

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Matheus Souza da Cruz

**METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO E ANÁLISE DE
MICRORREDES DE ESTAÇÕES DE RECARGAS RÁPIDAS
CONSIDERANDO INDICADORES *NET ZERO ENERGY BUILDING***

Santa Maria, RS
2023

Matheus Souza da Cruz

**METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO E ANÁLISE DE
MICRORREDES DE ESTAÇÕES DE RECARGAS RÁPIDAS
CONSIDERANDO INDICADORES *NET ZERO ENERGY BUILDING***

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS
2023

Cruz, Matheus Souza da
Metodologia para Planejamento e Análise de
Microrredes de Estações de Recargas Rápidas considerando
Indicadores Net Zero Energy Building / Matheus Souza da
Cruz.- 2023.
106 p.; 30 cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2023

1. Planejamento 2. Microrredes 3. Estações de Recargas
Rápidas 4. Net Zero Energy Building I. da Rosa Abaide,
Alzenira II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, MATHEUS SOUZA DA CRUZ, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Matheus Souza da Cruz

**METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO E ANÁLISE DE
MICRORREDES DE ESTAÇÕES DE RECARGAS RÁPIDAS
CONSIDERANDO INDICADORES *NET ZERO ENERGY BUILDING***

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovada em 22 de março de 2023.

Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Laura Lisiane Callai dos Santos, Dra. (UFSM)
(Examinadora)

Mariana Resener, Dra. (UFSM)
(Examinadora)

Santa Maria, RS
2023

AGRADECIMENTOS

Se cheguei a esta etapa acadêmica e profissional, com certeza não foi sozinho. Agradeço imensamente à minha família que sempre me apoiou nos momentos mais adversos de minha vida. Meu pai Silvano, mãe Sirlei, irmãs Gilmara e Rosana, muito, mas muito obrigado pelos ensinamentos, abdições, ajudas (financeira e emocional) e encorajamento! Carrego vocês junto comigo aonde for, amo vocês!

À família Belinaso que me acolheu, o meu eterno respeito, aprendi e aprendo muito com cada um de vocês. Meus sogros Lauro e Eliana, pelo presente que conceberam e eu chamo de amor, a minha (ainda) namorada Bruna, obrigado!

À equipe da Engeserv e Blue Engenharia, que sempre terá minha gratidão, especialmente ao Sr. Ângelo, se me tornei quem me tornei devo muito a este senhor. Também ao Gilson pela parceria e suporte no dia a dia, obrigado!

Não posso deixar de agradecer, de maneira especial, aos meus colegas, que se tornaram amigos, Caroline e Tiago, obrigado pela parceria de sempre na vida! Vocês foram/são inspiração para eu chegar a este momento.

A cada um que pude trilhar junto uma parte da minha acadêmica, especialmente ao Fábio, Carlos, Mateus, Gabriel e Frederico, agradeço a amizade e aprendizado durante esta importante etapa.

Nelson, a pessoa que mais me incentivou durante a graduação e mestrado, quem eu também tenho a honra de poder chamar de amigo, obrigado! Obrigado pelos ensinamentos, carinho e força nos momentos que duvidei de minha capacidade.

De maneira geral, a todos que tiveram participação, direta e indiretamente na conclusão desta etapa, muito obrigado!

RESUMO

METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO E ANÁLISE DE MICRORREDES DE ESTAÇÕES DE RECARGAS RÁPIDAS CONSIDERANDO INDICADORES *NET ZERO ENERGY BUILDING*

AUTOR: Matheus Souza da Cruz

ORIENTADORA: Prof.^a Dr.^a Alzenira da Rosa Abaide

As metas mundiais definidas para a redução da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) visando impedir o aumento da temperatura terrestre até o final deste século passam pela descarbonização do setor de transportes, tendo em vista a larga participação deste na emissão de CO₂. Contudo, visando a difusão da tecnologia, diversos estudos vêm demonstrando que, para a adesão aos chamados Veículos Elétricos (VEs) há a necessidade de criação de infraestruturas públicas que permitam o rápido carregamento destes, possibilitando deslocamentos acima de suas autonomias, sendo que, as Estações de Recargas Rápidas (ERRs) em rodovias constituem a maior parcela de tais infraestruturas. Ainda que necessário, o desenvolvimento das ERRs impõe desafios relacionados às elevadas demandas, podendo ser considerada a integração da microgeração local com ou sem armazenamento, originando topologias de Microrredes. Nesse contexto, considerando a autossuficiência, que visa otimizar a utilização dos recursos locais, o conceito *Net Zero Energy Building* (NZEB) pode contribuir para o desenvolvimento inteligente e sustentável de ERRs em rodovias através do planejamento energético destas. Desse modo, este trabalho define uma metodologia para o planejamento e análise de Microrredes de ERRs considerando o NZEB através de indicadores quantitativos, permitindo otimizar a autossuficiência e limitar os impactos na rede elétrica principal da distribuidora. A metodologia é aplicada a um estudo de caso real que considera o crescimento de VEs no sul do Brasil. As análises desenvolvidas demonstraram que a Microrrede dimensionada atende as necessidades energéticas da ERR e apresenta os melhores indicadores NZEB no horizonte de estudo considerado. Ainda, a caracterização de perfis representativos para diferentes condições de carga e geração complementam as análises, demonstrando que a inclusão do armazenamento promove atraso e redução do pico da reversão do fluxo de potência, além de aprimorar ainda mais os indicadores NZEB. Por fim, a metodologia desenvolvida demonstra a importância de considerar diferentes cenários no planejamento de Microrredes de ERRs em rodovias que tendem a crescer nos próximos anos.

Palavras-chave: Planejamento. Microrredes. Estações de Recargas Rápidas. *Net Zero Energy Building*.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR PLANNING AND ANALYSIS OF MICROGRIDS OF FAST CHARGE STATIONS CONSIDERING NET ZERO ENERGY BUILDING INDICATORS

AUTHOR: Matheus Souza da Cruz

ADVISOR: Prof.^a Dr.^a Alzenira da Rosa Abaide

The global goals defined for the reduction of the emission of Greenhouse Effect Gases (GHG) aiming to prevent the increase in the terrestrial temperature until the end of this century pass through the decarbonization of the transport sector, in view of its large participation in the emission of CO₂. However, aiming at the dissemination of technology, several studies have been demonstrating that, in order to adhere to the so-called Electric Vehicles (EV), there is a need to create public infrastructures that allow fast charging of these, enabling displacements above their autonomies, and the Fast Charging Stations (FCS) on highways make up the largest portion of such infrastructure. Even if necessary, the development of FCS imposes challenges related to the high demands, and the integration of local microgeneration with or without storage can be considered, originating Microgrid topologies. In this context, the Net Zero Energy Building (NZEB) concept can contribute to the smart and sustainable development of FCS on highways through their energy planning. Thus, this work defines a methodology for the planning and analysis of FCS Microgrids considering the NZEB through quantitative indicators, allowing to optimize self-sufficiency and limit the impacts on the main electrical grid of the distributor. The methodology is applied to a real case study that considers the growth of EVs in southern Brazil. The analyzes simplified that the dimensioned Microgrid meets the energy needs of the FCS and presents the best NZEB indicators in the considered study horizon. Furthermore, the characterization of representative profiles for different load and generation conditions complements the analyses, demonstrating that the inclusion of storage promotes delay and reduction of the power flow reversal peak, in addition to further improving the NZEB indicators. Finally, the developed methodology demonstrates the importance of considering different scenarios in the planning of FCS Microgrids on highways that tend to grow in the coming years.

Keywords: Planning. Microgrids. Fast Charging Stations. Net Zero Energy Building.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Topologias de Microrredes que podem ser caracterizadas no sistema de distribuição.	34
Figura 2 – Exemplos de Microrredes que utilizam barramento CA e CC.	35
Figura 3 – Esquemas básicos dos HEVs (a), PHEVs (b), BEVs (c) e FCEVs (d).	39
Figura 4 – Exemplo de curva de carga considerando um carregamento direto.	42
Figura 5 – Comportamento médio das Curvas de Carga de VEs em uma ERR em uma rodovia, considerando diferentes percentuais de mercado.	42
Figura 6 – Exemplo de perfil diário de geração fotovoltaica.	44
Figura 7 – Perfis de irradiância fotovoltaica para três cenários de geração.	45
Figura 8 – Curvas de potência para dois modelos de aerogeradores.	46
Figura 9 – Exemplo de perfil diário de potência ativa para geração eólica.	47
Figura 10 – Intermitência das velocidades de ventos em um período semanal.	48
Figura 11 – Resumo das tecnologias de SAEs.	49
Figura 12 – Comportamento diário do SAE com baterias para um consumidor residencial.	51
Figura 13 – Perfis de carga (A+C), geração (B+C) e parcela autoconsumida da energia gerada (C)	54
Figura 14 – Diagrama da metodologia proposta.	58
Figura 15 – Topologia de Microrrede de ERR considerada.	59
Figura 16 – Diagrama de blocos do modelo para as curvas de carga de ERRs em rodovias.	60
Figura 17 – Fluxograma para simulação e otimização dos Sistemas.	65
Figura 18 – Diagrama do trecho da rodovia aplicada ao estudo de caso.	68
Figura 19 – Projeção Alternativa para a eletromobilidade no Brasil no decênio 2023-2032.	69
Figura 20 – Probabilidades consideradas para os padrões dos usuários.	70
Figura 21 – Perfil médio de carga na ERR2 para os anos 1, 5 e 10 do horizonte de estudo.	70
Figura 22 – Média mensal da radiação diária e temperatura locais da ERR2.	72
Figura 23 – Média mensal de ventos locais da ERR2.	72
Figura 24 – Histogramas do indicador SC para os Sistemas 1 a 5.	74
Figura 25 – Histogramas do indicador SC para os Sistemas 6 a 10.	75

Figura 26 – Perfis médios horários de cargas e geração da ERR2.....	76
Figura 27 – Histogramas do indicador SS para os Sistemas 1 a 5.	77
Figura 28 – Histogramas do indicador SS para os Sistemas 6 a 10.	78
Figura 29 – Histogramas do indicador PE para os Sistemas 1 a 5.	80
Figura 30 – Histogramas do indicador PE para os Sistemas 6 a 10.	81
Figura 31 – Histogramas do indicador PI para os Sistemas 1 a 5.....	83
Figura 32 – Histogramas do indicador PI para os Sistemas 6 a 10.....	84
Figura 33 – Histogramas do indicador GII para os Sistemas 1 a 5.	86
Figura 34 – Histogramas do indicador GII para os Sistemas 6 a 10.	87
Figura 35 – Histogramas do indicador SC para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	89
Figura 36 – Histogramas do indicador SS para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	90
Figura 37 – Histogramas do indicador PE para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	90
Figura 38 – Histogramas do indicador PI para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	91
Figura 39 – Histogramas do indicador GII para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	91
Figura 40 – Curvas de carga da ERR2 para o Ano 1 (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	93
Figura 41 – Curvas de carga da ERR2 para o Ano 5 (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	94
Figura 42 – Curvas de carga da ERR2 para o Ano 10 (a) sem SAEE e (b) com SAEE.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características de alguns modelos de VEs comercializados atualmente em 2022.	40
Tabela 2 – Modos ou níveis de recarga existentes nas normativas internacionais. ...	41
Tabela 3 – Principais características das tecnologias de armazenamento para Microrredes.	50
Tabela 4 – Faixas de classificação para análise dos indicadores NZEB.....	66
Tabela 5 – Informações dos modelos de VEs considerados para obtenção das curvas de carga na ERR.....	69
Tabela 6 – Principais características consideradas para os componentes da Microrrede.	71
Tabela 7 – Sistemas obtidos a partir de simulação no <i>software</i> HOMER PRO para atendimento de cada <i>market share</i>	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AEV	<i>All-Electric Vehicle</i>
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CHAdEMO	<i>Charge de Move</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EOL	Eólica
ERR	Estação de Recargas Rápidas
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
FV	Fotovoltaica
GB/T	Guobiao
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
<i>GII</i>	<i>Grid Interaction Index</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electro-technical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
NZEB	<i>Net Zero Energy Building</i>
PCC	Ponto de Conexão Comum
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
<i>PE</i>	<i>Peak Export</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Vehicle</i>
<i>PI</i>	<i>Peak Import</i>
RD	Resposta da Demanda
REDs	Recursos Energéticos Distribuídos
RN	Resolução Normativa
SAEE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SC	<i>Self-consumption</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SS	<i>Self-sufficiency</i>

STC	<i>Standard Test Conditions</i>
STP	<i>Standard Temperature and Pressure</i>
TD	Transformador de Distribuição
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
V2V	<i>Vehicle-to-Vehicle</i>
VCI	Veículo à Combustão Interna
VE	Veículo Elétrico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA	27
1.2	OBJETIVOS	30
1.2.1	Objetivo Geral	30
1.2.2	Objetivos Específicos	30
1.3	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	30
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.1	MICRORREDES	32
2.1.1	Características	32
2.1.2	Topologias e Arquiteturas	33
2.1.3	Operação e Controle	35
2.1.4	Aspectos Regulatórios	36
2.2	MICRORREDES DE ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA	37
2.2.1	Veículos Elétricos	38
2.2.1.1	Características	39
2.2.1.2	Padrões Internacionais	40
2.2.1.3	Perfis de Carga de VEs	41
2.2.2	Microgeração Fotovoltaica	43
2.2.2.1	Características	43
2.2.2.2	Perfil da Microgeração Fotovoltaica	44
2.2.3	Microgeração Eólica	45
2.2.3.1	Características	46
2.2.3.2	Perfil da Microgeração Eólica	47
2.2.4	Armazenamento de Energia	48
2.2.4.1	Características	49
2.2.4.2	Perfil do Sistema de Armazenamento de Energia	51
2.2.5	Considerações do Capítulo	52
3	NET ZERO ENERGY BUILDINGS	53
3.1	INTRODUÇÃO	53
3.2	INDICADORES <i>LOAD MATCHING</i>	54
3.2.1	<i>Self-consumption</i>	55

3.2.2	Self-sufficiency	55
3.3	INDICADORES <i>GRID INTERACTION</i>	56
3.3.1	Peak Export	56
3.3.2	Peak Import	57
3.3.3	Grid Interaction Index	57
3.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	57
4	METODOLOGIA	58
4.1	DEFINIÇÕES PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA MICRORREDE DA ERR	59
4.2	CARACTERIZAÇÃO DOS MODELOS	60
4.2.1	Modelo de Carga em Estações de Recargas Rápidas	60
4.2.2	Modelo de Geração Fotovoltaica	61
4.2.3	Modelo de Geração Eólica	62
4.2.4	Modelo do Sistema de Armazenamento	63
4.3	SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DOS SISTEMAS	64
4.4	CÁLCULO E ANÁLISE DOS INDICADORES.....	66
4.5	DEFINIÇÃO DE SISTEMA COM MELHOR DESEMPENHO GLOBAL DOS INDICADORES NZEB	67
4.6	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	67
5	ESTUDO DE CASO	68
5.1	DEFINIÇÕES GERAIS E CENÁRIOS	68
5.2	DEFINIÇÃO DOS SISTEMAS E ANÁLISE DOS INDICADORES	73
5.2.1	Análise Self-consumption	74
5.2.2	Análise Self-sufficiency	77
5.2.3	Análise Peak Export	79
5.2.4	Análise Peak Import	82
5.2.5	Análise Grid Interaction Index	85
5.3	INCLUSÃO DO ARMAZENAMENTO NA MICRORREDE.....	88
5.3.1	Impacto nos Indicadores	89
5.3.2	Impacto nas Curvas de Carga da ERR2	91
5.3.2.1	Ano 1	92
5.3.2.2	Ano 5	94
5.3.2.3	Ano 10	95
5.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	97

6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	98
6.1	CONCLUSÕES.....	98
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	99
6.3	TRABALHOS PUBLICADOS	99
	REFERÊNCIAS.....	100

1 INTRODUÇÃO

1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Nas últimas décadas, as preocupações acerca do aumento da temperatura média global do planeta, fez com que diversos países definissem metas para a redução de seus índices de emissão dos Gases de Efeito Estufa (GEE), sendo as mais recentes, definidas no Acordo de Paris. Neste Acordo, definiu-se como principal objetivo impedir o aumento de 2°C na temperatura terrestre até o final do século XXI (DELGADO *et al.*, 2017). Dentre os principais emissores de GEE, o setor de transportes é responsável por 24% do total de emissões globais de CO₂, apontando a necessidade para a descarbonização do setor (EPE, 2018).

Nesse sentido, a eletrificação do setor de transportes se mostra fundamental para atingir as metas estipuladas no acordo internacional, tendo em vista a redução das emissões de GEE (DELGADO *et al.*, 2017). De modo geral, os Veículos Elétricos (VEs) podem utilizar diversas tecnologias de fontes de energia para a propulsão, porém, não utilizam combustíveis fósseis e não emitem poluentes atmosféricos nos escapamentos destes (DAS *et al.*, 2020).

Por esta razão, diversos países têm implementado políticas públicas para o desenvolvimento e adesão aos VEs, visando a substituição dos tradicionais Veículos à Combustão Interna (VCIs). Como exemplo, a tríade composta por China, Europa e Estados Unidos, tem se destacado pelos incentivos aos VEs que têm refletido na eletrificação da frota dos países (PNME, 2020). A China tem ofertado subsídios para a compra de VEs, a partir da avaliação da autonomia, eficiência e potência nominal, em que veículos com alto desempenho são mais beneficiados. Ainda, a União Europeia criou a iniciativa *European Green Deal*, que incorpora uma série de ações nos setores econômicos (incluindo restrições na emissão de CO₂) com o objetivo de acelerar a transição para eletromobilidade e zerar a emissão de GEE até 2050. Por sua vez, nos Estados Unidos têm-se observado a oferta de subsídios, créditos fiscais ou isenções para a compra de VEs, variando de acordo com a política de cada estado (IEA, 2020). Além dos incentivos estaduais e nacionais, tem-se também a criação de campanhas globais como a EV30@30, estabelecendo a meta de que 30% do total de veículos vendidos até 2030 sejam VEs nos países signatários (IEA, 2021a).

Por sua vez, o Brasil, apesar de estar em um estágio inicial no âmbito da eletromobilidade, possui o programa federal Rota 2030, o qual incentiva o desenvolvimento do setor automotivo sob a ótica da sustentabilidade ambiental e da cidadania, visando a redução dos custos e diferenciação tecnológica (DA COSTA, 2021). Através deste programa, possibilitou-se a criação do incentivo de redução do Imposto de Produto Industrializado (IPI) para VEs puros e híbridos (ABVE, 2018).

Apesar dos incentivos empregados na eletrificação do setor de transportes, a experiência internacional vem demonstrando uma dependência bilateral entre a estruturação pública de estações de recarga e a difusão dos VEs, indicando que o número de eletropostos cresce com o aumento destes veículos nas vias e vice-versa. Ainda, diversas análises apontam que, dentre a parcela aproximada de 10% das recargas realizadas em infraestruturas públicas, grande parte serão em Estações de Recargas Rápidas (ERRs) localizadas em rodovias, permitindo deslocamentos acima da autonomia dos veículos e com intervalo de recarga reduzido (HARDMAN *et al.*, 2018; JOCHEM; SZIMBA; REUTER-OPPERMANN, 2019).

Ainda que necessário, o desenvolvimento das ERRs impõe desafios relacionados as elevadas demandas exigidas por estas infraestruturas, em que um único carregador pode facilmente ultrapassar os 50 kW (SILVA *et al.*, 2021). Como alternativa à redução do perfil de carga das ERRs, pode-se avaliar a inclusão de sistemas de microgeração local – tal como a Fotovoltaica (FV) e Eólica (EOL) – e de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAEE) que permitam suavizar o perfil de geração (ALSAIDAN; KHODAEI; GAO, 2018; KUMAR *et al.*, 2020). Dessa maneira, a interconexão destes chamados Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) dá origem a uma topologia de Microrrede, que pode operar de maneira similar ao grande Sistema Elétrico, porém, em escala reduzida (SILVEIRA, 2021).

Como características principais, a operação em Microrredes permite reduzir perdas de energia ao longo do sistema de distribuição e agregar confiabilidade ao sistema local pela flexibilidade de isolar-se da rede da distribuidora durante falhas externas (YOLDAŞ *et al.*, 2017). Contudo, cabe destacar que tanto a intermitência da microgeração quanto períodos de baixa demanda podem refletir em impactos negativos na qualidade de energia da rede de distribuição principal, devendo ser considerado o planejamento energético, a fim de garantir uma operação estável destas Microrredes, como no caso das ERRs (LUTHANDER *et al.*, 2015).

Nesse contexto, o conceito *Net Zero Energy Building* (NZEB) vem atraindo a atenção dos pesquisadores e indústria no mundo todo, visto que se relaciona com o desenvolvimento inteligente e sustentável das redes elétricas, bem como das Microrredes (RAGHAVAN, 2018). De maneira sucinta, o NZEB é uma definição de autossuficiência energética que visa otimizar a utilização dos REDs locais de uma edificação, em que tanta energia é gerada quanto consumida ao longo de um período, aproximando-se do balanço líquido zero (SALOM *et al.*, 2014). No caso das Microrredes, o NZEB pode auxiliar no planejamento energético ao torná-la o mais independente possível, de modo a maximizar a autossuficiência enquanto são limitados os impactos na rede de distribuição principal (BERGGREN *et al.*, 2012). Para tanto, as análises consideram indicadores quantitativos a partir de dados históricos de carga e geração, que permitem estabelecer uma relação entre estes a interação resultante com a rede da distribuidora (LUTHANDER *et al.*, 2015; SALOM *et al.*, 2011).

Outras razões que corroboram a utilização do conceito NZEB são as mudanças impostas pela Lei 14.300/2022, considerada o Marco Legal da Geração Distribuída (GD) no Brasil (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2022). Nesta lei, foram sancionadas alterações no mecanismo *net metering*, que deixará de compensar algumas componentes tarifárias de maneira gradual até o ano de 2029. Logo, considerar o autoconsumo local poderá ser economicamente mais favorável à utilização do mecanismo de compensação energética.

Dessa maneira, considerando que otimizar a autossuficiência energética das Microrredes conectadas a uma rede principal – como as de ERRs localizadas em rodovias – pode ser bilateralmente vantajoso, passa a ser necessário a definição de uma metodologia que considera o planejamento e análise a partir dos indicadores NZEB destas, atendendo as necessidades da estação ao passo que são limitados os possíveis impactos negativos na rede da distribuidora local.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para o planejamento energético de Microrredes de Estações de Recargas Rápidas, considerando indicadores quantitativos que permitem otimizar a autossuficiência, ao passo que são limitados os impactos na rede elétrica principal.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Definir configurações de Microrredes para a ERR, considerando uma projeção da adesão dos VEs em um horizonte de estudo de 10 anos;
- b) Simular o fluxo de potência entre a Microrrede e a rede principal, a partir de modelos de geração e carga da ERR;
- c) Analisar quantitativamente o desempenho de cada configuração da Microrrede frente ao crescimento dos VEs;
- d) Determinar a configuração de Microrrede que permita obter os melhores indicadores NZEB;
- e) Caracterizar perfis representativos que expressam o comportamento da ERR para diferentes condições de carga e geração.

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto por 6 capítulos, incluindo este primeiro introdutório, a fim de atingir os objetivos estabelecidos.

O capítulo 2 compreende a revisão bibliográfica com as informações características e perfis dos elementos que podem vir a integrar as Microrredes, tal como VEs, FV, EOL e SAEE, bem como a integração destes recursos em ERRs.

O capítulo 3 apresenta as definições do NZEB, necessários para o pleno entendimento e desenvolvimento do trabalho, bem como a aplicabilidade que este conceito pode ter para o planejamento energético das Microrredes de ERRs.

No capítulo 4, demonstra-se a metodologia proposta para realizar o planejamento de Microrredes de ERRs em rodovias, baseadas nos indicadores NZEB.

Apresentam-se os modelos considerados para determinação das Microrredes, tanto da carga dos VEs quanto de geração FV e EOL e armazenamento.

No capítulo 5 é apresentado um estudo de caso, a partir de uma rodovia real, a fim de aplicar a metodologia proposta. Para tanto, considera-se projeções do *market shares* dos VEs com base em estudos nacionais, em que cada indicador NZEB é analisado e discutido através de histogramas, permitindo uma análise ampla de todas as configurações de Microrredes. Ainda, propõe-se a caracterização dos perfis de carga resultantes da Microrrede, através de quantis probabilísticos que representam diferentes condições de carga e geração.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as considerações finais, sugestões de trabalhos futuros, bem como dos artigos publicados durante o período de elaboração e oriundos deste trabalho.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O presente trabalho possui como principal contribuição o desenvolvimento de uma metodologia que permite planejar Microrredes de ERRs localizadas em rodovias, com base em indicadores que limitam os impactos negativos que estas podem oferecer à uma rede principal em que estão conectadas. Além disso, destaca-se outras contribuições específicas:

- Por considerar o NZEB, possibilita a Microrrede otimizar a autossuficiência ao passo que minimiza trocas de energia com a rede da distribuidora;
- Permite integrar modelos que consideram a estocasticidade tanto de carga quanto de geração;
- Possibilita uma análise multianual, ao considerar diferentes *market shares* de VEs,
- Inclui a análise do perfil de carga resultante da ERR para diferentes condições de carga e geração, através de patamares probabilísticos;
- É aplicada a um estudo de caso real que considera o crescimento da frota de VEs e, conseqüentemente da carga na ERR, demonstrando os diferentes cenários que podem ocorrer dentro do horizonte de estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão sobre as Microrredes, desde as características à aspectos regulatórios. Especialmente relacionado as ERRs, apresenta-se os REDs que podem compor tais Microrredes, apresentando parâmetros e incluindo os perfis que permitem expressar o comportamento temporal destes, de maneira individualizada.

2.1 MICRORREDES

Na última década, a evolução tecnológica acerca da GD a partir de fontes renováveis, impulsionada pelas metas mundiais definidas para redução da emissão de GEE, fez com que as redes elétricas evoluíssem da passividade para um estado ativo (CASTRO, 2018). Ademais, o desenvolvimento de outros REDs, a exemplo dos SAEs e os VEs, possibilitou ao agente que era consumidor, gerenciar a energia para redução de custos relativos ao consumo de eletricidade (SALVATTI, 2020).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define que as microrredes são redes de distribuição de energia elétrica que podem operar isoladamente do sistema de distribuição principal, sendo atendida por uma unidade de GD (ANEEL, 2022). Apesar dessa definição simples, o conceito de Microrredes pode ser mais amplo, visto que vários REDs podem atender as cargas locais de um sistema de distribuição interconectado (LASSETER, 2011).

A seguir, são apresentadas as características e topologias das Microrredes, bem como o controle e gerenciamento destas.

2.1.1 Características

As Microrredes operam de maneira similar ao Sistema Elétrico convencional, porém, em escala reduzida. Entretanto, as Microrredes podem ser construídas e operadas por entidades privadas que possuam infraestrutura de energia elétrica, tais como comunidades, universidades e hospitais (CASTRO, 2018).

Assim, as Microrredes devem ser capazes de gerenciar a energia elétrica de forma autônoma, vista pela rede principal de média ou baixa tensão como uma única unidade, conectada através de um único ponto de conexão, também denominado

PCC. Além da operação conectada à rede principal, as Microrredes podem operar em modo ilhado durante falhas externas (LASSETER, 2011; SILVEIRA, 2021). Ademais, Cipolla (2021) menciona que a capacidade de obter um equilíbrio entre a geração de energia e o consumo local é outra importante característica das Microrredes, especialmente no modo ilhado, em que os valores de frequência e tensão não são impostos pela rede principal.

Nesse contexto, sumariza-se as 3 características principais das Microrredes, segundo Silveira (2021):

- Integração de REDs: possui fontes de GD e SAEE, trazendo benefícios técnicos e econômicos;
- Operação conectada à rede ou ilhada: possui a capacidade de se desconectar da rede principal através do PCC, seja por escolha ou falhas externas;
- Controle: deve ter a capacidade de supervisionar os componentes elétricos, monitorando potências, tensões e frequências, permitindo operar conforme a necessidade ou interesse das partes.

Dentre as vantagens principais das Microrredes, Castro (2018) cita:

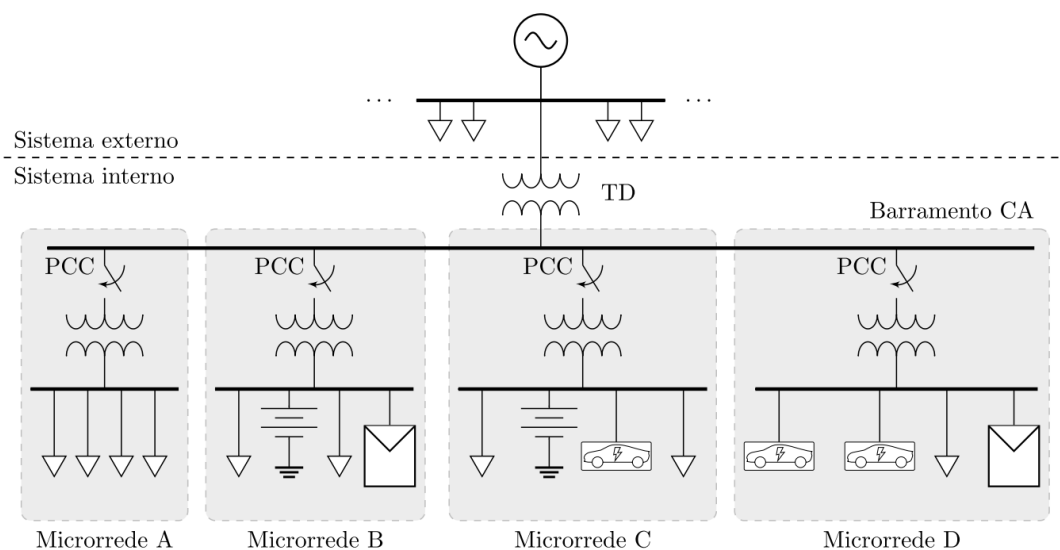
- Aumento da confiabilidade: devido a capacidade de conectar e se isolar da rede pública ou de outras Microrredes, conforme necessidade;
- Incentivo as energias renováveis: devido a capacidade de integrarem localmente SAEE, permitindo maior flexibilidade para explorar essas fontes;
- Controle do custo da eletricidade: como as Microrredes podem ser construídas e operadas por entidades privadas, podem ser estabelecidos serviços personalizados de energia ao melhor custo.

As topologias e arquiteturas de Microrredes são apresentadas a seguir.

2.1.2 Topologias e Arquiteturas

As Microrredes podem ser compostas por várias unidades de REDs, fazendo com que sejam caracterizadas diversas topologias. Na Figura 1 são apresentadas algumas das topologias que podem ser caracterizadas no sistema de distribuição. Ressalta-se a característica do PCC entre as Microrredes e a rede da distribuidora (sistema externo) através do Transformador de Distribuição (TD).

Figura 1 – Topologias de Microrredes que podem ser caracterizadas no sistema de distribuição.



Fonte: Adaptado de Salvatti (2020).

Como demonstrado pela Figura 1, observa-se a evolução das Microrredes ao passo que mais REDs podem ser integrados a esta. Primeiramente, a Microrrede A representa um sistema passivo, assim como a maioria dos sistemas atuais existentes na rede elétrica, composta somente por cargas dependentes de uma fonte externa. Por sua vez, na Microrrede B tem-se a integração da GD e SAEE, possibilitando tanto o suporte em períodos de grande demanda quanto o gerenciamento da energia. Ademais, a Microrrede C considera o desenvolvimento dos VEs a nível mundial, caracterizando-os como uma carga passiva; enquanto na Microrrede D permite-se a prestação de serviços ancilares através da operação *Vehicle to Grid* (V2G), caracterizando-os como uma carga ativa no sistema (SALVATTI, 2020).

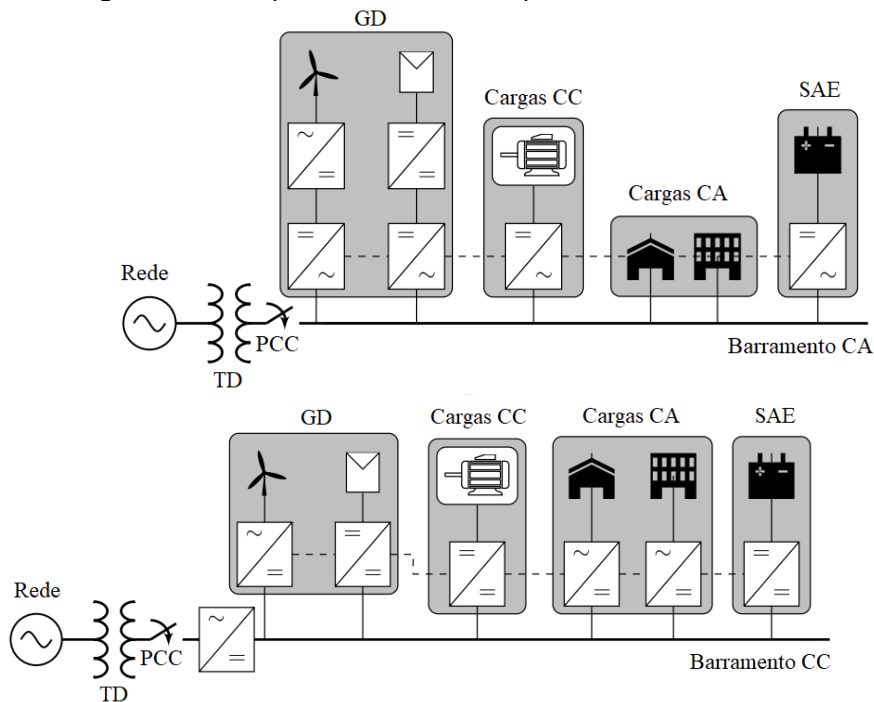
Além das topologias, as Microrredes podem ser classificadas ainda segundo uma arquitetura de Corrente Alternada (CA) ou Contínua (CC). Basicamente, a Microrrede CA integra os elementos diretamente em CA através de uma barra comum, pela característica predominante da maioria das cargas e da própria rede. De maneira análoga, a Microrrede CC utiliza uma barra comum CC para conectar à rede principal, através de um conversor CA-CC.

Cabe ressaltar que ambas as arquiteturas necessitam de conversores ou inversores, o que, segundo Yoldaş *et al.* (2017), reduz a eficiência geral da Microrrede. Contudo, as Microrredes CA se destacam pela relativa facilidade de conexão, necessitando apenas de uma expansão parcial da infraestrutura elétrica existente,

enquanto as Microrredes CC exigem maiores intervenções por necessitarem de sistemas de proteção robustos (CAGNANO; DE TUGLIE; MANCARELLA, 2020). Nesse contexto, as Microrredes CA têm sido mais estudadas e empregadas na literatura, tendo em vista as razões já apontadas.

Através da Figura 2 tem-se representado ambas as arquiteturas CA e CC.

Figura 2 – Exemplos de Microrredes que utilizam barramento CA e CC.



Fonte: Adaptado de Salvatti (2020).

A seguir, são apresentadas as principais características de operação e controle das Microrredes.

2.1.3 Operação e Controle

As Microrredes podem integrar diversos REDs, os quais, normalmente possuem uma característica intermitente de disponibilidade de potência, a exemplo da FV e EOL. Desse modo, a operação confiável das Microrredes depende do balanço energético entre carga e geração, podendo ser através do modo conectada à uma rede principal ou ilhada (SAAD; ARIF; HASAN, 2018). Para tanto, a operação e transição entre os modos podem impor desafios relacionados a estabilidade das Microrredes.

No modo conectado à rede principal, os microgeradores locais operam em paralelo a uma barra infinita, sendo as estabilidades de tensão e frequência mantidas pelo grande sistema interligado (MUMTAZ; BAYRAM, 2017). Normalmente, este é o modo em que as Microrredes operam, sendo a distribuidora responsável por fornecer energia elétrica para suprir as cargas quando a geração proveniente dos microgeradores locais não é suficiente (LEDE *et al.*, 2017).

Já no modo ilhado, os microgeradores operam independentes de um sistema principal, sendo que o balanço entre carga e geração deve ser realizado através de uma unidade de controle centralizada ou descentralizada, e portanto, a tensão e frequência mantidas por esse sistema de controle (SAAD; ARIF; HASAN, 2018). Nesse modo de operação, as manutenções de tensão e frequência se tornam mais desafiadoras (AHMED *et al.*, 2020).

Vale destacar que, seja qual for o modo de operação, esquemas de controle são necessários para a operação segura e confiável das Microrredes. Segundo Jadidi, Badihi e Zhang (2019), tais esquemas de controle são responsáveis por:

- Controlar as tensões e correntes de saída dos REDs;
- Manter os desvios de tensão e frequência dentro de faixas seguras;
- Melhorar o desempenho através de métodos de gerenciamento do lado da demanda e controlando cargas flexíveis;
- Aumentar o lucro e reduzir custos de operação relacionados ao despacho dos REDs;
- Garantir uma transição suave entre os modos de operação utilizando algoritmos de detecção de ilhamento.

A seguir, apresenta-se os aspectos regulatórios relacionados às Microrredes.

2.1.4 Aspectos Regulatórios

As Microrredes podem oferecer benefícios para a rede de distribuição principal, contribuindo com o aumento da confiabilidade, eficiência, redução de perdas técnicas e custos relativos à operação. Contudo, também introduzem desafios em relação a operação, controle e proteção do sistema (MUMTAZ; BAYRAM, 2017). Nesse sentido, a nível nacional e mundial, os aspectos regulatórios devem ser desenvolvidos e aprimorados a fim de acompanhar a evolução das redes elétricas.

Segundo Silveira (2021), ainda não há uma concordância acerca da regulamentação das Microrredes, devido ao fato de serem consideradas uma tecnologia recente. Atualmente, as normativas nacionais estabelecem alguns quesitos básicos para a interconexão dos REDs na rede de distribuição, ao passo que internacionalmente tem-se um maior avanço nesses aspectos.

No Brasil, a precursora Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da ANEEL (revisada através da RN nº 687/2015 e revogada pela Lei 14.300/2022) realiza a definição da GD, a conexão com o sistema de distribuição e o *net metering* (ANEEL, 2012a). Em se tratando das Microrredes, as normativas nacionais são bastante rasas, faltando orientação acerca da interconexão com a rede principal da distribuidora, fluxo bidirecional de energia e operação ilhada (SILVEIRA, 2021).

Ainda, apesar da ANEEL permitir a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, através do módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as próprias distribuidoras vetam essa prática, valendo-se dos aspectos de proteção, segurança e qualidade de energia (ANEEL, 2017).

No cenário internacional, duas normativas se destacam no âmbito das Microrredes, ainda que não sejam expressamente direcionadas a este assunto. A IEEE 1547/2018 prevê regras para interoperabilidade dos REDs no sistema elétrico, permitindo a conexão e desconexão desses recursos no sistema de distribuição principal, possibilitando a operação ilhada, seja esta realizada de forma intencional ou não. Desse modo, os mesmos requisitos previstos na IEEE 1547/2018 também podem ser aplicados as Microrredes (AFTAB; HUSSAIN; IKBAL, 2019; AHMED *et al.*, 2020; MUMTAZ; BAYRAM, 2017). Ainda, a IEC 61850/2004 define os principais protocolos de comunicação existentes, os quais serão base para os esquemas de proteção futuros para a operação confiável e segura das Microrredes (PARHIZI *et al.*, 2015).

No subtópico a seguir, é realizada abordagem acerca das Microrredes de ERRs e os elementos que podem vir a integrá-las.

2.2 MICRORREDES DE ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA

O desenvolvimento dos VEs para a substituição dos Veículos à Combustão Interna (VCI), apesar de ser um processo natural da tecnologia, impõe alguns desafios relacionados a sua difusão. Dentre estes, a experiência internacional cita a

necessidade da criação de infraestruturas públicas de recarga para a difusão dos VEs, visto que há uma dependência bilateral entre esses dois itens (IEA, 2020).

Ademais, diversos estudos vem indicando que, a maior parte das recargas realizadas em infraestruturas públicas serão realizadas em Estações de Recargas Rápidas (ERRs) localizadas em rodovias, permitindo viagens acima da autonomia dos veículos e com tempos de recarga reduzidos (HARDMAN *et al.*, 2018; JOCHEM; SZIMBA; REUTER-OPPERMANN, 2019). Contudo, as elevadas potências exigidas pelas ERRs trazem consigo outras preocupações acerca do seu desenvolvimento.

Nesse contexto, a inclusão de microgeração local a partir das fontes primárias FV e EOL, pode contribuir à redução do perfil de carga das ERRs, caracterizando uma Microrrede. Ainda, a natureza intermitente dos REDs citados abre espaço para que o SAEE também passe a integrar essa topologia de Microrrede, como demonstram Alsaidan, Khodaei e Gao (2018).

A seguir, são apresentados aspectos relacionados aos elementos integrantes das Microrredes de ERRs, como VEs, microgeração FV e EOL, além do armazenamento de energia.

2.2.1 Veículos Elétricos

Impulsionado pelas preocupações acerca da sustentabilidade e rendimento, a eletrificação do setor de veículos voltou a ter foco nos últimos anos (LUCCA, 2021). De modo geral, os VEs podem utilizar baterias, supercapacitores e células de combustível como fontes de energia para a propulsão, sem depender de combustíveis fósseis e sem emitir gases poluentes na atmosfera (DAS *et al.*, 2020).

Ainda que haja necessidade de superação de alguns desafios para a sua difusão, a exemplo da redução dos custos das baterias e a criação de ERRs, o número de VEs vem crescendo ano após ano. A pandemia causada pelo Covid-19, apesar de apresentar-se como uma amostra da catástrofe ambiental que o aquecimento global pode provocar à saúde humana e atividades econômicas, permitiu verificar efeitos imediatos através da redução de GEE, durante o período de isolamento social (GIZ, 2021). Ademais, apesar do Covid-19 desacelerar a venda de carros em geral, o número de VEs cresceu 41% somente em 2020, chegando a 10 milhões de unidades nas rodovias por todo o globo, segundo a IEA (2021).

A família dos VEs é diversificada em diferentes tecnologias, segregadas

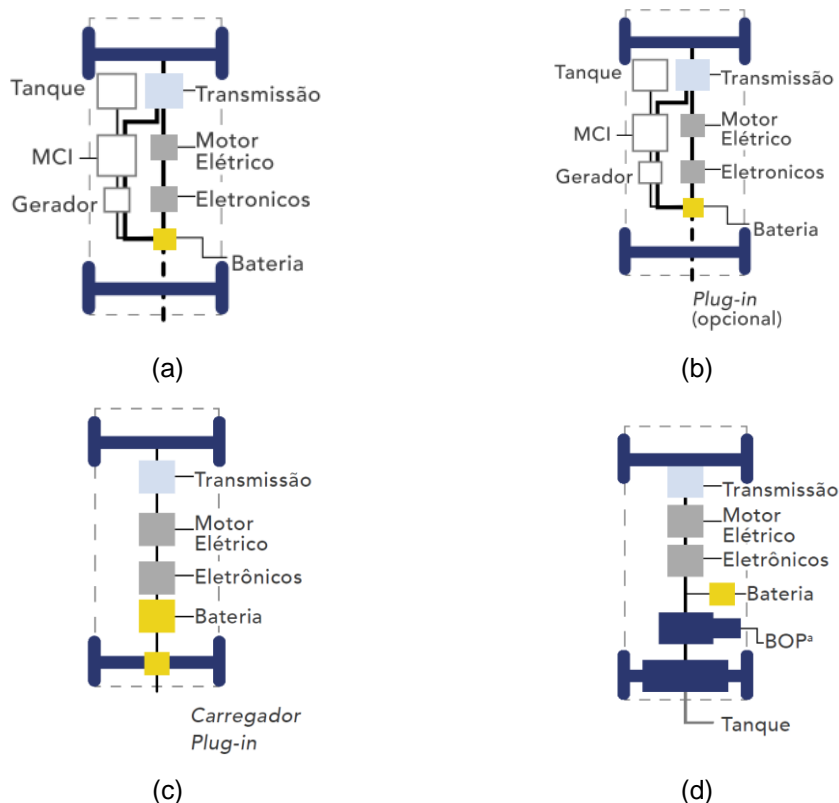
segundo a maneira em que a eletricidade é obtida para a alimentação do motor, conforme citam Ding, Prasad e Lie (2017). A seguir, abordam-se os principais conceitos acerca das características, padrões e perfis de carga dos VEs.

2.2.1.1 Características

Basicamente, os VEs são divididos em duas categorias principais, sendo: *Hybrid Electric Vehicle* (HEV) e *All-Electric Vehicle* (AEV).

Os HEVs são veículos híbridos que combinam dois tipos de motores, sendo um à combustão e outro elétrico; podendo ser recarregados a partir da rede elétrica (a exemplo dos *Plug-in Hybrid Vehicle* – PHEV) ou não (apenas utilizam eletricidade provinda do sistema de frenagem regenerativa). Já os AEVs somente são equipados com motores elétricos alimentados por fontes elétricas, as quais podem ser baterias (BEV - *Battery EV*) ou células de combustível (FCEV - *Fuel Cell EV*), conforme demonstram Das *et al.* (2020). Na Figura 3 tem-se representado os esquemas básicos dos HEVs, PHEVs, BEVs e FCEVs.

Figura 3 – Esquemas básicos dos HEVs (a), PHEVs (b), BEVs (c) e FCEVs (d).



Fonte: (DELGADO *et al.*, 2017).

Nesse contexto, as especificações técnicas dos VEs podem variar, a depender do fabricante, tecnologia empregada e capacidade da bateria. Na Tabela 1 são apresentados alguns tipos de VEs comercializados atualmente em função das características citadas.

Tabela 1 – Características de alguns modelos de VEs comercializados atualmente em 2022.

Modelos	Tecnologia	Autonomia (km)	Capacidade da Bateria (kWh)
Tesla Model 3 Long Range Dual Motor	BEV	485	75
BMW i4 eDrive40	BEV	470	80,7
Kia EV6 GT	BEV	360	72,5
Chevrolet Volt	PHEV	85	18,4
Honda Clarity	PHEV	75	25,5
Toyota Prius Prime	PHEV	40	8,8

Fonte: Adaptado de DAS *et al.* (2020) e EV Database (2022).

Ressalta-se que ambas as tecnologias possuem suas vantagens e desvantagens, entretanto, nesse estudo dar-se-á maior foco aos VEs tipo BEV, tendo em vista a sua dependência futura de infraestruturas públicas de recarga.

A seguir, apresenta-se os padrões presentes nas normativas internacionais.

2.2.1.2 Padrões Internacionais

De modo geral, a recarga das baterias dos BEVs varia conforme níveis de tensão, corrente (alternada ou contínua) e padrões de plugues. Contudo, atualmente não há uma padronização global quanto a essas infraestruturas de recarga.

Nos Estados Unidos, as montadoras utilizam os padrões da *Society of Automotive Engineers* (SAE) e o *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), ao passo que na Europa seguem a *International Electro-technical Commission* (IEC). Ainda, o Japão possui seu próprio padrão chamado *Charge de Move* (CHAdeMO), assim como a China que desenvolveu o Guobiao (GB/T). Vale ressaltar que, no Brasil, até março de 2022, não definiu-se um padrão a ser utilizado para os VEs (NEOCHARGE, 2022).

Assim, os padrões definem características particulares para a recarga de VEs, sumarizadas através da Tabela 2.

Tabela 2 – Modos ou níveis de recarga existentes nas normativas internacionais.

Padrão	Tipo	Modo/Nível	Tensão (V)	Corrente (A)
IEC 62196	CA	Modo 1	120	16
		Modo 2	240	32
		Modo 3	250	32 - 250
	CC	Modo 4	600	400
SAE J1772	CA	Modo 1	120	16
		Modo 2	240	32 - 80
	CC	Modo 1	200 - 450	80
		Modo 2	200 - 450	200

Fonte: Adaptado de DAS *et al.* (2020).

Para o caso de infraestruturas públicas de recarga, em que o carregamento deve ser muito rápido (30 minutos, em média), conseqüentemente, há a exigência de elevadas potências. Logo, a infraestrutura necessária para oferecer esse tipo de recarga é robusta, devendo ser projetada de modo a impactar da menor maneira possível na rede de distribuição local.

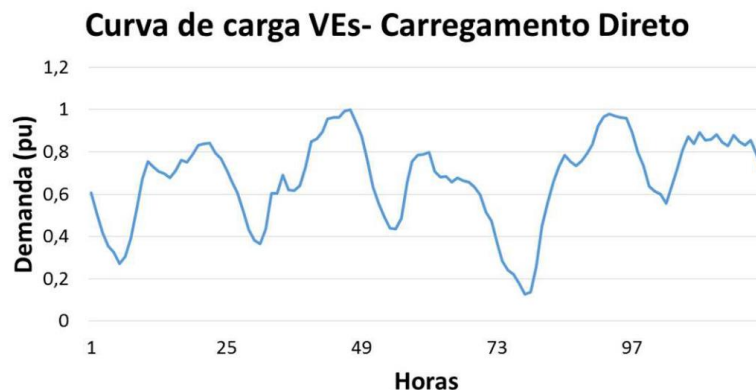
A seguir, são apresentados os perfis de carga de VEs caracterizados em diferentes estudos.

2.2.1.3 Perfis de Carga de VEs

Segundo Salvatti (2020), a estocasticidade associada à previsão do comportamento dos VEs para infraestruturas públicas é uma das grandes questões para o setor. Na literatura, encontra-se importantes estudos que vêm sendo realizados a fim de caracterizar os perfis de cargas dos VEs.

Dentre esses estudos, Knak Neto (2017) considera que a composição da curva de carga de VEs depende da estratégia de carregamento definida, podendo ser: direto, vale ou Resposta da Demanda (RD). Ainda, tem-se a necessidade do conhecimento dos padrões de mobilidade urbana e de um modelo estocástico, a fim de caracterizar os perfis. Dentre os modelos propostos, destaca-se a estratégia de carregamento direto, devido a característica sem controle, que ocorre assim que o VE chega a algum lugar, como uma ERR. A Figura 4 exemplifica um provável comportamento da curva de carga de VEs considerando o carregamento direto.

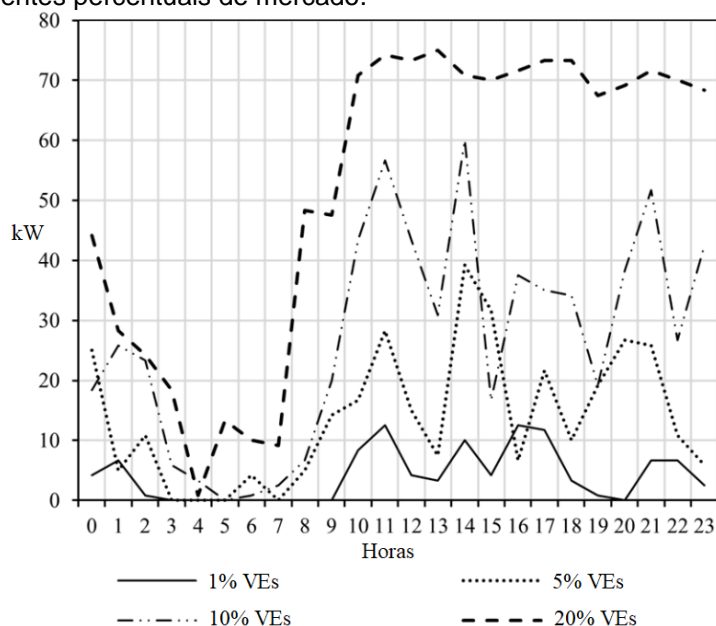
Figura 4 – Exemplo de curva de carga considerando um carregamento direto.



Fonte: (KNAK NETO, 2017).

Por sua vez, Silva *et al.* (2021) propõem uma metodologia de simulação de tráfego e operação para obtenção das curvas de carga de VEs em ERRs. Através de modelos probabilísticos que consideram os tipos de VEs, participações de mercado (*market shares*), dados de entrada e saída na rodovia, bem como a taxa de ansiedade do usuário com a diminuição da autonomia, permite-se considerar diferentes composições para as curvas de carga. A Figura 5 demonstra os prováveis comportamentos das curvas de carga de VEs em uma ERR de uma rodovia.

Figura 5 – Comportamento médio das Curvas de Carga de VEs em uma ERR em uma rodovia, considerando diferentes percentuais de mercado.



Fonte: Adaptado de Silva *et al.* (2021).

Nota-se que, ambos os estudos citados demonstram uma similaridade no perfil de recarga em locais públicos. Observa-se um comportamento mais constante ao longo do dia, com redução significativa da demanda durante o período da madrugada, característica que também é observada em outros trabalhos, como Salvatti (2020).

Dessa forma, vale ressaltar a importância da utilização de modelos que representem os VEs e sua estocasticidade, tendo em vista a influência que esses perfis possuem, tanto no comportamento de infraestruturas públicas de recarga, quanto nos estudos de Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição (KNAK NETO, 2017). Ademais, a inclusão de sistemas de microgeração pode ser uma alternativa à redução do perfil de carga nas ERRs, como a FV, descrita a seguir.

2.2.2 Microgeração Fotovoltaica

A microgeração FV cresceu exponencialmente na última década no Brasil, através da regulamentação da RN nº 482/2012 (ANEEL, 2012b). Limitada a sistemas de geração com potência instalada de 75kW, esta fonte corresponde a GD com maior número de conexões no território nacional. O elevado potencial de geração associado a tarifas de energia crescentes têm justificado tal desenvolvimento, esperado para atingir a marca de 8 GW somente em 2022 (DARUI, 2020; EPBR, 2022a).

Nos subtópicos a seguir, são apresentadas as principais características acerca da microgeração FV, tais como princípios de funcionamento da tecnologia e o perfil de geração típico.

2.2.2.1 Características

Gerar eletricidade é apenas uma das diferentes formas de aproveitamento da luz emitida pelo sol (DARUI, 2020). Por ser uma fonte renovável e abundante em praticamente todo o globo, a geração de energia elétrica a partir desta fonte vêm sendo profundamente explorada nos últimos dez anos.

A potência gerada a partir da fonte solar FV acontece através do chamado efeito fotovoltaico nas células dos painéis, sendo esta diretamente associada a temperatura e índice de radiação local (BERNARDON *et al.*, 2015). Outros aspectos, tais como a qualidade dos materiais empregados e equipamentos utilizados também podem afetar o montante de geração, porém, as variáveis de temperatura e radiação local se sobressaem neste quesito.

Outro aspecto que pode afetar a potência de saída do sistema fotovoltaico é a tecnologia que é utilizada para a construção dos painéis, tendo em vista a existência de diferentes índices de eficiência. Nesse sentido, a evolução da eficiência ao longo dos anos foi relativamente lenta, especialmente desde o século passado. A exemplo, cita-se o silício cristalino que, dentre as tecnologias existentes detém 25% de eficiência, enquanto que em 1980 já possuía 18% (HONRUBIA-ESCRIBANO *et al.*, 2018). Vale ressaltar que o silício cristalino é a tecnologia mais empregada no mercado global dos painéis fotovoltaicos, segundo Vidyanandan (2017).

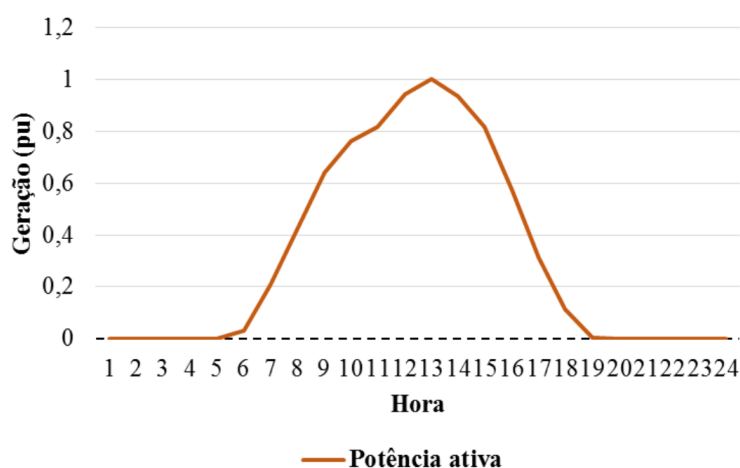
A seguir, caracteriza-se o perfil típico da microgeração FV.

2.2.2.2 Perfil da Microgeração Fotovoltaica

Devido a dependência das variáveis de temperatura e radiação local para a conversão em eletricidade, períodos de nebulosidade temporária tendem a reduzir drasticamente a potência de saída do sistema fotovoltaico, formando um perfil intermitente de geração (SALVATTI, 2020). A dependência das condições climáticas introduz incertezas relacionadas ao montante de energia disponibilizado para todo o sistema elétrico, tornando a previsão dos fluxos de potência mais complexa (IANNARELLI; BOCCALETTI, 2018).

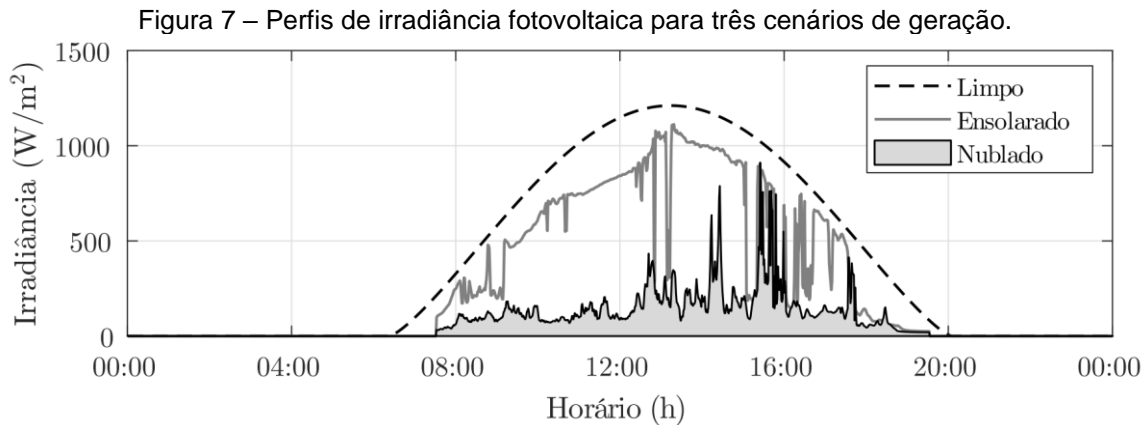
De modo geral, a geração FV possui o perfil típico demonstrado pela Figura 6, em que há geração somente no período solar, com pico entre as 11 e 13 horas.

Figura 6 – Exemplo de perfil diário de geração fotovoltaica.
Exemplo Curva de Geração fotovoltaica



Fonte: (DARUI, 2020)

Entretanto, como citado anteriormente, esse perfil está sujeito a intermitências oriundas das condições climáticas, podendo haver alterações significativas na geração. Na Figura 7 demonstra-se três perfis de irradiância diários, segundo diferentes condições climáticas, as quais afetam diretamente a potência de saída do sistema fotovoltaico e o perfil deste (SALVATTI, 2020).



Fonte: (SALVATTI, 2020)

Nesse contexto, utilizar modelos determinísticos para a representar a geração pode levar a análises simplistas, desconsiderando o comportamento real e o consequente impacto para todo o sistema elétrico local ou, ainda, de uma Microrrede (KNAK NETO, 2017).

De maneira similar, a inclusão da microgeração EOL torna-se alternativa para reduzir o perfil de carga nas ERRs, sendo descrita a seguir.

2.2.3 Microgeração Eólica

As características renováveis e de baixo impacto ambiental da fonte EOL tem elevado o índice de representação na matriz elétrica dos países com boa disponibilidade média de ventos (SANTELO; MONTEIRO, 2020). O Brasil possui regiões com elevado potencial eólico, o que justifica o crescimento anual desta fonte na matriz elétrica, a qual, somente em janeiro de 2022, atingiu a capacidade instalada de 21 GW, com expectativa de chegar ao marco de 33 GW até 2026 (EPBR, 2022b).

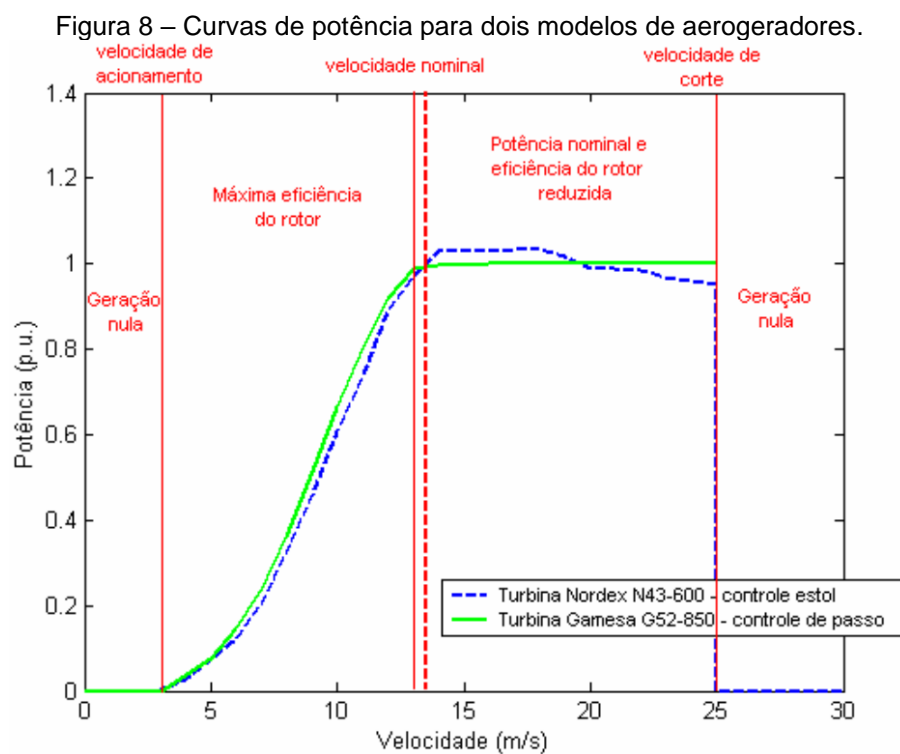
A seguir, apresenta-se algumas das características principais da microgeração EOL, princípios de funcionamento da tecnologia e o perfil de geração típico.

2.2.3.1 Características

De maneira sucinta, a geração de energia elétrica a partir da fonte EOL é realizada através dos aerogeradores, em três etapas: captação da energia cinética do vento, conversão da energia cinética em energia mecânica e a transformação desta em energia elétrica. As turbinas EOL são constituídas de uma série de componentes abrigadas em um compartimento denominado nacele (MENDONÇA, 2009). No quesito tecnologia, os aerogeradores têm evoluído, sendo que os modelos atuais podem gerar em níveis de MW de potência individualmente (ELMA, 2020).

Normalmente, são três parâmetros que indicam a potência fornecida pelo aerogerador, sendo: *cut-in* (velocidade de vento mínima para que o aerogerador comece a gerar energia), velocidade nominal e *cut-out* (velocidade em que a turbina EOL é freada e parada para a segurança do sistema) (ELMA, 2020).

Considerando os parâmetros de velocidades dos ventos citados, costuma-se definir curvas de potência em função destas variáveis. Na Figura 8, são apresentadas curvas de potência para dois modelos de turbinas EOL distintas.



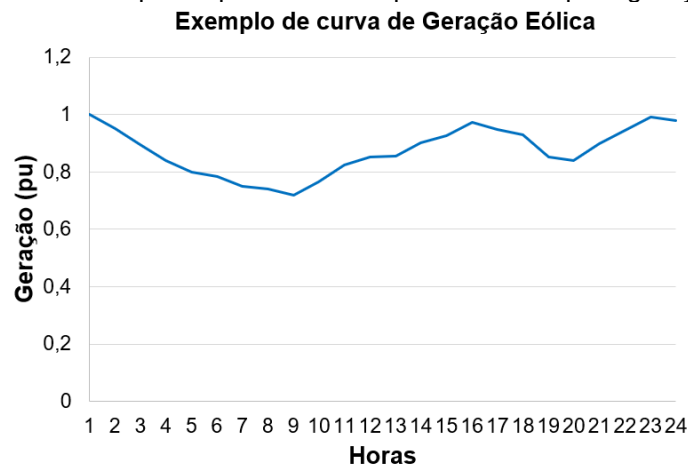
A seguir, caracteriza-se o perfil típico da microgeração EOL.

2.2.3.2 Perfil da Microgeração Eólica

Assim como a FV, a microgeração EOL possui uma característica intermitente, tendo em vista a dependência das velocidades de ventos para gerar eletricidade através dos aerogeradores. Essa intermitência impõe a necessidade de coletar e analisar séries históricas de dados, a fim de determinar regimes de ventos. Dessa forma, através dos dados históricos, análises estatísticas são aplicadas, permitindo visualizar padrões de comportamento e estimar as curvas de geração (SANTOS, 2019). No Brasil, informações relevantes a respeito da sazonalidade e velocidade dos ventos podem ser obtidas no novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2013).

Contudo, de maneira geral, a geração EOL possui um comportamento similar ao demonstrado na Figura 9, em que há potência disponível durante todo o período diário, porém com perfil reduzido entre as 2 e 9 horas. Vale ressaltar que essa curva de geração é uma média horária, obtida para o mês de março de 2022, a partir dos dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, considera todas as usinas EOL do Brasil (ONS, 2022).

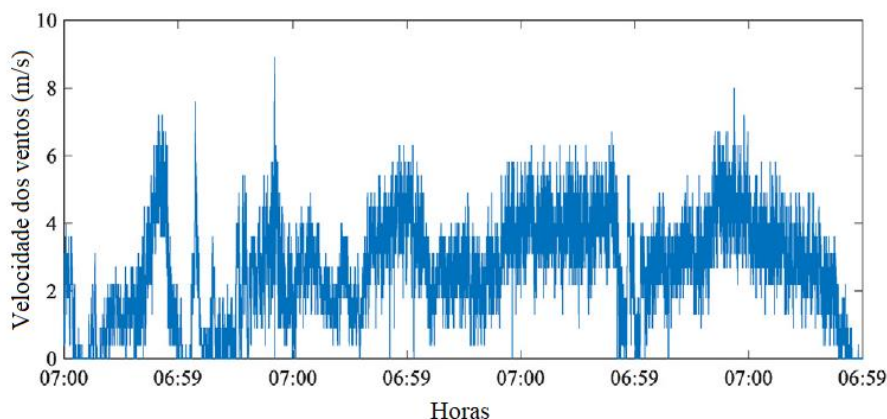
Figura 9 – Exemplo de perfil diário de potência ativa para geração eólica.



Fonte: Adaptado de ONS (2022)

A curva de geração EOL está sujeita a elevadas variações das velocidades de ventos em que estão localizados os aerogeradores, além da sazonalidade das estações do ano. A Figura 10 exemplifica a intermitência das velocidades de ventos durante uma semana.

Figura 10 – Intermitência das velocidades de ventos em um período semanal.



Fonte: Adaptado de Elma (2020)

Assim como ocorre na geração FV, caracterizar uma única curva para representar o comportamento da geração pode levar a conclusões precipitadas a respeito do montante de potência disponível. Logo, a utilização de modelos estocásticos para uma previsão de geração EOL mais próxima da realidade é aconselhável, ou até mesmo, necessária.

A seguir, apresenta-se aspectos relacionados ao SAEE que podem permitir suavizar o perfil de geração intermitente das fontes de FV e EOL.

2.2.4 Armazenamento de Energia

A integração dos SAEEs nas Microrredes vem despertando interesse e popularidade pela possibilidade de auxiliar a GD de diversas maneiras, especialmente no gerenciamento da energia elétrica produzida. De fato, a estocasticidade tanto da geração quanto da carga podem ser contornados com a introdução dos SAEEs, permitindo otimizar a utilização dos recursos energéticos locais, além de melhorar a qualidade de energia do sistema de distribuição (HANNAN *et al.*, 2020).

Os avanços das tecnologias de armazenamento, aliado as necessidades de mitigar intermitências da geração descentralizada, têm implicado na evolução dos SAEEs em operação no mundo todo. Países como China, Estados Unidos e Japão tem anunciado políticas de incentivo à implementação de SAEEs, atingindo a marca de US\$ 5,5 bilhões em investimentos no ano de 2020, com expectativa de um crescimento em capacidade instalada que deve atingir mais de 120 GW em 2030 (IEA, 2021b). Por sua vez, no Brasil, a integração de SAEEs está em um estágio inicial, onde a ANEEL têm aprovado diversos projetos de Pesquisa &

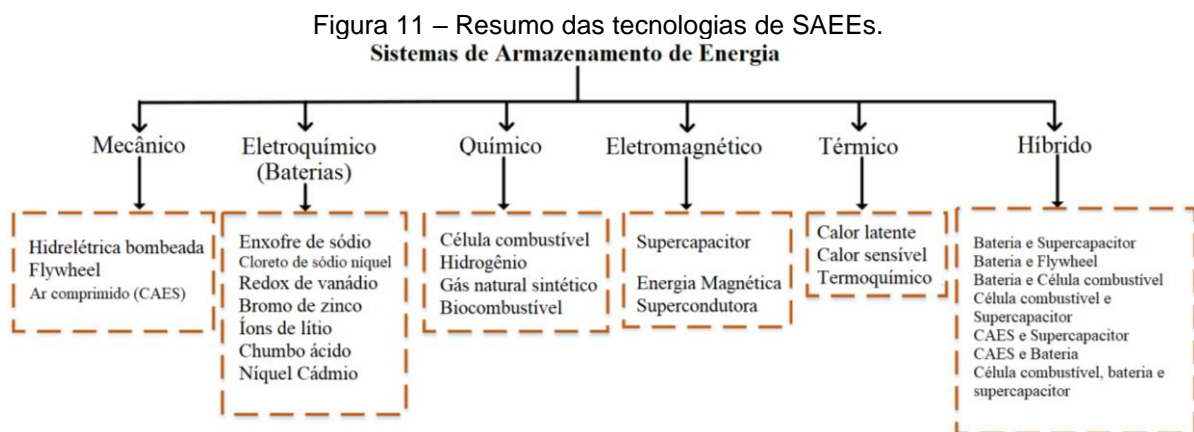
Desenvolvimento (P&D) a fim de promover o desenvolvimento técnico e comercial dessa tecnologia no país (MARIANO *et al.*, 2021).

Nos subtópicos a seguir, são apresentadas as principais características, parâmetros e tecnologias acerca dos SAEs, abordando com maior enfoque as aplicações em Microrredes.

2.2.4.1 Características

Os SAEs podem armazenar energia de diferentes maneiras, as quais possuem características apropriadas para determinadas aplicações. Assim, a seleção da tecnologia a ser empregada considera parâmetros técnicos com base na natureza da potência requisitada (SUFYAN *et al.*, 2019).

A depender dos serviços ancilares desejados, algumas tecnologias podem se sobressair em alguns aspectos em relação a outras. Atualmente, o armazenamento de energia pode ser mecânico, eletroquímico, químico, eletromagnético, térmico ou híbrido. Na Figura 11 apresenta-se um resumo das tecnologias existentes de SAEs.



Fonte: Adaptado de Sufyan *et al.* (2019)

A escolha da tecnologia dentre as diversas existentes, além da particularidade de aplicação, considera critérios técnicos como (OLIVEIRA *et al.*, 2021):

- Densidade de potência e densidade de energia;
- Tempo de resposta e tempo de descarga;
- Capacidade cíclica;
- Eficiência;
- Maturidade da tecnologia.

Nesse contexto, embora haja diversas tecnologias de SAEEs, Oliveira *et al.* (2021) destacam que, para a aplicação em Microrredes, as baterias eletroquímicas são mais adequadas, devido a maturidade, requisitos técnicos, custo-benefício, implantação rápida, requisitos espaciais limitados e modularidade. Contudo, sistemas híbridos de armazenamento de energia podem ser utilizados, empregando por exemplo, baterias e supercapacitores. Essa combinação pode ser realizada a fim de obter as melhores características de cada tecnologia, utilizando a alta densidade de energia, maturidade e modularidade das baterias, ao passo que dos supercapacitores aproveita-se a maior densidade de potência e capacidade cíclica, aumentando a eficiência geral do sistema (HAJIAGHASI; SALEMNIA; HAMZEH, 2019; SUFYAN *et al.*, 2019).

As principais características das tecnologias de armazenamento em baterias (chumbo-ácido e lítio) e supercapacitores para Microrredes são demonstradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Principais características das tecnologias de armazenamento para Microrredes.

Tecnologia	Chumbo-ácido	Lítio	Supercapacitor
Densidade de potência (W/kg)	200 ~ 400	150 ~ 2.000	500 ~ 5.000
Densidade de energia (Wh/kg)	30 ~ 50	120 ~ 230	5 ~20
Escala de tempo de resposta	ms	ms	ms
Tempo de descarga	1s ~ 5h	1min ~ 60min	> 1h
Capacidade cíclica (ciclos)	500 ~ 2.000	1.000 ~ 10.000	> 50.000
Eficiência (%)	70 ~ 90	85 ~ 95	95 ~ 98

Fonte: Adaptado de Oliveira *et al.* (2021) e Sufyan *et al.* (2019).

Contudo, vale ressaltar que, mesmo a adoção de um SAEE híbrido pode sofrer com parâmetros como: temperatura, correntes de carga e descarga e o *State of Charge* (SoC), fazendo com que haja degradação da capacidade cíclica dos armazenadores. Dentre tais parâmetros, o SoC é dito como o principal fator dentre os citados, devendo estar preferencialmente entre 20% e 80% a fim de prolongar a vida útil do sistema (SUFYAN *et al.*, 2019).

A seguir, caracteriza-se os perfis que o SAEE pode assumir, a depender dos serviços ancilares desejados.

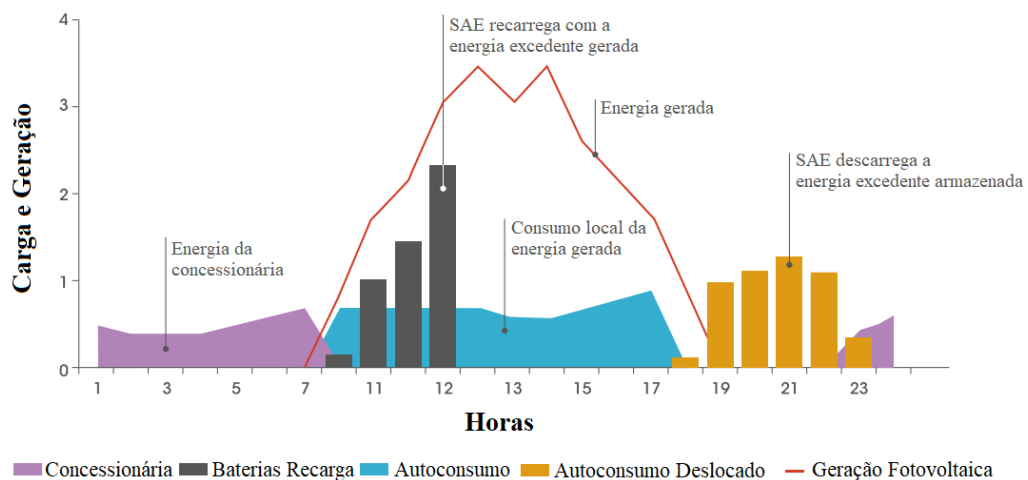
2.2.4.2 Perfil do Sistema de Armazenamento de Energia

Pela possibilidade de fornecer serviços ancilares, tais como *peak-shaving*, *energy shifting* e *energy arbitrage*, os SAEs podem ser aplicados em grande e pequena escala, que vão desde o Sistema Interligado Nacional às Microrredes (OLIVEIRA *et al.*, 2021). Relacionada a esta aplicação, em que o período de geração dos REDs geralmente não corresponde com a demanda, a distinção desses serviços que os SAEs podem prestar é tal como segue (CHAUDHARY *et al.*, 2021):

- *Peak-shaving* ou corte de pico: o SAE fornece energia a Microrrede em períodos em que os níveis de potência são mais altos (denominados horários de ponta) permitindo reduzir a utilização da distribuidora;
- *Energy shifting* ou mudança de energia: a energia é armazenada durante períodos de baixa demanda para utilização onde há elevada demanda (a exemplo da tarifa branca, no Brasil);
- *Energy arbitrage* ou arbitragem de energia: análogo ao anterior, porém, possui um viés financeiro maior, onde o objetivo é obter lucro com a venda da energia armazenada no SAE.

Em locais com elevada penetração de GD, especialmente a FV, o SAE pode desempenhar papel fundamental pela possibilidade de absorver a geração excedente, minimizando exportações para a rede da distribuidora e maximizando o autoconsumo local (IRENA, 2019). Na Figura 12 o comportamento diário do SAE com baterias para um consumidor residencial, caracterizando um serviço de *peak-shaving*.

Figura 12 – Comportamento diário do SAE com baterias para um consumidor residencial.



Fonte: Adaptado de IRENA (2019)

Dessa maneira, dadas as contribuições bilaterais que um SAEE pode oferecer, caracterizar tais sistemas através de modelos estocásticos é de suma importância.

2.2.5 Considerações do Capítulo

Por muitos anos, os sistemas de distribuição permaneceram inertes da perspectiva de evolução tecnológica, sendo suficientes abordagens que consideravam a passividade da carga. Contudo, na última década, com a difusão da GD através de fontes renováveis, introdução de SAEE e, por fim, a retomada da eletrificação do setor de transporte; possibilitou-se ao consumidor o gerenciamento de sua energia, tornando as redes elétricas ativas.

Ademais, a integração destes REDs em uma topologia de Microrrede vêm sendo considerada como solução frente aos desafios impostos pelo desenvolvimento da eletromobilidade, especialmente as ERRs localizadas em rodovias, tida como a parcela mais significativa das infraestruturas públicas de recargas. Dentre os diversos estudos e trabalhos relacionados a estas Microrredes, destacam-se o planejamento, controle e dimensionamento; considerando o potencial impacto que estas podem ocasionar no sistema de distribuição da distribuidora em que estão conectadas.

Nesse contexto, este capítulo apresentou uma vasta revisão bibliográfica acerca dos componentes que podem vir a integrar as Microrredes de ERRs. Foram apresentados os principais conceitos e perfis de comportamento tanto de carga quanto de geração, a fim de caracterizar cada um dos elementos integrantes.

Partindo da revisão bibliográfica realizada, nota-se uma lacuna de trabalhos que realizem uma abordagem integrada a partir da FV, EOL, SAEE e VEs em Microrredes de ERRs de maneira a auxiliar no planejamento energético destas, considerando ainda a limitação dos impactos nas redes principais conectadas.

Logo, define-se o escopo de abordagem deste trabalho ao considerar esta abordagem integrada, através de um conceito que utiliza indicadores quantitativos para mensurar o grau de autossuficiência energética de Microrredes, denominado NZEB, a ser apresentado no Capítulo 3.

3 NET ZERO ENERGY BUILDINGS

3.1 INTRODUÇÃO

O conceito NZEB vem crescendo em todo o globo, visto que se relaciona com o desenvolvimento inteligente e sustentável das redes elétricas (RAGHAVAN, 2018). Visando otimizar a utilização dos REDs locais, o NZEB pode contribuir no contexto do planejamento energético das Microrredes conectadas à uma rede principal, uma vez que preconiza a independência destas, limitando possíveis impactos negativos na Qualidade de Energia da distribuidora (GALISAI; GHIANI; PILO, 2019).

Dessa maneira, Salom *et al.* (2011) destaca que o conceito NZEB define um critério primário para a definição da Microrrede e análises posteriores, sendo que:

- A energia gerada deve ser tão próxima da energia consumida localmente, considerando um período anual.

Matematicamente, tal critério pode ser definido pela Equação (1).

$$\sum_{i=1}^n E_G \cong \sum_{i=1}^n E_C \quad (1)$$

em que E_G é a energia gerada, E_C é a energia consumida e n o número de horas do período anual considerado.

Diversos são os trabalhos que consideram o conceito NZEB para o planejamento energético, seja em edificações ou Microrredes. Berggren *et al.* (2012) e Ferraro *et al.* (2016) consideram o NZEB para avaliar o desempenho de edificações residenciais, seja considerado somente FV ou inclusão de SAEE e outras fontes.

Ainda, outras análises utilizam os critérios do NZEB juntamente com aspectos técnico-econômicos a fim de atingir a autossuficiência de Microrredes, como em Alfieri, Piccini e Kermani (2019); ou ainda, a fim de otimizar a seleção de componentes, como em Galisai, Ghiani e Pilo (2019) e Hamdon e Hanootie (2021).

Como observado, diversas pesquisas têm utilizado o NZEB com o objetivo de promover a autossuficiência energética. Uma das justificativas para tal, é que países como Alemanha, China, Japão e Itália vem introduzindo políticas de bônus maiores que o *net metering* para prossumidores com autoconsumo, preconizado pelo conceito NZEB (LUTHANDER *et al.*, 2015).

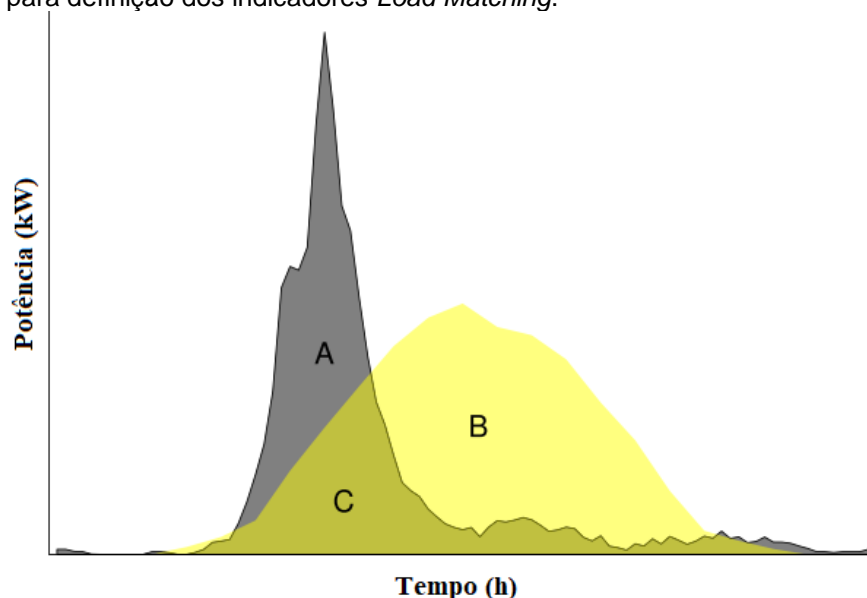
Nesse contexto, considerando a configuração de Microrredes, nota-se a aplicabilidade que o conceito NZEB pode ter para o planejamento energético da operação das ERRs em rodovias, visando otimizar a utilização dos REDs locais e limitar os impactos na rede de distribuição principal, objetivo geral deste trabalho. Contudo, faz-se necessário a caracterização dos indicadores NZEB que avaliam a operação de determinada Microrrede, no caso, das ERRs. Cabe salientar que tais indicadores são divididos em duas categorias: *Load Matching* e *Grid Interaction*, sendo abordados neste capítulo (LUTHANDER *et al.*, 2015; SALOM *et al.*, 2011).

3.2 INDICADORES *LOAD MATCHING*

Segundo Salom *et al.* (2014), os indicadores desta categoria permitem avaliar o grau de utilização da energia gerada localmente em relação a demanda. Ainda, podem ser divididos em duas subcategorias, sendo: *self-consumption* (SC) e *self-sufficiency* (SS).

A Figura 13 será utilizada para representar graficamente os perfis de carga e geração para definição dos indicadores.

Figura 13 – Perfis de carga (A+C), geração (B+C) e parcela autoconsumida da energia gerada (C) para definição dos indicadores *Load Matching*.



Fonte: Adaptado de Fachrizal *et al.* (2022)

A seguir, define-se os principais indicadores que podem ser utilizados para atingir os objetivos propostos.

3.2.1 Self-consumption

O indicador SC permite verificar a parcela da energia gerada localmente que efetivamente está sendo autoconsumida pela carga. Assim, observando a Figura 13, o indicador SC é definido de maneira simplificada pela Equação (2).

$$SC = \frac{C}{B + C} \quad (2)$$

Ainda, considerando a definição matemática mais formal do indicador SC, define-se a carga instantânea como $L(t)$, a geração local instantânea como $P(t)$ e o armazenamento como $S(t)$, com $S(t) < 0$ quando carregando e $S(t) > 0$ quando descarregando. Dessa forma, $M(t)$ é a parcela da geração que está sendo autoconsumida pela carga, sendo sempre o mínimo entre $L(t)$ e $P(t) + S(t)$, como definido na Equação (3).

$$M(t) = \min\{L(t), P(t) + S(t)\} \quad (3)$$

Logo, o indicador SC é definido pela Equação (4). Cabe destacar que o período de integração típico é de um ano, o que segundo Luthander *et al.* (2015) é suficiente para considerar as variações sazonais e minimizar flutuações aleatórias de curto prazo na carga e geração. Ainda, é desejável que φ_{SC} esteja o mais próximo da unidade.

$$\varphi_{SC} = \frac{\int_{t=t_1}^{t=t_2} M(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t=t_2} P(t) dt} \quad (4)$$

A seguir, caracteriza-se o indicador SS.

3.2.2 Self-sufficiency

O indicador SS permite verificar o quão suficiente a energia gerada localmente é capaz de suprir as necessidades energéticas da carga. Logo, analisando a Figura 13, pode-se definir o indicador SS de maneira simplificada através da Equação (5).

$$SS = \frac{C}{A + C} \quad (5)$$

Ainda, pode-se definir matematicamente o indicador SS pela Equação (6). Assim como no indicador SC, o período de integração é de um ano, pelas mesmas razões expostas anteriormente, além de que φ_{SS} esteja o mais próximo da unidade.

$$\varphi_{SS} = \frac{\int_{t=t_1}^{t=t_2} M(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t=t_2} L(t) dt} \quad (6)$$

Além dos indicadores SC e SS pertencentes à categoria *Load Matching*, faz-se a caracterização dos indicadores *Grid Interaction*, a seguir.

3.3 INDICADORES *GRID INTERACTION*

Os indicadores desta categoria permitem considerar aspectos da interação de energia entre a Microrrede e a rede principal, bem como eventuais impactos negativos. Dentre os principais indicadores desta categoria que podem ser utilizados para avaliação do impacto ocasionado na rede principal, cita-se: *Peak Export* (PE), *Peak Import* (PI) e *Grid Interaction Index* (GII) (BERGGREN *et al.*, 2012). Para esta categoria, é desejável que os valores sejam os menores possíveis.

3.3.1 *Peak Export*

O PE é um dos indicadores que quantificam o impacto na rede, permitindo indicar a parcela do período analisado em que o limite de potência exportada é violado, sendo definido pela Equação (7) para uma base horária anual.

$$PE = \frac{t_{Pexp_{i>lim}}}{8760} \quad (7)$$

em que $t_{Pexp_{i>lim}}$ é o número de horas i que a potência exportada $Pexp$ é maior que o limite lim . Este limite pode ser definido pela distribuidora, indicando um valor de barreira em que a geração deve ser desconectada, por exemplo.

3.3.2 Peak Import

Analogamente, o PI é o indicador que avalia a parcela do período analisado em que o limite de potência importada é ultrapassado, sendo definido pela Equação (8), também para um ano.

$$PI = \frac{t_{Pimp_i > lim}}{8760} \quad (8)$$

em que $t_{Pimp_i > lim}$ é o número de horas i que a potência importada $Pimp$ é maior que o limite lim .

3.3.3 Grid Interaction Index

O GII mensura o desvio padrão da potência líquida em relação ao máximo global do período em análise. Desse modo, o GII permite indicar a variabilidade da troca de potências entre Microrrede e rede principal, sendo definido pela Equação (9).

$$GII = DP \left(\frac{|Pimp_i - Pexp_i|}{\max |Pimp_i - Pexp_i|} \right) \quad (9)$$

em que $Pimp_i$ e $Pexp_i$ são potência importada e exportada na hora i , respectivamente.

É importante enfatizar que esse indicador é uma medida de dispersão. Dessa forma, baixos valores indicam uma troca de energia mais constante, enquanto valores mais elevados apontam flutuações desta troca (DÁVI *et al.*, 2016).

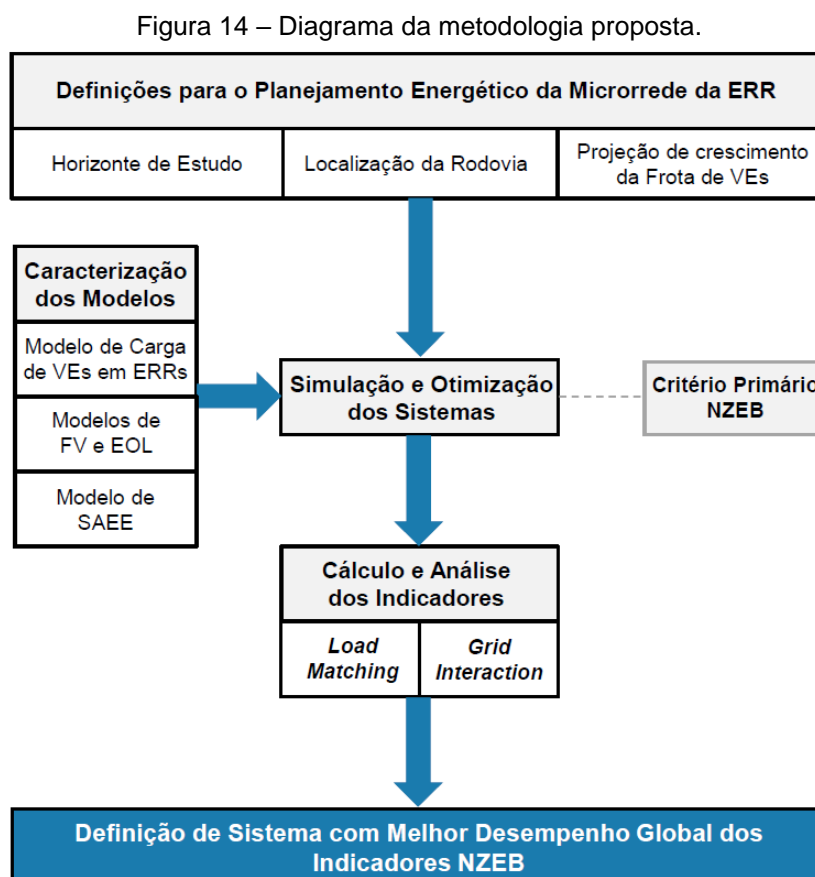
3.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram realizadas as definições do conceito NZEB e seus indicadores, bem como a aplicabilidade que este pode ter para o planejamento energético e operação das Microrredes. A partir desta caracterização, permite-se construir uma metodologia capaz de realizar uma abordagem integrada dos principais REDs que podem estar presentes em ERRs, preenchendo a lacuna existente observada na revisão bibliográfica. A metodologia desenvolvida a partir do conceito NZEB é apresentada no Capítulo 4.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia proposta para o planejamento energético de Microrredes de ERRs localizadas em rodovias, baseada nos indicadores NZEB. Desse modo, tem-se como objetivo otimizar o autoconsumo e autossuficiência da Microrrede em um dado horizonte de estudo, ao passo que são limitados os impactos na rede de distribuição principal neste período. Para isso, são utilizados indicadores *Load Matching* e *Grid Interaction*, permitindo avaliar tanto o grau de independência da ERR quanto os impactos ocasionados pela integração desta à rede da distribuidora.

A Figura 14 apresenta o diagrama da metodologia proposta.



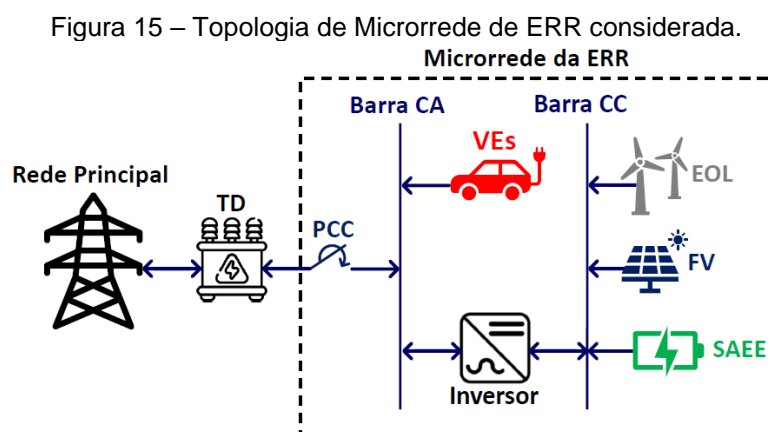
Fonte: Autor.

Conforme a Figura 14, a metodologia proposta é dividida em 5 blocos principais, iniciando-se pelas definições relativas ao planejamento da ERR, tais como o horizonte de estudo considerado, a localização da rodovia e a projeção do crescimento da frota de VEs nesta. Na etapa de simulação e otimização dos Sistemas,

define-se, a partir dos perfis de carga, geração e armazenamento, configurações de Microrredes que satisfaçam o critério primário do NZEB. Posteriormente, realiza-se o cálculo dos indicadores pertencentes as duas categorias do NZEB, sendo estes analisados através de histogramas. Por fim, determina-se a configuração de Microrrede que obteve o melhor desempenho no contexto geral dos indicadores analisados.

4.1 DEFINIÇÕES PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA MICRORREDE DA ERR

A estrutura da Microrrede de ERR deste estudo considera uma topologia conectada à uma rede de distribuição principal, além de REDs como FV, EOL e SAEE, assim como demonstrado na Figura 15.



Fonte: Autor.

Nessa estrutura de Microrrede, tanto a rede principal quanto a carga da ERR são conectadas à barra CA, ao passo que os aerogeradores, módulos fotovoltaicos e baterias são conectados à barra CC. Ainda, um inversor bidirecional possibilita a transferência de energia entre as barras CA e CC.

Ainda, considerando o planejamento energético da Microrrede da ERR, faz-se necessário que seja definido o horizonte de estudo, a localização da rodovia, além da projeção de crescimento da frota de VEs. Estas definições têm por objetivo delimitar o estudo de planejamento da Microrrede da ERR, bem como nortear a composição das curvas de carga que serão base para a determinação dos Sistemas.

A seguir, apresenta-se as etapas consideradas na caracterização dos modelos.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DOS MODELOS

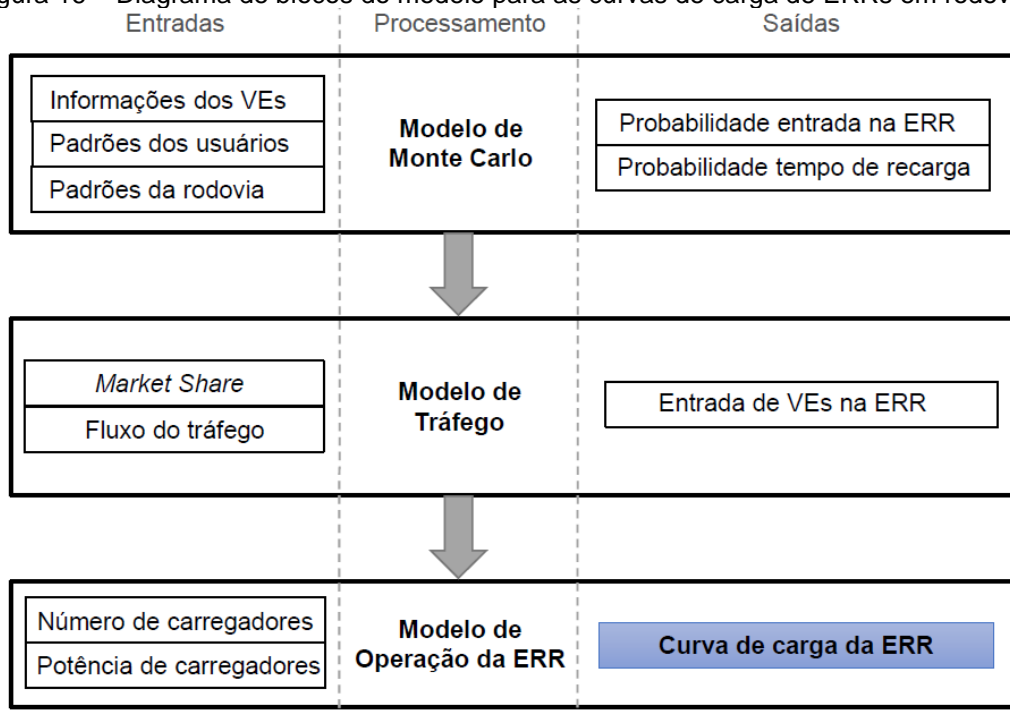
Conforme a Figura 14, a segunda etapa da metodologia é a caracterização dos modelos. Assim, nesse tópico são apresentados os modelos de carga de VEs em ERRs, geração FV e EOL, bem como de SAAE utilizados para a simulação e configuração das Microrredes do presente estudo.

4.2.1 Modelo de Carga em Estações de Recargas Rápidas

A utilização de modelos robustos que caracterizem a carga dos VEs em ERRs é um fator importante a ser considerado na metodologia proposta. Ainda, é necessário que a carga seja expressa em valores horários, permitindo uma inserção facilitada na maioria dos *softwares* de simulação, tal qual o considerado neste trabalho.

A fim de representar as demandas horárias de VEs em ERRs, neste estudo, considera-se as curvas de cargas obtidas a partir do modelo de Silva *et al.* (2021). A Figura 16 apresenta o diagrama de blocos com as etapas do modelo considerado para as curvas de carga de ERRs localizadas em rodovias.

Figura 16 – Diagrama de blocos do modelo para as curvas de carga de ERRs em rodovias.



Fonte: Adaptado de Silva et al. (2021).

Esse modelo permite considerar a estocasticidade das variáveis que permeiam a recarga dos VEs em ERRs, tais como aspectos relacionados aos VEs, comportamento do usuário, padrões da rodovia, *market shares*, além das características da estação (como número e potência dos carregadores rápidos). Analisando o diagrama de blocos da Figura 16, tem-se que a obtenção das curvas de carga da ERR é realizada através de três etapas.

Na primeira etapa, são informados os dados dos VEs mais comuns à região, padrões dos usuários relacionados a taxa de ansiedade com a diminuição da autonomia do veículo, probabilidade do SoC de entrada na estação para a recarga, bem como padrões da rodovia relacionados a probabilidade de entrada e saída nesta. Através do Modelo de Monte Carlo são simulados 10000 cenários, em que são obtidas as Distribuições de Probabilidade (DPs) de entrada na ERR e do tempo de recarga.

A segunda etapa considera, além das DPs de entrada e o tempo de recarga na ERR em análise, o *market share* dos VEs no país e o fluxo de veículos na rodovia. Estes dados são processados em um Modelo de Tráfego que considera uma solução matricial, em que as linhas representam passo de simulação e as colunas a posição de pontos na rodovia. A partir desta matriz, consegue-se projetar a entrada de VEs na ERR no horizonte de simulação.

Por fim, a partir do fluxo do tráfego projetado e as características da ERR em relação ao número de carregadores e a potência destes, obtém-se, através de um Modelo de Operação, as curvas de carga da estação em análise, permitindo também obter a taxa de ocupação e comprimento das filas.

Um maior detalhamento relacionado a modelagem matemática para as curvas de carga da ERR pode ser obtido diretamente na referência Silva *et al.* (2021).

4.2.2 Modelo de Geração Fotovoltaica

O modelo de FV considerado neste trabalho, relaciona a geração proporcionalmente à radiação solar global que incide nos módulos, podendo ainda considerar o efeito da temperatura (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006). Assim, a potência de saída P_{PV} do sistema é expressa segundo a Equação (10).

$$P_{PV} = Y_{PV} * f_{PV} * \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) * [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})] \quad (10)$$

sendo Y_{PV} a potência nominal do sistema FV em kW, f_{PV} o fator de perdas, G_T a radiação solar incidente em kW/m², $G_{T,STC}$ a radiação solar sob Condições Padrões de Teste (STC – *Standard Test Conditions*), correspondendo a 1 kW/m², α_P o coeficiente de temperatura de potência em %/°C, T_C a temperatura incidente no módulo em °C e $T_{C,STC}$ a temperatura incidente no módulo sob STC, correspondendo a 25°C.

Neste trabalho, considera-se o banco de dados da agência espacial americana, a NASA, a fim de obter os dados primários de radiação e temperatura para simulação do modelo de FV.

4.2.3 Modelo de Geração Eólica

O modelo de EOL considera o aerogerador como um dispositivo que converte energia cinética em energia elétrica CA ou CC de acordo com uma curva de potência, tal como a demonstrada na Figura 8. Para tanto, calcula-se a potência de saída P_{EOL} através de três etapas: (i) cálculo da velocidade do vento na altura do aerogerador, através da Equação (11); (ii) cálculo da potência de saída do aerogerador em Condições Padrões de Temperatura e Pressão (STP – *Standard Temperature and Pressure*) através da curva de potência da turbina e; (iii) cálculo da potência de saída para a densidade local do ar, através da Equação (12).

$$U_{cubo} = U_{anem} * \frac{\ln(Z_{cubo}/Z_0)}{\ln(Z_{anem}/Z_0)} \quad (11)$$

em que U_{cubo} é a velocidade do vento na altura do cubo do aerogerador em m/s, U_{anem} é a velocidade do vento na altura do anemômetro em m/s, Z_{cubo} é a altura do cubo do aerogerador em m, Z_{anem} é a altura do anemômetro em m e, Z_0 é o comprimento da rugosidade da superfície em m.

$$P_{EOL} = \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) * P_{EOL,STP} \quad (12)$$

em que P_{EOL} é a potência da saída da turbina EOL em kW, $P_{EOL,STP}$ é a potência da turbina EOL à temperatura e pressão padrão em kW, ρ é a densidade real do ar em kg/m³ e, ρ_0 a densidade do ar à temperatura padrão, correspondendo a 1,225 kg/m³.

Assim como a FV, o modelo EOL utiliza o banco de dados da NASA para obter os valores do recurso primário de vento.

4.2.4 Modelo do Sistema de Armazenamento

O modelo de SAEE considerado é responsável por armazenar e despachar uma dada quantidade de energia à uma certa eficiência, respeitando os limites relacionados a carga e descarga, como DoD ou SoC e o montante de energia que pode circular pelo banco antes da substituição. Dentre as tecnologias de armazenamento disponíveis, destaca-se a bateria de lítio pelas razões expostas na seção 2.2.4.1. Neste trabalho, a bateria de lítio replica um modelo de armazenamento simples com curva de capacidade plana, sendo necessário inserir apenas a capacidade nominal em Ah no *software* de simulação.

Outra importante característica do SAEE é a estratégia de despacho definida, a qual rege a maneira que este deve operar. Neste trabalho, destaca-se a estratégia *load-following*, por permitir o carregamento do SAEE somente a partir das fontes renováveis locais (FV e EOL), alinhando-se aos objetivos do presente estudo.

De maneira geral, a operação do SAEE pode ser expressa segundo as Equações (13) e (14).

$$L_{ERR} = P_{ERR} - P_{PV} - P_{EOL} \quad (13)$$

$$\begin{cases} L_{ERR} < 0 \text{ e } SoC < 1, & SAEE_{ERR}(t) \leq L_{ERR}(t) \\ L_{ERR}(t) < 0 \text{ e } SoC = 1, & SAEE_{ERR}(t) = 0 \\ L_{ERR}(t) > 0 \text{ e } SoC > 0.2, & SAEE_{ERR}(t) > L_{ERR}(t) \end{cases} \quad (14)$$

em que L_{ERR} é curva líquida da ERR, armazenando energia no SAEE se a geração é excedente e o SoC permitir, igual a zero se o SoC estiver completo, ou ainda ser assumida pelo SAEE se a geração local é insuficiente e o SoC permitir.

Nesse contexto, este modelo permite armazenar energia quando a geração a partir da FV e EOL excedem a carga, despachando o montante armazenado quando o inverso ocorre, respeitando os limites de 20 a 100% definidos para o SoC. Logo, o modelo SAEE considerado permite aumentar o nível de confiabilidade de energia e suavizar a potência no PCC da Microrrede.

4.3 SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DOS SISTEMAS

Conforme a Figura 14, a terceira etapa da metodologia é a simulação e otimização dos Sistemas. Para a determinação das configurações de Microrredes pode-se recorrer a *softwares* de simulação, os quais permitem determinar o comportamento do sistema através de várias iterações (ALFIERI; PICCINI; KERMANI, 2019). Desses quais, o *software* HOMER PRO desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos, destaca-se pela sua aplicabilidade frente a simulação de Microrredes.

O HOMER PRO pode ser utilizado para simulação de Microrredes tanto em modo ilhado quanto conectadas à rede principal, permitindo considerar diferentes tecnologias e disponibilidade de recursos energéticos, bem como a incerteza destes (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006). Através da modelagem de REDs, o *software* simula a operação de Microrredes calculando o balanço de energia para determinar o fluxo de potência entre os componentes de carga, geração e SAEE (GALISAI; GHIANI; PILO, 2019). Shahinzadeh *et al.* (2017) destacam ainda que o HOMER PRO abrange importantes etapas para estruturar uma Microrrede, desde a simulação à otimização. Na etapa de simulação, o *software* simula o comportamento do sistema para cada hora de um período anual, demonstrando as configurações possíveis para o atendimento da carga. Já na etapa de otimização, o *software* busca as configurações possíveis considerando restrições como dimensão da GD e satisfação da demanda, ao melhor benefício técnico-econômico.

Dessa forma, como o HOMER PRO simula a operação da Microrrede através do cálculo do balanço de energia entre a carga, geração e armazenamento, deve-se inicialmente, definir a curva que representa a carga, permitindo que o *software* explore as “k” configurações possíveis de geração para atendimento desta. Estas configurações são exibidas em uma lista, onde permite-se visualizar graficamente cada passo de simulação do período anual ou ainda a exportar os dados simulados.

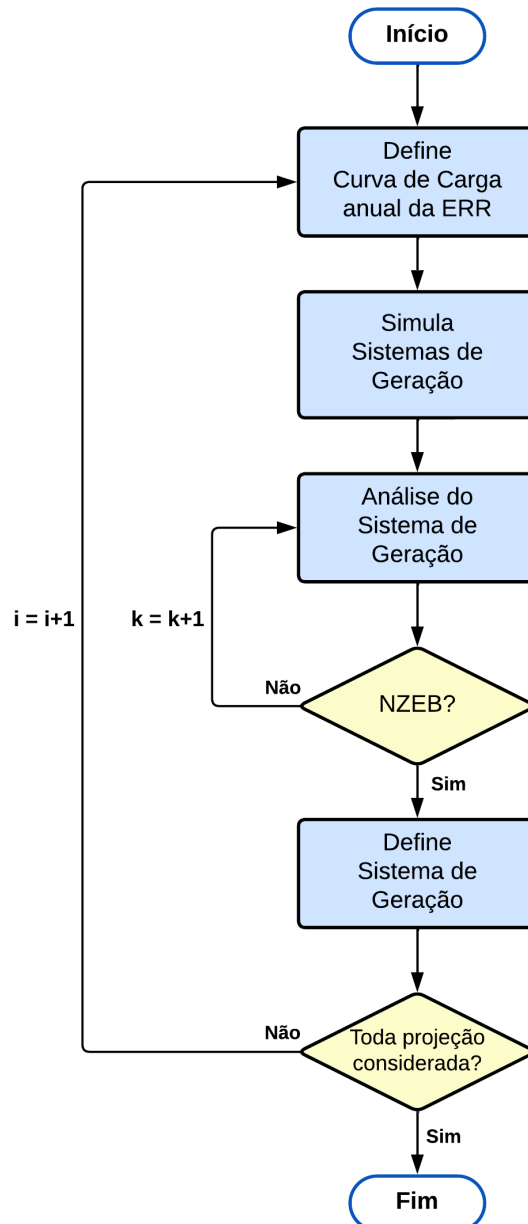
Neste estudo, onde considera-se o conceito NZEB, faz-se necessário que a condição primária para determinação do Sistema seja que a geração local se aproxime do consumo anual da carga da ERR. Assim, analisa-se dentro das configurações possíveis no *software* o Sistema que satisfaça o critério primário do NZEB.

Ademais, uma vez que é considerado o crescimento da carga na rodovia e, conseqüentemente na ERR, deve-se definir um Sistema para cada ano “i” da projeção

do *market share*. Logo, ao considerar 10 anos do horizonte de estudo de uma dada projeção de crescimento, deve-se definir 10 Sistemas de geração, de modo que cada um atenda a respectiva condição de carga.

Essa etapa de simulação e otimização dos Sistemas pode ser representada através do fluxograma da Figura 17.

Figura 17 – Fluxograma para simulação e otimização dos Sistemas.



Fonte: Autor.

Nesse contexto, o presente trabalho considera a aplicação do HOMER PRO devido as suas poderosas características de simulação e otimização, tornando-o uma ferramenta completa para contribuir com os objetivos propostos.

4.4 CÁLCULO E ANÁLISE DOS INDICADORES

A quarta etapa da metodologia é o cálculo e análise dos indicadores NZEB, conforme a Figura 14. A partir dos Sistemas definidos pelo critério primário do NZEB, pode-se prosseguir ao cálculo e análises dos indicadores. Para tanto, assim como definido no capítulo 3, considera-se os dados de carga, geração e armazenamento referentes a um período anual, a fim de considerar a sazonalidade e/ou flutuações aleatórias.

Neste estudo, considera-se cinco indicadores NZEB para o planejamento e análise da Microrrede, sendo dois pertencentes a categoria *Load Matching* (SC e SS) e três à categoria *Grid Interaction* (PE, PI e GII). Cabe destacar que ambas as categorias são necessárias para avaliar tanto o grau de autossuficiência da Microrrede da ERR quanto os impactos ocasionados pela integração desta à rede principal.

Como definido anteriormente, sob a ótica do NZEB, considerar o crescimento da carga de VEs na rodovia implica na definição de diferentes Sistemas para o atendimento de cada *market share*. Desse modo, a análise dos indicadores deve considerar cada Sistema perante todo o horizonte de estudo, a fim de avaliar o desempenho global dos indicadores. Logo, se o horizonte de estudo considerado é de 10 anos, tem-se 10 Sistemas definidos pelo critério primário do NZEB, em que cada um destes é avaliado sob toda a projeção de crescimento da carga.

Ao considerar somente o atendimento de um único *market share*, os indicadores podem ser facilmente visualizados através de uma tabela. Entretanto, à medida que outras condições de carga são consideradas, demonstrar os indicadores através de tabelas pode dificultar as análises, visto que a dimensão desta tabela cresce conforme o número de cenários. Dessa maneira, a fim de facilitar as análises, sugere-se a utilização de histogramas de frequência, por permitir classificar os indicadores NZEB em faixas de valores, sendo estas definidas na Tabela 4.

Tabela 4 – Faixas de classificação para análise dos indicadores NZEB.

Indicador	F1	F2	F3	F4	F5
<i>Self-consumption</i> (SC)	0 a 0,20	0,21 a 0,40	0,41 a 0,60	0,61 a 0,80	0,81 a 1,00
<i>Self-sufficiency</i> (SS)					
<i>Peak Export</i> (PE)					
<i>Peak Import</i> (PI)					
<i>Grid Interaction Index</i> (GII)					

Fonte: Autor.

Salienta-se que a definição em 5 faixas de valores justifica-se por possibilitar agrupar os resultados dos indicadores NZEB, uma vez que um número maior de faixas poderia implicar que todas as configurações fossem totalmente distintas, o que dificultaria as análises.

Desse modo, para cada indicador NZEB, o Sistema é avaliado considerando toda a projeção de carga e classificado através dos histogramas. Logo, dentro do horizonte de estudo, permite-se determinar o número de anos que cada configuração de Microrrede perdurou nas faixas de valores definidas.

4.5 DEFINIÇÃO DE SISTEMA COM MELHOR DESEMPENHO GLOBAL DOS INDICADORES NZEB

Por fim, a quinta etapa da metodologia é a definição do Sistema com melhor desempenho global dos indicadores NZEB, conforme a Figura 14. De posse de todos os cálculos e após realizadas as análises nas faixas de valores de cada indicador, pode-se classificar o Sistema que poderia trazer maior benefício para a Microrrede da ERR. Cabe ressaltar que as análises dos indicadores são de caráter eliminatório. Dessa forma, inicia-se a análise do indicador da SC da categoria *Load Matching*, em que os Sistemas com os melhores desempenhos são classificados para serem analisados no próximo indicador, neste caso, SS. Esse processo é repetido até o último indicador, sendo o GII pertencente a categoria *Grid Interaction*.

A fim de exemplificar a metodologia proposta, no capítulo 5 é realizado um estudo de caso de uma Microrrede de ERR em uma rodovia, considerando uma dada projeção de *market shares* de VEs no sul do Brasil nos próximos 10 anos.

4.6 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

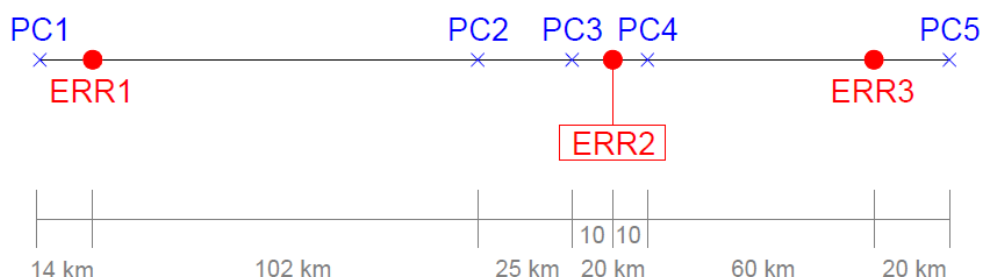
Neste capítulo, foi apresentada a metodologia proposta para o planejamento energético de Microrredes de ERRs localizadas em rodovias, baseadas nos indicadores NZEB. Foram caracterizados cada um dos 5 blocos principais, desde as definições relativas ao planejamento da ERR até a determinação do Sistema com melhor desempenho global dos indicadores NZEB. A seguir, um estudo de caso é realizado, a fim de demonstrar a aplicabilidade da metodologia, considerando a independência da ERR e os impactos que podem ocorrer na rede da distribuidora.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 DEFINIÇÕES GERAIS E CENÁRIOS

De maneira a aplicar a metodologia proposta, considera-se o estudo de caso a partir de um trecho de uma rodovia real, localizada no sul do Brasil, com 241 km de extensão. Este trecho de rodovia possui 5 Pontos de Conexão (PC), que representam pontos de entrada e saída da rodovia, além de 3 ERRs, alocadas com base em estudos de infraestruturas locais. Por características de espaço e ventos, definiu-se a ERR2 como aquela a ser composta por uma Microrrede conectada à uma rede principal. Através da Figura 18 apresenta-se o trecho da rodovia em estudo, bem como a localização da ERR2.

Figura 18 – Diagrama do trecho da rodovia aplicada ao estudo de caso.

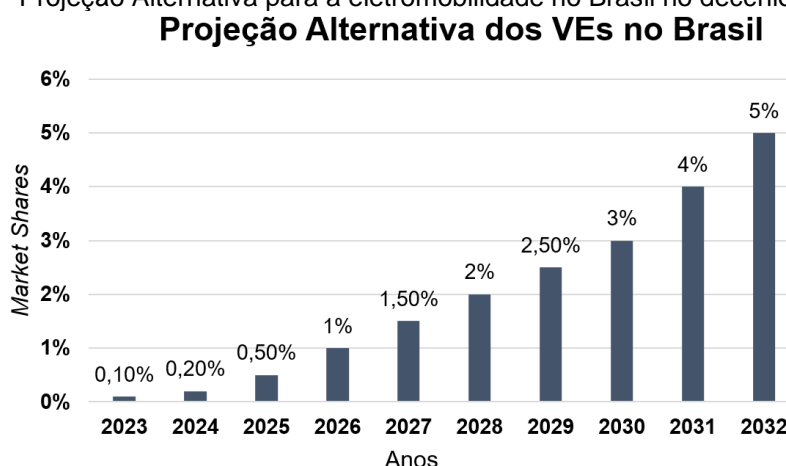


Fonte: Autor.

Ainda, o horizonte de estudo considera os próximos 10 anos (2023 à 2032) da projeção alternativa de crescimento dos VEs nas rodovias do Brasil (EPE, 2018). Nesse cenário, considera-se uma transição mais rápida para a eletromobilidade, em que há superação acelerada dos desafios inerentes ao desenvolvimento dos VEs. Cabe ressaltar que o horizonte de estudo de 10 anos justifica-se tanto pela vida útil do SAEE, quanto pelo crescimento exponencial da tecnologia após o ano de 2032, fazendo necessário que haja um novo planejamento para a Microrrede da ERR.

Nesse contexto, os *market shares* considerados para o planejamento da Microrrede da ERR2 no decênio 2023-2032 são apresentados na Figura 19, em que, inicialmente os VEs representam 0,1% do total de veículos em circulação até 5% no final do horizonte de estudo.

Figura 19 – Projeção Alternativa para a eletromobilidade no Brasil no decênio 2023-2032.



Fonte: Adaptado de EPE (2018).

O modelo considerado para as curvas de carga na ERR na rodovia baseia-se em Silva *et al.* (2021), em que, considera-se informações dos veículos totalmente elétricos emplacados no Brasil que possuem capacidade de bateria para trafegar longas distâncias, tal como demonstrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Informações dos modelos de VEs considerados para obtenção das curvas de carga na ERR.

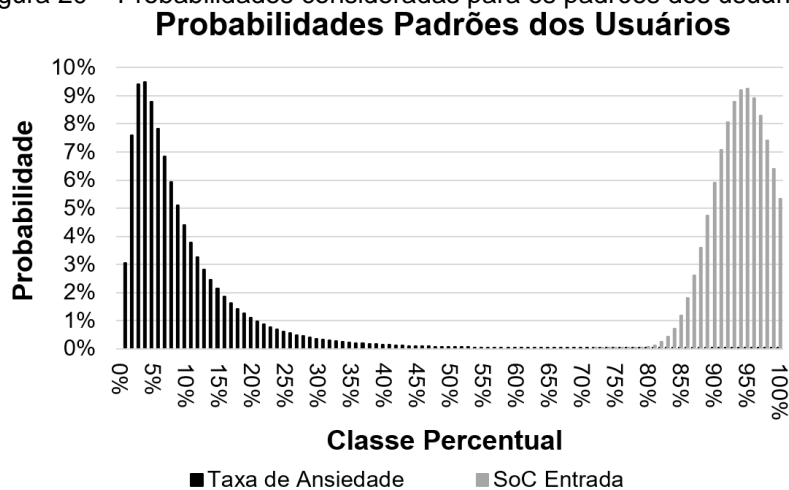
Modelo VE	Autonomia Declarada	Capacidade da Bateria (kWh)
ARRIZO 5E	200	53.5
Audi Etron	300	86.5
Chevrolet Bolt	300	66
Fiat 500e	215	37.3
JAC E-JS4	280	55
Jaguar IPACE	345	84.7
Model 3	360	57.5
Model S	555	95
Porsche Taycan	385	71
Renault Zoe	285	52
Volvo XC40 RP	300	67

Fonte: Adaptado de Silva *et al.* (2021).

Ainda, quanto aos padrões dos usuários, são considerados dois aspectos no modelo. O primeiro é em relação a taxa de ansiedade do usuário, estimando o SoC desejado ao final da viagem; enquanto o segundo é o SoC_{in} , que estima o SoC da bateria do VE que chega à ERR. Ambas as características consideradas baseiam-se em Silva *et al.* (2021), representadas em DPs, conforme representado na Figura 20.

Para tanto, observa-se as maiores probabilidades para a taxa de ansiedade entre 2 e 5%, enquanto 90 e 95% para o SoC_{in} .

Figura 20 – Probabilidades consideradas para os padrões dos usuários.

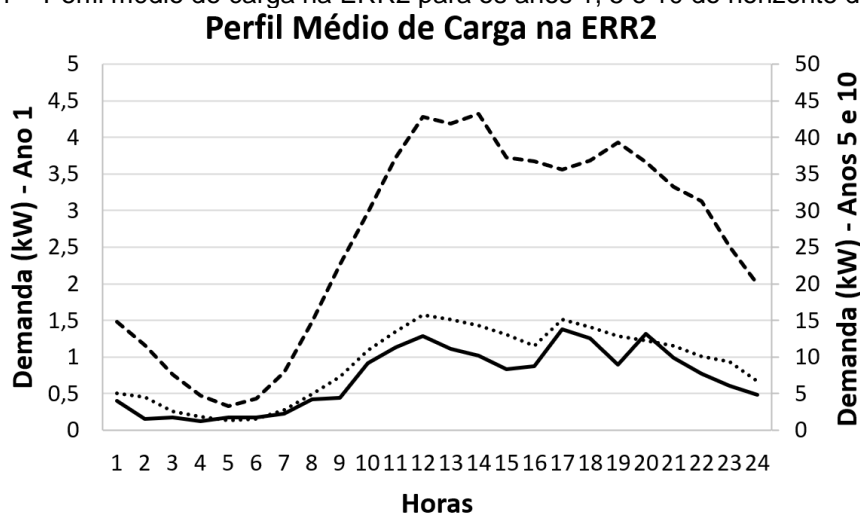


Fonte: Adaptado de Silva et al. (2021).

Os padrões considerados para a rodovia seguem informações de tráfego locais para o ano de 2019, obtidas em DNIT (2022). Por fim, como características da ERR2, considera-se a integração de 3 carregadores rápidos de 60 kW cada.

A partir das entradas no modelo de Silva *et al.* (2021), foram obtidas as curvas de carga na ERR2, estratificada em horas para cada ano do horizonte de estudo. Na Figura 21 apresenta-se o perfil médio de carga para os anos 1, 5 e 10, onde há o crescimento da demanda na ERR conforme se dá a adesão aos VEs.

Figura 21 – Perfil médio de carga na ERR2 para os anos 1, 5 e 10 do horizonte de estudo.



Fonte: Adaptado de Silva et al. (2021).

As curvas de carga obtidas para a ERR2 no decênio foram inseridas no HOMER PRO, a fim de obter as configurações (Sistemas) possíveis de Microrrede, bem como as séries sintéticas de geração do *software*. Considerando a condição primária do NZEB, em que a energia consumida pela carga deve estar o mais próximo possível da energia gerada localmente, obteve-se 10 sistemas que atenderiam ao consumo equivalente ao *market share* de cada ano. Cada um destes 10 sistemas foi avaliado sob a perspectiva de todo o horizonte de estudo, a fim de analisar o desempenho global dos indicadores NZEB e os potenciais impactos na rede principal, em um total de 100 cenários de carga e geração, sendo que um Sistema foi definido com base no melhor desempenho geral. Por fim, incluiu-se outros 10 cenários a partir da integração de um SAE no Sistema definido, sendo realizadas novas análises dos indicadores e perfis de carga resultante da Microrrede da ERR2.

Além dos 3 carregadores rápidos, devido a disponibilidade dos componentes, considera-se que a ERR2 pode agregar módulos fotovoltaicos com 550 Wp, aerogeradores de 24 kW, bem como SAEs de 100 kWh, sendo as principais características apresentadas na Tabela 6.

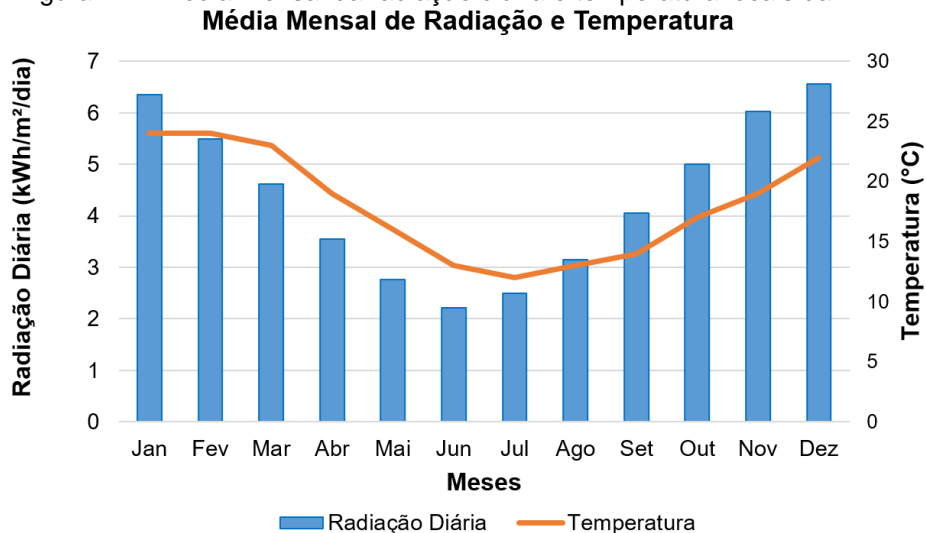
Tabela 6 – Principais características consideradas para os componentes da Microrrede.

Módulo Fotovoltaico	
Potência Nominal (kW)	0,550
Eficiência (%)	20
Temperatura de Operação (°C)	47
Coeficiente de Temperatura	-0,35
Fator de Perdas do Sistema (%)	80
Módulo Aerogerador	
Potência Nominal (kW)	24
Eficiência (%)	95
Velocidade Nominal (m/s)	9
Velocidade de Partida (m/s)	2,3
Velocidade de Corte (m/s)	20
Módulo de Armazenamento	
Capacidade Nominal (kWh)	100
Capacidade Nominal (Ah)	167
Eficiência (%)	90
Máxima Corrente de Carga (A)	167
Máxima Corrente de Descarga (A)	500

Fonte: Autor.

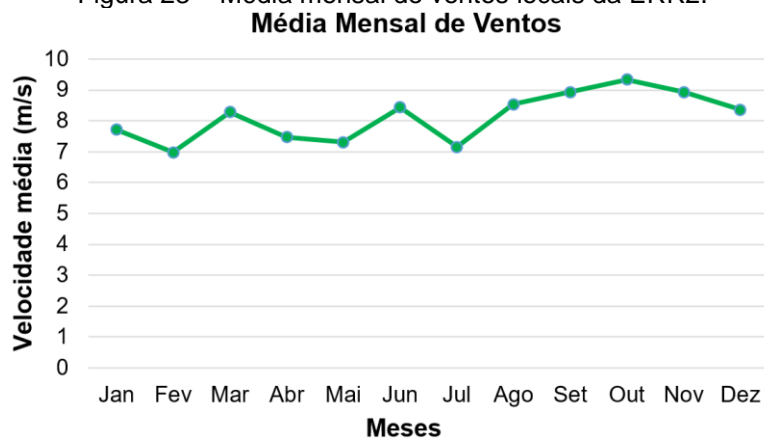
Na Figura 22 e Figura 23 demonstram-se as médias mensais dos dados primários locais para a FV e EOL, obtidas a partir do banco de dados da NASA (2022).

Figura 22 – Média mensal da radiação diária e temperatura locais da ERR2.



Fonte: Adaptado da base de dados da NASA (2022).

Figura 23 – Média mensal de ventos locais da ERR2.



Fonte: Adaptado da base de dados da NASA (2022).

A partir das características dos equipamentos que podem compor a Microrrede e os recursos primários de geração, realiza-se a definição dos Sistemas e análises dos indicadores, a seguir.

5.2 DEFINIÇÃO DOS SISTEMAS E ANÁLISE DOS INDICADORES

A partir da simulação no *software* HOMER PRO, obteve-se 10 sistemas para o atendimento da carga de cada *market share*, conforme a condição primária do NZEB, demonstradas na Tabela 7. Ressalta-se que, inicialmente não se considerou a integração de SAEE nos sistemas, visto que estes não impactam no montante gerado localmente, e, portanto, na condição primária do NZEB.

Tabela 7 – Sistemas obtidos a partir de simulação no *software* HOMER PRO para atendimento de cada *market share*.

Sistema (Ano)	Market Share (%)	Configuração (FV + EOL)	Energia Consumida (kWh)	Energia Gerada (kWh)
S1	0,10	9 módulos FV, 4,95 kWp	6.263	6.367
S2	0,20	16 módulos FV, 8,80 kWp	11.210	11.319
S3	0,50	39 módulos FV, 21,45 kWp	27.426	27.590
S4	1,00	76 módulos FV, 41,80 kWp	53.606	53.765
S5	1,50	113 módulos FV, 62,15 kWp	79.645	79.940
S6	2,00	143 módulos FV, 78,65 kWp	101.095	101.163
S7	2,50	174 módulos FV, 95,70 kWp	123.005	123.094
S8	3,00	71 módulos FV, 39,05 kWp + 1 aerogerador EOL, 24 kWp	147.147	147.645
S9	4,00	128 módulos FV, 70,40 kWp + 1 aerogerador EOL, 24 kWp	187.575	187.969
S10	5,00	44 módulos FV, 70,40 kWp + 2 aerogeradores EOL, 24 kWp	225.884	225.961

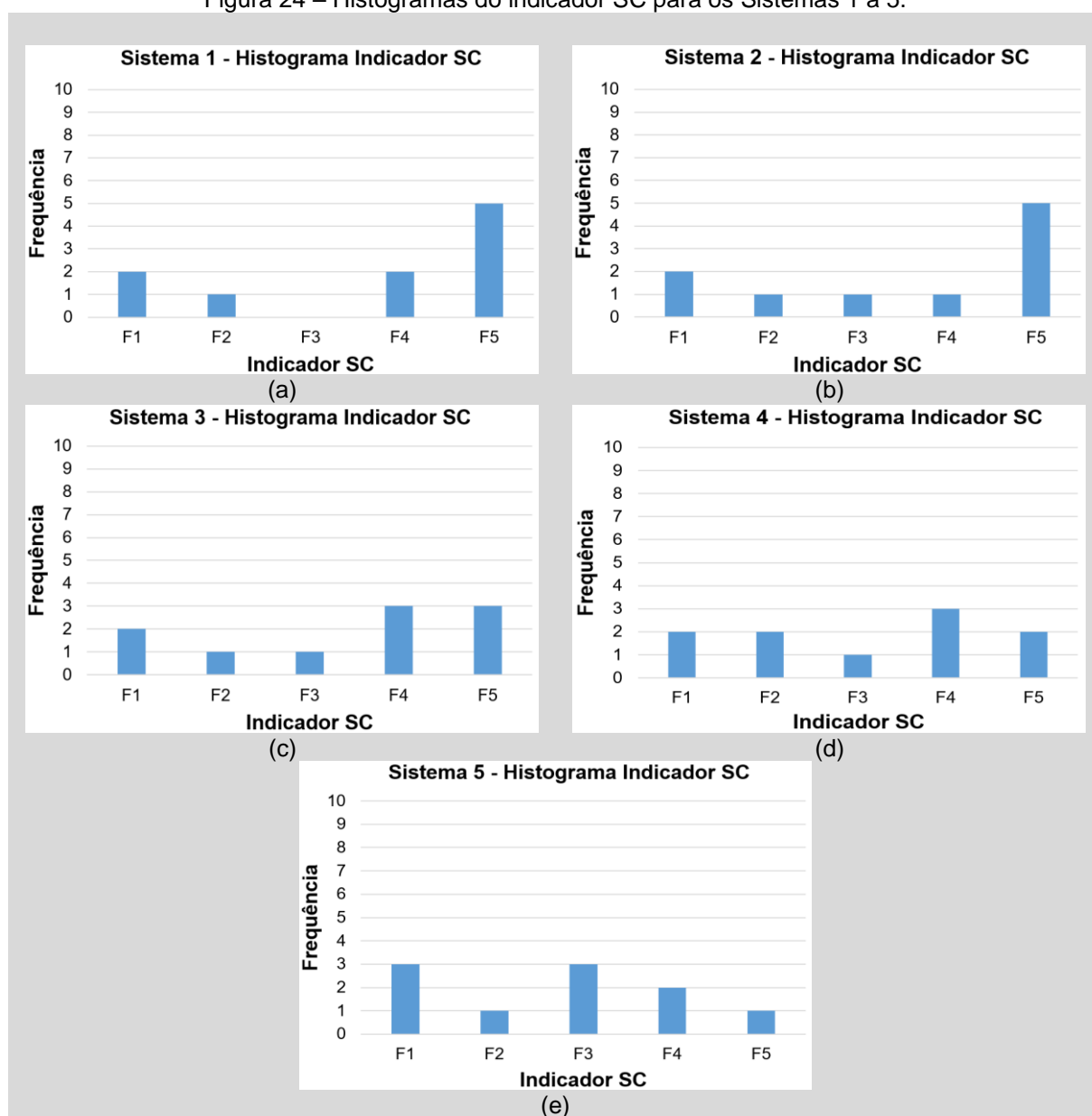
Fonte: Autor.

Posteriormente a obtenção dos 10 sistemas para atendimento da carga no decênio, parte-se para a análise dos indicadores NZEB. Assim, para cada sistema, são avaliados indicadores sob a ótica do autoconsumo e autossuficiência da Microrrede além dos impactos ocasionados na rede de distribuição principal. Essas análises são demonstradas a seguir, em que os resultados são apresentados e discutidos.

5.2.1 Análise Self-consumption

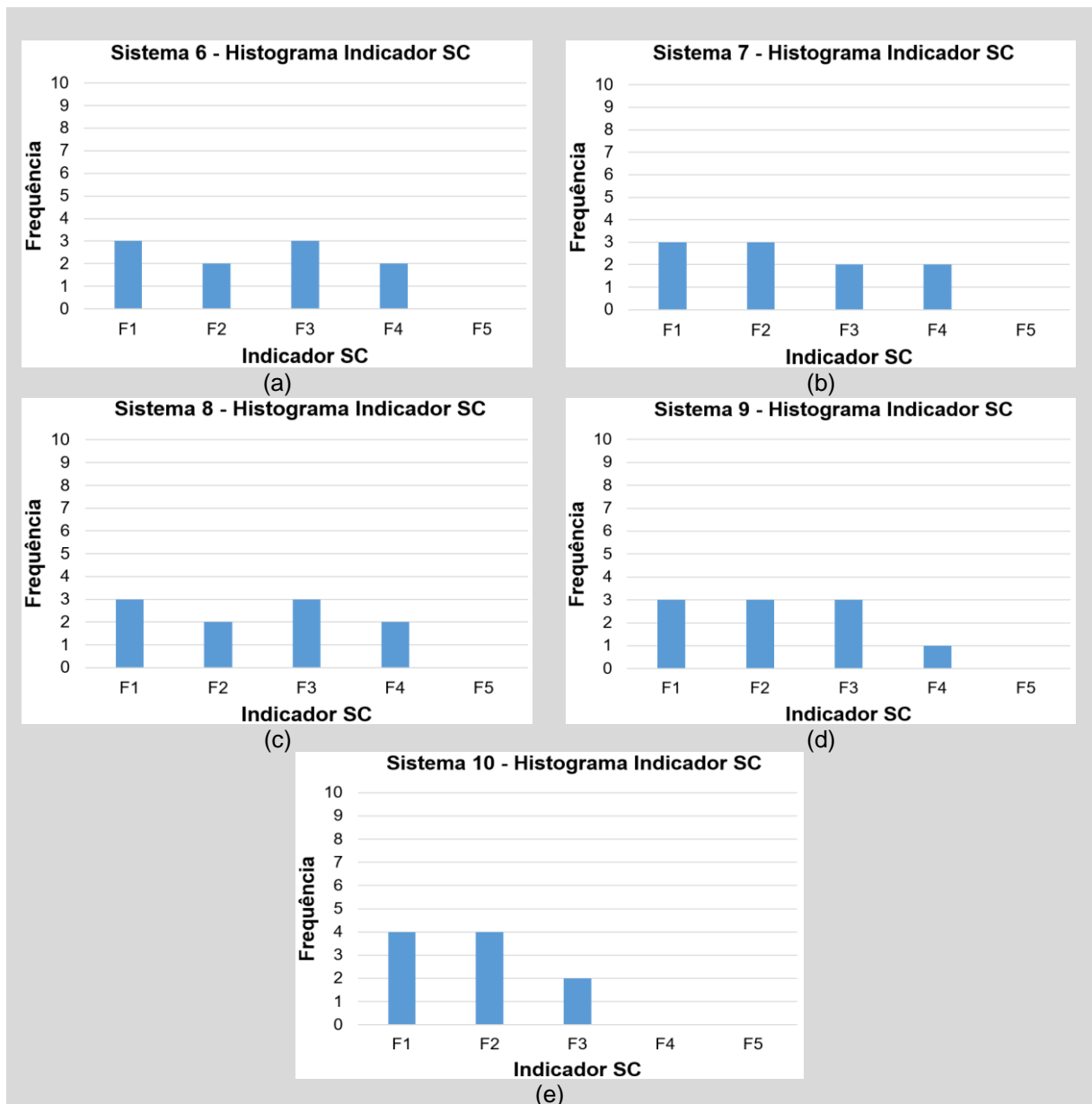
Como descrito na seção 3.2.1, a análise do indicador SC permite verificar a parcela da energia gerada localmente que está sendo autoconsumida pela carga, sendo desejável valores próximos à unidade. Para cada um dos sistemas, os resultados obtidos para o SC no decênio são apresentados nos histogramas da Figura 24 e Figura 25, os quais representam o número de ocorrência em anos por faixas de valores.

Figura 24 – Histogramas do indicador SC para os Sistemas 1 a 5.



Fonte: Autor.

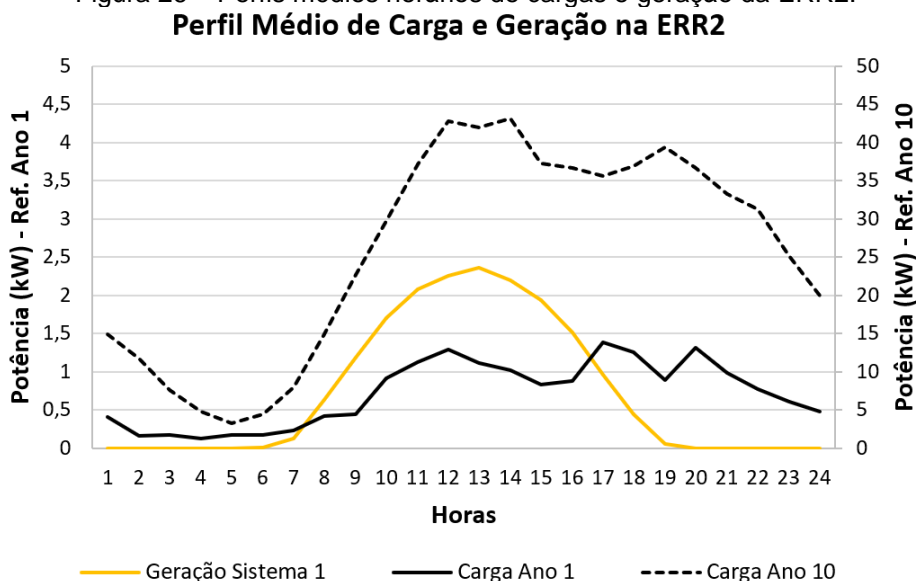
Figura 25 – Histogramas do indicador SC para os Sistemas 6 a 10.



Fonte: Autor.

O indicador SC demonstra uma particularidade interessante: a tendência de Sistemas com capacidade de geração menores permanecerem por mais anos em faixas de valores superiores (vide o Sistema 1). Isso deve-se a evolução dos *market shares* e o consequente crescimento da carga na ERR2, ao passo que a capacidade de geração do Sistema permanece a mesma. Esse comportamento é evidenciado pela Figura 26, em que a carga do *market share* do Ano 10 tende a coincidir em valores superiores com a geração do Sistema 1, visto que o SC é função do mínimo entre carga e geração, conforme Equações (3) e (4).

Figura 26 – Perfis médios horários de cargas e geração da ERR2.



Logo, em um primeiro momento, o Sistema 1 pode representar os melhores valores para o indicador SC, visto que permaneceu por mais anos em faixas maiores. Entretanto, deve-se analisar o desempenho de todos os Sistemas sob a ótica deste e demais indicadores NZEB.

Assim, classifica-se as configurações que permaneceram por mais anos nas melhores faixas de valores SC, em que tem-se:

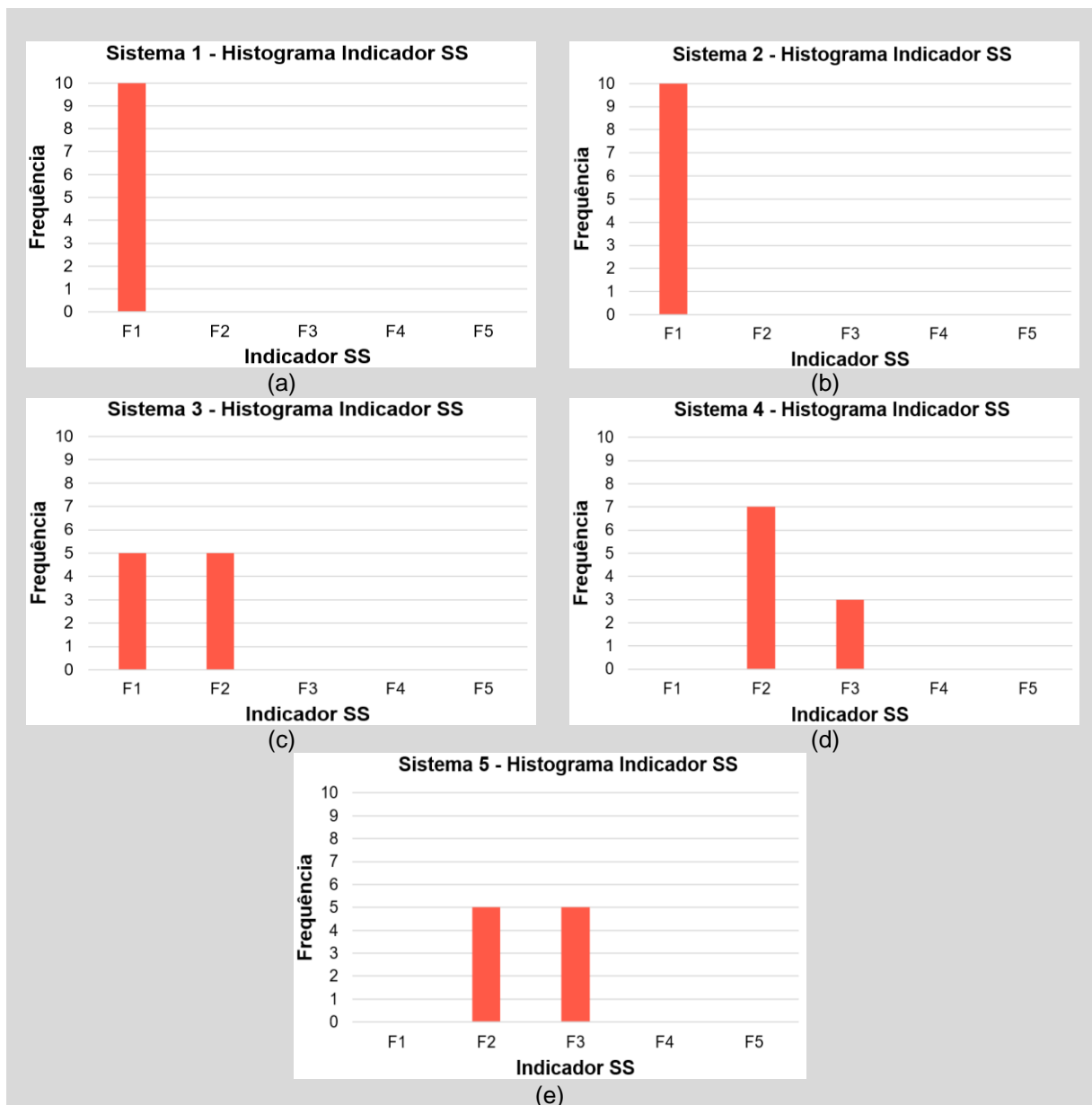
- Sistema 1: permaneceu 7 anos nas faixas F4 e F5;
- Sistema 2: permaneceu 6 anos nas faixas F4 e F5;
- Sistema 3: permaneceu 6 anos nas faixas F4 e F5;
- Sistema 4: permaneceu 5 anos nas faixas F4 e F5;
- Sistema 5: permaneceu 5 anos nas faixas F3 e F4, além de 1 ano em F5;
- Sistema 6: permaneceu 5 anos nas faixas F3 e F4;
- Sistema 7: permaneceu 4 anos nas faixas F3 e F4;
- Sistema 8: permaneceu 5 anos nas faixas F3 e F4;
- Sistema 9: permaneceu 4 anos nas faixas F3 e F4;
- Sistema 10: permaneceu 6 anos nas faixas F2 e F3;

Contudo, deve-se considerar que o SAEE ainda não fora implementado, e que sua inclusão deve elevar o indicador SC nos Sistemas, por permitir uma maior coincidência entre carga e geração na ERR2.

5.2.2 Análise *Self-sufficiency*

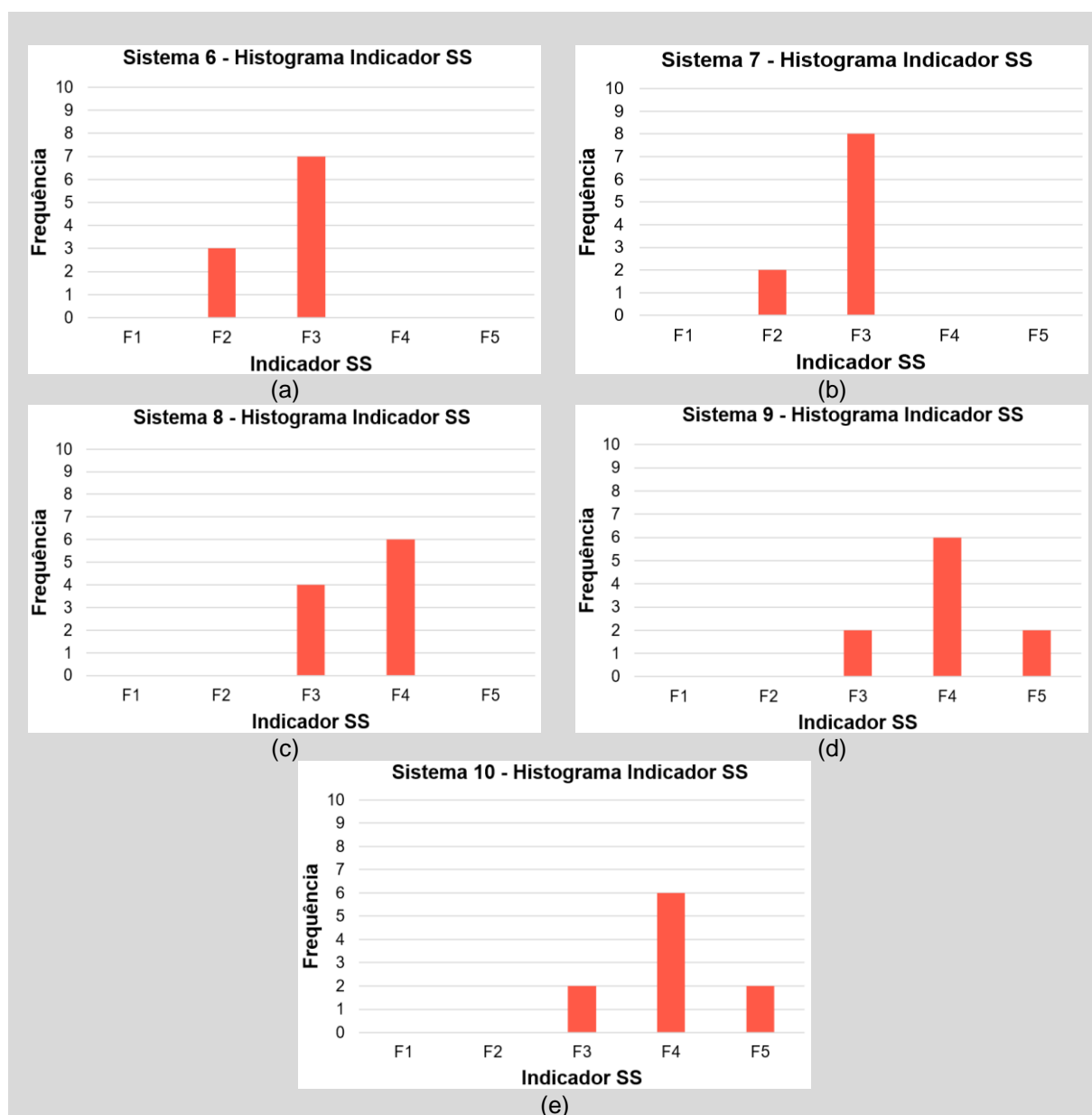
Conforme citado na seção 3.2.2, a análise do indicador SS permite verificar o quão suficiente é a energia gerada localmente para o suprimento das necessidades energéticas da Microrrede. Dessa forma, os resultados obtidos para o SS no horizonte de estudo para a ERR2 são apresentados nos histogramas da Figura 27 e Figura 28.

Figura 27 – Histogramas do indicador SS para os Sistemas 1 a 5.



Fonte: Autor.

Figura 28 – Histogramas do indicador SS para os Sistemas 6 a 10.



Fonte: Autor.

O indicador SS demonstra melhores valores para Sistemas maiores, visto que a capacidade de geração destes também é maior, elevando o grau de autossuficiência por suprir maior parte da demanda energética local através dos REDs próprios. Por exemplo, analisando o indicador SS do Sistema 1, nota-se que este manteve-se durante os 10 anos do estudo em F1, enquanto o Sistema 10 manteve o indicador entre F3 e F5.

Dessa maneira, sob a ótica do indicador SS, os Sistemas que se mantiveram em faixas de desempenho desejáveis foram:

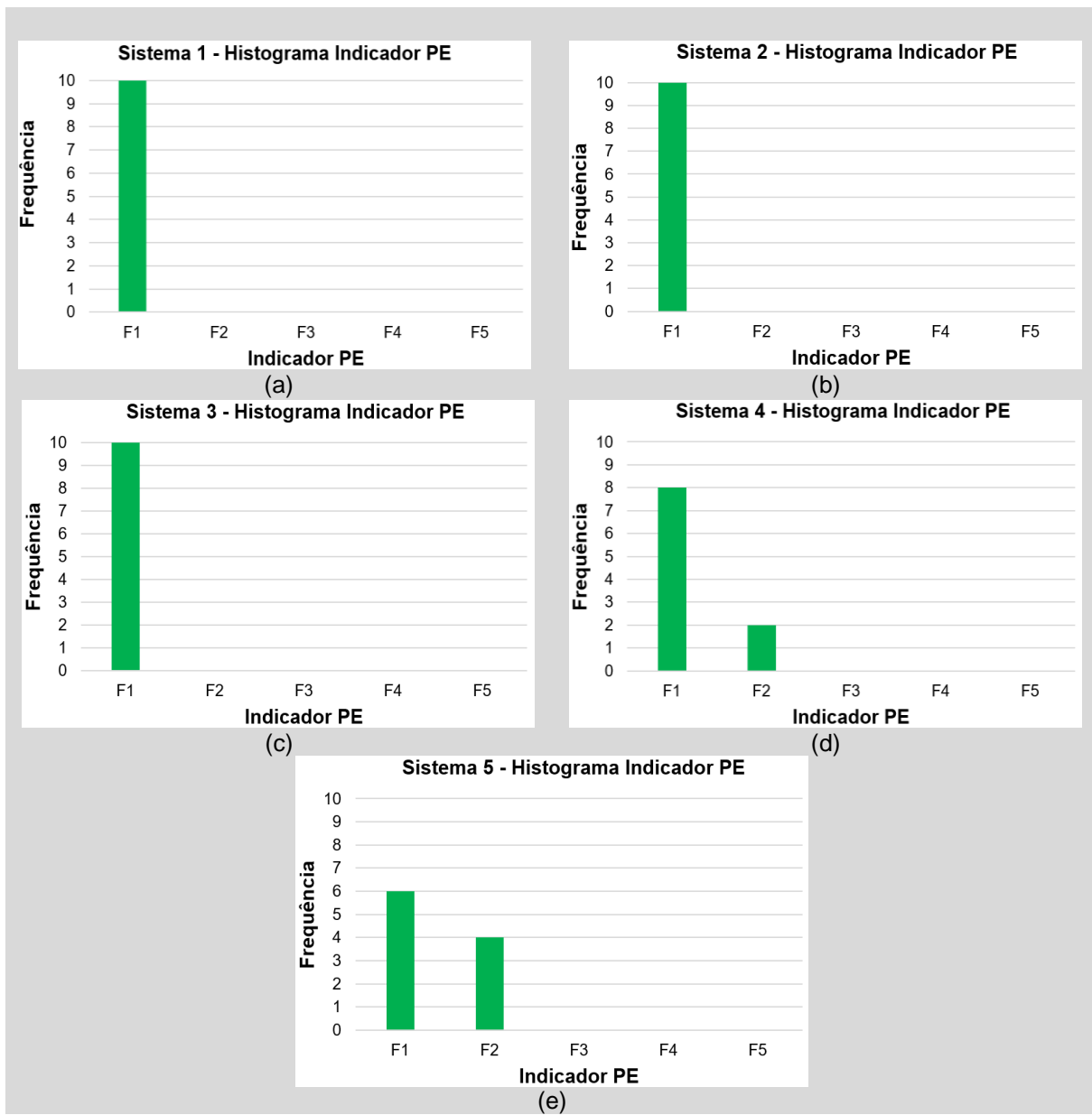
- Sistema 6: permaneceu 7 anos na faixa F3;
- Sistema 7: permaneceu 8 anos na faixa F3;
- Sistema 8: permaneceu os 10 anos nas faixas F3 e F4;
- Sistema 9: permaneceu 8 anos na faixas F3 e F4, além de 2 anos em F5;
- Sistema 10: permaneceu 8 anos nas faixas F3 e F4, além de 2 anos em F5.

Assim sendo, obteve-se os 5 maiores Sistemas em capacidade de geração para os melhores desempenhos do indicador SS. Prossegue-se então à análise dos indicadores *Grid Interaction*, a fim de verificar o desempenho dos Sistemas sob a ótica da rede de distribuição principal.

5.2.3 Análise *Peak Export*

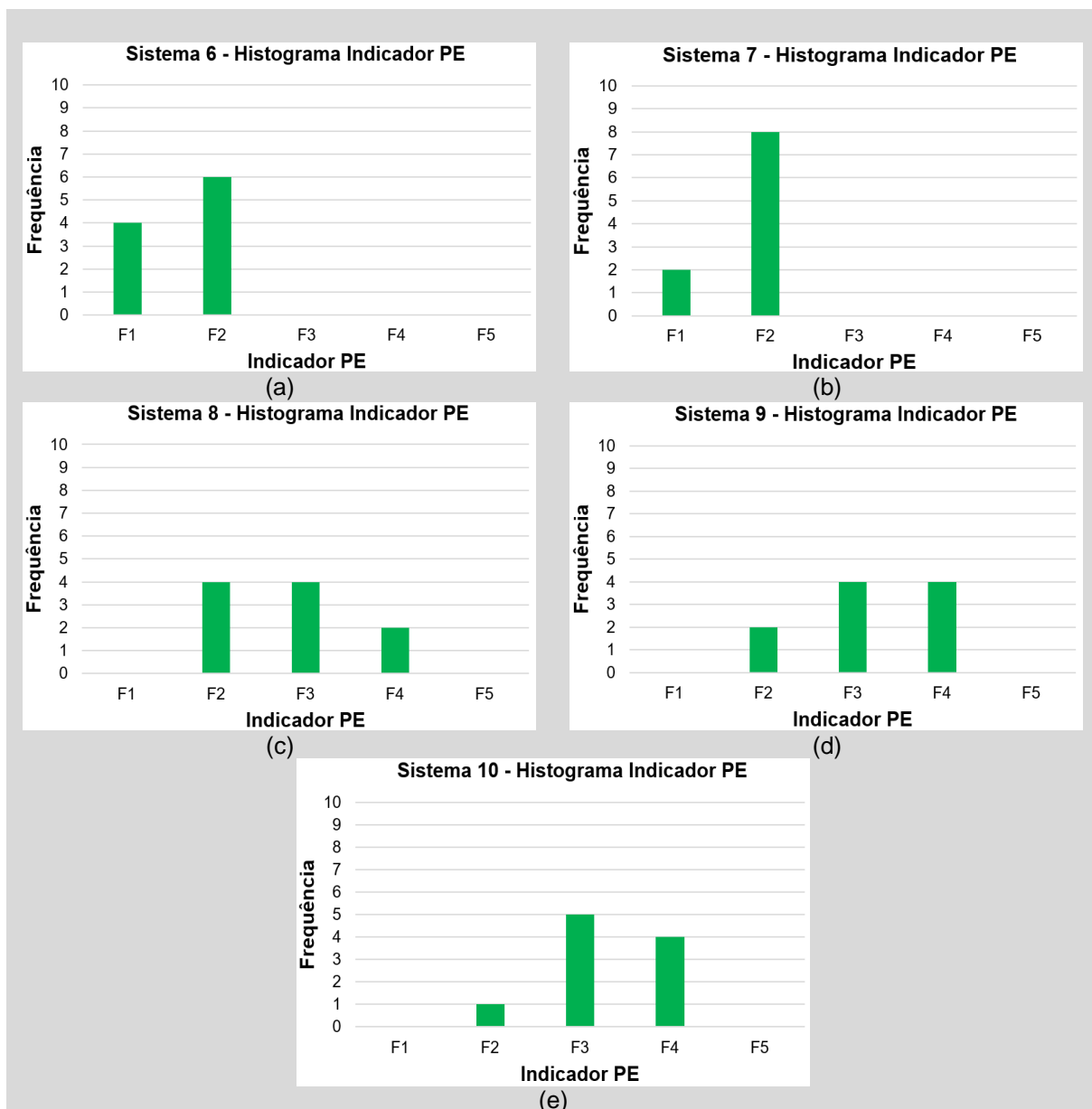
Como explanado na seção 3.3.1, o PE é um dos indicadores NZEB pertencente a categoria *Grid Interaction*, o qual permite analisar a parcela em que o limite de potência exportada pela Microrrede da ERR é violado. Logo, é desejável que os valores estejam entre as menores faixas, implicando em um menor período que a potência exportada ultrapassa determinado limite. Para o estudo de caso, adotou-se como limite o valor de 10 kW para a potência exportada, baseado no trabalho de Berggren *et al.* (2012). Os resultados obtidos para o PE no decênio são apresentados nos histogramas da Figura 29 e Figura 30.

Figura 29 – Histogramas do indicador PE para os Sistemas 1 a 5.



Fonte: Autor.

Figura 30 – Histogramas do indicador PE para os Sistemas 6 a 10.



Fonte: Autor.

Para o indicador PE, tem-se a tendência de que Sistemas maiores e, por consequência com maior capacidade de geração, exportem por mais tempo potências que ultrapassem o valor limite definido de 10 kW. Isso é demonstrado, por exemplo, através do Sistema 1 que permanece durante todo o horizonte de estudo na faixa F1 para o indicador; enquanto o Sistema 10 permanece ao menos 9 anos entre F3 e F4. Contudo, as análises prévias dos indicadores SC e SS inviabilizam os Sistemas menores, sendo a avaliação do PE realizada no contexto dos Sistemas classificados pelos indicadores anteriores.

Dessa maneira, sob a ótica do indicador PE, os Sistemas que demonstraram desempenho considerado satisfatório são:

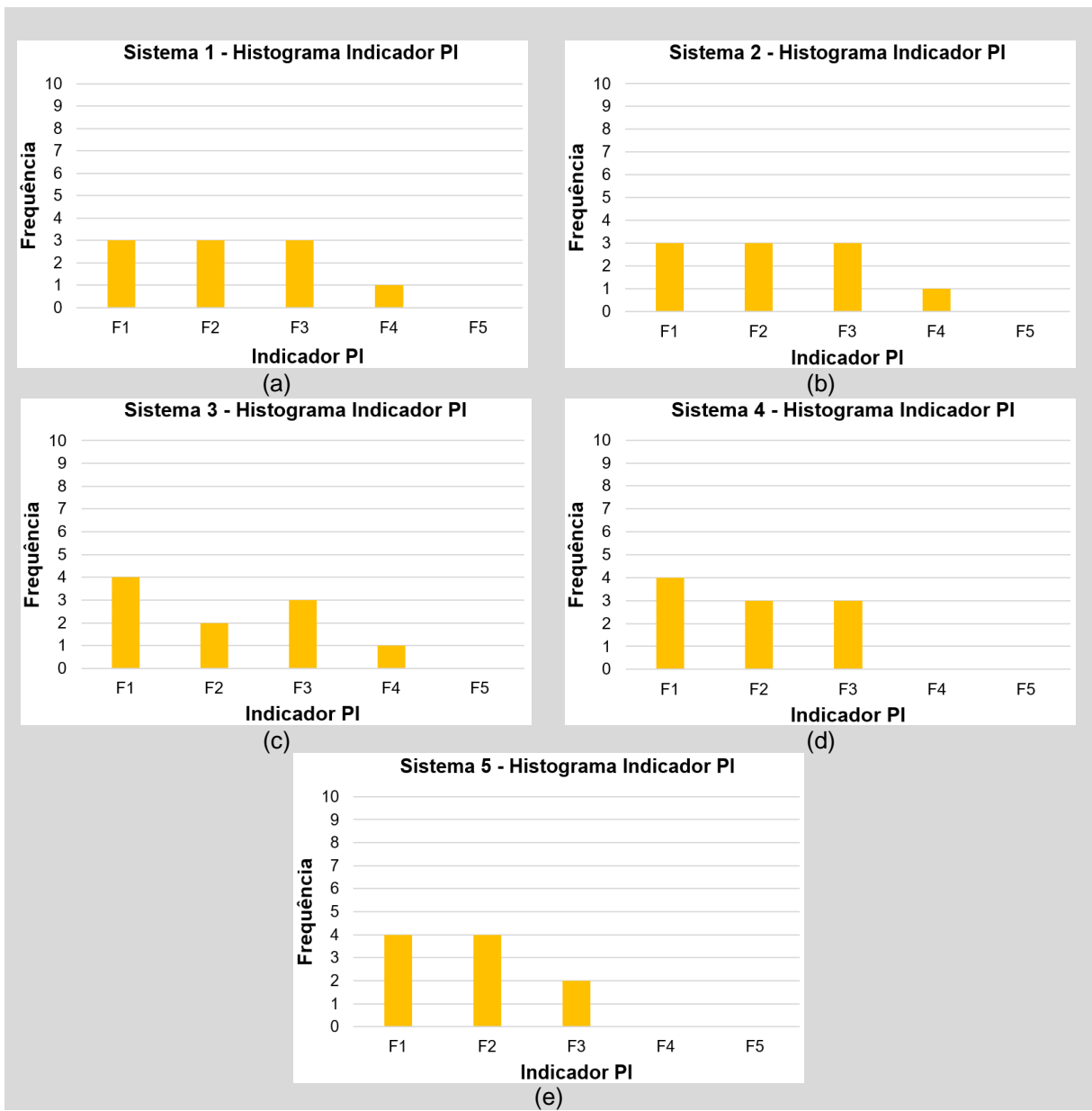
- Sistema 6: permaneceu os 10 anos nas faixas F1 e F2;
- Sistema 7: permaneceu os 10 anos nas faixas F1 e F2.

Logo, no contexto dos Sistemas classificados previamente, e, sob a ótica do indicador PE, tem-se que os Sistemas 6 e 7 possibilitam menores tempos de exportação de potência acima de 10 kW, causando menores impactos à rede principal. Ademais, cabe ressaltar que a implementação do SAEE deve melhorar ainda mais os valores deste indicador, uma vez que possibilita armazenar parcial ou totalmente a potência excedente que antes seria despachada à rede.

5.2.4 Análise *Peak Import*

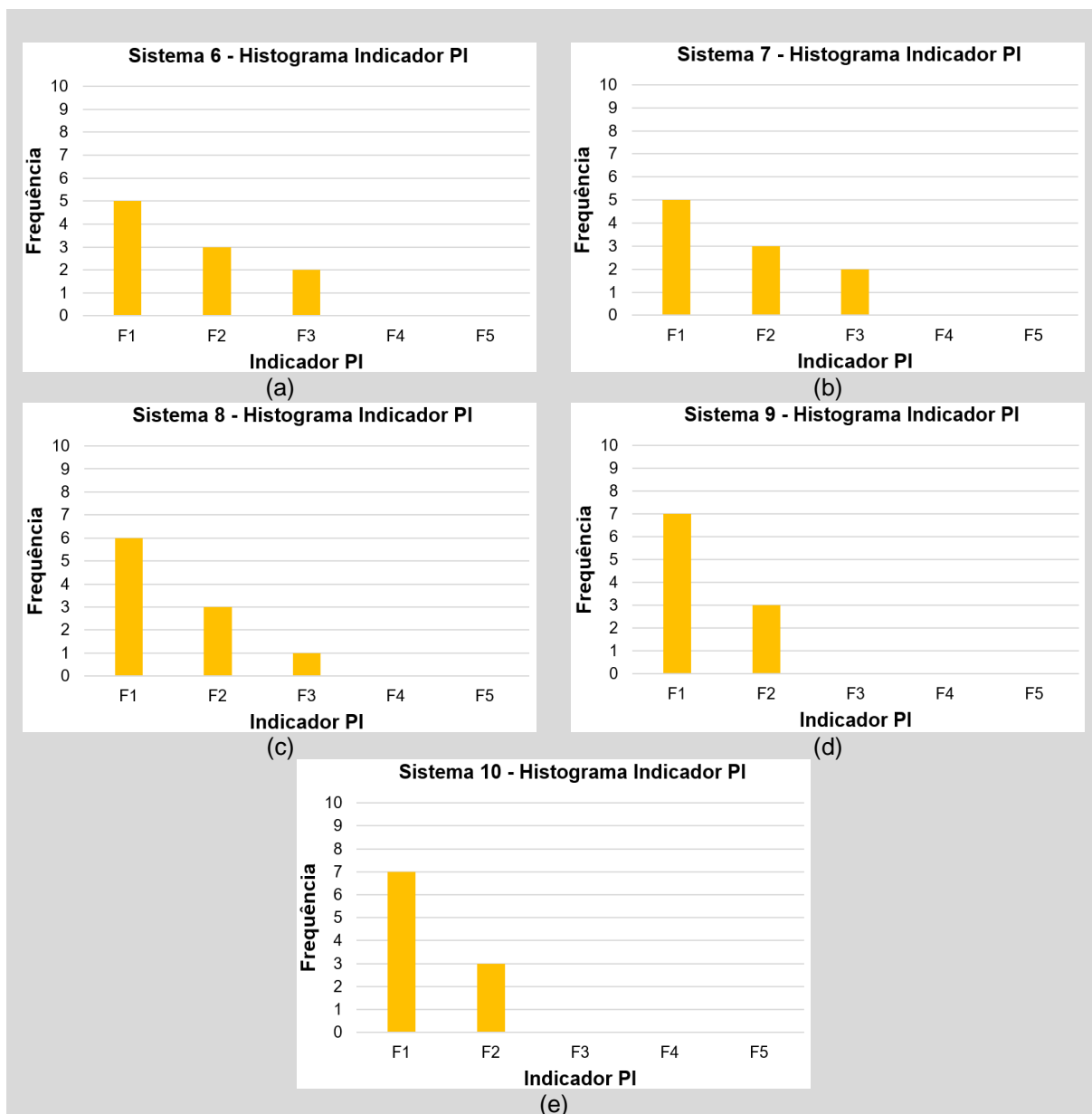
De maneira análoga, assim como abordado na seção 3.3.2, o PI é um indicador pertencente a categoria *Grid Interaction*, que avalia a parcela do período do estudo de caso em que o limite de potência importada pela Microrrede da ERR é ultrapassado. Novamente, adotou-se o valor de 10 kW para o limite de potência importada. Para o PI, os resultados obtidos no decênio são apresentados nos histogramas da Figura 31 e Figura 32.

Figura 31 – Histogramas do indicador PI para os Sistemas 1 a 5.



Fonte: Autor.

Figura 32 – Histogramas do indicador PI para os Sistemas 6 a 10.



Fonte: Autor.

As análises do indicador PI demonstram a tendência das Microrredes com Sistemas de geração menores a importar mais potência no horizonte de estudo. Como exemplo, o Sistema 1 chega a importar potência excedente a 10 kW em até 80% do período em 1 ano (F4); enquanto o Sistema 10 não ultrapassa os 40% (F2) em nenhum dos anos analisados no estudo de caso.

Desse modo, verifica-se que sob a ótica do indicador PI, os Sistemas classificados pelos indicadores analisados anteriormente e que demonstram desempenho satisfatório são:

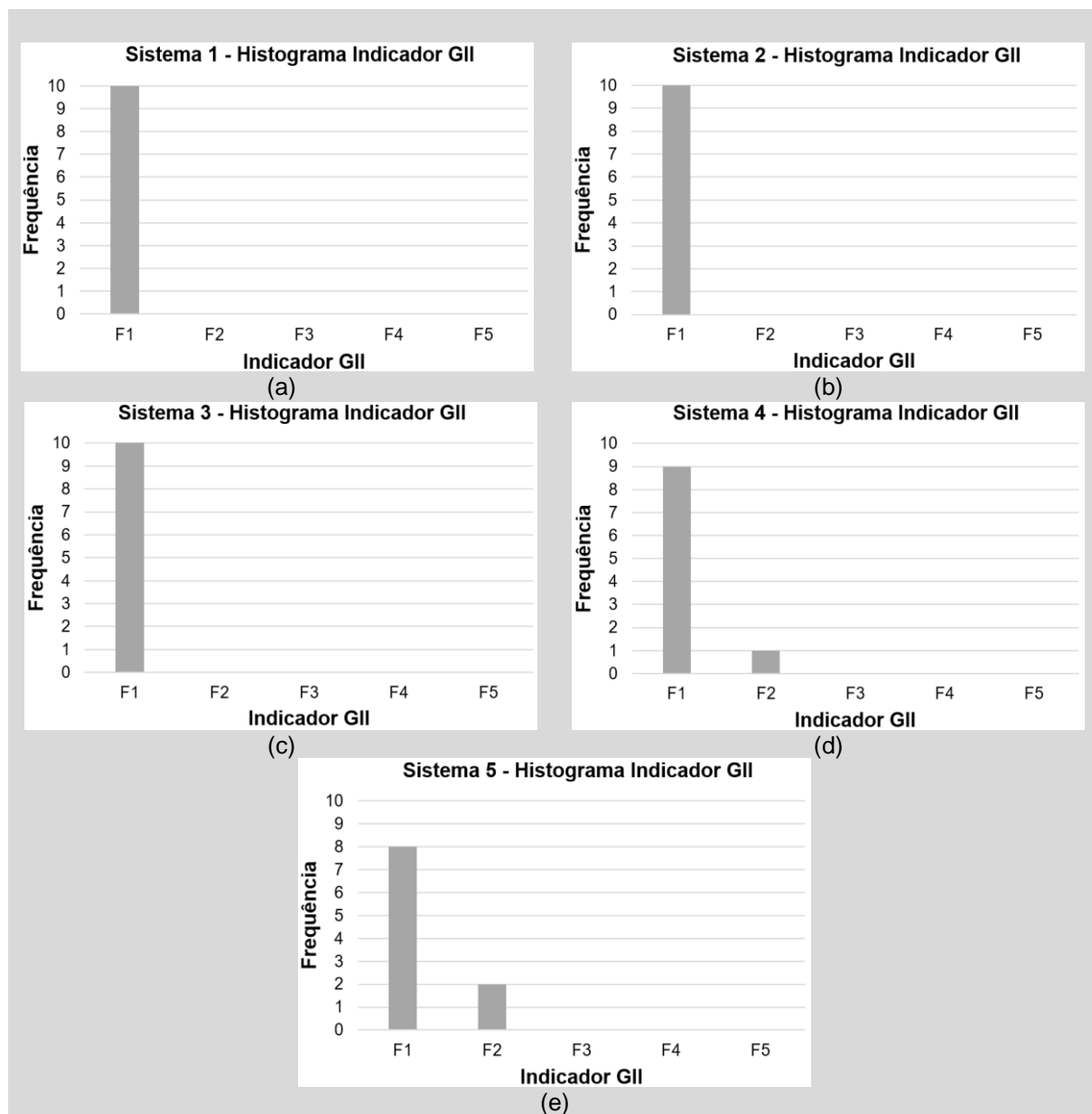
- Sistema 6: permaneceu 8 anos nas faixas F1 e F2, além de 2 anos em F3;
- Sistema 7: permaneceu 8 anos nas faixas F1 e F2, além de 2 anos em F3.

Novamente, os Sistemas 6 e 7 podem ser classificados por possibilitarem impactos em níveis menores e com menor duração à rede principal. Além disso, assim como citado anteriormente, a inclusão do SAEE deve colaborar ainda mais ao desempenho deste indicador para os Sistemas, visto que possibilita reduzir a troca de energia entre a Microrrede e a rede principal da distribuidora.

5.2.5 Análise *Grid Interaction Index*

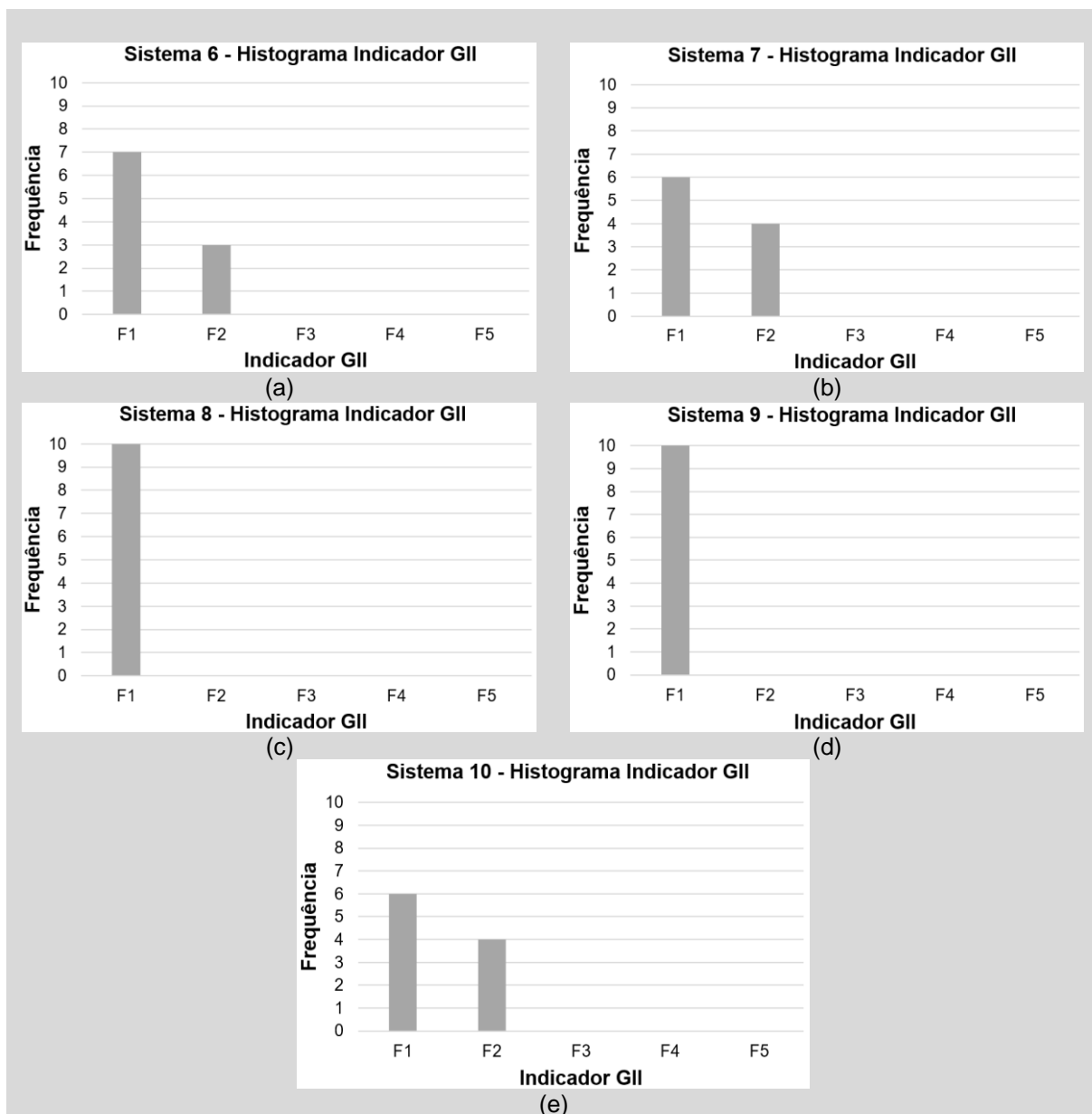
Conforme a abordagem feita na seção 3.3.3, o GII é o indicador que permite indicar a variabilidade da troca de energia entre a Microrrede e a rede principal, relacionando o DP da energia líquida em relação ao máximo global do período. Logo, o GII é o indicador que permite mensurar o quão dispersa em torno da média pode ser a potência trocada entre a ERR e a rede da distribuidora, sendo desejável baixos valores. Para o decênio do estudo de caso, os resultados obtidos para o GII são apresentados nos histogramas da Figura 33 e Figura 34.

Figura 33 – Histogramas do indicador GII para os Sistemas 1 a 5.



Fonte: Autor.

Figura 34 – Histogramas do indicador GII para os Sistemas 6 a 10.



Fonte: Autor.

A partir da análise dos Sistemas sob a ótica do indicador GII, verifica-se que os Sistemas 1, 2, 3, 8 e 9 apresentam as menores dispersões no horizonte de estudo, sendo que ambas as configurações permanecem iguais ou abaixo de 20% (F1) durante todo o período. Isso deve-se ao fato de que, tais Sistemas podem se encontrar sub ou sobredimensionados para a maioria do horizonte de estudo, resultando em uma maior média de importação ou exportação de potência sem grandes variações. Por outro lado, os Sistemas 4, 5, 6, 7 e 10 além de permanecerem na maior parte dos anos abaixo de 20% (F1), também ficam alguns anos na faixa entre 21 e 40% (F2). Para esses casos, em que se tem médias de importação e exportação de potência

menores, há também variações por picos de carga e geração, fazendo com que alguns dados se afastem da média.

Dessa forma, analisando sob a ótica do GII o desempenho dos Sistemas 6 e 7, classificados pelos indicadores anteriores, tem-se:

- Sistema 6: permaneceu 7 anos na faixa F1, além de 3 anos em F2;
- Sistema 7: permaneceu 6 anos na faixa F1, além de 4 anos em F2.

Assim, tendo em vista o melhor desempenho na faixa abaixo de 20% do GII, opta-se pela adoção do Sistema 6 para a configuração da Microrrede.

5.3 INCLUSÃO DO ARMAZENAMENTO NA MICRORREDE

Posteriormente a definição da configuração de Sistema que viabiliza o atendimento da carga no horizonte de estudo considerado, ao passo que são reduzidos os impactos na rede principal, parte-se a inclusão do SAEE à esta Microrrede. Assim, a partir do Sistema 6, define-se a inclusão de 1 módulo de armazenamento de 100 kWh baseados na tecnologia de lítio e, para tanto, novamente fez-se uso do *software* HOMER PRO. Ressalta-se que tal capacidade definida para o SAEE considera as maiores reduções observadas de importação e exportação de energia no Sistema dimensionado para o Ano 6, obtidas no próprio *software*.

Como citado anteriormente, a estratégia de operação é o *load-following*, permitindo armazenar energia quando há excedente de geração em relação a carga e, despachar potência quando a geração é insuficiente para o atendimento da demanda. O SoC é definido para operar entre 20 e 100%, possibilitando que o SAEE possa chegar ao final do horizonte de estudo dentro de sua vida útil. Demais características do modelo de SAEE são apresentados na Tabela 6.

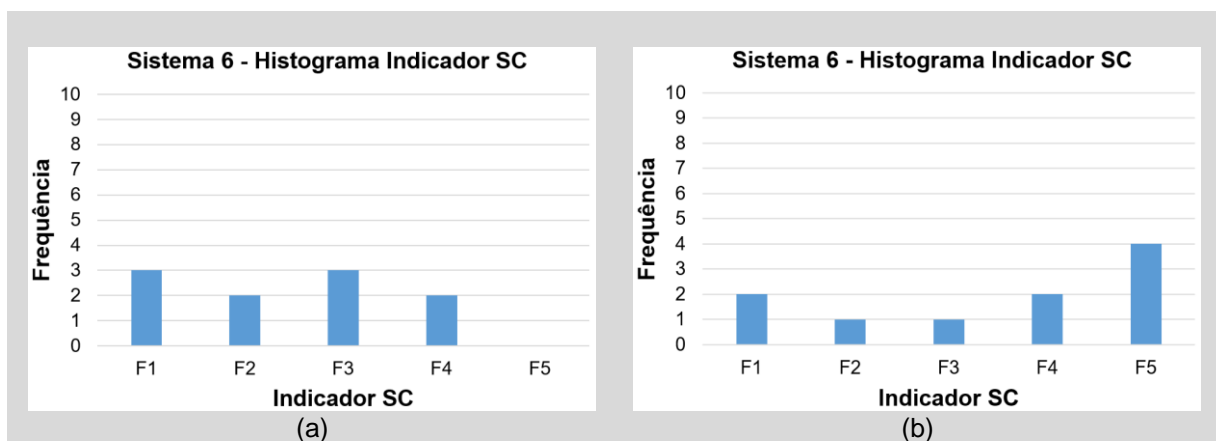
A partir da inclusão do SAEE, simulou-se novamente o Sistema 6 com as configurações de geração prévias. Assim, permite-se analisar, novamente, o impacto nos indicadores, desta vez com a possibilidade de armazenamento. Ademais, a fim de verificar o perfil da Microrrede, propõe-se a apresentação e análise das curvas de carga por quantis, por permitir processar os dados em diferentes níveis estatísticos e representar diferentes condições de carga e geração.

5.3.1 Impacto nos Indicadores

A inclusão do SAEE junto ao Sistema 6 impõe a necessidade de que novas análises sejam realizadas para os indicadores NZEB. Dessa forma, compara-se diretamente com o mesmo Sistema 6 simulado e analisado previamente, com o objetivo de verificar eventuais melhoras nos indicadores SC, SS, PE, PI e GII provocadas pela implementação do SAEE. Os resultados obtidos para ambos os indicadores no decênio 2023-2032 para a ERR2 são apresentados a seguir.

Para o indicador SC, o SAEE implementado no Sistema 6 culmina em uma significativa melhora, conforme apresenta-se na Figura 35. Se na ausência do acumulador não se atingia a faixa 0,81 a 1,00 para o indicador, a partir da inclusão da bateria passa-se a ter 4 anos nesta faixa, além de manter os 2 anos na faixa de 0,61 a 0,80. Ainda, reduz-se a permanência na faixa abaixo de 0,20. De maneira geral, a inclusão do SAEE possibilita que em ao menos 6 anos o autoconsumo da energia gerada seja de no mínimo 61%.

Figura 35 – Histogramas do indicador SC para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE

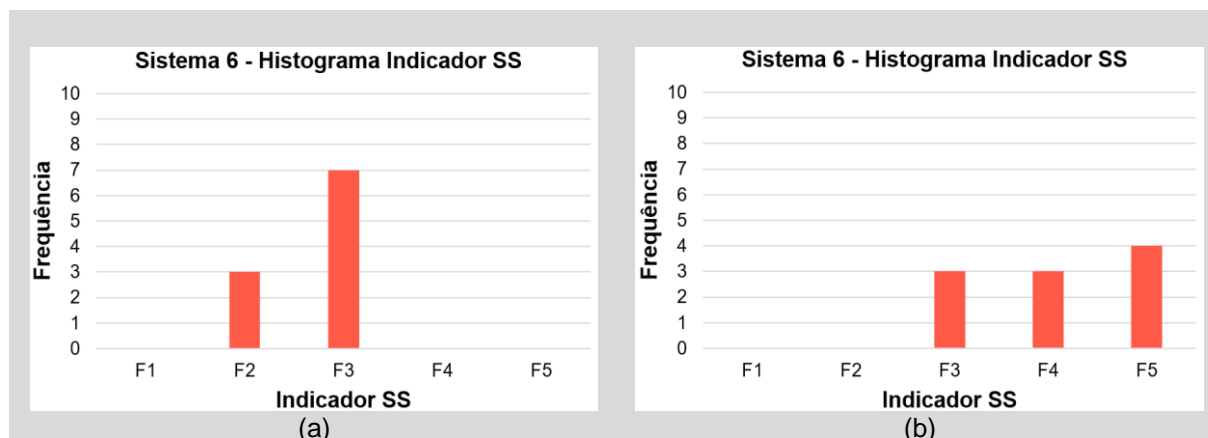


Fonte: Autor.

No âmbito do indicador SS, a inclusão do SAEE no Sistema possibilita elevar o desempenho do indicador, conforme apresenta-se na

Figura 36. Isso é demonstrado principalmente para a faixa de valores entre 0,81 e 1,00, possibilitando que em 4 anos a Microrrede permaneça nesta faixa, o que não era observado sem o SAEE. Ainda, elimina-se a permanência na faixa entre 0,21 e 0,40. Nesse sentido, visualiza-se que em todo o horizonte de estudo, a adesão do acumulador a Microrrede da ERR permite uma autossuficiência da energia gerada de no mínimo 41%.

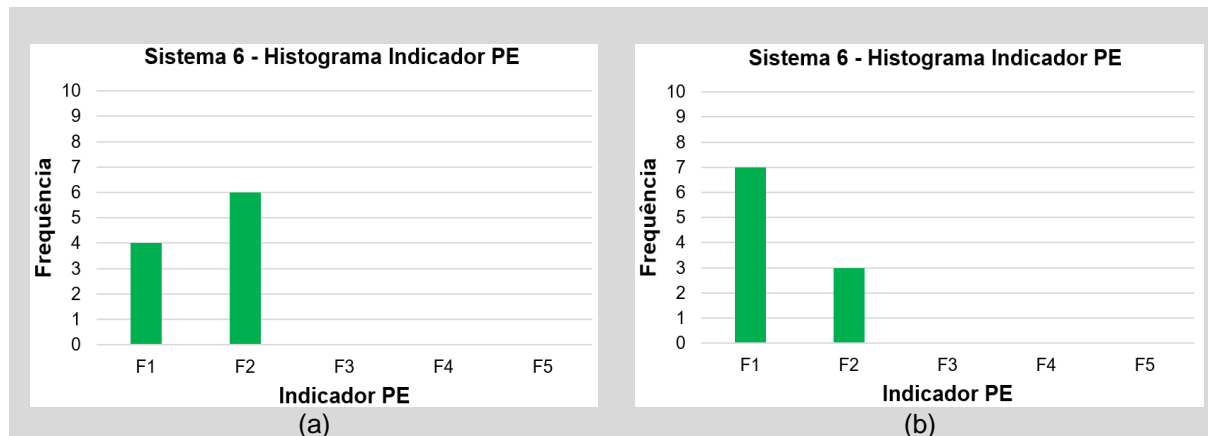
Figura 36 – Histogramas do indicador SS para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE



Fonte: Autor.

Com relação ao indicador PE demonstrado na Figura 37, a implementação da bateria permite reduzir as violações de exportação para a rede da distribuidora. Dessa forma, a Microrrede reduz de 6 para 3 anos a permanência na faixa entre 21 e 40% de violação, enquanto eleva-se para 7 anos a permanência na faixa abaixo de 20%.

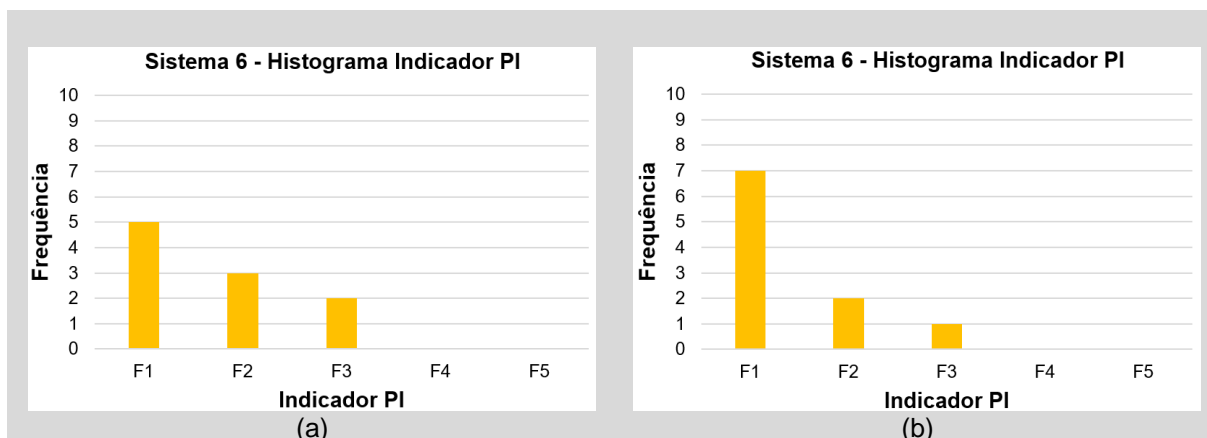
Figura 37 – Histogramas do indicador PE para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE



Fonte: Autor.

De maneira similar, o indicador PI representado na Figura 38 ,demonstra que a adesão do SAEE permite também reduzir as violações na importação de potência. Assim, reduz-se a 1 ano violações de PI entre 41 e 60%, ao passo que eleva-se de 5 para 7 anos a permanência na faixa abaixo de 20%.

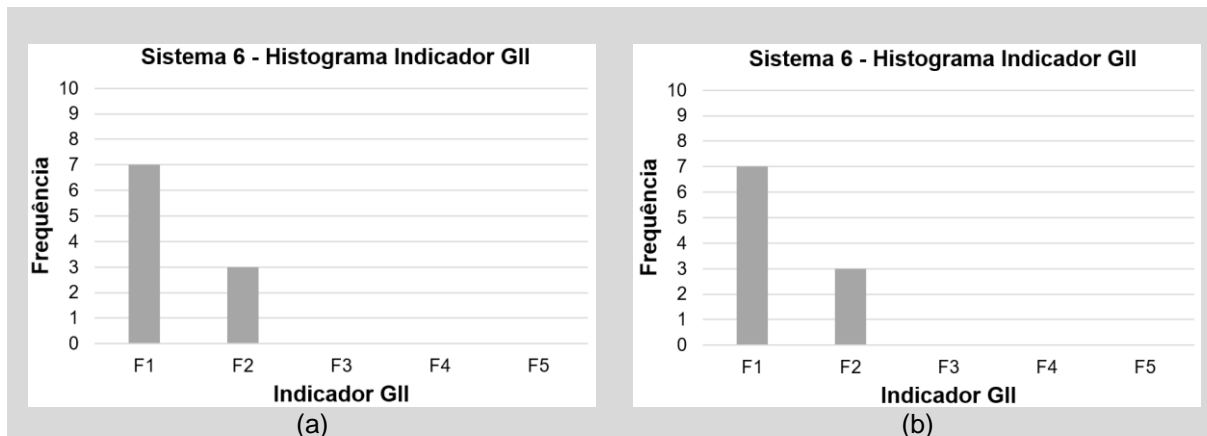
Figura 38 – Histogramas do indicador PI para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE



Fonte: Autor.

Por fim, com relação ao indicador GII apresentado na Figura 42, não há contribuição do SAEE para a redução da dispersão nos dados da troca de potência entre a ERR e a rede principal, mantendo a distribuição de frequência para o Sistema sem o acumulador.

Figura 39 – Histogramas do indicador GII para o Sistema 6, (a) sem SAEE e (b) com SAEE.



Fonte: Autor.

A fim de complementar as análises dos indicadores, a seguir, faz-se a caracterização das curvas de carga da ERR, que permitem expressar o comportamento temporal da carga.

5.3.2 Impacto nas Curvas de Carga da ERR2

De maneira a expressar o comportamento temporal da carga da ERR2, é proposta a caracterização de perfis representativos da Microrrede. Para tanto, utiliza-

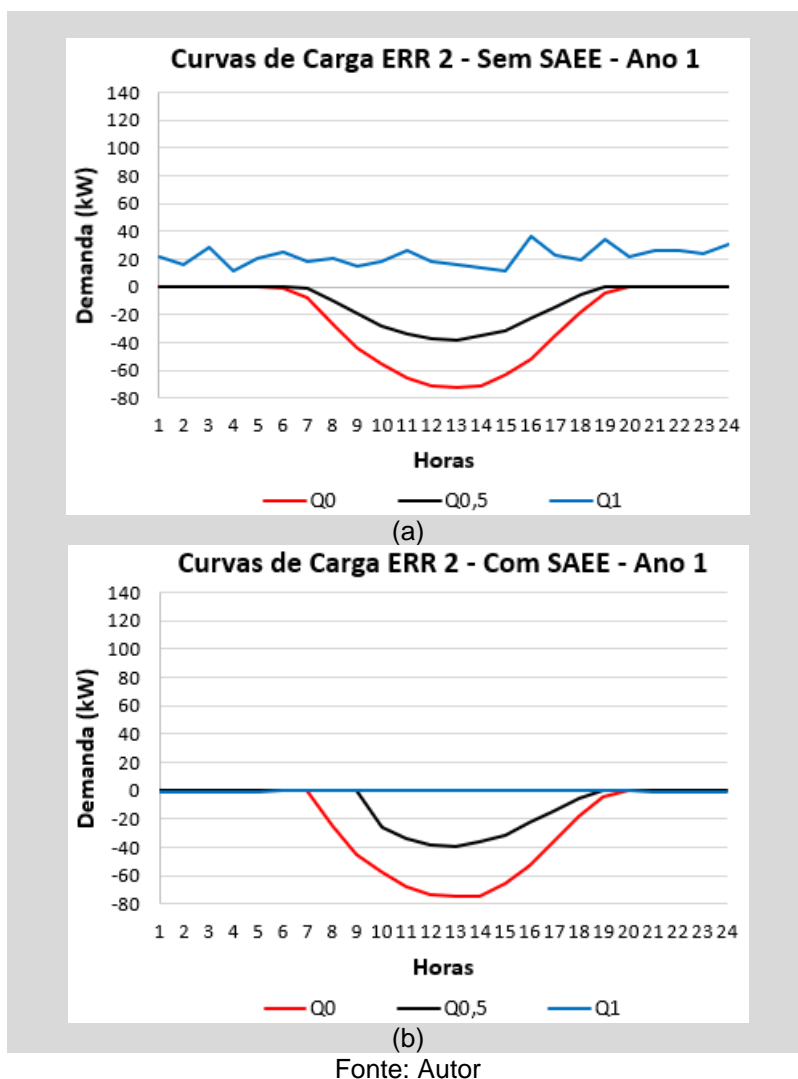
se a representação por quantis, permitindo a análise em diferentes condições de carga e geração para o Sistema 6 definido com base nos indicadores NZEB. Assim, utiliza-se o quantil 1 (Q1) para representar a condição de carga intensa e baixa geração, enquanto o quantil 0,5 (Q0,5) é utilizado para expressar condições de carga e geração medianas, e, o quantil 0 (Q0) para condição de baixa carga e geração intensa.

Dessa maneira, apresenta-se para diferentes anos, o comportamento diário que a ERR2 pode ter, baseada nas condições adotadas para o estudo de caso. Com isso, permite-se observar o desempenho da Microrrede e eventuais impactos negativos na rede principal da distribuidora, impondo ou não a necessidade de obras nesta.

5.3.2.1 Ano 1

A partir do comportamento anual de carga e geração na ERR2, possibilita-se a caracterização de curvas de cargas por diferentes quantis. Para o Ano 1, tanto sem a condição do armazenamento quanto considerando esta possibilidade, tem-se o comportamento representado na Figura 40.

Figura 40 – Curvas de carga da ERR2 para o Ano 1 (a) sem SAE e (b) com SAE.



Observa-se que, quando não há integração de SAE, Q1 demonstra certa variabilidade durante o período diário, oscilando entre 12 e 36 kW. Porém, a adição das baterias permite a ERR zerar a demanda durante todo o período diário, tornando a Microrrede autônoma da perspectiva da distribuidora.

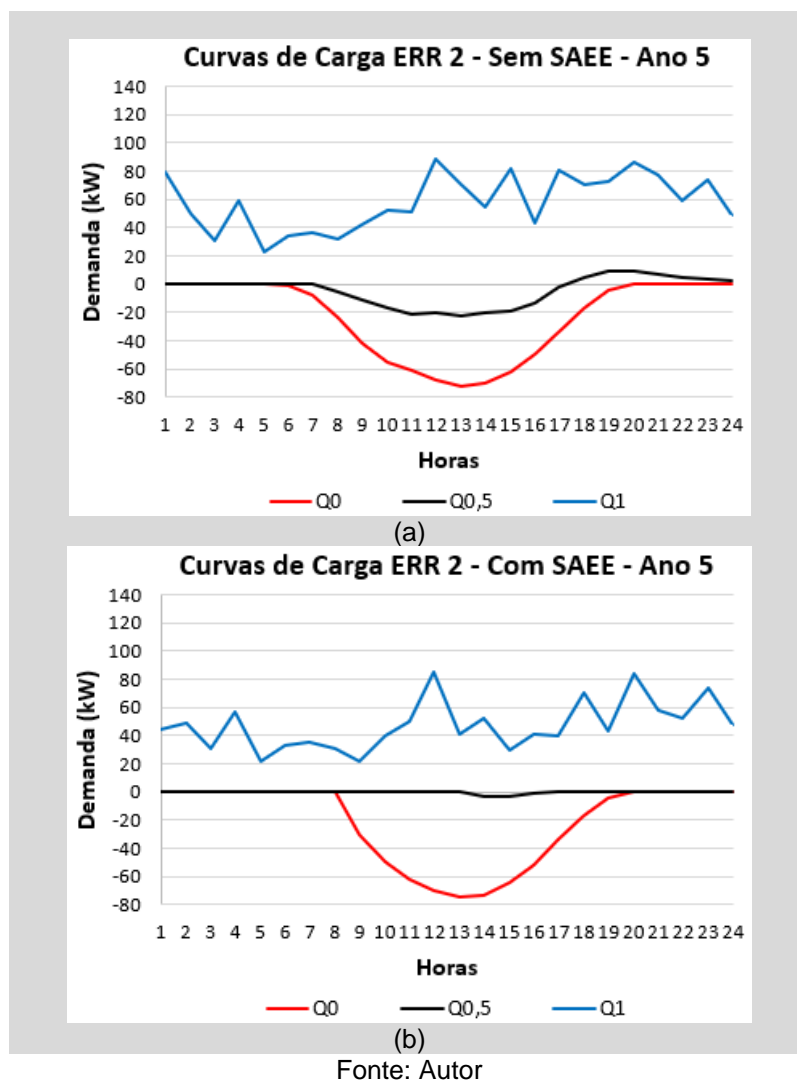
Para condições em que a carga decresce e a geração se eleva, tem-se características de demanda nula durante o período noturno das 19 às 6 horas e reversão do fluxo para as horas subsequentes. Percebe-se que a adição do SAE permite retardar o período de reversão, porém não é eficaz para redução do pico, que chega a atingir -38 kW para Q0,5 e -72 kW para Q0.

Cabe ressaltar que o Ano 1 representa a menor das condições de carga do horizonte de estudo, onde somente 0,1% da frota correspondem a VEs.

5.3.2.2 Ano 5

As curvas de cargas obtidas para o Ano 5 são representadas na Figura 41.

Figura 41 – Curvas de carga da ERR2 para o Ano 5 (a) sem SAAE e (b) com SAAE.



A partir da Figura 41, verifica-se para Q1 que, a integração das baterias possibilita a Microrrede reduzir máximos locais de carga durante o período diário, porém sem reduzir o máximo global que atinge 80 kW. De maneira geral, o SAAE possibilita a ERR reduzir picos de importações de energia para condições em que a carga é intensa e de baixa geração.

Destaca-se o comportamento de Q0,5, em que carga e geração são a níveis medianos. Nestas condições, o SAAE permite a ERR tornar-se autônoma da rede principal durante todo o período diário, armazenando todo o excedente durante o

período solar (que chegaria a atingir -22 kW) e despachando no período da ponta.

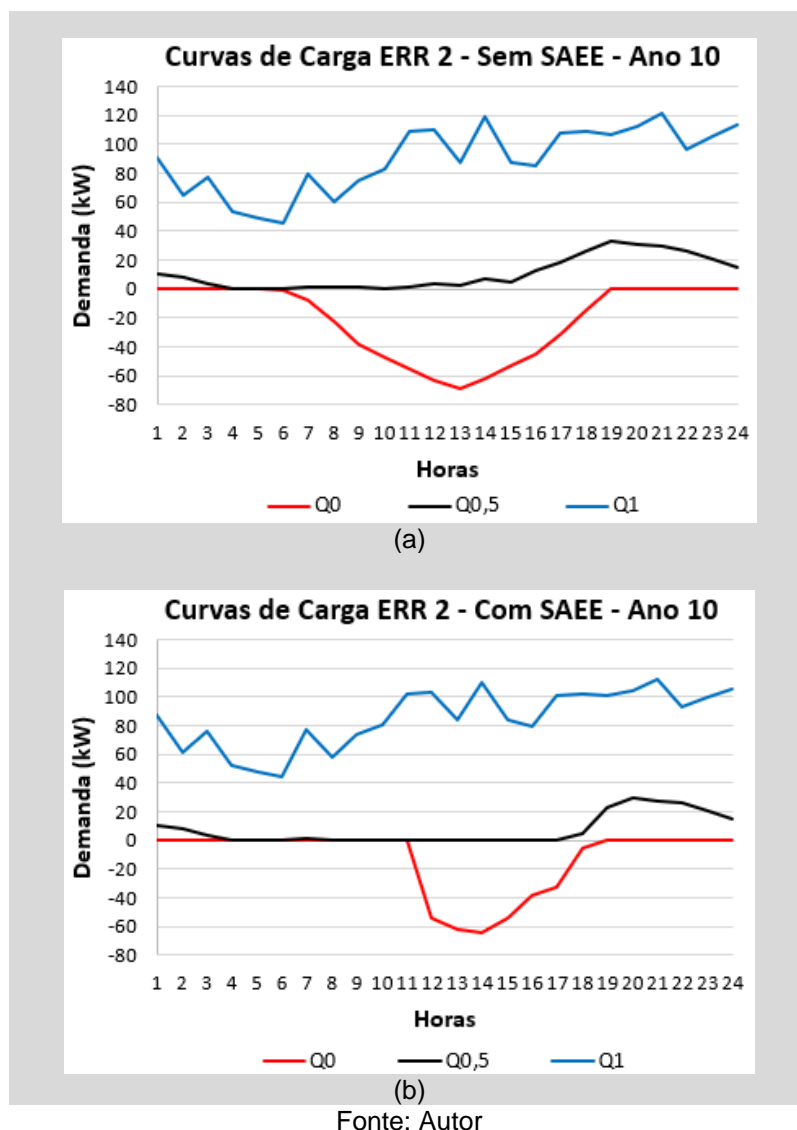
Contudo, para Q0 onde tem-se condições de baixa carga e geração intensa, a integração do SAEE permite a Microrrede somente retardar em 3 horas a injeção do excedente na rede principal, sem contribuir à redução do máximo global.

Neste cenário, onde 1,5% dos veículos são elétricos, percebe-se que para condições não extremas de carga e geração, a Microrrede da ERR pode tornar-se independente da rede da distribuidora, contribuindo com todo o sistema de distribuição local.

5.3.2.3 Ano 10

Considerando o último ano do horizonte de estudo, cujo *market share* de VEs corresponde a 5% da frota veicular, tem-se na Figura 42 representadas as curvas de carga da ERR2.

Figura 42 – Curvas de carga da ERR2 para o Ano 10 (a) sem SAE e (b) com SAE.



A partir da análise das curvas, percebe-se que para Q1 a integração do SAE é capaz de reduzir o pico máximo de carga do período diário, da ordem de 121 kW para 111 kW. Ainda, percebe-se uma redução média da demanda durante todo o dia, de aproximadamente 5%, contribuindo com a redução de importação de energia de um modo geral.

Para Q0,5, a Microrrede com SAE é capaz de manter-se autônoma na maior parte do dia, reduzindo importações de energia e também o pico máximo da demanda em até 10%. Logo, para condições de carga e geração medianas, permite-se a ERR um bom gerenciamento da energia gerada em quase 60% do dia.

Considerando Q0, verifica-se que a inclusão do SAE a Microrrede da ERR permite retardar a reversão do fluxo de potência na rede principal por 6 horas,

mantendo o perfil de carga nulo. Entretanto, nas horas subsequentes, com o SoC das baterias em 100%, há reversão do fluxo, porém reduzido.

Dessa forma, analogamente aos *market shares* dos Anos 1 e 5, e, em um cenário em que 5% dos veículos são do tipo VEs, tem-se que a Microrrede da ERR pode tornar-se autônoma da rede principal na maior parte do dia, desde que as condições de carga e geração não sejam extremas.

5.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado um estudo de caso a partir de uma rodovia real, localizada no sul do Brasil. Com base em estudo de infraestrutura locais, foi definida uma ERR que contempla a Microrrede conectada à uma rede principal, de modo a aplicar a metodologia apresentada no Capítulo 4. A partir dos indicadores considerados, demonstrou-se como considerar o conceito NZEB pode ser benéfico para a Microrrede e a rede principal, visando a otimização dos recursos locais. Ainda, as análises puderam ser complementadas através da caracterização de perfis representativos, expressando o comportamento temporal da carga na ERR. A seguir, são apresentadas as considerações finais do presente trabalho.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem a finalidade de apresentar as conclusões obtidas do estudo realizado, bem como apresentar sugestões de trabalhos futuros e os trabalhos publicados durante o período da pesquisa realizada.

6.1 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma metodologia para o planejamento e análise de Microrredes de ERRs localizadas em rodovias, a partir da avaliação de indicadores quantitativos que permitem otimizar a utilização dos REDs locais e limitar os impactos ocasionados na rede elétrica principal. Através do conceito NZEB, permite-se tanto relacionar o perfil da geração com a carga local (*Load Matching*), quanto a interação entre Microrrede e rede principal (*Grid Interaction*).

A metodologia proposta pôde ser aplicada a partir de um trecho de uma rodovia localizada no sul do Brasil. Para tanto, considerou-se um modelo de carga em ERRs que considera dados reais do tráfego, características dos VEs bem como uma projeção de *market share* destes nos próximos 10 anos no país. Ainda, foram definidas configurações de Microrredes (ou Sistemas) para a ERR, sendo realizadas simulações do fluxo de potência resultante com a rede principal, permitindo analisar quantitativamente o desempenho de cada Sistema através dos indicadores NZEB.

As análises desenvolvidas demonstraram que o Sistema 6 dimensionado permite atender as necessidades energéticas da ERR ao passo que apresenta os melhores indicadores NZEB no horizonte de estudo. As análises puderam ser complementadas através da caracterização de perfis representativos através de quantis, representando diferentes condições de carga e geração, o que permite verificar o comportamento temporal da carga na ERR. Verificou-se que a inclusão do SAEE promove atraso e redução do pico da reversão do fluxo de potência, além de aprimorar ainda mais os indicadores considerados.

Cabe ressaltar que, apesar da utilização do HOMER PRO, devido as suas poderosas características de simulação e otimização, pode-se utilizar outros *softwares* para a aplicação da metodologia proposta. Ademais, outros modelos de carga para a ERR, bem como de microgeração FV e EOL, ou ainda de armazenamento, podem ser integrados a metodologia deste trabalho.

Considerando a necessidade de infraestruturas públicas de recarga para a difusão dos VEs, em especial as ERRs localizadas em rodovias, planejar Microrredes que permitam reduzir as elevadas demandas requisitadas por estas é essencial. Entretanto, a inclusão de sistemas de micro/minigeração local, com ou sem armazenamento, deve ser avaliada considerando a bilateralidade entre otimização do autoconsumo, autossuficiência e redução dos impactos na rede elétrica principal. Assim sendo, deve-se considerar metodologias para o planejamento energético destas infraestruturas que tendem a crescer nos próximos anos, tal qual a apresentada neste trabalho.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A metodologia proposta neste trabalho pode ser expandida através da utilização de outros modelos de carga de ERR em rodovias, geração ou armazenamento. A inclusão de métodos de otimização também pode ser incluída, desde que respeitado o critério primário do conceito NZEB. Por fim, pode-se incluir outros indicadores de maneira a complementar as análises.

6.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Os assuntos abordados neste trabalho possibilitaram a elaboração de dois artigos científicos, conforme segue:

- CIRED Porto *Workshop 2022 - International Conference on Electricity Distribution*
Título do trabalho: “*Optimized Allocation of Fast Charging Stations in Highways Involving Multiple Criteria*”.

Data/Local: 2 - 3 de junho de 2022. Porto – Portugal.

- SBSE 2022 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos
Título do trabalho: “*Modelagem e Análise de Estações de Recarga Rápida considerando uma estrutura de Microrrede e Padrões Estocásticos*”.

Data/Local: 10 - 13 de julho de 2022. Santa Maria – Brasil.

REFERÊNCIAS

ABVE, Associação Brasileira do Veículo Elétrico. **Governo anuncia Rota 2030 e corta IPI para elétricos**. [s. l.], 2018. Disponível em: <http://www.abve.org.br/governo-anuncia-rota-2030-e-corta-ipi-para-eletricos/>. Acesso em: 19 jun. 2022.

AFTAB, Mohd Asim; HUSSAIN, S. M. Suhail; IKBAL, Ali. ICT Technologies, Standards and Protocols for Active Distribution Network Automation and Management. *In: **Advanced Communication and Control Methods for Future Smartgrids***. London: IntechOpen, 2019. p. 69–84. *E-book*. Disponível em: <https://doi.org/10.5772/intechopen.81307>

AHMED, Moudud *et al.* Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures-A Comprehensive Review. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 144730–144766, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014977>

ALFIERI, S.; PICCINI, S.; KERMANI, M. Feasibility study of Nearly Zero Energy Building in a real Microgrid case study. *In: 2019, **Proceedings - 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/ and CPS Europe 2019***. [S. l.: s. n.] Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2019.8783429>

ALSAIDAN, Ibrahim; KHODAEI, Amin; GAO, Wenzhong. A Comprehensive Battery Energy Storage Optimal Sizing Model for Microgrid Applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l.], v. 33, n. 4, p. 3968–3980, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2769639>

ANEEL. **Resolução Normativa 482/2012**. [S. l.: s. n.]

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**. [s. l.], 2012b.

ANEEL. **PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição**. 2017. [s. l.], 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>

ANEEL. **Definição de Microrrede**. [s. l.], 2022. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15050867&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=mic. Acesso em: 12 mar. 2022.

BERGGREN, Björn *et al.* Evaluation and optimization of a swedish net zeb - using load matching and grid interaction indicators. *In: 2012, **First Building Simulation and Optimization Conference BSO-2012***. [S. l.: s. n.] p. 285–292.

BERNARDON, Daniel Pinheiro *et al.* **Sistemas de Distribuição no contexto das Redes Elétricas Inteligentes**. 1. ed. Santa Maria: [s. n.], 2015. *E-book*.

CAGNANO, A.; DE TUGLIE, E.; MANCARELLA, P. Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation. **Applied Energy**, [S. l.], v. 258, n. May 2019, p. 114039, 2020. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>

CASTRO, Guilherme Costa e. **Planeamento Ótimo de Microrredes Alimentadas por Fontes de Energia Renováveis**. 2018. - Universidade de Lisboa, [s. l.], 2018.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2013. Disponível em: <http://www.seinfra.ce.gov.br/index.php/downloads/category/6-energia?download=16:p>.

CHAUDHARY, Gaurav *et al.* Review of energy storage and energy management system control strategies in microgrids. **Energies**, [S. l.], v. 14, n. 16, p. 1–25, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en14164929>

CIPOLLA, Pedro Luís Maturano. **Avaliação Técnica, Econômica e Social para a Implantação de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2021. - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, [s. l.], 2021.

DA COSTA, Danilo. **Estações de Recarga Para Veículos Elétricos Alimentadas por Energia Solar Fotovoltaica: Estudo de Caso para Rodovia BR-381 Fernão Dias em 2030**. 2021. - Universidade Federal de Itajubá, [s. l.], 2021.

DARUI, Caroline Beatriz Fucks. **Metodologia para Maximização da Inserção da Geração Fotovoltaica nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. 2020. - Universidade Federal de Santa Maria, [s. l.], 2020.

DAS, H. S. *et al.* Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 120, n. November 2019, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109618>

DÁVI, G. Almeida *et al.* Evaluation of Load Matching and Grid Interaction Indexes of a Net Plus-Energy House in Brazil with a Hybrid PV System and Demand-Side Management. *In*: 2016, **32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. [S. l.: s. n.] p. 2692–2698.

DELGADO, Fernanda *et al.* **Cadernos FGV Energia: Carros elétricos**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2017. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_carros_eletricos-fgv-book.pdf.

DING, Ning; PRASAD, K.; LIE, T. T. The electric vehicle: A review. **International Journal of Electric and Hybrid Vehicles**, [S. l.], v. 9, n. 1, p. 49–66, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1504/IJEHV.2017.082816>

DNIT. **PNCT – Plano Nacional de Contagem de Tráfego**. [s. l.], 2022. Disponível em: <http://servicos.dnit.gov.br/dadospnt/ContagemContinua>.

ELMA, Onur. A dynamic charging strategy with hybrid fast charging station for electric vehicles. **Energy**, [S. l.], v. 202, p. 117680, 2020. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117680>

EPBR. **Geração distribuída atinge 10 GW no Brasil.** [s. l.], 2022a. Disponível em: <https://epbr.com.br/geracao-distribuida-atinge-10-gw-no-brasil/>. Acesso em: 29 mar. 2022.

EPBR. **Eólica chega a 21 GW de capacidade instalada no Brasil.** [s. l.], 2022b. Disponível em: <https://epbr.com.br/eolica-chega-a-21-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil/>. Acesso em: 3 abr. 2022.

EPE. **Eletromobilidade e Biocombustíveis Estudos de Longo Prazo.** [S. l.: s. n.]. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Eletromobilidade e Biocombustiveis.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Eletromobilidade_e_Biocombustiveis.pdf).

EV DATABASE. **Longest Electric Range - Most Viewed.** [s. l.], 2022. Disponível em: <https://ev-database.org/>. Acesso em: 26 mar. 2022.

FACHRIZAL, Reza *et al.* Optimal PV-EV sizing at solar powered workplace charging stations with smart charging schemes considering self-consumption and self-sufficiency balance. **Applied Energy**, [S. l.], v. 307, n. November 2021, p. 118139, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118139>

FERRARO, M. *et al.* Load match and grid interaction optimization of a net zero energy building through electricity storage: An Italian case-study. *In*: 2016, **International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2016.** [S. l.: s. n.] p. 1–5. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2016.7555812>

GALISAI, Simone; GHIANI, Emilio; PILO, Fabrizio. Multi-Objective and Multi-Criteria Optimization of Microgrids for Nearly Zero-Energy Buildings. *In*: 2019, **SEST 2019 - 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies.** : IEEE, 2019. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/SEST.2019.8849103>

GIZ, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. **PROMOB-e 2017-2021: Mobilidade elétrica para o Brasil.** [S. l.: s. n.].

HAJIAGHASI, Salman; SALEMNIA, Ahmad; HAMZEH, Mohsen. Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. **Journal of Energy Storage**, [S. l.], v. 21, n. December 2018, p. 543–570, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.12.017>

HAMDON, Wael Hashem; HANOOTIE, Eman Ahmed. Renewable energy contribution to reach nZEB with the help of HOMER software: A case study. *In*: 2021, **2021 1st International Conference on Electronic and Electrical Engineering and Intelligent System, ICE3IS 2021.** : IEEE, 2021. p. 40–43. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICE3IS54102.2021.9649671>

HANNAN, M. A. *et al.* Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 131, n. May, p. 110022, 2020. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110022>

HARDMAN, Scott *et al.* A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, [S. l.], v. 62, p. 508–523, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.04.002>

HONRUBIA-ESCRIBANO, Andrés *et al.* Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 82, n. October 2017, p. 488–501, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.061>

IANNARELLI, Gaetano; BOCCALETTI, Chiara. Economic impact of investments in weather forecasts for distribution system operators: The Italian case. **IET Generation, Transmission and Distribution**, [S. l.], v. 12, n. 20, p. 4551–4556, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1919>

IEA, International Energy Agency. **Global EV Outlook 2020: Entering the decade of electric drive? Global EV Outlook 2020**. [S. l.: s. n.]. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/d394399e-en>.

IEA, International Energy Agency. **Global EV Outlook 2021 - Accelerating ambitions despite the pandemic Global EV Outlook 2021**. [S. l.: s. n.]. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVO Outlook2021.pdf>.

IEA, International Energy Agency. **Energy Storage: More efforts needed**. [s. l.], 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>. Acesso em: 24 abr. 2022.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Behind-the-meter batteries: Innovation Landscape Brief**. [S. l.: s. n.].

JADIDI, Saeedreza; BADIHI, Hamed; ZHANG, Youmin. A Review on Operation, Control and Protection of Smart Microgrids. **2019 IEEE 2nd International Conference on Renewable Energy and Power Engineering, REPE 2019**, [S. l.], p. 100–104, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/REPE48501.2019.9025113>

JOCHEM, Patrick; SZIMBA, Eckhard; REUTER-OPPERMANN, Melanie. How many fast-charging stations do we need along European highways? **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, [S. l.], v. 73, n. January, p. 120–129, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2019.06.005>

KNAK NETO, Nelson. **Metodologias para modelagem de cargas de consumidores de baixa tensão considerando a integração de Resposta da Demanda, Geração Distribuída e Veículos Elétricos**. 2017. - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

KUMAR, Jagdesh *et al.* Sizing and allocation of battery energy storage systems in Åland islands for large-scale integration of renewables and electric ferry charging

stations. **Energies**, [S. l.], v. 13, n. 2, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13020317>

LAMBERT, Tom; GILMAN, Paul; LILIENTHAL, Peter. Micropower System Modeling with Homer. *In: Integration of Alternative Sources of Energy*. [S. l.]: John Wiley & Sons, Inc, 2006. p. 379–418. *E-book*. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/0471755621.ch15>

LASSETER, Robert H. Smart distribution: Coupled microgrids. **Proceedings of the IEEE**, [S. l.], v. 99, n. 6, p. 1074–1082, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2114630>

LEDE, Adriel M. Rizzato *et al.* Microgrid Architectures for Distributed Generation: A Brief Review. **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**, [S. l.], 2017.

LEITE, Andréa Pereira. **Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade**. 2005. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2005.

LUCCA, Tiago Guterres. **Alocação Ótima de Estações de Recargas Rápidas em Rodovias considerando Critérios de Diversas Naturezas**. 2021. - Universidade Federal de Santa Maria, [s. l.], 2021.

LUTHANDER, Rasmus *et al.* Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. **Applied Energy**, [S. l.], v. 142, p. 80–94, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>

MARIANO, Juliana D. A. *et al.* PV - Battery Energy Storage Progress in Brazil: A Review. **Preprints 2021**, [S. l.], n. May, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.20944/preprints202105.0507.v1>

MENDONÇA, Ricardo Barros De. **Modelagem de Usinas Eólicas através de um Processo de Markov e Técnicas de Confiabilidade para a Estimativa**. 2009. - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [s. l.], 2009.

MUMTAZ, Faisal; BAYRAM, Islam Safak. Planning, Operation, and Protection of Microgrids: An Overview. **Energy Procedia**, [S. l.], v. 107, n. September 2016, p. 94–100, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.137>

NASA. **Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER)**. [s. l.], 2022. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/>. Acesso em: 12 ago. 2022.

NEOCHARGE. **Tipos de Plugues e Tomadas para Carros Elétricos**. [s. l.], 2022. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/>. Acesso em: 26 mar. 2022.

OLIVEIRA, Denisson Q. *et al.* A critical review of energy storage technologies for microgrids. **Energy Systems**, [S. l.], n. 0123456789, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s12667-021-00464-6>

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletins da Operação: Geração Eólica**. [s. l.], 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>.

PARHIZI, Sina *et al.* State of the art in research on microgrids: A review. **IEEE Access**, [S. l.], v. 3, p. 890–925, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>

PNME, Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica. **1º Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.pnme.org.br/biblioteca/1o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica/>.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei 14.300/2022**. [s. l.], 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm#:~:text=LEI N° 14.300%2C DE 6 DE JANEIRO DE 2022&text=Institui o marco legal da,1996%3B e dá outras providências. Acesso em: 25 maio. 2022.

RAGHAVAN, Arvind Kothandaraman. PV enabled net zero EV charging station : system design and simulation studies. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://uwspace.uwaterloo.ca/handle/10012/13893>

SAAD, Mekhilef; ARIF, Bin; HASAN, M. Asif. **Microgrid architecture, control, and operation**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2018. *E-book*. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5/00002-9>

SALOM, Jaume *et al.* Understanding net zero energy buildings: Evaluation of load matching and grid interaction indicators. *In*: 2011, **Proceedings of Building Simulation 2011: 12th Conference of International Building Performance Simulation Association**. [S. l.: s. n.] p. 2514–2521.

SALOM, Jaume *et al.* **Analysis of Load Match and Grid Interaction Indicators in NZEB with High-Resolution Data**. [S. l.: s. n.]. Disponível em: <https://task40.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/T40A52--LMGI-in-Net-ZEBs--STA-Technical-Report.pdf>.

SALVATTI, Gabriel Antonio. **Integração de Veículos Elétricos em Redes Inteligentes para Otimização e Suporte à Geração Distribuída**. 2020. - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, [s. l.], 2020.

SANTELO, Thiago Naufal; MONTEIRO, José Roberto B. A. Revisão de Falhas e Tendências na Geração Eólica. *In*: 2020, **Sociedade Brasileira de Automática (SBA)**. [S. l.: s. n.] Disponível em: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2372>

SANTOS, Fernando Manuel Carvalho da Silva. **Avaliação do Impacto da Produção Eólica na Reserva Operativa de Curto e Longo Prazo utilizando Séries Temporais**. 2019. - Universidade Federal do Pará, [s. l.], 2019.

SHAHINZADEH, Hossein *et al.* Optimal sizing and energy management of a grid-connected microgrid using HOMER software. *In*: 2017, **2016 Smart Grids Conference, SGC 2016**. [S. l.: s. n.] p. 13–18. Disponível em:

<https://doi.org/10.1109/SGC.2016.7882945>

SILVA, Leonardo Da *et al.* Proposal of a load curve modeling applied to highway EV Fast charging stations. **2021 56th International Universities Power Engineering Conference: Powering Net Zero Emissions, UPEC 2021 - Proceedings**, [S. l.], p. 1–6, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/UPEC50034.2021.9548220>

SILVEIRA, Alexandre Schopf da. **Método Heurístico para Otimização do Dimensionamento de uma Microrrede de Energia**. 2021. - Universidade Federal de Santa Maria, [s. l.], 2021.

SUFYAN, M. *et al.* Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system: A review. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, [S. l.], v. 11, n. 1, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/1.5063866>

VIDYANANDAN, K. An Overview of Factors Affecting the Performance of Solar PV Systems. **Energy Scan**, [S. l.], 2017.

YOLDAŞ, Yeliz *et al.* Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 72, n. 61272509, p. 205–214, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.064>