *software*. Enquanto para o sistema fotovoltaico comercial foram escolhidos dois inversores do fabricante SMA America, modelo SB5000US e com 5.000 W de potência cada um. Na simulação considerou-se ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos igual a 28° (latitude), orientação Norte e não foram consideradas perdas por sombreamento parcial. Isto é, os sistemas fotovoltaicos foram simulados em condições otimizadas de operação (GASPARIN; KRENZINGER, 2017). Salienta-se que para sistemas fotovoltaicos reais, variações no ângulo de inclinação e na orientação não afetam consideravelmente o desempenho energético destes sistemas, podendo ser admitidas em conformidade com as condições de instalação existentes.

As estimativas de geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais resultantes da simulação no *software SAM*, são fornecidas em base horária para cada dia do ano. A média horária diária mensal da geração de energia foi calculada para cada mês, obtendo um dia médio de geração de energia elétrica para cada mês do ano. Posteriormente, foi calculada a média horária diária anual, obtendo um dia médio de geração de energia elétrica horária que representa todos os dias do ano. Esse resultado é utilizado, junto com os dados de consumo médio horário, para os modelos médios mensais anuais. Os resultados são apresentados na Figura 13 e na Tabela 9.



Fonte: (A Autora, 2021).

Tabela 9 – Curva de potência dos sistemas fotovoltaicos com potência nominal de 2,49 kW_p e 11,36 kW_p.

| | Residencial | Comercial |
|-------------|----------------------|----------------------|
| Hora | Potência [kW] | Potência [kW] |
| 00:00 | 0,0 | 0,0 |
| 01:00 | 0,0 | 0,0 |
| 02:00 | 0,0 | 0,0 |
| 03:00 | 0,0 | 0,0 |
| 04:00 | 0,0 | 0,0 |
| 05:00 | 0,0 | 0,0 |
| 06:00 | 0,0 | 0,2 |
| 07:00 | 0,3 | 1,1 |
| 08:00 | 0,6 | 2,6 |
| 09:00 | 0,9 | 4,1 |
| 10:00 | 1,1 | 4,9 |
| 11:00 | 1,3 | 5,6 |
| 12:00 | 1,3 | 5,9 |
| 13:00 | 1,2 | 5,4 |
| 14:00 | 1,1 | 4,7 |
| 15:00 | 0,8 | 3,3 |
| 16:00 | 0,4 | 1,9 |
| 17:00 | 0,1 | 0,5 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 |

Fonte: (A Autora, 2021).

3.3 MODELAGEM DE REDES P2P COM COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As microrredes de comercialização de energia elétrica P2P modeladas neste trabalho são compostas por consumidores e prossumidores residenciais e comerciais. Nove configurações de microrrede são modeladas e estudadas. As configurações foram divididas em três combinações de unidades consumidoras (somente residencial, somente comercial e residencial com comercial) e três estágios de inserção de sistemas fotovoltaicos (30 %, 50 % e 70 %). Todas as configurações possuem o total de dez unidades, entre consumidoras e prossumidoras. Entretanto, a metodologia é replicável para qualquer tamanho de microrrede, desde que haja poder computacional para a simulação.

As microrredes modeladas são apresentadas a seguir. Escolheu-se como unidades prossumidoras aquelas com menor consumo de energia elétrica entre as dez opções possíveis.

- **Modelo 1:** somente unidades consumidoras e prossumidoras residenciais com 30 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Características do modelo 1.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|--------------|
| Residencial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio | Consumidora |
| Residencial | Médio | Consumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 2:** somente unidades consumidoras e prossumidoras residenciais com 50 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 – Características do modelo 2.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|--------------|
| Residencial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio | Prossumidora |
| Residencial | Médio | Consumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 3:** somente unidades consumidoras e prossumidoras residenciais com

70 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Características do modelo 3.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|--------------|
| Residencial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio | Prossumidora |
| Residencial | Médio | Prossumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Prossumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 4:** somente unidades consumidoras e prossumidoras comerciais com 30 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Características do modelo 4.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|--------------|
| Comercial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Comercial | Médio - 20 % | Prossumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Prossumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio | Consumidora |
| Comercial | Médio | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 5:** somente unidades consumidoras e prossumidoras comerciais com 50 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Características do modelo 5.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|-------------|
| Comercial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio | Prosumidora |
| Comercial | Médio | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 6:** somente unidades consumidoras e prosumidoras comerciais com 70 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 – Características do modelo 6.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|-------------|
| Comercial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio | Prosumidora |
| Comercial | Médio | Prosumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 7:** unidades consumidoras e prosumidoras comerciais e residenciais com 30 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Características do modelo 7.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|-------------|
| Residencial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio | Prosumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Consumidora |
| Comercial | Médio - 20 % | Consumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 8:** unidades consumidoras e prosumidoras comerciais e residenciais com 50 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 17.

Tabela 17 – Características da modelo 8.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|--------------------------|----------------------------|-------------|
| Residencial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio | Prosumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 20 % | Consumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021).

- **Modelo 9:** unidades consumidoras e prosumidoras comerciais e residenciais com 70 % de inserção de energia solar fotovoltaica. As características do modelo são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Características do modelo 9.

| Classe de Consumo | Variação de Consumo | % FV |
|-------------------|---------------------|-------------|
| Residencial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio | Prosumidora |
| Residencial | Médio + 10 % | Prosumidora |
| Residencial | Médio + 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 20 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio - 10 % | Prosumidora |
| Comercial | Médio | Consumidora |
| Comercial | Médio + 10 % | Consumidora |
| Comercial | Médio + 20 % | Consumidora |

Fonte: (A Autora, 2021)

Para garantir que todas as unidades consumidoras tenham oportunidade de comprar energia elétrica da rede P2P, a energia total resultante do excedente das unidades prosumidoras foi dividida, de acordo com o desvio aplicado a cada consumo médio horário. Por exemplo, se o consumo da unidade consumidora foi desviado em + 20 %, a parcela disponível do excedente de energia elétrica que essa unidade consumidora poderá comprar é de + 20 % em relação a unidade consumidora média. Ainda, para as configurações 7, 8 e 9, onde a energia elétrica disponível na microrrede deve ser dividida entre unidades consumidoras residenciais e comerciais, calculou-se o quanto o consumo comercial médio é maior do que o residencial médio e este valor foi utilizado para dividir a energia elétrica disponível.

4 RESULTADOS

Esta sessão apresenta os resultados para as nove configurações simuladas neste trabalho. Na discussão dos resultados, a seguinte nomenclatura é utilizada:

- **Geração:** soma da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos simulados de todas as unidades prosumidoras do modelo avaliado.
- **Consumo:** soma do consumo de energia elétrica de todas as unidades consumidoras e prosumidoras do modelo avaliado.
- **Comercializado na Rede P2P:** soma de toda a energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos que foi negociada na rede P2P. Não inclui a energia elétrica que foi gerada e consumida instantaneamente pelas unidades prosumidoras do modelo avaliado.
- **Comprado da Distribuidora:** soma de toda a energia elétrica que foi comprada

da distribuidora local em cada modelo avaliado. Este valor corresponde ao consumo que não foi suprido pela energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos do modelo avaliado.

- **Vendido para a Distribuidora:** soma da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos que não foi negociada na rede P2P e nem consumida instantaneamente pelas unidades prossumidoras. Ou seja, é a energia elétrica que será injetada na rede da distribuidora local.

4.1 MODELO 1

O modelo 1 é composta por 3 unidades prossumidoras e 7 unidades consumidoras residenciais. As Tabelas 19 e 20 e as Figuras 14 e 15 apresentam os resultados para esse modelo.

Tabela 19 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 1.

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 2,2 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 2,4 |
| 1:00 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 2,1 | 0,0 | 2,1 |
| 2:00 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,9 | 0,0 | 1,8 |
| 3:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,7 |
| 4:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,7 |
| 5:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,7 |
| 6:00 | 0,2 | 2,1 | 0,2 | 1,9 | 0,2 | 1,7 |
| 7:00 | 0,8 | 2,6 | 0,8 | 2,2 | 0,8 | 1,9 |
| 8:00 | 1,8 | 2,6 | 1,8 | 2,6 | 1,8 | 2,3 |
| 9:00 | 2,7 | 2,5 | 2,7 | 2,8 | 2,7 | 2,5 |
| 10:00 | 3,4 | 3,0 | 3,4 | 3,1 | 3,4 | 3,6 |
| 11:00 | 3,8 | 3,3 | 3,8 | 3,3 | 3,8 | 3,4 |
| 12:00 | 3,9 | 3,5 | 3,9 | 3,5 | 3,9 | 3,4 |
| 13:00 | 3,7 | 3,4 | 3,7 | 3,3 | 3,7 | 3,3 |
| 14:00 | 3,2 | 2,9 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 2,9 |
| 15:00 | 2,4 | 3,1 | 2,4 | 3,1 | 2,4 | 2,9 |
| 16:00 | 1,4 | 3,4 | 1,4 | 3,2 | 1,4 | 3,2 |
| 17:00 | 0,4 | 4,0 | 0,4 | 4,0 | 0,4 | 3,6 |
| 18:00 | 0,0 | 5,1 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,6 |
| 19:00 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,3 |
| 20:00 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 4,3 |
| 21:00 | 0,0 | 4,4 | 0,0 | 3,5 | 0,0 | 3,9 |
| 22:00 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,2 | 0,0 | 3,5 |
| 23:00 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 2,9 | 0,0 | 2,7 |
| Total: | 27,7 | 74,1 | 27,7 | 70,5 | 27,7 | 69,4 |

Fonte: (A Autora, 2021).

A Tabela 20 demonstra que a comercialização de energia elétrica na microrrede P2P ocorre das 7h00 às 16h00 para os três dias analisados.

Tabela 20 – Resultados para o modelo 1, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|-------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 1,9 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 1,8 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 1,8 | 1,4 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 0,7 | 0,7 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 9:00 | 1,9 | 2,1 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,2 |
| 10:00 | 2,3 | 2,3 | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,3 | 0,0 |
| 11:00 | 2,5 | 2,5 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| 12:00 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,5 |
| 13:00 | 2,6 | 2,5 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,4 | 0,4 |
| 14:00 | 2,2 | 2,4 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,3 |
| 15:00 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 0,6 | 0,6 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16:00 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,1 | 4,5 | 4,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 4,5 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 4,0 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,4 | 3,5 | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 3,2 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 2,9 | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | 17,6 | 18,2 | 18,3 | 48,4 | 44,1 | 43,2 | 2,2 | 1,6 | 1,9 |

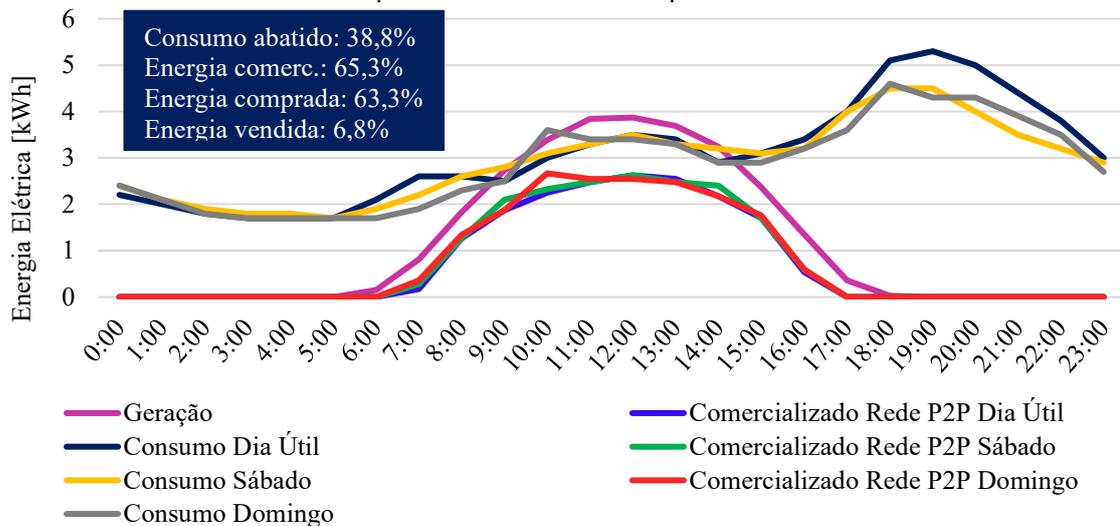
Fonte: (A Autora, 2021)

As Figuras 14 e 15 mostram que parte da energia elétrica gerada na microrrede P2P é vendida para a distribuidora e isso ocorre nos períodos em que a geração é superior ao consumo de energia elétrica. Este período corresponde ao período em que todo o consumo é suprido pela energia elétrica da microrrede P2P, que é das 9h00 às 14h00. No dia útil, 7,8 % da energia elétrica gerada foi vendida para a distribuidora, enquanto no sábado o percentual vendido foi de 5,9 % e no domingo foi de 6,8 %.

Em relação à energia elétrica comprada da distribuidora, para o dia útil calculou-se que 65,3 % do consumo foi suprido pela distribuidora, para o sábado o valor correspondeu a 62,6 % e para o domingo a 62,2 %. Neste caso, como o consumo do dia útil é maior durante a

noite, maior parte do consumo é suprido pela distribuidora e a energia elétrica excedente durante o período diurno é vendida para a distribuidora. Em modelos de tarifação horária, o valor da energia elétrica durante o dia normalmente é menor do que o valor da energia elétrica durante a noite, o chamado horário de pico. Logo, quanto menos energia elétrica for comprada da distribuidora à noite, mais lucrativo se tornam os modelos de tarifação horária.

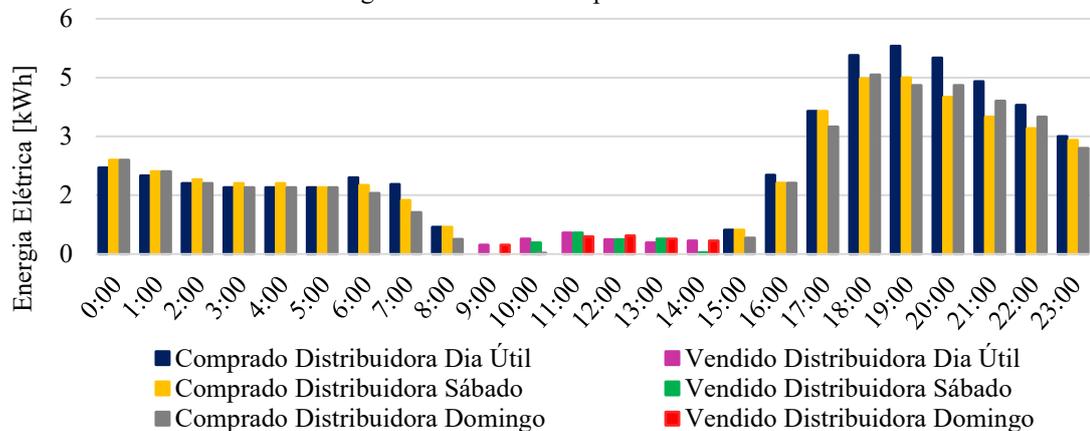
Figura 14 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na microrrede P2P para o modelo 1.



Fonte: (A Autora, 2021)

Também, é possível avaliar pela Figura 15 que a quantidade de energia elétrica vendida para a distribuidora é bem menor do que a quantidade comprada da distribuidora. Isso ocorre pela baixa inserção de sistemas fotovoltaicos do modelo 1.

Figura 15 – Resultados para o modelo 1.



Fonte: (A Autora, 2021).

4.2 MODELO 2

O modelo 2 possui 50 % de inserção de sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras residenciais. A Tabela 21 demonstra os perfis de consumo e de geração do modelo 2.

Tabela 21 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 2.

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 2,2 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 2,4 |
| 1:00 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 2,1 | 0,0 | 2,1 |
| 2:00 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,9 | 0,0 | 1,8 |
| 3:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,7 |
| 4:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,7 |
| 5:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,7 |
| 6:00 | 0,3 | 2,1 | 0,3 | 1,9 | 0,3 | 1,7 |
| 7:00 | 1,4 | 2,6 | 1,4 | 2,2 | 1,4 | 1,9 |
| 8:00 | 3,1 | 2,6 | 3,1 | 2,6 | 3,1 | 2,3 |
| 9:00 | 4,6 | 2,5 | 4,6 | 2,8 | 4,6 | 2,5 |
| 10:00 | 5,7 | 3,0 | 5,7 | 3,1 | 5,7 | 3,6 |
| 11:00 | 6,4 | 3,3 | 6,4 | 3,3 | 6,4 | 3,4 |
| 12:00 | 6,5 | 3,5 | 6,5 | 3,5 | 6,5 | 3,4 |
| 13:00 | 6,2 | 3,4 | 6,2 | 3,3 | 6,2 | 3,3 |
| 14:00 | 5,4 | 2,9 | 5,4 | 3,2 | 5,4 | 2,9 |
| 15:00 | 4,0 | 3,1 | 4,0 | 3,1 | 4,0 | 2,9 |
| 16:00 | 2,3 | 3,4 | 2,3 | 3,2 | 2,3 | 3,2 |
| 17:00 | 0,6 | 4,0 | 0,6 | 4,0 | 0,6 | 3,6 |
| 18:00 | 0,1 | 5,1 | 0,1 | 4,5 | 0,1 | 4,6 |
| 19:00 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,3 |
| 20:00 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 4,3 |
| 21:00 | 0,0 | 4,4 | 0,0 | 3,5 | 0,0 | 3,9 |
| 22:00 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,2 | 0,0 | 3,5 |
| 23:00 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 2,9 | 0,0 | 2,7 |
| Total: | 46,1 | 74,1 | 46,1 | 70,5 | 46,1 | 69,4 |

Fonte: (A Autora, 2021).

A partir da Tabela 22 observa-se que a comercialização de energia elétrica na microrrede P2P do modelo 2 ocorre das 7h00 às 16h00 para os três dias analisados, assim como para do modelo 1, visto que é o período de geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos. No modelo 2, o consumo de energia elétrica é totalmente suprido pela geração

durante o período das 08h00 às 15h00, sem exceções, e englobando dois horários a mais em relação ao primeiro modelo.

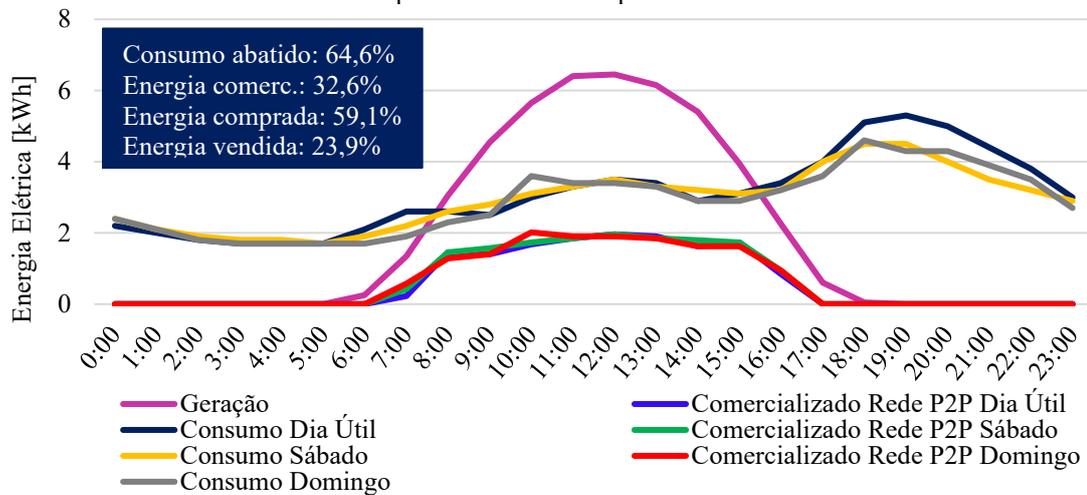
Tabela 22 – Resultados para o modelo 2, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|--------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 00:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 1,9 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 1,7 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 1,2 | 0,8 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 1,5 | 1,5 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,5 | 0,8 |
| 9:00 | 1,4 | 1,6 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,1 | 1,8 | 2,1 |
| 10:00 | 1,7 | 1,7 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,7 | 2,6 | 2,1 |
| 11:00 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 3,1 | 3,0 |
| 12:00 | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 3,0 | 3,1 |
| 13:00 | 1,9 | 1,8 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,8 | 2,9 | 2,9 |
| 14:00 | 1,6 | 1,8 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,5 | 2,2 | 2,5 |
| 15:00 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 | 0,9 | 1,1 |
| 16:00 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,1 | 0,8 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,4 | 3,4 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,1 | 4,5 | 4,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 4,5 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 4,0 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,4 | 3,5 | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 3,2 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 2,9 | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total: | 14,7 | 15,3 | 15,1 | 45,2 | 41,0 | 40,4 | 17,3 | 16,7 | 17,3 |

Fonte: (A Autora, 2021).

A geração de energia elétrica a partir da inserção de 50 % de sistemas fotovoltaicos é capaz de atender 64,6 % do consumo total do modelo 2, 25,8 % a mais em comparação com 30 % de inserção de sistemas fotovoltaicos. A porcentagem da energia elétrica gerada que foi comercializada na rede P2P foi de 31,9 % no dia útil, 33,2 % no sábado e 32,8 % no domingo. Neste caso, a porcentagem de energia elétrica comercializada na microrrede é menor que no modelo 1, já que, no modelo 2 há menos unidades consumidoras comprando o excedente de energia elétrica dos prosumidores. Os resultados comentados são contemplados na Figura 16.

Figura 16 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 2.

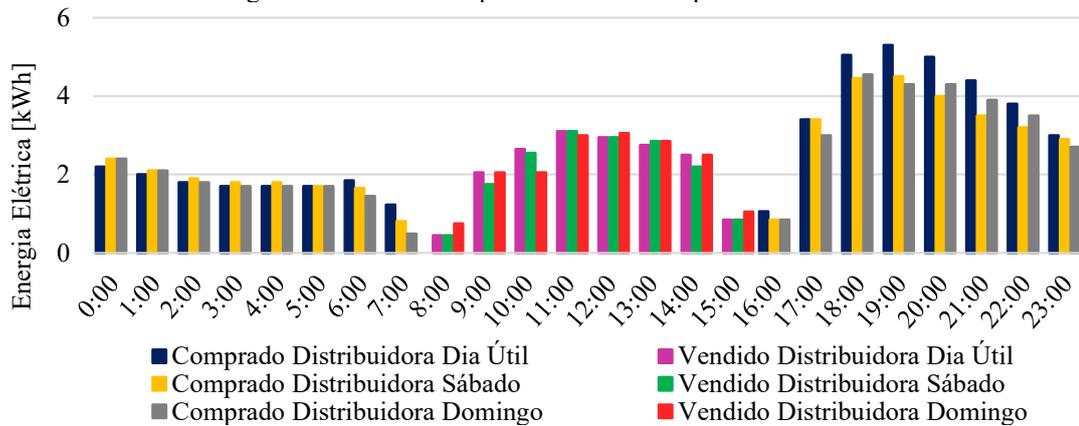


Fonte: (A Autora, 2021).

A Figura 17 demonstra que o período em que a energia elétrica gerada na rede P2P é vendida para a distribuidora local corresponde das 8h00 às 15h00. No dia útil, 23,3 % da energia elétrica gerada foi vendida para a distribuidora, enquanto no sábado o percentual vendido foi de 23,7 % e no domingo foi de 24,9 %. Nota-se que, em comparação com o modelo 1, o excedente de energia elétrica é muito maior. Logo, como a quantidade de participantes não aumentou de um modelo para outro, todo o excedente é vendido para a distribuidora.

Em relação à energia elétrica comprada da distribuidora, para o dia útil calculou-se que 61,0 % do consumo foi suprido pela distribuidora, para o sábado o valor correspondeu a 58,1 % e para o domingo a 58,3 %. A quantidade de energia elétrica comprada da distribuidora no modelo 2 é menor do que no modelo 1, já que há mais geração e, conseqüentemente, mais energia para suprir o consumo de energia elétrica da microrrede P2P. Neste caso, também se observou que os maiores consumos são no período noturno, em que não há geração de energia elétrica. Portanto, a energia elétrica comprada da distribuidora se torna mais cara do que a energia elétrica vendida para ela, pois a compra está no período de ponta (valores mais caros devido ao pico de consumo) (ALAM; ST-HILAIRE; KUNZ, 2017).

Figura 17 – Resultados para o modelo 2 do primeiro cenário.



Fonte: (A Autora, 2021).

4.3 MODELO 3

O modelo 3 é caracterizado por um conjunto de 10 unidades consumidoras, sendo 7 delas prossumidoras. A geração de energia elétrica é capaz de atender 90,5 % do consumo total do modelo 3, 25,9 % a mais do que o modelo 2 e 51,7 % a mais do que o modelo 1. A porcentagem da energia elétrica gerada que foi comercializada na rede P2P foi de 13,3 % no dia útil, 14,7 % no sábado e 14,8 % no domingo, indicando que o consumo de energia elétrica no período diurno é maior aos domingos e menor nos dias úteis. Ademais, a baixa porcentagem de energia comercializada na microrrede P2P deve-se ao fato de que 7 das 10 unidades consumidoras participantes da microrrede são prossumidoras, aumentando a energia consumida instantaneamente. Estes resultados são apresentados nas Tabelas 23 e 24.

Tabela 23 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 3.

(continua)

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------|------------------|------------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| 0:00 | 0,0 | 2,2 | 0,0 | 2,4 | 0,0 | 2,4 |
| 1:00 | 0,0 | 2,0 | 0,0 | 2,1 | 0,0 | 2,1 |
| 2:00 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,9 | 0,0 | 1,8 |
| 3:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,7 |
| 4:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,8 | 0,0 | 1,7 |
| 5:00 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 1,7 |
| 6:00 | 0,4 | 2,1 | 0,4 | 1,9 | 0,4 | 1,7 |
| 7:00 | 1,9 | 2,6 | 1,9 | 2,2 | 1,9 | 1,9 |
| 8:00 | 4,3 | 2,6 | 4,3 | 2,6 | 4,3 | 2,3 |
| 9:00 | 6,4 | 2,5 | 6,4 | 2,8 | 6,4 | 2,5 |
| 10:00 | 7,9 | 3,0 | 7,9 | 3,1 | 7,9 | 3,6 |
| 11:00 | 9,0 | 3,3 | 9,0 | 3,3 | 9,0 | 3,4 |
| 12:00 | 9,0 | 3,5 | 9,0 | 3,5 | 9,0 | 3,4 |

Tabela 24 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 3.

(final)

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 13:00 | 8,6 | 3,4 | 8,6 | 3,3 | 8,6 | 3,3 |
| 14:00 | 7,6 | 2,9 | 7,6 | 3,2 | 7,6 | 2,9 |
| 15:00 | 5,5 | 3,1 | 5,5 | 3,1 | 5,5 | 2,9 |
| 16:00 | 3,2 | 3,4 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 |
| 17:00 | 0,8 | 4,0 | 0,8 | 4,0 | 0,8 | 3,6 |
| 18:00 | 0,1 | 5,1 | 0,1 | 4,5 | 0,1 | 4,6 |
| 19:00 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,3 |
| 20:00 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 4,3 |
| 21:00 | 0,0 | 4,4 | 0,0 | 3,5 | 0,0 | 3,9 |
| 22:00 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,2 | 0,0 | 3,5 |
| 23:00 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 2,9 | 0,0 | 2,7 |
| Total: | 64,5 | 74,1 | 64,5 | 70,5 | 64,5 | 69,4 |

Fonte: (A Autora, 2021).

Tabela 25 – Resultados para o modelo 3, em kWh.

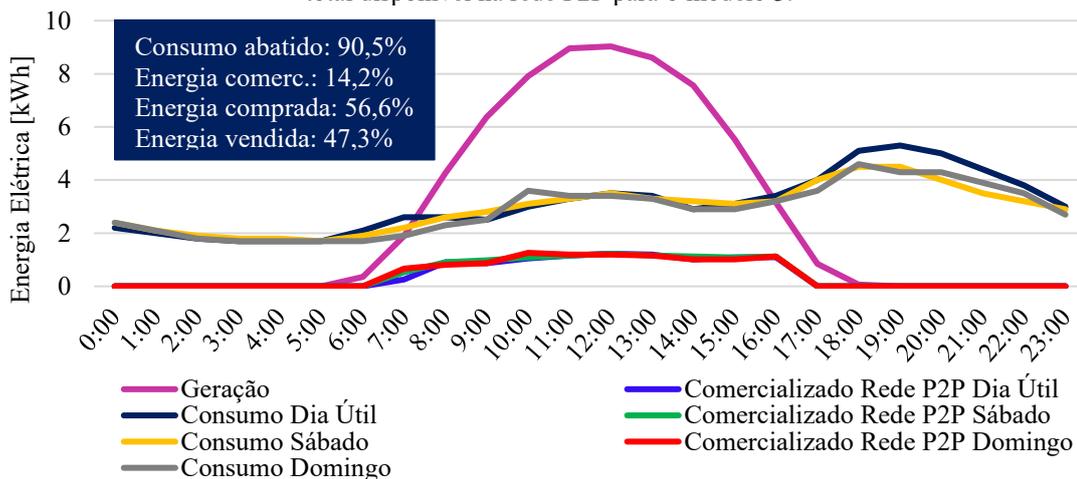
| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|---------------|--------------------------------------|---------------|----------------|-------------------------------------|---------------|----------------|------------------------------------|---------------|----------------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 1,9 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 1,6 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,7 | 1,7 | 2,0 |
| 9:00 | 0,9 | 1,0 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,9 | 3,6 | 3,9 |
| 10:00 | 1,1 | 1,1 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,9 | 4,8 | 4,3 |
| 11:00 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,7 | 5,7 | 5,6 |
| 12:00 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,5 | 5,6 |
| 13:00 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,2 | 5,3 | 5,3 |
| 14:00 | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,7 | 4,4 | 4,7 |
| 15:00 | 1,1 | 1,1 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 2,6 |
| 16:00 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,2 | 3,2 | 2,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 4,4 | 4,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 4,5 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 4,0 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,4 | 3,5 | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 3,2 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 2,9 | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total: | 9,9 | 10,4 | 10,3 | 43,3 | 39,2 | 38,7 | 33,9 | 33,3 | 33,9 |

Fonte: (A Autora, 2021).

O modelo 3 apresenta os mesmos horários de comercialização de energia elétrica na rede P2P que os modelos 1 e 2. O consumo de energia elétrica é totalmente suprido pela geração durante o período das 08h00 às 15h00, igual o modelo 2. Isso demonstra que mesmo aumentando a inserção de sistemas fotovoltaicos, o período de comercialização e o período o qual o consumo da microrrede é suprido pela geração de energia não são alterados.

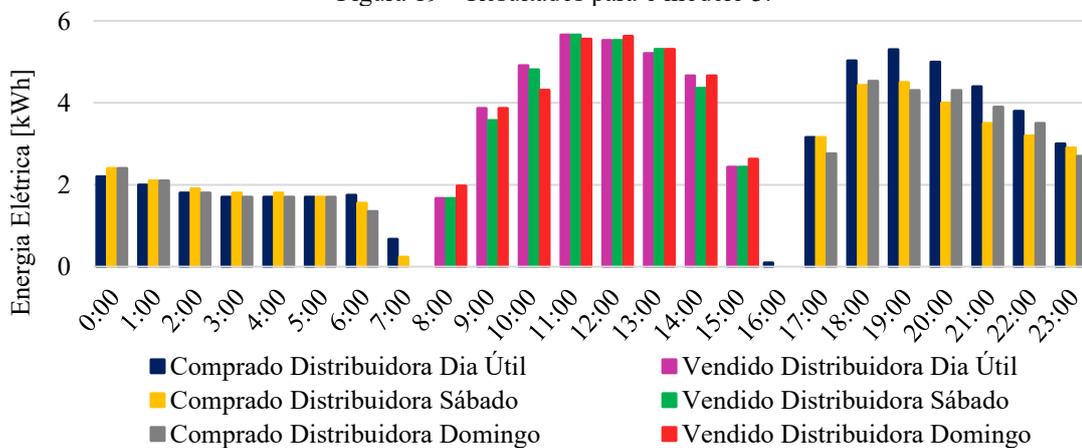
Parte da energia elétrica gerada na microrrede P2P é vendida para a distribuidora local no período das 8h00 às 15h00. No dia útil, 45,8 % da energia elétrica gerada foi vendida para a distribuidora, enquanto no sábado o percentual vendido foi de 47,3 % e no domingo foi de 48,9 %. No dia útil a porcentagem é maior porque a maioria das pessoas trabalham em horário comercial, então há menos consumo de energia elétrica nas residências durante este período, conforme demonstrado nas Figuras 18 e 19.

Figura 18 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 3.



Fonte: (A Autora, 2021).

Figura 19 – Resultados para o modelo 3.



Fonte: (A Autora, 2021).

4.4 MODELO 4

O modelo 4 é composta por 3 unidades prossumidoras e 7 unidades consumidoras comerciais. As Tabelas 25 e 26 e as Figuras 20 e 21 apresentam os resultados para esse modelo.

Tabela 26 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 4.

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 5,8 | 0,0 | 5,8 | 0,0 | 5,6 |
| 1:00 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,4 |
| 2:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,2 |
| 3:00 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,4 | 0,0 | 5,1 |
| 4:00 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 5,1 |
| 5:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,8 | 0,0 | 5,4 |
| 6:00 | 0,6 | 6,4 | 0,6 | 6,1 | 0,6 | 5,3 |
| 7:00 | 3,4 | 7,6 | 3,4 | 6,3 | 3,4 | 5,3 |
| 8:00 | 7,8 | 11,2 | 7,8 | 8,2 | 7,8 | 5,7 |
| 9:00 | 12,2 | 12,2 | 12,2 | 9,0 | 12,2 | 5,8 |
| 10:00 | 14,6 | 13,3 | 14,6 | 9,7 | 14,6 | 6,6 |
| 11:00 | 16,9 | 13,2 | 16,9 | 10,0 | 16,9 | 6,5 |
| 12:00 | 17,8 | 11,8 | 17,8 | 9,1 | 17,8 | 6,6 |
| 13:00 | 16,1 | 12,0 | 16,1 | 8,6 | 16,1 | 6,2 |
| 14:00 | 14,1 | 13,6 | 14,1 | 8,5 | 14,1 | 6,1 |
| 15:00 | 10,0 | 12,9 | 10,0 | 8,0 | 10,0 | 6,2 |
| 16:00 | 5,6 | 12,6 | 5,6 | 8,2 | 5,6 | 5,9 |
| 17:00 | 1,5 | 11,7 | 1,5 | 7,7 | 1,5 | 6,4 |
| 18:00 | 0,1 | 10,9 | 0,1 | 8,0 | 0,1 | 7,1 |
| 19:00 | 0,0 | 9,5 | 0,0 | 7,6 | 0,0 | 7,1 |
| 20:00 | 0,0 | 8,2 | 0,0 | 7,4 | 0,0 | 6,7 |
| 21:00 | 0,0 | 7,5 | 0,0 | 7,0 | 0,0 | 6,8 |
| 22:00 | 0,0 | 6,7 | 0,0 | 6,6 | 0,0 | 6,4 |
| 23:00 | 0,0 | 6,0 | 0,0 | 6,1 | 0,0 | 5,8 |
| Total: | 120,8 | 220,8 | 120,8 | 175,4 | 120,8 | 144,3 |

Fonte: (A Autora, 2023)

No período das 7h00 às 16h00 ocorre a comercialização de energia elétrica na microrrede P2P, conforme a Tabela 26. Não há compra de energia elétrica da distribuidora entre as 08h00 e as 15h00 (exceto para as 8h00 e as 15h00 do dia útil), ou seja, neste período a energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos é capaz de suprir toda a demanda.

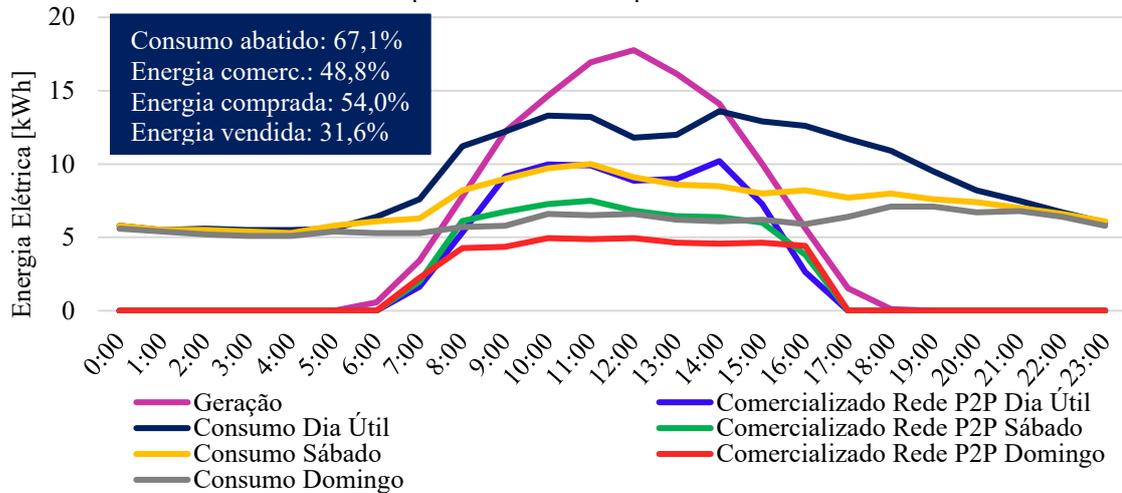
Tabela 27 – Resultados para a o modelo 4, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|--------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,8 | 5,8 | 5,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,5 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,5 | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,4 | 5,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,3 | 5,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,8 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,8 | 5,5 | 4,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 1,6 | 2,0 | 2,2 | 4,1 | 2,7 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 5,3 | 6,1 | 4,3 | 3,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,1 |
| 9:00 | 9,2 | 6,8 | 4,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,2 | 6,4 |
| 10:00 | 10,0 | 7,3 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 4,9 | 8,0 |
| 11:00 | 9,9 | 7,5 | 4,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 6,9 | 10,4 |
| 12:00 | 8,9 | 6,8 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 8,7 | 11,2 |
| 13:00 | 9,0 | 6,5 | 4,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,1 | 7,5 | 9,9 |
| 14:00 | 10,2 | 6,4 | 4,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 5,6 | 8,0 |
| 15:00 | 7,3 | 6,0 | 4,7 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 3,8 |
| 16:00 | 2,6 | 3,8 | 4,4 | 6,8 | 2,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,2 | 6,2 | 4,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,8 | 7,9 | 7,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,5 | 7,6 | 7,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,2 | 7,4 | 6,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,5 | 7,0 | 6,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,7 | 6,6 | 6,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 6,1 | 5,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total: | 73,9 | 59,1 | 43,9 | 114,55 | 92,7 | 82,9 | 15,7 | 38,9 | 59,9 |

Fonte: (A Autora, 2023)

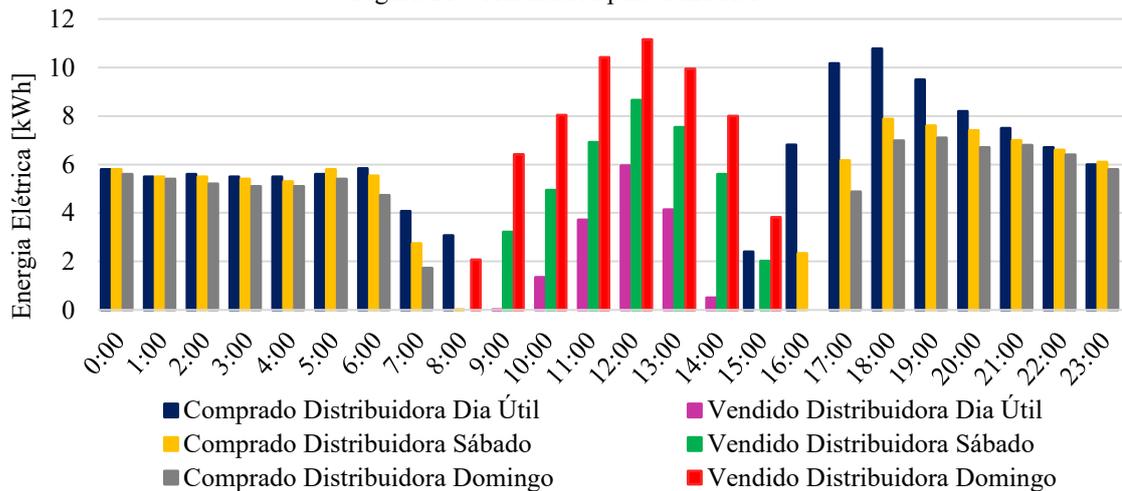
As Figuras 20 e 21 mostram que, quando há excedente de energia elétrica na microrrede, essa energia é vendida para a distribuidora. Este período coincide com o horário em que toda a demanda é suprida pelos sistemas fotovoltaicos, das 09h00 às 15h00 (acrescentando as 08h00 do domingo). No dia útil, 13,0 % da energia elétrica gerada foi vendida para a distribuidora, enquanto no sábado o percentual vendido foi de 32,2 % e no domingo foi de 49,5 %. A grande diferença entre os percentuais deve-se ao fato de que a demanda aos finais de semana dos consumidores comerciais é muito pequena em relação aos dias úteis, já que a maioria dos estabelecimentos fecham aos finais de semana.

Figura 20 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 4.



Fonte: (A Autora, 2023)

Figura 21 – Resultados para o modelo 4.



Fonte: (A Autora, 2023)

Para o dia útil, calculou-se que 51,9 % do consumo foi suprido pela distribuidora, para o sábado o valor correspondeu a 52,8 % e para o domingo a 57,5 %. Observa-se que o maior valor corresponde ao domingo, pois é o dia de menor consumo total e com o perfil mais linear. Essas características aumentam o percentual de energia comprada da distribuidora porque há menos consumo diurno para ser abatido pela geração de energia solar fotovoltaica dentro da microrrede. O percentual de energia elétrica vendida para a distribuidora também deve ser maior, conforme Figura 21.

4.5 MODELO 5

O modelo 5 possui 50 % de inserção de sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras comerciais. A Tabela 27 demonstra os perfis de consumo e de geração do modelo 5.

Tabela 28 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 5.

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 5,9 | 0,0 | 5,9 | 0,0 | 5,7 |
| 1:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,5 |
| 2:00 | 0,0 | 5,7 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,3 |
| 3:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,2 |
| 4:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,4 | 0,0 | 5,2 |
| 5:00 | 0,0 | 5,7 | 0,0 | 5,9 | 0,0 | 5,5 |
| 6:00 | 1,0 | 6,5 | 1,0 | 6,2 | 1,0 | 5,4 |
| 7:00 | 5,7 | 7,7 | 5,7 | 6,4 | 5,7 | 5,4 |
| 8:00 | 13,0 | 11,3 | 13,0 | 8,3 | 13,0 | 5,8 |
| 9:00 | 20,4 | 12,3 | 20,4 | 9,1 | 20,4 | 5,9 |
| 10:00 | 24,4 | 13,4 | 24,4 | 9,8 | 24,4 | 6,7 |
| 11:00 | 28,2 | 13,3 | 28,2 | 10,1 | 28,2 | 6,6 |
| 12:00 | 29,6 | 11,9 | 29,6 | 9,2 | 29,6 | 6,7 |
| 13:00 | 26,9 | 12,1 | 26,9 | 8,7 | 26,9 | 6,3 |
| 14:00 | 23,5 | 13,7 | 23,5 | 8,6 | 23,5 | 6,2 |
| 15:00 | 16,7 | 13,0 | 16,7 | 8,1 | 16,7 | 6,3 |
| 16:00 | 9,4 | 12,7 | 9,4 | 8,3 | 9,4 | 6,0 |
| 17:00 | 2,6 | 11,8 | 2,6 | 7,8 | 2,6 | 6,5 |
| 18:00 | 0,2 | 11,0 | 0,2 | 8,1 | 0,2 | 7,2 |
| 19:00 | 0,0 | 9,6 | 0,0 | 7,7 | 0,0 | 7,2 |
| 20:00 | 0,0 | 8,3 | 0,0 | 7,5 | 0,0 | 6,8 |
| 21:00 | 0,0 | 7,6 | 0,0 | 7,1 | 0,0 | 6,9 |
| 22:00 | 0,0 | 6,8 | 0,0 | 6,7 | 0,0 | 6,5 |
| 23:00 | 0,0 | 6,1 | 0,0 | 6,2 | 0,0 | 5,9 |
| Total: | 201,4 | 223,0 | 201,4 | 177,2 | 201,4 | 145,7 |

Fonte: (A Autora, 2023)

Em um cenário ideal, onde toda a energia gerada é consumida instantaneamente na microrrede, 110,7 % do consumo total da microrrede seria abatido pela geração. Este percentual é 43,6 % maior do que o valor correspondente no modelo 4. A porcentagem de energia elétrica gerada que foi comercializada na microrrede P2P no dia útil foi de 31,8 %, enquanto para o sábado foi de 24,1 % e de 17,2 % no domingo. Como no domingo o consumo é menor, mais energia é vendida para a distribuidora e menos é comercializada na microrrede. No dia útil,

40,4 % da energia gerada foi vendida para a distribuidora, no sábado esse percentual aumentou para 55,6 %, aumentando ainda mais no domingo, para 67,6 %. Os resultados comentados são contemplados na Tabela 28 e na Figura 22.

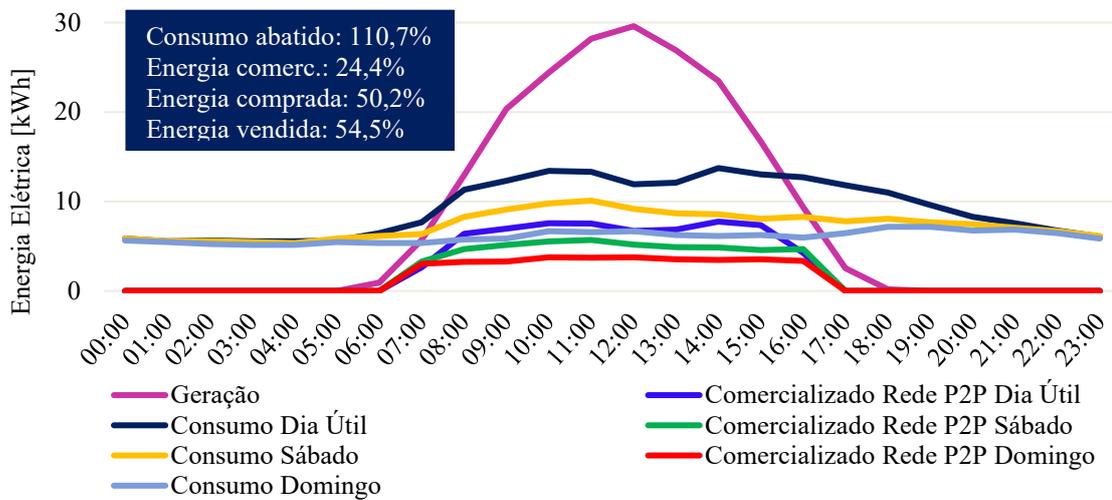
Tabela 29 – Resultados para o modelo 5, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|--------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,9 | 5,9 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,6 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,7 | 5,6 | 5,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,5 | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,4 | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,7 | 5,9 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,2 | 4,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 2,6 | 3,3 | 3,0 | 1,7 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| 8:00 | 6,4 | 4,7 | 3,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 4,7 | 7,2 |
| 9:00 | 7,0 | 5,1 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,0 | 11,3 | 14,5 |
| 10:00 | 7,6 | 5,5 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,0 | 14,6 | 17,7 |
| 11:00 | 7,5 | 5,7 | 3,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14,9 | 18,1 | 21,6 |
| 12:00 | 6,7 | 5,2 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 17,7 | 20,4 | 22,9 |
| 13:00 | 6,8 | 4,9 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14,8 | 18,2 | 20,6 |
| 14:00 | 7,8 | 4,8 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,8 | 14,9 | 17,3 |
| 15:00 | 7,4 | 4,6 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 8,6 | 10,4 |
| 16:00 | 4,3 | 4,7 | 3,4 | 2,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 3,4 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,3 | 5,2 | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,8 | 7,9 | 7,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,6 | 7,7 | 7,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 7,5 | 6,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,6 | 7,1 | 6,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,8 | 6,7 | 6,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,1 | 6,2 | 5,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total: | 64,0 | 48,5 | 34,7 | 102,3 | 87,3 | 80,5 | 81,4 | 111,9 | 136,1 |

Fonte: (A Autora, 2023)

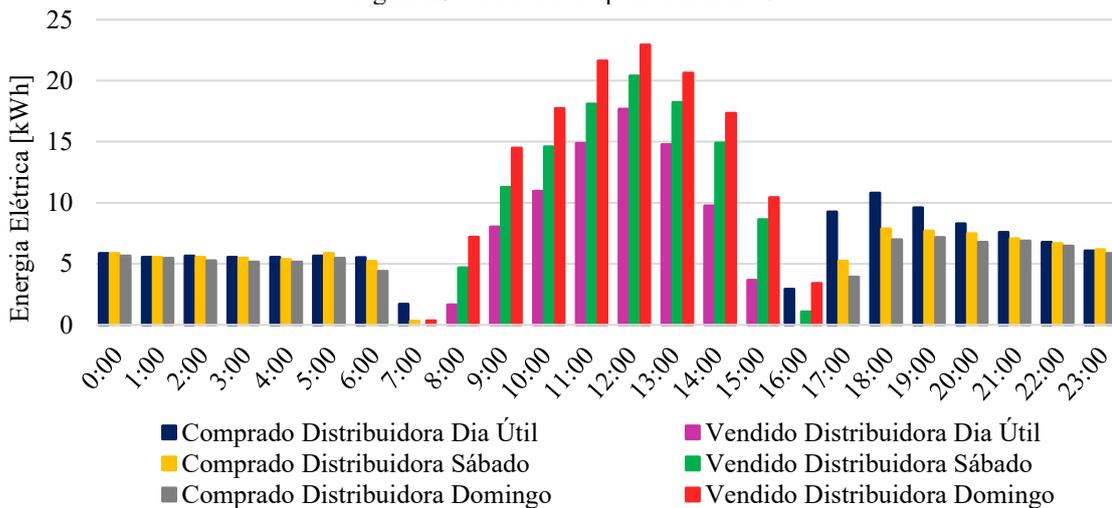
Calculou-se que 45,9 % do consumo foi suprido pela distribuidora no dia útil, 49,3 % da energia consumida foi comprada da distribuidora no sábado e 55,3 % no domingo. Observa-se que não há uma redução significativa da quantidade de energia elétrica que é comprada da distribuidora local em relação ao modelo 4 e que, apesar da quantidade de energia gerada ser capaz de abater 100 % do consumo da microrrede, isso na prática não ocorre. Para que toda essa energia seja aproveitada na microrrede, elementos de armazenamento de energia devem ser implementados. A distribuição horária da quantidade de energia elétrica comprada da distribuidora é apresentada na Figura 23.

Figura 22 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 5.



Fonte: (A Autora, 2023).

Figura 23 – Resultados para o modelo 5.



Fonte: (A Autora, 2023).

4.6 MODELO 6

O modelo 6 caracteriza-se por um conjunto de 10 unidades consumidoras comerciais, sendo 7 delas prossumidoras. A Tabela 29 apresenta os dados de consumo e geração para esse modelo.

Tabela 30 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 6.

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 5,8 | 0,0 | 5,8 | 0,0 | 5,6 |
| 1:00 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,4 |
| 2:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,2 |
| 3:00 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,4 | 0,0 | 5,1 |
| 4:00 | 0,0 | 5,5 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 5,1 |
| 5:00 | 0,0 | 5,6 | 0,0 | 5,8 | 0,0 | 5,4 |
| 6:00 | 1,3 | 6,4 | 1,3 | 6,1 | 1,3 | 5,3 |
| 7:00 | 8,0 | 7,6 | 8,0 | 6,3 | 8,0 | 5,3 |
| 8:00 | 18,1 | 11,2 | 18,1 | 8,2 | 18,1 | 5,7 |
| 9:00 | 28,5 | 12,2 | 28,5 | 9,0 | 28,5 | 5,8 |
| 10:00 | 34,2 | 13,3 | 34,2 | 9,7 | 34,2 | 6,6 |
| 11:00 | 39,5 | 13,2 | 39,5 | 10,0 | 39,5 | 6,5 |
| 12:00 | 41,4 | 11,8 | 41,4 | 9,1 | 41,4 | 6,6 |
| 13:00 | 37,7 | 12,0 | 37,7 | 8,6 | 37,7 | 6,2 |
| 14:00 | 32,9 | 13,6 | 32,9 | 8,5 | 32,9 | 6,1 |
| 15:00 | 23,4 | 12,9 | 23,4 | 8,0 | 23,4 | 6,2 |
| 16:00 | 13,1 | 12,6 | 13,1 | 8,2 | 13,1 | 5,9 |
| 17:00 | 3,6 | 11,7 | 3,6 | 7,7 | 3,6 | 6,4 |
| 18:00 | 0,3 | 10,9 | 0,3 | 8,0 | 0,3 | 7,1 |
| 19:00 | 0,0 | 9,5 | 0,0 | 7,6 | 0,0 | 7,1 |
| 20:00 | 0,0 | 8,2 | 0,0 | 7,4 | 0,0 | 6,7 |
| 21:00 | 0,0 | 7,5 | 0,0 | 7,0 | 0,0 | 6,8 |
| 22:00 | 0,0 | 6,7 | 0,0 | 6,6 | 0,0 | 6,4 |
| 23:00 | 0,0 | 6,0 | 0,0 | 6,1 | 0,0 | 5,8 |
| Total: | 281,9 | 220,8 | 281,9 | 175,4 | 281,9 | 144,3 |

Fonte: (A Autora, 2023)

A geração de energia elétrica nesse modelo pode abater 100 % do seu consumo total com excedente de 56,5 %. Em relação à energia elétrica comercializada na microrrede, o modelo apresentou os seguintes resultados: 14,9 % no dia útil, 10,6 % no sábado e 7,6 % no domingo, indicando que o consumo de energia elétrica no período diurno é maior nos dias úteis. As baixas porcentagens vistas, devem-se ao fato de que a maior parte das unidades consumidoras do modelo são também prosumidoras, o que aumenta a energia consumida instantaneamente e reduz a comercializada. Estes resultados são apresentados na Tabela 30 e na Figura 24.

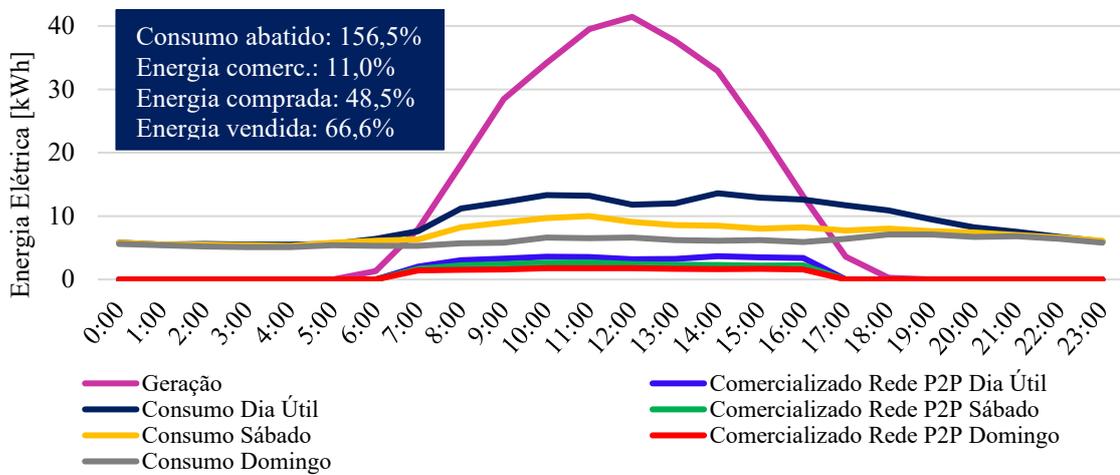
Tabela 31 – Resultados para o modelo 6, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|--------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,8 | 5,8 | 5,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,5 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,5 | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,4 | 5,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,5 | 5,3 | 5,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,6 | 5,8 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,1 | 4,8 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 2,7 | 2,2 | 1,9 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 1,7 | 2,7 |
| 8:00 | 3,9 | 2,9 | 2,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 6,9 | 9,9 | 12,4 |
| 9:00 | 4,3 | 3,2 | 2,0 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 16,3 | 19,5 | 22,7 |
| 10:00 | 4,7 | 3,4 | 2,3 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 20,9 | 24,5 | 27,6 |
| 11:00 | 4,6 | 3,5 | 2,3 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 26,3 | 29,5 | 33,0 |
| 12:00 | 4,1 | 3,2 | 2,3 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 29,6 | 32,3 | 34,8 |
| 13:00 | 4,2 | 3,0 | 2,2 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 25,7 | 29,1 | 31,5 |
| 14:00 | 4,8 | 3,0 | 2,1 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 19,3 | 24,4 | 26,8 |
| 15:00 | 4,5 | 2,8 | 2,2 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 10,5 | 15,4 | 17,2 |
| 16:00 | 4,4 | 2,9 | 2,1 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 4,9 | 7,2 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,1 | 4,1 | 2,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,6 | 7,7 | 6,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,5 | 7,6 | 7,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,2 | 7,4 | 6,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,5 | 7,0 | 6,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,7 | 6,6 | 6,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 6,1 | 5,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total: | 27,7 | 30,0 | 21,3 | 109,7 | 84,6 | 78,2 | 156,3 | 191,1 | 215,8 |

Fonte: (A Autora, 2023)

As Figuras 24 e 25 demonstram que a curva de geração neste modelo é muito maior do que nas demais, entretanto, o consumo permanece o mesmo. Logo, percebe-se que, como não há aumento de consumo e a curva de geração é não uniforme, apresentando o pico ao meio dia, boa parte da energia gerada acaba sendo vendida para a distribuidora que faz o papel de acumuladora infinita e do banco de baterias. A energia excedente fica “armazenada” na rede da distribuidora, aumentando os custos para os prossumidores que precisarão pagar as tarifas relacionadas ao uso do fio da distribuidora.

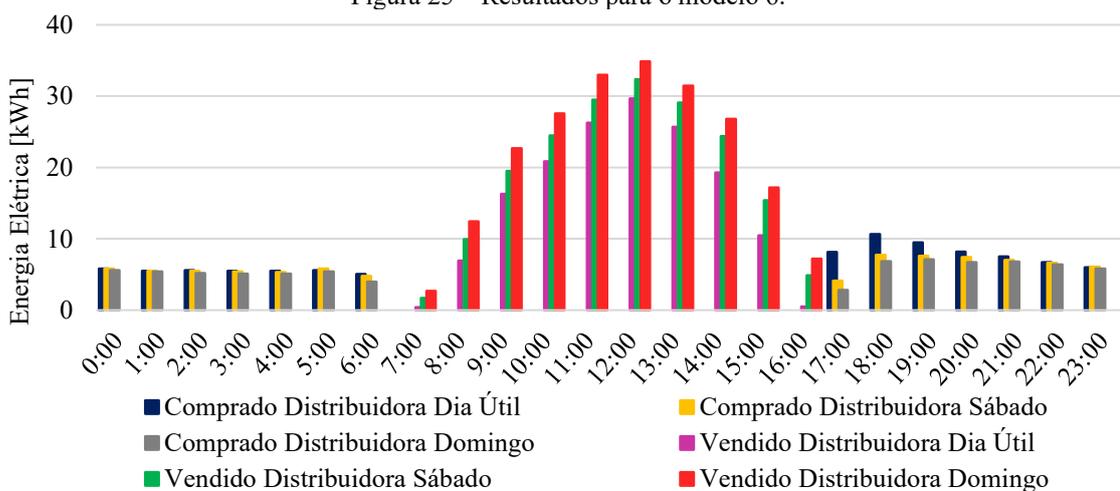
Figura 24 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 6.



Fonte: (A Autora, 2023)

Considerando a otimização da negociação de energia elétrica na microrrede P2P sem o uso de bancos de baterias, o modelo 6 não é tão atrativa. Uma vez que, o perfil de consumo comercial é mais linear do que o residencial e, em especial, concentrado em sua maior parte no período diurno. Essas características aumentam a comercialização, mas como o volume de energia elétrica gerada é alto, todo o excedente irá para a distribuidora e não será usado na microrrede. É possível observar na Figura 25 o alto percentual de energia vendida para a distribuidora, os valores chegam a 76,6 % aos domingos.

Figura 25 – Resultados para o modelo 6.



Fonte: (A Autora, 2023)

4.7 MODELO 7

O modelo 7 é caracterizada por uma combinação de unidades consumidoras residenciais e comerciais e unidades prossumidoras residenciais. Neste modelo, há 30 % de inserção de energia solar fotovoltaica e, conforme explicado na metodologia deste trabalho, as unidades prossumidoras foram escolhidas pelo menor consumo. Os dados de consumo e geração desta microrrede são apresentados na Tabela 31.

Tabela 32 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 7.

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 4,1 | 0,0 | 4,0 |
| 1:00 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,8 |
| 2:00 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,5 |
| 3:00 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,4 |
| 4:00 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,4 |
| 5:00 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,6 |
| 6:00 | 0,2 | 4,3 | 0,2 | 4,0 | 0,2 | 3,5 |
| 7:00 | 0,8 | 5,1 | 0,8 | 4,3 | 0,8 | 3,6 |
| 8:00 | 1,8 | 6,9 | 1,8 | 5,4 | 1,8 | 4,0 |
| 9:00 | 2,7 | 7,4 | 2,7 | 5,9 | 2,7 | 4,2 |
| 10:00 | 3,4 | 8,2 | 3,4 | 6,4 | 3,4 | 5,1 |
| 11:00 | 3,8 | 8,3 | 3,8 | 6,7 | 3,8 | 5,0 |
| 12:00 | 3,9 | 7,7 | 3,9 | 6,3 | 3,9 | 5,0 |
| 13:00 | 3,7 | 7,7 | 3,7 | 6,0 | 3,7 | 4,8 |
| 14:00 | 3,2 | 8,3 | 3,2 | 5,9 | 3,2 | 4,5 |
| 15:00 | 2,4 | 8,0 | 2,4 | 5,6 | 2,4 | 4,6 |
| 16:00 | 1,4 | 8,0 | 1,4 | 5,7 | 1,4 | 4,6 |
| 17:00 | 0,4 | 7,9 | 0,4 | 5,9 | 0,4 | 5,0 |
| 18:00 | 0,0 | 8,0 | 0,0 | 6,3 | 0,0 | 5,9 |
| 19:00 | 0,0 | 7,4 | 0,0 | 6,1 | 0,0 | 5,7 |
| 20:00 | 0,0 | 6,6 | 0,0 | 5,7 | 0,0 | 5,5 |
| 21:00 | 0,0 | 6,0 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 5,4 |
| 22:00 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 4,9 | 0,0 | 5,0 |
| 23:00 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,3 |
| Total: | 27,7 | 147,5 | 27,7 | 123,0 | 27,7 | 106,9 |

Fonte: (A Autora, 2023)

No modelo 7, a comercialização de energia elétrica aconteceu no período das 7h00 às 16h00 para o dia útil, o sábado e o domingo, seguindo o padrão das demais configurações. Neste caso, como os sistemas fotovoltaicos são residenciais (menor potência instalada) e há presença de unidades consumidoras comerciais, a geração de energia não foi suficiente para

abater 100 % do consumo da microrrede em nenhum horário. Fato que, aumenta a quantidade de energia elétrica comprada da distribuidora, conforme demonstrado na Tabela 32.

A geração de energia elétrica a partir da inserção de 30 % de sistemas fotovoltaicos no modelo 7 é capaz de atender apenas 22,2 % do consumo total dessa microrrede. A porcentagem da energia elétrica gerada que foi comercializada na microrrede P2P foi de 68,4 % no dia útil, 68,4 % no sábado e 69,1 % no domingo. Estes valores demonstram que, boa parte da energia elétrica gerada é consumida na própria microrrede, seja em energia consumida instantaneamente ou comercializada.

Tabela 33 – Resultados para o modelo 7, em kWh.

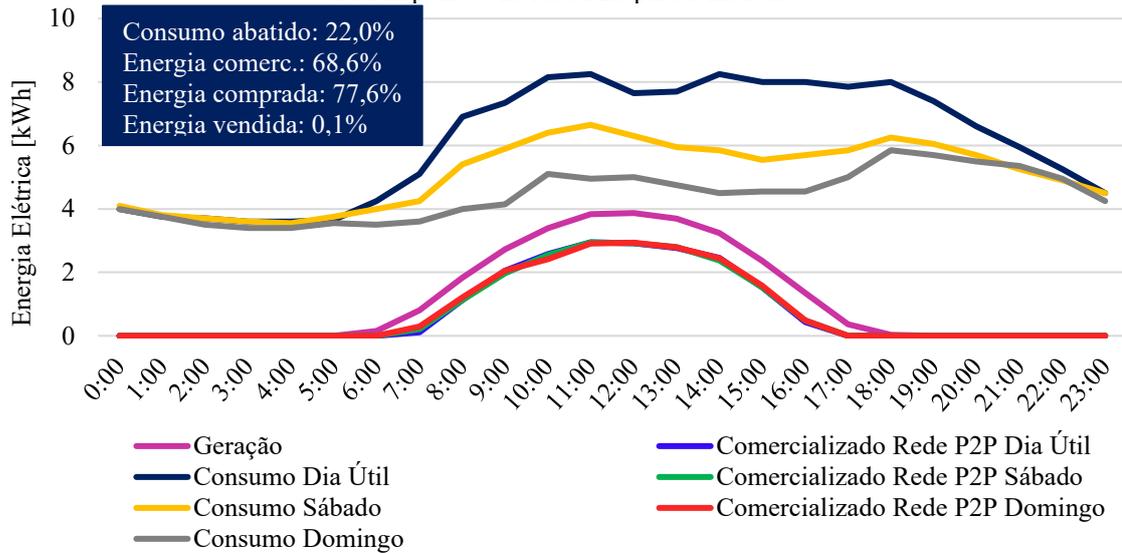
| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|--------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 4,1 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 3,8 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 3,7 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 3,8 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,1 | 3,9 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 4,3 | 3,4 | 2,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 5,1 | 3,6 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 9:00 | 2,1 | 2,0 | 2,1 | 4,6 | 3,2 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 10:00 | 2,6 | 2,6 | 2,4 | 4,8 | 3,0 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 11:00 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 4,4 | 2,8 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 12:00 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 3,8 | 2,4 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 13:00 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 4,0 | 2,3 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 14:00 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 5,0 | 2,6 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15:00 | 1,5 | 1,5 | 1,6 | 5,6 | 3,2 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16:00 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 6,7 | 4,4 | 3,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,5 | 5,5 | 4,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,0 | 6,2 | 5,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,4 | 6,1 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,6 | 5,7 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 5,3 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 4,9 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,5 | 4,5 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total: | 18,9 | 18,9 | 19,1 | 119,8 | 95,3 | 79,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |

Fonte: (A Autora, 2023).

A Figura 26 mostra que a quantidade de energia elétrica comercializada na microrrede é muito baixa em relação ao consumo e a curva de comercialização acompanha a de geração, dada a pequena inserção de sistemas fotovoltaicos. A combinação dos consumos residencial e

comercial cria curvas de magnitude bem diferentes para os perfis de consumo do dia útil e dos finais de semana. Isso ocorre devido à baixa demanda do comércio aos sábados e domingos, onde o consumo basicamente resume-se a alimentação dos sistemas de segurança e de iluminação.

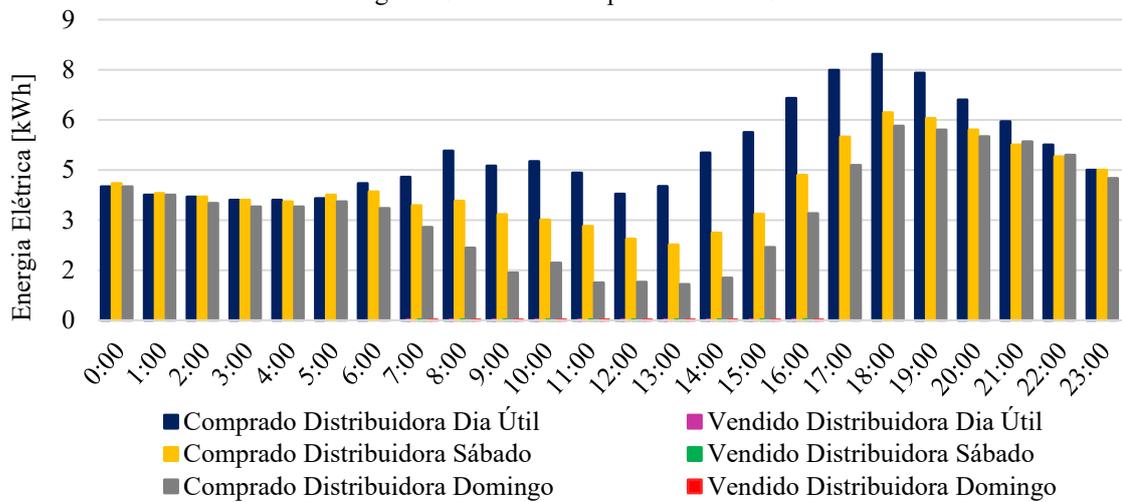
Figura 26 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 7.



Fonte: (A Autora, 2023)

Observa-se, na Figura 27, que a quantidade de energia elétrica vendida para a distribuidora é irrisória. Há pequenas parcelas de 0,1 % e 0,2 %, aos sábados e domingos, devido o fracionamento da energia elétrica gerada para que todos os consumidores tenham poder de compra dentro da microrrede. Mas, de fato, é possível verificar que boa parte do consumo da microrrede é suprido pela distribuidora ao longo de todo o dia.

Figura 27 – Resultados para o modelo 7.



Fonte: (A Autora, 2023)

4.8 MODELO 8

A microrrede chamada de modelo 8 é composta por cinco unidades prossumidoras residenciais e cinco unidades consumidoras comerciais. Os dados de consumo e geração desta microrrede são apresentados na Tabela 33 e na Figura 28. Nesta Tabela pode-se observar que há horários em que a geração é maior do que o consumo, algo que não ocorria no modelo 7.

Tabela 34 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 8.

(continua)

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------|------------------|------------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| 0:00 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 4,1 | 0,0 | 4,0 |
| 1:00 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,8 |
| 2:00 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,5 |
| 3:00 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,4 |
| 4:00 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,4 |
| 5:00 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,6 |
| 6:00 | 0,3 | 4,3 | 0,3 | 4,0 | 0,3 | 3,5 |
| 7:00 | 1,4 | 5,1 | 1,4 | 4,3 | 1,4 | 3,6 |
| 8:00 | 3,1 | 6,9 | 3,1 | 5,4 | 3,1 | 4,0 |
| 9:00 | 4,6 | 7,4 | 4,6 | 5,9 | 4,6 | 4,2 |
| 10:00 | 5,7 | 8,2 | 5,7 | 6,4 | 5,7 | 5,1 |
| 11:00 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 8,3 | 6,7 | 5,0 |
| 12:00 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 7,7 | 6,3 | 5,0 |
| 13:00 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 7,7 | 6,0 | 4,8 |
| 14:00 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 8,3 | 5,9 | 4,5 |
| 15:00 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 8,0 | 5,6 | 4,6 |
| 16:00 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 8,0 | 5,7 | 4,6 |

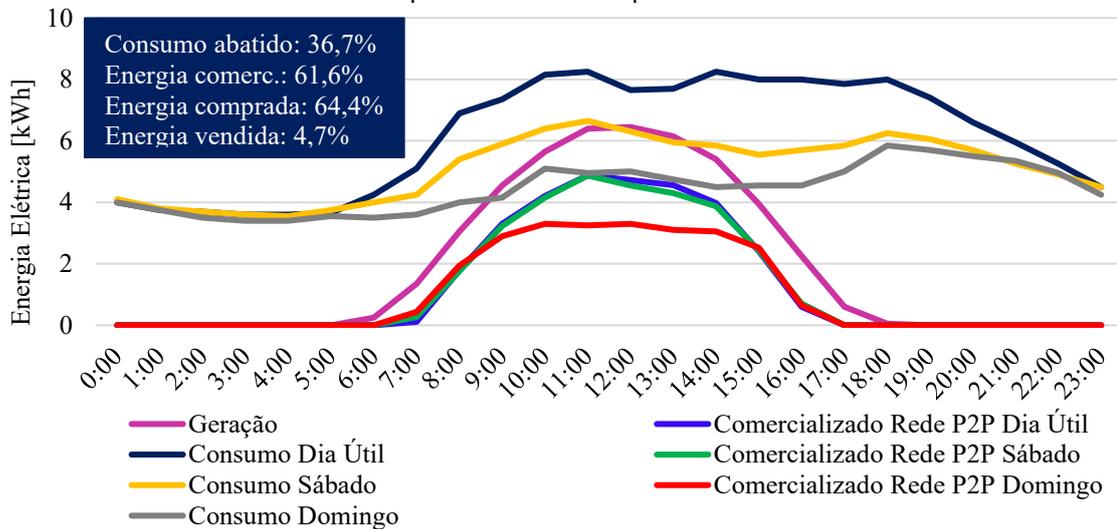
Tabela 33 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 8.

(final)

| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------|------------------|------------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| 17:00 | 0,6 | 7,9 | 0,6 | 5,9 | 0,6 | 5,0 |
| 18:00 | 0,1 | 8,0 | 0,1 | 6,3 | 0,1 | 5,9 |
| 19:00 | 0,0 | 7,4 | 0,0 | 6,1 | 0,0 | 5,7 |
| 20:00 | 0,0 | 6,6 | 0,0 | 5,7 | 0,0 | 5,5 |
| 21:00 | 0,0 | 6,0 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 5,4 |
| 22:00 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 4,9 | 0,0 | 5,0 |
| 23:00 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,3 |
| Total | 46,1 | 147,5 | 46,1 | 123,0 | 46,1 | 106,9 |

Fonte: (A Autora, 2023)

Figura 28 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 8.



Fonte: (A Autora, 2023)

Esse modelo de microrrede pode ter até 36,7 % do consumo total suprido pelos sistemas fotovoltaicos. Considerando a intermitência e o perfil de geração, a distribuidora foi responsável por suprir 64,5 % do consumo médio entre os três dias analisados. Embora este percentual seja elevado, 4,7 % da energia gerada na microrrede ainda foi vendida para a distribuidora, considerando a média entre os três dias.

Observa-se na Figura 29 e na Tabela 34 que a quantidade de energia elétrica vendida para a distribuidora nos dias úteis é nula, sendo o maior percentual vendido aos domingos. Estes resultados são consequência do perfil de consumo comercial, que é mais intenso nos dias úteis, aumentando a comercialização na microrrede e reduzindo a quantidade de energia elétrica vendida para a distribuidora.

Figura 29 – Resultados para o modelo 8.

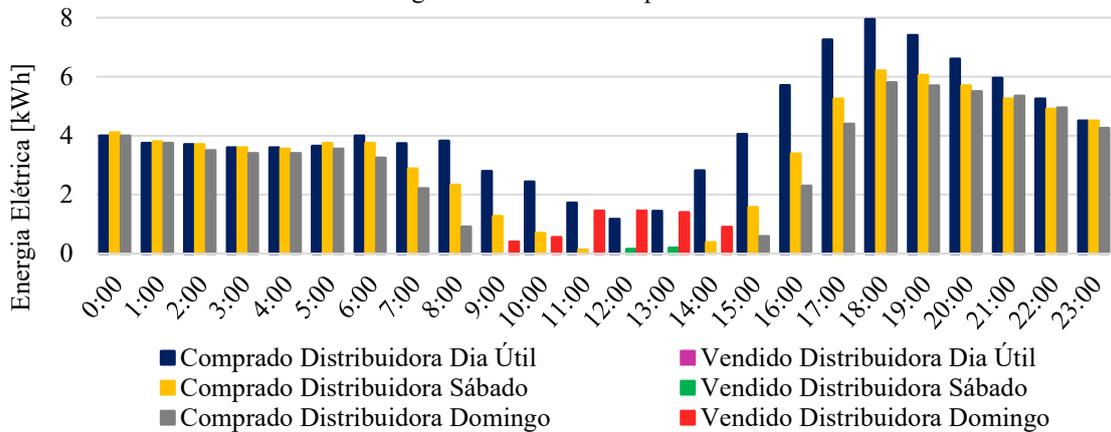


Tabela 35 – Resultados para o modelo 8, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|-------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 4,1 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 3,8 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 3,7 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 3,8 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 3,8 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 3,7 | 2,9 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 3,8 | 2,3 | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 9:00 | 3,3 | 3,2 | 2,9 | 2,8 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 |
| 10:00 | 4,2 | 4,2 | 3,3 | 2,4 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| 11:00 | 4,9 | 4,9 | 3,3 | 1,7 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,5 |
| 12:00 | 4,7 | 4,6 | 3,3 | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 1,5 |
| 13:00 | 4,6 | 4,3 | 3,1 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 1,4 |
| 14:00 | 4,0 | 3,9 | 3,1 | 2,8 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,9 |
| 15:00 | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 4,0 | 1,6 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16:00 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 5,7 | 3,4 | 2,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,3 | 5,3 | 4,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,0 | 6,2 | 5,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,4 | 6,1 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,6 | 5,7 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 5,3 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 4,9 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,5 | 4,5 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | 30,6 | 30,1 | 24,4 | 100,9 | 76,8 | 66,8 | 0,0 | 0,3 | 6,2 |

Fonte: (A Autora, 2023)

4.9 MODELO 9

O modelo 9 é caracterizado por uma combinação de unidades prosumidoras, tanto residenciais quanto comerciais, e unidades consumidoras comerciais. Neste modelo, há 70 % de inserção de energia solar fotovoltaica. Os dados de consumo e geração desta microrrede são apresentados na Tabela 35.

Tabela 36 – Perfis totais de geração e consumo de energia elétrica, em kWh, para o modelo 9.

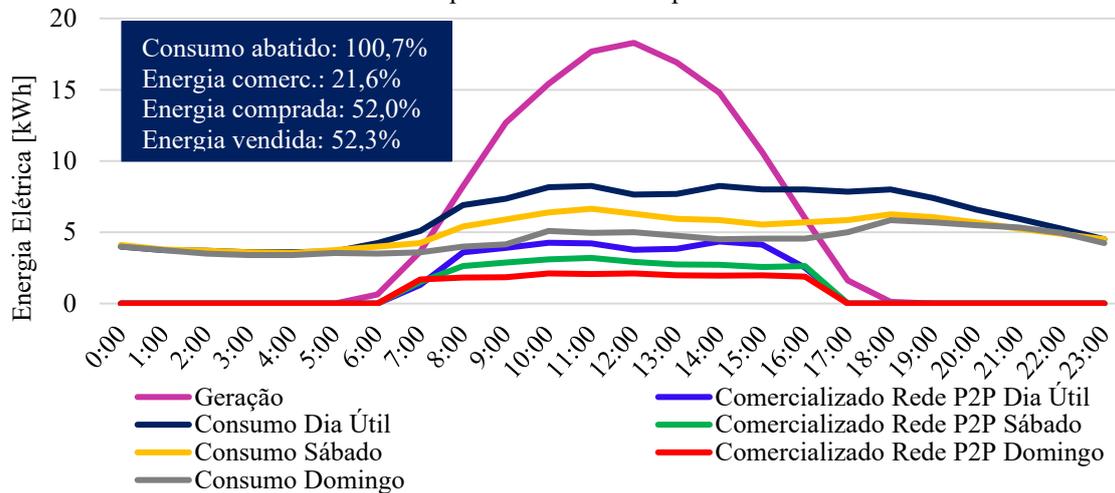
| Hora | Geração Dia Útil | Consumo Dia Útil | Geração Sábado | Consumo Sábado | Geração Domingo | Consumo Domingo |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 0:00 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 4,1 | 0,0 | 4,0 |
| 1:00 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,8 |
| 2:00 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,5 |
| 3:00 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,4 |
| 4:00 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,6 | 0,0 | 3,4 |
| 5:00 | 0,0 | 3,7 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 3,6 |
| 6:00 | 0,6 | 4,3 | 0,6 | 4,0 | 0,6 | 3,5 |
| 7:00 | 3,6 | 5,1 | 3,6 | 4,3 | 3,6 | 3,6 |
| 8:00 | 8,2 | 6,9 | 8,2 | 5,4 | 8,2 | 4,0 |
| 9:00 | 12,7 | 7,4 | 12,7 | 5,9 | 12,7 | 4,2 |
| 10:00 | 15,4 | 8,2 | 15,4 | 6,4 | 15,4 | 5,1 |
| 11:00 | 17,7 | 8,3 | 17,7 | 6,7 | 17,7 | 5,0 |
| 12:00 | 18,3 | 7,7 | 18,3 | 6,3 | 18,3 | 5,0 |
| 13:00 | 16,9 | 7,7 | 16,9 | 6,0 | 16,9 | 4,8 |
| 14:00 | 14,8 | 8,3 | 14,8 | 5,9 | 14,8 | 4,5 |
| 15:00 | 10,6 | 8,0 | 10,6 | 5,6 | 10,6 | 4,6 |
| 16:00 | 6,0 | 8,0 | 6,0 | 5,7 | 6,0 | 4,6 |
| 17:00 | 1,6 | 7,9 | 1,6 | 5,9 | 1,6 | 5,0 |
| 18:00 | 0,1 | 8,0 | 0,1 | 6,3 | 0,1 | 5,9 |
| 19:00 | 0,0 | 7,4 | 0,0 | 6,1 | 0,0 | 5,7 |
| 20:00 | 0,0 | 6,6 | 0,0 | 5,7 | 0,0 | 5,5 |
| 21:00 | 0,0 | 6,0 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 5,4 |
| 22:00 | 0,0 | 5,3 | 0,0 | 4,9 | 0,0 | 5,0 |
| 23:00 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,5 | 0,0 | 4,3 |
| Total | 126,6 | 147,5 | 126,6 | 123,0 | 126,6 | 106,9 |

Fonte: (A Autora, 2023).

No modelo 9, a comercialização de energia elétrica aconteceu no período das 7h00 às 16h00 para o dia útil, o sábado e o domingo. Conforme a Tabela 35 e a Figura 30, há excedente de geração em todos os horários e dias analisados durante este período, possibilitando que a comercialização na microrrede aconteça. Com a inserção de sistemas fotovoltaicos comerciais, a geração de energia elétrica neste caso é capaz de abater até 100,7 % do consumo total da

microrrede. Na prática, para que isso ocorra sem a intervenção da distribuidora, a energia excedente do período diurno deveria ser armazenada na própria microrrede.

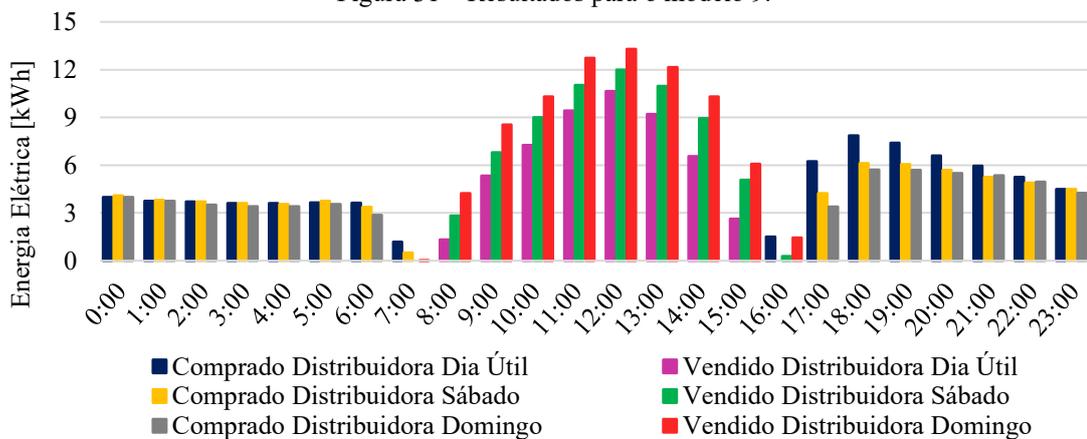
Figura 30 – Curvas do total de energia elétrica gerada, do consumo total de energia elétrica e da energia elétrica total disponível na rede P2P para o modelo 9.



Fonte: (A Autora, 2023)

A porcentagem da energia elétrica gerada que foi comercializada na microrrede P2P foi de 28,3 % no dia útil, 21,2 % no sábado e 15,4 % no domingo. O menor valor apresentado para o domingo é um reflexo do menor consumo da microrrede neste dia, o que acarretará em uma porcentagem maior de energia vendida para a distribuidora. Estes resultados são apresentados na Tabela 36 e na Figura 31.

Figura 31 – Resultados para o modelo 9.



Fonte: (A Autora, 2023)

Tabela 37 – Resultados para o modelo 9, em kWh.

| Hora | Total Comercializado Rede P2P | | | Total Comprado Distribuidora | | | Total Vendido Distribuidora | | |
|-------|-------------------------------|--------|---------|------------------------------|--------|---------|-----------------------------|--------|---------|
| | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo | Dia Útil | Sábado | Domingo |
| 0:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 4,1 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 3,8 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 3,7 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 3:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,7 | 3,8 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 6:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,6 | 3,4 | 2,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7:00 | 1,3 | 1,5 | 1,7 | 1,2 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 8:00 | 3,6 | 2,6 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 2,8 | 4,2 |
| 9:00 | 3,9 | 2,9 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 6,8 | 8,5 |
| 10:00 | 4,3 | 3,1 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,3 | 9,0 | 10,3 |
| 11:00 | 4,2 | 3,2 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,4 | 11,0 | 12,7 |
| 12:00 | 3,8 | 2,9 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,6 | 12,0 | 13,3 |
| 13:00 | 3,8 | 2,8 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,2 | 11,0 | 12,2 |
| 14:00 | 4,4 | 2,7 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,6 | 9,0 | 10,3 |
| 15:00 | 4,1 | 2,6 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 5,1 | 6,1 |
| 16:00 | 2,5 | 2,6 | 1,9 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 1,4 |
| 17:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,2 | 4,2 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,9 | 6,1 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,4 | 6,1 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,6 | 5,7 | 5,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 21:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,0 | 5,3 | 5,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 22:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,3 | 4,9 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,5 | 4,5 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | 35,9 | 26,9 | 19,5 | 72,4 | 63,1 | 59,3 | 52,4 | 66,9 | 79,1 |

Fonte: (A Autora, 2023)

Calculou-se que 49,1 % do consumo total foi suprido pela distribuidora no dia útil, 51,3 % da energia consumida foi comprada da distribuidora no sábado e 55,5 % no domingo. Em relação a energia vendida para a distribuidora, os seguintes percentuais foram encontrados: 41,4 % para o dia útil, 52,9 % para o sábado e 62,5 % para o domingo. Os valores corroboram com os resultados anteriores obtidos para a energia comercializada. No domingo, como o consumo é menor e há geração suficiente para supri-lo, o excedente de energia elétrica gerada é vendido para a distribuidora e não comercializado na microrrede.

No primeiro modelo, a geração de energia elétrica ocorreu das 6h00 às 17h00, enquanto que nas configurações 2 e 3, a geração ocorreu entre as 6h00 e as 18h00. A diferença de 1 hora é explicada pela pequena quantidade de energia elétrica gerada no modelo 1, que devido ao arredondamento dos valores neste trabalho, ficou próxima a zero às 18h00. A comercialização de energia elétrica nestas três configurações ocorreu das 7h00 às 16h00,

horários diferentes em relação a geração devido a energia elétrica consumida instantaneamente nas edificações de instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Em relação ao abatimento do consumo total da microrrede, os resultados foram: 38,8 % para o modelo 1, 64,6 % para o modelo 2 e 90,5 % para o modelo 3. Estes resultados demonstram que em nenhuma das 3 configurações a geração é capaz de suprir o consumo total da microrrede. Entretanto, ao avaliar os dados de energia elétrica vendida para a distribuidora, os valores do modelo 3 são muito maiores do que no modelo 1. Considerando a média dos três dias analisados neste trabalho, no modelo 1, 6,8 % da energia disponível na microrrede é vendida para a distribuidora, ao passo que 24 % é vendida no modelo 2 e 47,3 % é vendida no modelo 3. Isto é, conforme aumenta-se a inserção de sistemas fotovoltaicos, aumenta-se expressivamente a energia vendida para a distribuidora. Todavia, se espera que menos energia seja comprada da distribuidora conforme o aumento da geração, mas este valor não é reduzido significativamente.

No primeiro modelo, os sistemas fotovoltaicos foram capazes de abater 100 % do consumo da microrrede no período entre 09h00 e 14h00; no modelo 2, este período englobou os horários das 8h00 às 15h00 e no modelo 3, é adicionado neste resultado o horário das 16h00. Nos modelos 4, 5 e 6 as porcentagens médias de energia comercializada na microrrede foram de: 48,8 % para o modelo 4, 24,4 % para o modelo 5 e 11,0 % para o modelo 6. Os valores são inversamente proporcionais à inserção de sistemas fotovoltaicos porque mais participantes tornam-se prossumidores e, conseqüentemente, há menos consumidores para comercializar energia na microrrede.

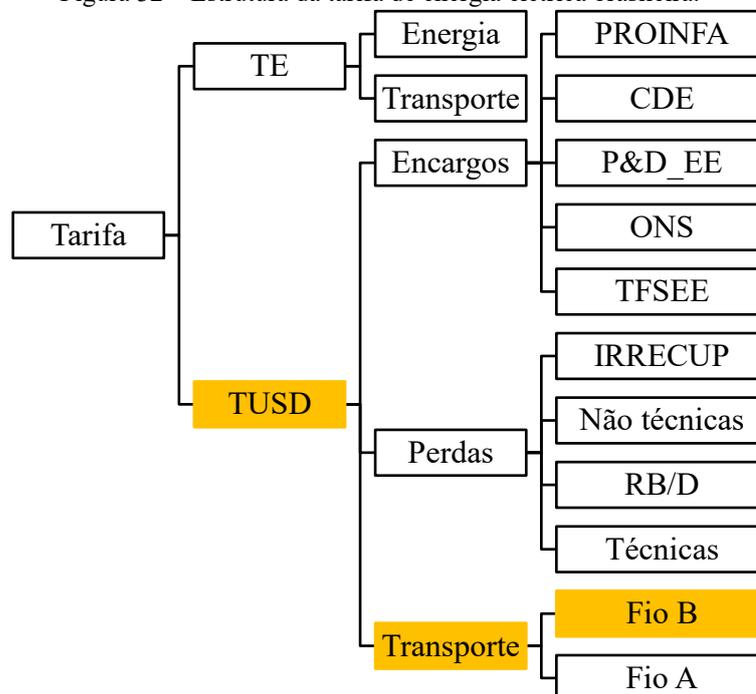
Nos modelos 7 e 8 a geração de energia elétrica a partir dos sistemas fotovoltaicos não foi capaz de abater um valor significativo do consumo das microrredes: apenas 22,0 % do consumo seria abatido no modelo 7 e 36,7 % no modelo 8. Enquanto que, no modelo 9, 100,7 % do consumo total da microrrede pode ser suprido pela geração. Isso demonstra que uma microrrede necessita de muitos prossumidores residenciais para abater o consumo comercial ou, como no caso no modelo 9, alguns sistemas residenciais combinados com poucos sistemas comerciais são suficientes.

4.10 BALANÇO ENERGÉTICO

Esta seção apresentará uma breve análise energética, a fim de verificar a rentabilidade de uma microrrede com comercialização de energia elétrica P2P frente ao sistema de compensação. Para tanto, dados do estudo da Greener intitulado “Análise do Marco Legal da Geração Distribuída” (GREENER, 2023c) e da Lei Nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022b) foram utilizados.

Segundo o estudo da Greener, a TUSD representa cerca de 56 % da tarifa total de energia elétrica e o restante, 44 %, é destinado a TE. Ainda, a TUSD é dividida em três parcelas: uma de transporte (40,1 %), uma de encargos (11,3 %) e outra de perdas (7,1 %). A TUSD Fio B encontra-se dentro da parcela de transportes e representa 30,8 % da tarifa de energia elétrica, enquanto a TUSD Fio A representa 9,3 %. Estes valores foram obtidos considerando uma média nacional entre 58 distribuidoras brasileiras. Um esquema da tarifa total de energia elétrica é apresentado na Figura 32.

Figura 32 – Estrutura da tarifa de energia elétrica brasileira.

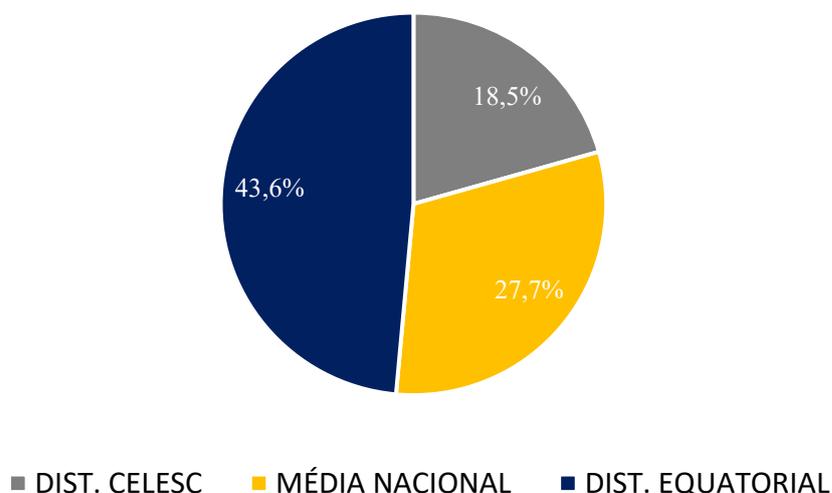


Fonte: Adaptado de (GREENER, 2023c).

A Lei N° 14.300/2022 determina que a TUSD Fio B seja compensada em 90 % em 2029 e este dado será usado para a análise dessa seção. Isso, na média, significa um retorno cerca de 27,7 % menor a cada kWh injetado pelo prosumidor na rede elétrica da distribuidora.

A análise de balanço energético será realizada utilizando uma média dos valores de energia elétrica no dia útil, no sábado e no domingo da microrrede referente ao modelo 9, a qual foi identificada como a mais competitiva nos quesitos estabelecidos neste trabalho. Três valores para a TUSD Fio B foram considerados: o da média nacional (30,8 %), o da Celesc Distribuição (20,6 % - a menor do Brasil) e o da Equatorial PA (48,4 % - a maior do Brasil). A Figura 33 apresenta o resumo dos dados de TUSD Fio B que serão utilizados considerando 90 % de compensação dessa tarifa em relação à tarifa total de energia elétrica para os 3 cenários mencionados.

Figura 33 – Porcentagem que a TUSD Fio B representa na tarifa de energia elétrica, de acordo com os dados da Greener e considerando 90 % de compensação.



Fonte: (A Autora, 2023)

A Tabela 37 apresenta a média dos valores de energia elétrica no dia útil, no sábado e no domingo que seriam injetados na rede elétrica da distribuidora, participando do sistema de compensação de energia elétrica. Essa média receberá a denominação de “excedente de energia” nesta seção. Para fins de cálculo, os períodos em que a energia excedente foi igual a zero foram descartados.

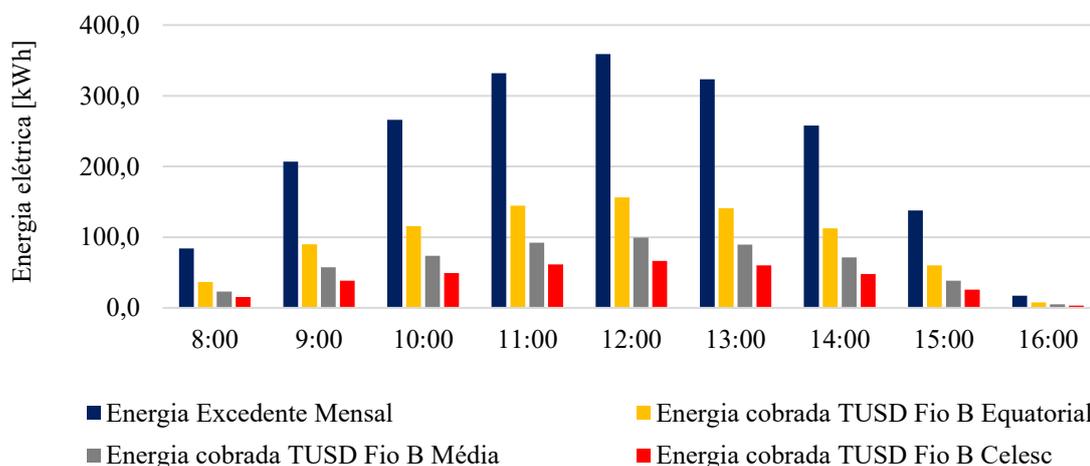
Tabela 38 – Energia elétrica excedente, em kWh, e base horária para 1 dia e 30 dias.

| Hora | Energia Excedente Dia | Energia Excedente Mês |
|-------|-----------------------|-----------------------|
| 8:00 | 2,8 | 83,9 |
| 9:00 | 6,9 | 206,7 |
| 10:00 | 8,9 | 265,8 |
| 11:00 | 11,1 | 331,9 |
| 12:00 | 12,0 | 359,2 |
| 13:00 | 10,8 | 323,3 |
| 14:00 | 8,6 | 258,0 |
| 15:00 | 4,6 | 137,9 |
| 16:00 | 0,6 | 17,3 |
| Total | 66,1 | 1.984,0 |

Fonte: (A Autora, 2023)

Ao considerar o excedente de energia elétrica apresentado na Tabela 37 e as porcentagens de TUSD Fio B apresentadas na Figura 33, calculou-se a quantidade de energia elétrica que é usada para pagamento do custo do sistema de transmissão da distribuidora. Os resultados são demonstrados na Figura 34 e na Tabela 38. Nesta seção são considerados os resultados mensais, pois os valores diários horários se perdem nos arredondamentos.

Figura 34 – Resultados para o balanço energético da microrrede 9, considerando o excedente de energia elétrica mensal e uma compensação de 90 % da TUSD Fio B.



Fonte: (A Autora, 2023)

Tabela 39 – Resultados para o balanço energético, em kWh, da microrrede 9 considerando o excedente de energia elétrica mensal e uma compensação de 90 % da TUSD Fio B.

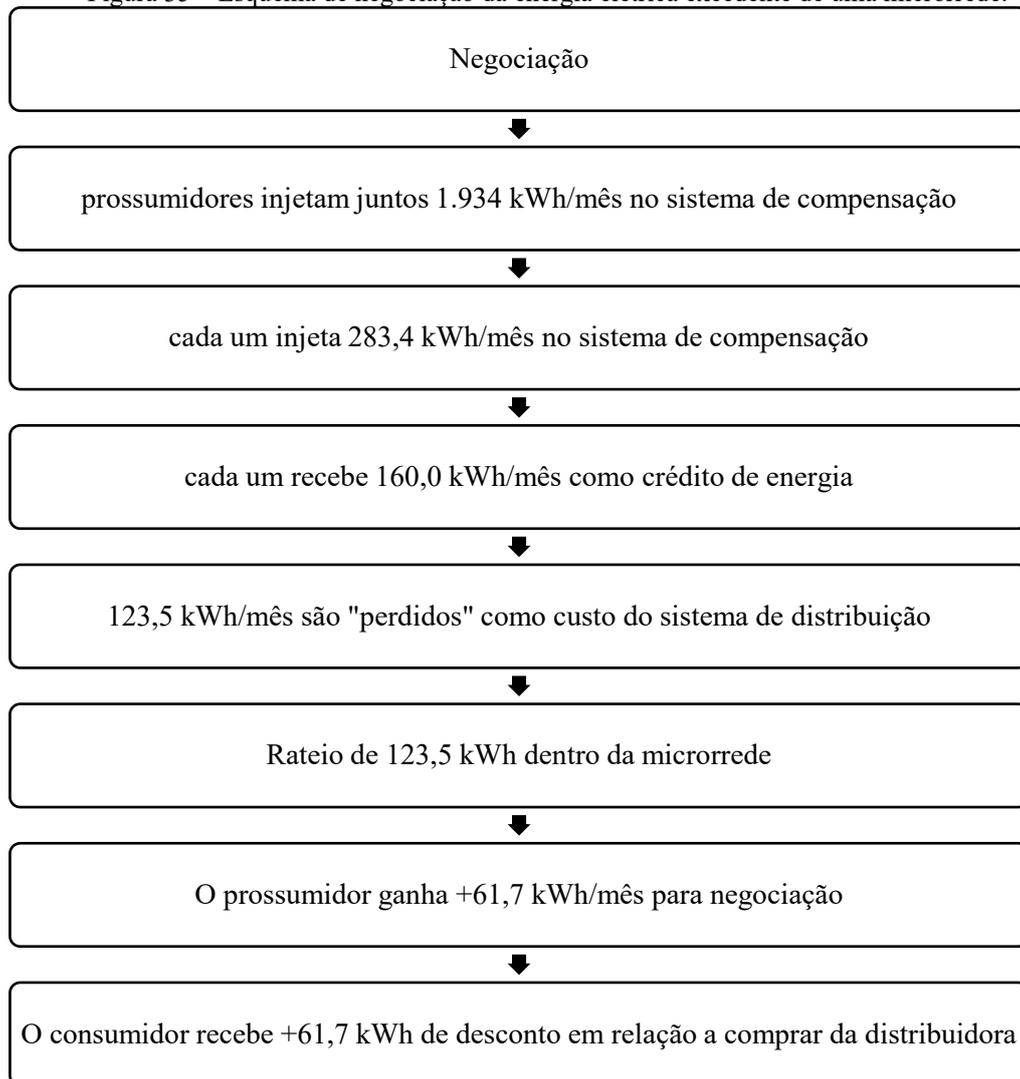
| Hora | Energia Excedente Mensal | Energia cobrada | | |
|-------|--------------------------|-------------------|------------------|-----------------------|
| | | TUSD Fio B Celesc | TUSD Fio B Média | TUSD Fio B Equatorial |
| 8:00 | 83,9 | 15,6 | 23,3 | 36,5 |
| 9:00 | 206,7 | 38,3 | 57,3 | 90,0 |
| 10:00 | 265,8 | 49,3 | 73,7 | 115,8 |
| 11:00 | 331,9 | 61,5 | 92,0 | 144,6 |
| 12:00 | 359,2 | 66,6 | 99,6 | 156,5 |
| 13:00 | 323,3 | 59,9 | 89,6 | 140,8 |
| 14:00 | 258,0 | 47,8 | 71,5 | 112,4 |
| 15:00 | 137,9 | 25,6 | 38,2 | 60,1 |
| 16:00 | 17,3 | 3,2 | 4,8 | 7,5 |
| Total | 1.984,0 | 367,8 | 550,0 | 864,2 |

Fonte: (A Autora, 2023)

Observa-se que a quantidade de energia elétrica que é cobrada pela distribuidora é relevante no sistema de compensação de energia, mesmo considerando o cenário brasileiro de menor impacto da TUSD Fio B – a Celesc Distribuição. Neste, para cada 1.984 kWh que são injetados na rede da distribuidora local, 367,8 kWh são perdidos como pagamento do custo do sistema de distribuição. No pior cenário, este valor corresponde a 864,2 kWh de energia elétrica cobrada pela distribuidora.

No modelo 9 desenvolvida neste trabalho, existem 7 prossumidores e 3 consumidores, totalizando 10 participantes. Se a energia elétrica que é cobrada pela distribuidora puder ser negociada entre os participantes, essa quantidade poder ser “rateada” entre os pares, seja em uma mesma microrrede ou entre duas microrredes diferentes. Considerando a microrrede do modelo 9, 90 % de compensação da TUSD Fio B da Distribuidora Equatorial e um período de 30 dias, este processo pode acontecer conforme a Figura 35.

Figura 35 – Esquema de negociação da energia elétrica excedente de uma microrrede.



Fonte: (A Autora, 2023)

As Tabelas 45, 46 e 47 demonstram como este rateio da energia elétrica excedente ficaria hora a hora, considerando 1 mês de 30 dias, para os três cenários de TUSD Fio B analisados. Para tanto, a seguinte nomenclatura foi utilizada:

- **Energia Excedente Prossumidor:** é a energia elétrica total excedente da microrrede dividida por 7, que corresponde à quantidade de prossumidores da microrrede.
- **Energia Cobrada TUSD Fio B:** é a quantidade de energia elétrica que seria perdida pelo prossumidor como forma de pagamento do uso do sistema de distribuição de energia elétrica, considerando o sistema de compensação.

Tabela 40 – Balanço energético, em kWh, da microrrede 9, considerando compensação da TUSD Fio B Celesc.

| Hora | Energia Excedente Total | Energia Excedente Prosumidor | Energia cobrada TUSD Fio B | Prosumidor ganha com P2P | Consumidor ganha com P2P |
|--------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 8:00 | 83,9 | 12,0 | 2,2 | 1,1 | 1,1 |
| 9:00 | 206,7 | 29,5 | 5,5 | 2,7 | 2,7 |
| 10:00 | 265,8 | 38,0 | 7,0 | 3,5 | 3,5 |
| 11:00 | 331,9 | 47,4 | 8,8 | 4,4 | 4,4 |
| 12:00 | 359,2 | 51,3 | 9,5 | 4,8 | 4,8 |
| 13:00 | 323,3 | 46,2 | 8,6 | 4,3 | 4,3 |
| 14:00 | 258,0 | 36,9 | 6,8 | 3,4 | 3,4 |
| 15:00 | 137,9 | 19,7 | 3,7 | 1,8 | 1,8 |
| 16:00 | 17,3 | 2,5 | 0,5 | 0,2 | 0,2 |
| Total | 1.984,0 | 283,4 | 52,5 | 26,3 | 26,3 |

Fonte: (A Autora, 2023).

Tabela 41 – Balanço energético, em kWh, da microrrede 9, considerando compensação da TUSD Fio B Média.

| Hora | Energia Excedente Total | Energia Excedente Prosumidor | Energia cobrada TUSD Fio B | Prosumidor ganha com P2P | Consumidor ganha com P2P |
|--------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 8:00 | 83,9 | 12,0 | 3,3 | 1,7 | 1,7 |
| 9:00 | 206,7 | 29,5 | 8,2 | 4,1 | 4,1 |
| 10:00 | 265,8 | 38,0 | 10,5 | 5,3 | 5,3 |
| 11:00 | 331,9 | 47,4 | 13,1 | 6,6 | 6,6 |
| 12:00 | 359,2 | 51,3 | 14,2 | 7,1 | 7,1 |
| 13:00 | 323,3 | 46,2 | 12,8 | 6,4 | 6,4 |
| 14:00 | 258,0 | 36,9 | 10,2 | 5,1 | 5,1 |
| 15:00 | 137,9 | 19,7 | 5,5 | 2,7 | 2,7 |
| 16:00 | 17,3 | 2,5 | 0,7 | 0,3 | 0,3 |
| Total | 1.984,0 | 283,4 | 78,6 | 39,3 | 39,3 |

Fonte: (A Autora, 2023).

Tabela 42 – Balanço energético, em kWh, da microrrede 9, considerando compensação da TUSD Fio B Equatorial.

| Hora | Energia Excedente Total | Energia Excedente Prosumidor | Energia cobrada TUSD Fio B | Prosumidor ganha com P2P | Consumidor ganha com P2P |
|--------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 8:00 | 83,9 | 12,0 | 5,2 | 2,6 | 2,6 |
| 9:00 | 206,7 | 29,5 | 12,9 | 6,4 | 6,4 |
| 10:00 | 265,8 | 38,0 | 16,5 | 8,3 | 8,3 |
| 11:00 | 331,9 | 47,4 | 20,7 | 10,3 | 10,3 |
| 12:00 | 359,2 | 51,3 | 22,4 | 11,2 | 11,2 |
| 13:00 | 323,3 | 46,2 | 20,1 | 10,1 | 10,1 |
| 14:00 | 258,0 | 36,9 | 16,1 | 8,0 | 8,0 |
| 15:00 | 137,9 | 19,7 | 8,6 | 4,3 | 4,3 |
| 16:00 | 17,3 | 2,5 | 1,1 | 0,5 | 0,5 |
| Total | 1984,0 | 283,4 | 123,5 | 61,7 | 61,7 |

Fonte: (A Autora, 2023).

Conclui-se, com base nos resultados, que sempre haverá uma parcela de energia elétrica que poderá ser rateada entre o par prosumidor-consumidor para que o prosumidor ganhe mais e o consumidor pague menos em suas transações de energia elétrica em uma microrrede com negociação P2P ante um sistema de compensação, considerando o cenário brasileiro atual. Isto é, o prosumidor pode ganhar 0,01 kWh para negociar no mercado, em relação à venda para a distribuidora, e o consumidor pode ganhar 0,01 kWh para descontar do seu consumo total.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A literatura recente apresenta uma base sólida sobre mecanismos de precificação e plataformas de negociação P2P, mas há poucos dados sobre a estrutura física e energética de uma microrrede com negociação P2P.

Este trabalho apresentou uma análise energética para comparação de 9 modelos de microrredes com negociação de energia elétrica P2P. Os modelos testaram diferentes níveis de inserção de energia solar fotovoltaica (30 %, 50 % e 70 %), considerando participantes das classes de consumo residencial e comercial. Os modelos avaliados possuem 10 participantes cada. Dados de geração de energia solar fotovoltaica, de consumos diários para dias úteis, sábados e domingos e de energia elétrica comercializada na microrrede, comprada da distribuidora e vendida para a distribuidora foram analisados.

No modelo 1, 63,4 % da energia é comprada da distribuidora, no modelo 2 este valor é reduzido para 59,1 % e no modelo 3 para 56,6 %. Uma diferença de apenas 6,8 % entre o primeiro e o terceiro modelo, enquanto a diferença para a energia elétrica vendida para a distribuidora entre estes modelos é de 40,5 %. Tal discrepância é justificada pelo perfil de consumo residencial, que apresenta um pico de consumo no período noturno em que não há geração a partir dos sistemas fotovoltaicos. Com base nos resultados, observa-se que o modelo 2 é o mais atrativo, visto que a quantidade de energia comprada da distribuidora no modelo 2 e no modelo 3 são muito próximas, enquanto a quantidade de energia vendida é muito mais alta no modelo 3. Em relação ao modelo 1, o abatimento do consumo total é muito pequeno. O modelo 3 pode se tornar mais atrativo caso o excedente de energia da microrrede seja negociado com outras microrredes a preços mais vantajosos do que os praticados pelas distribuidoras.

Nas configurações 4, 5 e 6 o abatimento total do consumo da microrrede correspondeu a 67,1 %, 110,7 % e 156,5 %, respectivamente. Neste caso, com 50 % de inserção de sistemas fotovoltaicos, a microrrede já se tornaria autossuficiente em energia elétrica caso o perfil de consumo fosse idêntico ao perfil de geração. No modelo 4, uma média de 54,1 % da energia consumida na microrrede foi comprada da distribuidora. Este valor foi reduzido para 50,2 % no modelo 5 e para 48,5 % no modelo 6. Conclui-se que, assim como nos modelos 1, 2 e 3, o percentual de energia comprada da distribuidora não sofre mudanças significativas com o aumento de geração de energia solar fotovoltaica nas microrredes. Mesmo as curvas de carga da classe comercial sendo mais lineares e diurnas do que da classe residencial, a dependência da distribuidora ainda é expressiva e acrescentar mais sistemas fotovoltaicos dentro da microrrede não suprirá a demanda total. Em contra partida, a quantidade de energia elétrica vendida para a distribuidora salta de 31,6 % no modelo 4 para 66,6 % no modelo 6. Isto é, no modelo com 70 % de prossumidores, mais da metade da energia elétrica disponível para negociação na microrrede é vendida para a distribuidora. No cenário brasileiro, onde cerca de 31 % da energia que é injetada na rede da distribuidora é usada para pagamento de custas tarifárias, o modelo 5 torna-se o mais viável, pois há energia elétrica suficiente para 100 % de abatimento do consumo da microrrede e o menor valor de excedente de energia entre os três modelos.

Nos cenários de consumidores mistos (residenciais e comerciais), os resultados demonstraram que o modelo 9 é o mais viável, já que nos outros dois modelos a quantidade de energia elétrica gerada foi muito pequena: no modelo 7, apenas 22 % do consumo total da microrrede é suprido pelos sistemas fotovoltaicos; no modelo 8, o resultado chega a 36,7 % e no modelo 9, a 100,7 %. Estes resultados são consequência da metodologia deste trabalho, que padronizou os participantes prossumidores como sendo aqueles de menor consumo, logo, os sistemas fotovoltaicos residenciais não são capazes de suprir a demanda dos consumidores comerciais. Já no modelo 9, com 7 prossumidores, há dois sistemas fotovoltaicos comerciais na microrrede, aumentando a porcentagem de abatimento do consumo nesta.

A análise dos resultados demonstrou que 30 % de inserção de sistemas fotovoltaicos na microrrede é um percentual pequeno para abatimento do consumo e negociação P2P. Ao passo que se aumenta a energia gerada na microrrede, aumenta-se significativamente a energia vendida para a distribuidora, mas a quantidade de energia comprada da distribuidora não sofre grandes alterações. Os horários em que as microrredes são autossuficientes em energia elétrica

são muito parecidos para 50 % e 70 % de inserção de sistemas fotovoltaicos quando considerado participantes somente residenciais ou somente comerciais, variando entre o período das 8h00 às 15h00 (modelo 2) e o período das 7h00 às 16h00 (modelo 6). Enquanto isso, para o modelo de participantes mistos, o abatimento total ocorreu das 8h00 às 16h00 somente com 70 % de inserção de sistemas fotovoltaicos.

Nos modelos com participantes de uma única classe de consumo, as melhores configurações foram com 50 % de prosumidores e 50 % de consumidores, já que nestes modelos não há tanto excedente de energia vendido para a distribuidora como nos modelos com 70 % de energia solar fotovoltaica. Também, nos modelos 2 e 4, a geração de energia elétrica é suficiente para abater o consumo em praticamente os mesmos horários dos modelos 3 e 6. Enquanto que, nos modelos com participantes de classes de consumo mistas, o melhor modelo foi aquele com 70 % de prosumidores e 30 % de consumidores. Além do mais, este último modelo, o modelo 9, apresentou-se como o mais competitivo entre todos os modelos. Fato demonstrado pelos seguintes resultados: 100,7 % do consumo total da microrrede pode ser suprido pela geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos, há o abatimento total do consumo entre as 8h00 e as 16h00 (período quase coincidente com o período de geração, que é as 6h00 as 18h00) e, considerando a média entre os três dias analisados, 52,0 % do consumo foi suprido pela distribuidora e 52,3 % da energia que poderia ser negociada na microrrede foi vendida para a distribuidora. Neste caso, se for possível, o cenário mais promissor é realizar a negociação P2P com outras microrredes negociando o excedente de energia elétrica.

A negociação de energia elétrica P2P pode apresentar-se sempre mais atrativa financeiramente em relação ao sistema de compensação de energia elétrica, tanto para consumidores quanto para prosumidores. Isto deve-se ao fato de que, ao passo que os consumidores podem pagar 1 centavo mais barato na energia elétrica negociada na microrrede, os prosumidores também vendem a 1 centavo mais caro com a negociação P2P frente a venda para a distribuidora. Além disso, há os benefícios secundários: negociação de energia elétrica renovável, geração de energia elétrica próxima a carga, reduzindo perdas de energia por transmissão, balanceamento e gerenciamento de picos de consumo. Segundo dados da IRENA (2020), 41,1 % do custo da eletricidade é usado para gerenciamento e manutenção do sistema de transmissão de energia elétrica, custo este que pode ser reduzido com o sistema de negociação P2P.

As três hipóteses tomadas neste trabalho foram confirmadas com base nos resultados: é possível reduzir a compra de energia elétrica de distribuidoras utilizando a comercialização de energia elétrica P2P em um microrrede. Há um modelo de microrrede com negociação de energia elétrica P2P que apresenta a melhor relação entre energia elétrica comercializada na microrrede, vendida para a distribuidora e comprada da distribuidora. No presente trabalho, este modelo corresponde ao modelo 9 (7 prosumidores e 3 consumidores comerciais e residenciais). É mais viável, tanto para o consumidor quanto para o prosumidor, participar de uma microrrede com negociação de energia elétrica P2P do que participar exclusivamente do sistema de compensação porque sempre haverá uma parcela de energia (a TUSD Fio B) que poderá ser rateada entre os pares para que o prosumidor tenha mais lucro e o consumidor mais economia.

Trabalhos futuros podem ampliar a metodologia deste trabalho e avaliar diferentes modelos com comercialização de energia elétrica P2P variando os dados de consumo ao longo do ano, testando mais participantes e a negociação entre microrredes.

REFERÊNCIAS

ABGD. 10 razões para o Brasil aprovar o PL 5829/19. 2021.

ALAM, M. R.; ST-HILAIRE, M.; KUNZ, T. An optimal P2P energy trading model for smart homes in the smart grid. **Energy Efficiency**, v. 10, n. 6, p. 1475–1493, 1 dez. 2017.

AN, J. et al. Determining the Peer-to-Peer electricity trading price and strategy for energy prosumers and consumers within a microgrid. **Applied Energy**, v. 261, p. 16, 2020.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. . 2010.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 547, de 16 de abril de 2013: Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. . 2013.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica Brasília, 2015.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 733, de 6 de setembro de 2016: Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. . 2016.

ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída-Resolução Normativa nº 482/2012. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>>. Acesso em: 19 out. 2020.

ANEEL. **Geração Distribuída - Regulamentação Atual e Processo de Revisão.** [s.l: s.n.].

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 15 jul. 2021a.

ANEEL. **Tarifa Branca.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 15 jul. 2021b.

ANEEL. **Geração Distribuída.** Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoic2IjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 24 jul. 2021a.

ANEEL. **Competências da ANEEL**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/competencias>>. Acesso em: 14 jul. 2021b.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 15 jul. 2021c.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL Nº 1.009, de 22 de março de 2022: estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre**. [s.l: s.n.].

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023 - RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023 . . 2023.

BELISKI, L. MARA.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. Análise da Qualidade de Energia Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída em Unidades Prossumidoras Residenciais. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**, 2018.

BMG. **Brooklyn Microgrid**. Disponível em: <<https://www.brooklyn.energy/>>. Acesso em: 23 jul. 2021.

BRANDHERM, B.; BAUS, J.; FREY, J. **Peer energy cloud-Civil marketplace for trading renewable energies**. Proceedings - 8th International Conference on Intelligent Environments, IE 2012. **Anais...**2012. . Acesso em: 25 jan. 2021

BRASIL. **Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm>. Acesso em: 4 out. 2020a.

BRASIL. **Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm>. Acesso em: 4 out. 2020b.

BRASIL. **Lei nº 3.782, de 22 de Julho de 1960: Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outra providências**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/1950-1969/L3782.htm>. Acesso em: 4 out. 2020.

BRASIL. **Lei nº 3.890-A, de 25 de Abril de 1961: Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/13890acons.htm>. Acesso em: 4 out. 2020.

BRASIL. Lei Nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996: Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. . 1996.

BRASIL. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997: Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energético. . 1997.

BRASIL. Lei Nº 9.648, de 27 de Maio de 1998: Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. . 1998.

BRASIL. **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 14 jul. 2020a.

BRASIL. Decreto Nº 5.175 de 9 de Agosto de 2004: Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004. . 2004 b.

BRASIL. Lei Nº 10.847, de 15 de Março de 2004: Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. . 2004 c.

BRASIL. Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011: Regula o acesso a informações previsto no inciso XXXIII do art. 5º, no inciso II do § 3º do art. 37 e no § 2º do art. 216 da Constituição Federal; altera a Lei nº 8.112, de 11 de dezembro de 1990; revoga a Lei nº 11.111, de 5 de maio de 2005, e dispositivos da Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991; e dá outras providências. . 2011.

BRASIL. Decreto Nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019. Aprova a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e das Funções de Confiança do Ministério de Minas e Energia, remaneja cargos em comissão e funções de confiança e substitui cargos em . . 2019, p. 1–29.

BRASIL. Lei Nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022: Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. . 2022 a.

BRASIL. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 - LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional.** Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 18 mar. 2023b.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **PL 5829/2019** . Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CCEE. **Procedimento de Comercialização: Adesão à CCEE.** São Paulo: [s.n.]. . Acesso em: 19 out. 2020.

CCEE. **20 ANOS DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**. São Paulo: Pigma Gráfica e Editora, 2018.

CCEE. **Portal de Aprendizado: Diferenças entre o Mundo Físico e o Mundo Comercial**. , 2019.

CCEE. **Portal de Aprendizado: Preço de Liquidação das Diferenças - PLD**. , 2020.

CCEE. **Razão de Ser: as atribuições da CCEE para o setor elétrico**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_afLoop=118554909485006&_adf.ctrl-state=19ix13osux_1#!%40%40%3F_afLoop%3D118554909485006%26_adf.ctrl-state%3D19ix13osux_5>. Acesso em: 14 jul. 2021a.

CCEE. **Procedimentos de Comercialização**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afLoop=202426434031337&_adf.ctrl-state=ac8nnmqhy_421#!%40%40%3F_afLoop%3D202426434031337%26_adf.ctrl-state%3Dac8nnmqhy_425>. Acesso em: 15 jul. 2021b.

CCEE. **Comercialização**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afLoop=205232309998826&_adf.ctrl-state=ac8nnmqhy_592#!%40%40%3F_afLoop%3D205232309998826%26_adf.ctrl-state%3Dac8nnmqhy_596>. Acesso em: 15 jul. 2021c.

COPEL. **Projetos de P&D em Execução 2020**. [s.l: s.n.]. . Acesso em: 13 jul. 2021a.

COPEL. **Projeto que combina blockchain e GD conquista 3º lugar no Prêmio Cier de Inovação - Copel - Pura Energia**. Disponível em: <<https://www.copel.com/site/noticias/projeto-que-combina-blockchain-e-gd-conquista-3o-lugar-no-premio-cier-de-inovacao/>>. Acesso em: 26 maio. 2023b.

COSTA, A. et al. **Grupo Temático: Governança**. Brasília: [s.n.]. . Acesso em: 14 jul. 2020.

CUBEROS, F. L. **Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008.

DIAS, T. C. **Ferramenta de avaliação de microrredes energéticas P2P e aplicação a microrredes suportadas pela tecnologia blockchain**. Lisboa: Universidade Nova de Lisboa, 2019.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias**. Brasília: [s.n.]. . Acesso em: 19 out. 2020.

EPE. **O que fazemos**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/o-que-fazemos>>. Acesso em: 14 jul. 2021.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

FERNANDEZ, E. et al. An efficient P2P energy trading platform based on evolutionary games for prosumers in a community. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, p. 101074, 24 maio 2023.

GASPARIN, F. P.; BÜHLER, A. J. Panorama Atual da Geração Distribuída no Brasil e o Papel da Energia Solar Fotovoltaica no Setor. **ASADES**, v. 22, p. 05.21-05.32, 2018.

GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Dez Cidades Brasileiras com Diferentes Orientações do Painel. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 10–17, 2017.

GIOVANINI, A.; ALMEIDA, H. J. F.; SAATH, K. C. O. Plataformas de financiamento P2P: análise da viabilidade econômica de sistemas distribuídos de energia solar fotovoltaica. **Textos de Economia**, v. 23, n. 2, p. 1–27, 14 dez. 2020.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída 2022**. [s.l: s.n.].

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída 2023**. [s.l: s.n.].

GREENER. **Greendex**. Disponível em: <<https://www.greendex.info/dados-gd>>. Acesso em: 27 maio. 2023b.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. [s.l: s.n.].

HADIYA, N. et al. **Identifying the Potential for Peer-to-Peer Trading of Rooftop Solar Power for Indian Scenario**. 2019 8th International Conference on Power Systems: Transition towards Sustainable, Smart and Flexible Grids, ICPS 2019. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 1 dez. 2019. . Acesso em: 10 mar. 2021

HAN, X. et al. Distributed Energy-Sharing Strategy for Peer-to-Peer Microgrid System. **Journal of Energy Engineering**, v. 146, n. 4, p. 04020033-1- 04020033–10, 31 ago. 2020.

HAYES, B. P.; THAKUR, S.; BRESLIN, J. G. Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 115, p. 105419, 1 fev. 2020.

HUA, W.; SUN, H. **A Blockchain-Based Peer-to-Peer Trading Scheme Coupling Energy and Carbon Markets**. SEST 2019 - 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 1 set. 2019. . Acesso em: 10 mar. 2021

IEA. **Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy - 2014 edition**. p. 60, 2014.

IRENA. **Peer-to-peer electricity trading - Innovation Landscape Brief**. [s.l: s.n.].

JUNIOR, L. G. DE O. Razões que Levaram os Consumidores de Energia Elétrica a se Transformarem em Geradores: uma Análise da Geração Fotovoltaica na Cidade de Vitória - ES. **Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Espírito Santo**, p. 134, 2018.

KRISHNA KARTHIK, P.; ANAND, R. Energy Trading in Microgrids using BlockChain Technology. **Proceedings of the International Conference on Intelligent Computing and Control Systems, ICICCS 2020**, p. 884–888, 1 maio 2020.

KUSAKANA, K. Optimal peer-to-peer energy management between grid-connected prosumers with battery storage and photovoltaic systems. **Journal of Energy Storage**, v. 32, p. 101717, 1 dez. 2020.

LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The Influence of Government Strategies on the Financial Return of Capital Invested in PV Systems Located in Different Climatic Zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, p. 786–798, nov. 2015.

LIN, J.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Comparative analysis of auction mechanisms and bidding strategies for P2P solar transactive energy markets. **Applied Energy**, v. 255, n. 113687, p. 12, 2019.

MACHADO, A. B.; RAMPINELLI, G. A. **Avaliação de Métodos Probabilísticos para Preenchimento de Lacunas de Dados Solarimétricos e Previsão da Irradiância Solar de Curto Prazo**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...** Gramado: 2018.

MACHADO, A. B.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. Análise de Indicadores de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída em Operação do Sul de Santa Catarina. **7º Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense - SICT Sul**, p. 265–271, 2018.

MARTINS, C. P. **A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E OS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DO DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Araranguá: Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.

MENGELKAMP, E. et al. Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. **Applied Energy**, v. 210, p. 870–880, 15 jan. 2018.

MME. Decreto Nº 3.520, de 21 de Junho de 2000: Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. . 2000.

MME. **Consulta Pública Nº 33: Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=517270&detalharConsulta=true&entryId=517272>. Acesso em: 15 jul. 2020.

MME. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico**. Brasília: [s.n.]. . Acesso em: 15 jul. 2020a.

MME. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. . 12 dez. 2019 b, p. 1.

MME. **O Ministério - Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>>. Acesso em: 13 jul. 2020.

MME. **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>>. Acesso em: 13 jul. 2021a.

MME, E. **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2030)**. Brasília: [s.n.]. . Acesso em: 11 jul. 2021b.

MONROE, J. G. et al. Agent-Based Model of a Blockchain Enabled Peer-to-Peer Energy Market: Application for a Neighborhood Trial in Perth, Australia. **Smart Cities**, v. 3, n. 3, p. 1072–1099, 19 set. 2020.

MUJEEB, A.; HONG, X.; WANG, P. **Analysis of Peer-to-Peer (P2P) Electricity Market and Piclo's Local Matching Trading Platform in UK**. 2019 3rd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration: Ubiquitous Energy Network Connecting Everything, EI2 2019. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 1 nov. 2019. . Acesso em: 19 jan. 2021

NGUYEN, D. H. **Optimal solution analysis and decentralized mechanisms for peer-to-peer energy markets**. **arXivarXiv**, , 31 ago. 2020. . Acesso em: 28 fev. 2021

NGUYEN, S. et al. Optimizing rooftop photovoltaic distributed generation with battery storage for peer-to-peer energy trading. **Applied Energy**, v. 228, p. 2567–2580, 15 out. 2018.

NILOY, F. A. et al. **Blockchain-Based Peer-to-Peer Sustainable Energy Trading in Microgrid using Smart Contracts**. ICREST 2021 - 2nd International Conference on Robotics, Electrical and Signal Processing Techniques. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 5 jan. 2021. . Acesso em: 25 fev. 2021

OKOYE, M. O. et al. A Blockchain-Enhanced Transaction Model for Microgrid Energy Trading. **IEEE Access**, p. 1–1, 2020.

ONS. **O que é ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 14 jul. 2021.

PARK, C.; YONG, T. **Comparative review and discussion on P2P electricity trading**. Energy Procedia. **Anais...**Elsevier Ltd, 1 set. 2017. . Acesso em: 21 jun. 2020

PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2a edição. **INPE**, p. 80, 2017.

PIRES, J. C. L. O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro. **Revista do BNDES**, p. 137–168, dez. 1999.

PNUD; IPEA. **Plataforma Agenda 2030**. Disponível em: <<http://www.agenda2030.com.br/ods/7/>>. Acesso em: 5 out. 2020.

POWERLEDGER. **Powerledger: clients**. Disponível em: <<https://www.powerledger.io/clients>>. Acesso em: 26 maio. 2023a.

POWERLEDGER. **E-NEXT por Energie Steiermark, Áustria**. Disponível em: <<https://www.powerledger.io/clients/e-next-by-energie-steiermark-austria>>. Acesso em: 26 maio. 2023b.

POWERLEDGER. **Powerledger: clientes**. Disponível em: <<https://www.powerledger.io/clients>>. Acesso em: 27 maio. 2023c.

ROLIM, L. A. G. et al. Marketplace descentralizado para a Geração Distribuída – estrutura, governança e contribuições para o debate regulatório. **Revista Brasileira de Energia**, v. 26, n. 2, 16 dez. 2020.

ROSA, A. R. O.; GASPARIN, F. P. Panorama da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 7, n. 2, p. 140–147, 2016.

SANCHES, L. A. **A EXPLORAÇÃO DE FAIXA DE DOMÍNIO POR CONCESSÕES DISTINTAS E O INTERESSE PÚBLICO**. São Paulo: [s.n.]. . Acesso em: 4 out. 2020.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R. Avaliação do Sistema de Compensação de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Unidades Prossumidoras Residenciais. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**, 2018.

SHAN, S.; LI, H.; LI, Y. **A Sentiment Analysis of Peer to Peer Energy Trading Topics from Twitter**. Proceedings of The 19th International Conference on Electronic Business. **Anais...2019**. . Acesso em: 25 fev. 2021

SHAYANI, R. A. Método Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. **Tese de Doutorado - Universidade de Brasília**, 2010.

SHRESTHA, A. et al. **Peer-to-Peer Energy Trading in Micro/Mini-Grids for Local Energy Communities: A Review and Case Study of Nepal**. **IEEE Access**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., , 2019. . Acesso em: 27 fev. 2021

SILVA, P. P. DA et al. Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 30–39, 1 abr. 2019.

SOTO, E. A. et al. Peer-to-peer energy trading: A review of the literature. **Applied Energy**, v. 283, p. 116268, 1 fev. 2021.

SOUSA, T. et al. **Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, , 1 abr. 2019. . Acesso em: 11 jan. 2021

SUTHAR, S.; CHERUKURI, S. H. C.; PINDORIYA, N. M. Peer-to-peer energy trading in smart grid: Frameworks, implementation methodologies, and demonstration projects. **Electric Power Systems Research**, v. 214, p. 108907, 1 jan. 2023a.

SUTHAR, S.; CHERUKURI, S. H. C.; PINDORIYA, N. M. Peer-to-peer energy trading in smart grid: Frameworks, implementation methodologies, and demonstration projects. **Electric Power Systems Research**, v. 214, p. 108907, 1 jan. 2023b.

TUSHAR, W. et al. Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks: An Overview. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 4, p. 3185–3200, 1 jul. 2020.

UNIC RIO. **Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. Rio de Janeiro: [s.n.]. . Acesso em: 5 out. 2020.

WU, Y. et al. P2P energy trading: Blockchain-enabled P2P energy society with multi-scale flexibility services. **Energy Reports**, v. 8, p. 3614–3628, 1 nov. 2022.

ZAFEIRIOU, E. et al. Peer-to-Peer Energy Trading Pricing Mechanisms: Towards a Comprehensive Analysis of Energy and Network Service Pricing (NSP) Mechanisms to Get Sustainable Enviro-Economical Energy Sector. **Energies 2023, Vol. 16, Page 2198**, v. 16, n. 5, p. 2198, 24 fev. 2023.

ZHANG, C. et al. **Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects**. Energy Procedia. **Anais...** California: Elsevier Ltd, 2017. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 20 out. 2020

ZHANG, C. et al. Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid. **Applied Energy**, v. 220, p. 1–12, 15 jun. 2018.

ZHOU, Y. et al. Performance Evaluation of Peer-to-Peer Energy Sharing Models. **Energy Procedia**, v. 143, p. 817–822, 1 dez. 2017.