

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

Rodrigo Motta de Azevedo

**MATHEURÍSTICA DINÂMICA E PRO-ACTIVA INTEGRADA A
INVERSORES HÍBRIDOS PARA O GERENCIAMENTO ROBUSTO DE
RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Santa Maria, RS, Brasil
2020

Rodrigo Motta de Azevedo

**MATHEURÍSTICA DINÂMICA E PRO-ATIVA INTEGRADA A INVERSORES
HÍBRIDOS PARA O GERENCIAMENTO ROBUSTO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Luciane Neves Canha
Coorientador: Prof. Dr. Vinícius Jacques Garcia

Santa Maria, RS, Brasil
2020

de Azevedo, Rodrigo Motta
MATHEURÍSTICA DINÂMICA E PRO-ATIVA INTEGRADA A
INVERSORES HÍBRIDOS PARA O GERENCIAMENTO ROBUSTO DE
RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS / Rodrigo Motta de
Azevedo.- 2020.
136 p.; 30 cm

Orientador: Luciane Neves Canha
Coorientador: Vinícius Jacques Garcia
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Ciências Naturais e Exatas, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Smart Home Energy Management 2. Recursos
Energéticos Distribuídos 3. Inversor Híbrido 4. Programação
Linear Inteira Mista 5. Otimização Robusta Ajustável I.
Neves Canha, Luciane II. Jacques Garcia, Vinícius III.
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.

© 2020

Todos os direitos autorais reservados a Rodrigo Motta de Azevedo. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Visconde de Pelotas, 96, Três Vendas, Pelotas, RS. CEP 96060-700

Fone (055) 53 981061510; e-mail: rodrigoazevedo@ifsul.edu.br

Rodrigo Motta de Azevedo

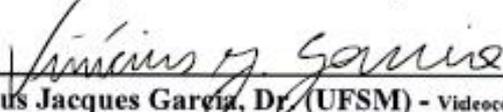
**MATHEURÍSTICA DINÂMICA E PRO-ATIVA INTEGRADA A INVERSORES
HÍBRIDOS PARA O GERENCIAMENTO ROBUSTO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

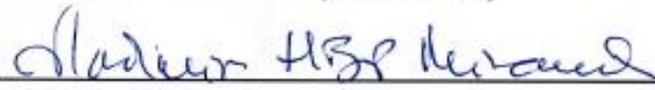
Aprovado em 18 de dezembro de 2020:



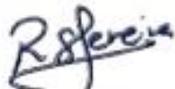
Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM) - Videoconferência
(Presidente/ Orientador)



Vinícius Jacques Garcia, Dr. (UFSM) - Videoconferência
(Coorientador)



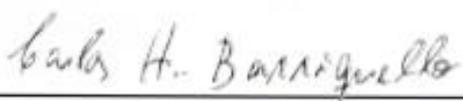
Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda, Dr. (INESC PORTO) - Videoconferência



Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS) - Videoconferência



Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM) - Videoconferência



Carlos Henrique Barriquello, Dr. (UFSM) - Videoconferência

Santa Maria, RS
2020

DEDICATÓRIA

Dedico essa Tese aos meus pais Elton Azevedo e Kátia Motta, meus avós Luiz Carlos Motta e Sirley Motta (*in memorian*), minha esposa Caroline Vargas e ao meu filho Vicente Motta, com todo meu amor e gratidão.

AGRADECIMENTOS

A caminhada até a concretização deste trabalho ocorreu, principalmente, pelo auxílio, compreensão e dedicação de várias pessoas. Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para conclusão deste trabalho e, de uma maneira especial, agradeço:

- a DEUS, por nunca me deixar sozinho nos momentos de angústias e por me permitir está vida repleta de pessoas especiais junto de mim.

- aos meus orientadores, professora Luciane Neves Canha e professor Vinícius Jacques Garcia, pela amizade, por todo apoio, incentivos, desafios e orientações na construção desta tese.

- à minha esposa, Caroline Motta Vargas, pelo apoio incondicional em todos os momentos. Faltariam palavras e folhas nesta tese para te agradecer, te amo;

- ao meu filho Vicente Motta Vargas de Azevedo pelo novo significado e sentido em tudo na minha vida minha. Obrigado por me inspirar e deixar ser teu pai, te amo;

- à minha mãe Kátia Shirlei Corrêa Motta e ao meu pai Elton Azevedo, por entender a minha ausência e por me transmitir os valores que carrego comigo, te amo;

- em especial aos amigos Aerton Pedra Medeiros e Mariana Lucas pela amizade, incentivo e inspiração durante os dias de estudo e pelos belos cafés da tarde.

- aos amigos Daniel Pegoraro Bertineti, Charles Marques de Farias, Wagner Brignol, Pedro Alves e Clóvis Borba pelo apoio nos estudos, viagens inesquecíveis a Santa Maria e pela amizade.

- à Universidade Federal de Santa Maria, pública, gratuita e de qualidade, por manter o desenvolvimento da ciência no nosso País.

- aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica por contribuírem para manter a programa de pós-graduação conceito 6 (seis) CAPES.

- à Companhia Paranaense de Energia, COPEL, e à ANEEL através do Programa e Pesquisa e Desenvolvimento e do Projeto Estratégico PD – 2866-0462-216 da Chamada P021/ANEEL, por acreditarem e incentivarem o desenvolvimento da ciência em nosso País.

- aos familiares e amigos, pela compreensão e o estímulo de me fazerem aceitar esse desafio.

- a todos os mestres e mentores que de alguma forma me ofereceram uma palavra de incentivo e de reflexão, em momentos oportunos de minha vida.

Enfim a todos àqueles que participaram desta caminhada.

Amizade: a mais sofisticada tecnologia na ciência dos
sentimentos.

(Gilfredo R. Renck)

RESUMO

MATHEURÍSTICA DINÂMICA E PRO-ATIVA INTEGRADA A INVERSORES HÍBRIDOS PARA O GERENCIAMENTO ROBUSTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

AUTOR: Rodrigo Motta de Azevedo
ORIENTADORA: Luciane Neves Canha
COORIENTADOR: Vinícius Jacques Garcia

A crescente adesão dos consumidores residenciais às fontes renováveis de Geração Distribuída (GD), através de sistemas de pequeno porte, aliada à perspectiva do uso de sistemas de armazenamento de energia, *Energy Storage System* (ESS), em integração aos sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de inversores híbridos, faz com que se torne necessária a utilização de métodos que realizem o gerenciamento destes recursos energéticos. Sistemas de armazenamento a baterias, *Battery Energy Storage System* (BESS), e os sistemas de geração fotovoltaica são exemplos de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) que possibilitam a interação de forma ativa dos consumidores nos atuais sistemas de energia elétrica. Um sistema de gerenciamento de energia elétrica residencial, *Smart Home Energy Management* (SHEM), integra os RED com vistas à operação eficiente e econômica em cenários de tarifação dinâmica para compra e venda de energia. Nesta tese, uma abordagem matheurística dinâmica e pró-ativa do SHEM é apresentada para tratar do problema de planejamento e operação em tempo real de um sistema de armazenamento residencial com geração distribuída fotovoltaica. A integração de um inversor híbrido ao SHEM confere o máximo conforto ao usuário porque prescinde um sistema de controle de demanda, permitindo adicionalmente a redução dos custos de compra de energia com o atendimento à carga ao tempo em que oportuniza a comercialização do excedente de energia. Para lidar com o problema dinâmico relacionado ao SHEM e com as incertezas quanto à carga, energia renovável e tarifas de compra e venda de energia, foi desenvolvido um modelo de Programação Linear Inteira Mista que engloba uma otimização robusta responsiva às incertezas (PLIM-Robusta), envolvendo também restrições técnicas e os critérios para aumentar o ciclo de vida do sistema de armazenamento. O aspecto dinâmico confere ao sistema uma aplicabilidade real a partir da correção permanente da solução PLIM-Robusta com uma heurística que atua proativamente no planejamento, permitindo uma solução rápida de cada etapa e uma estrutura baseada em regras para ajuste da otimização robusta considerando a operação em tempo real e as informações coletadas das etapas anteriores. Os estudos de caso apresentados demonstram que a heurística matemática foi capaz de oferecer benefícios ao planejamento energético e operação em tempo real do SHEM ao mesmo tempo que apresenta uma complexidade computacional compatível com a sua utilização em sistemas reais.

Palavras-Chave: SHEM, Recursos Energéticos Distribuídos, Inversor Híbrido, PLIM, Otimização Robusta, Otimização Robusta Ajustável.

ABSTRACT

DYNAMIC AND PRO-ACTIVE MATHEURISTIC INTEGRATED TO HYBRID INVERTERS FOR ROBUST MANAGEMENT OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

AUTHOR: Rodrigo Motta de Azevedo
ADVISOR: Luciane Neves Canha
CO-ADVISOR: Vinícius Jacques Garcia

The growing adhesion of residential consumers to renewable sources of Distributed Generation (DG), through small generation systems, combined with the perspective of Energy Storage Systems (ESS) in integration with energy distribution systems electricity by means of hybrid inverters, makes it necessary to use methods that manage these energy resources. Battery Energy Storage System (BESS) and Photovoltaic generation systems are examples of Distributed Energy Resources (DER) that enable consumers to actively interact with current electricity systems. A Smart Home Energy Management (SHEM) integrates DER for efficient and economical operation in dynamic pricing scenarios for purchase and sale energy. In this thesis, a dynamic and proactive SHEM matheuristic approach is presented to address the problem of planning and operating in real time of a residential storage system with distributed photovoltaic generation. The integration of a hybrid inverter to the SHEM provides maximum comfort to the user because it does not require a demand control system, additionally allowing the reduction of energy purchase costs with meeting the load at the time when it allows the commercialization of energy surplus. To deal with the dynamic problem related to SHEM and the uncertainties regarding the load, renewable energy and purchase and sales energy tariffs, a Mixed Integer Linear Programming model was developed that encompasses a robust optimization responsive to uncertainties (Robust-MILP, also involving technical restrictions and criteria to increase the life cycle of the storage system. The dynamic aspect gives the system a real applicability from the permanent correction of the Robust-MILP solution with a heuristic that acts proactively in the planning, allowing a quick solution of each operation step and a structure based on rules to adjust the robust optimization considering the operation in real time and the information collected from the previous steps. The case studies presented demonstrates that the mathematical heuristic was able to offer benefits to the energy planning and operation in real time of the SHEM while presenting a computational complexity compatible with its use in real systems.

Keywords: SHEM, Distributed Energy Resources, Hybrid Inverter, MILP, Robust Optimization, Adjustable Robust Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Recursos Energéticos Distribuídos.	28
Figura 2.2- Geração Distribuída por Fontes.	33
Figura 2.3- Geração Distribuída por Classe de Consumo.	34
Figura 2.4- Geração Distribuída por Modalidade.	35
Figura 2.5- Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica.	35
Figura 2.6- Serviços de Armazenamento de Energia e sua Relevância para a Integração de Energia Renovável.	39
Figura 2.7- Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia.	40
Figura 2.8- Sistemas Químicos de Armazenamento de Energia	42
Figura 2.9- Adições anuais de Armazenamento por Baterias. 2013-2019.	43
Figura 2.10- Bateria de chumbo Ácido.	46
Figura 2.11- Bateria de Níquel Cádmio.	48
Figura 2.12- Bateria de NaS.	49
Figura 2.13- Bateria de NiMH.	50
Figura 2.14- Bateria de Íons de Lítio.	51
Figura 2.15- Sistema de armazenamento de energia da bateria instalada potencial de redução de custos de energia, 2016-2030.	53
Figura 2.16- Redução do preço das baterias de Íons de Lítio, 2010-2020.	54
Figura 2.17- Componentes que podem estar presentes no SHEM.	57
Figura 4.1- SHEM com a Integração dos RED junto ao Inversor Híbrido.	75
Figura 4.2- Modelagem do sistema de Armazenamento.	80
Figura 4.3- Esquemático do SHEM desenvolvido.	86
Figura 4.4- Processo do Modelo SHEM Robusto.	98
Figura 4.5- <i>Framework</i> Operacional do Modelo SHEM Robusto em Tempo Real.	99
Figura 5.1- Perfil de Carga e Geração Fotovoltaica nas Etapas de Planejamento e Operação em Tempo Real – Caso 1.	107
Figura 5.2- Perfil de Carga e Geração Fotovoltaica nas Etapas de Planejamento e Operação em Tempo Real – Caso 2.	107
Figura 5.3 Perfil de Carga e Geração Fotovoltaica nas Etapas de Planejamento e Operação em Tempo Real – Caso 3.	108
Figura 5. 4 Comportamento dos Custos para os 3 Cenários dos 3 Casos.	111
Figura 5. 5 - SOC para os 3 Cenários do Caso 1.	113
Figura 5. 6 - SOC para os 3 Cenários do Caso 2.	114
Figura 5. 7 - SOC para os 3 Cenários do Caso 3.	116
Figura 5. 8 – Energia Resultante Caso 2 para os 3 Cenários.	117
Figura 5. 9 – Sinalização Externa Restrição Energia à Rede.	118
Figura 5. 10 – Sinalização Externa Restrição Energia à Rede.	119
Figura 5. 11 – Energia Resultante Caso 3 para os 3 Cenários.	121
Figura 5. 12 – Energia Resultante, Energia da Rede e Energia Descarga BESS para o Caso 3- Cenário B.	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1- Características e Valores Típicos de Diferentes Tecnologias de Baterias.	52
Tabela 3.1- Revisão Bibliográfica – Resumo das Características das Metodologias Analisadas.	71
Tabela 5. 1- Parâmetros Técnicos Operacionais do SHEM.	104
Tabela 5. 2- Tarifas de Compra e Venda de Energia para Referência e Tempo Real.	109
Tabela 5. 3- Energia Comprada e Vendida para a Rede e Custo Diário Minimizado para os 3 Casos e 3 Cenários.....	112
Tabela 5. 4- Energia Resultante para os 3 Cenários do Caso 3.	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	– <i>Battery Energy Storage System</i>
B.T.	– Baixa Tensão
C	– Capacidade
CPP	– <i>Critical Peak Pricing</i>
CTR	– <i>Critical Time Rebates</i>
DAP	– <i>Day-Ahead-Pricing</i>
DOD	– <i>Depth of Discharge</i>
DR	– <i>Demand Response</i>
DSM	– <i>Demand Side Management</i>
ESS	– <i>Energy Storage System</i>
FO	– Função Objetivo
GD	– Geração Distribuída
<i>p.u.</i>	– <i>per unit</i> – por unidade
PLIM	– Programação Linear Inteira Mista
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RED	– Recursos Energéticos Distribuídos
REI	– Redes Elétricas Inteligentes
REN	– Resolução Normativa
RTP	– <i>Real Time Pricing</i>
SEP	– Sistema Elétrico de Potência
SHEM	– <i>Smart Home Energy Management</i>
SOC	– <i>State of Charge</i>
UC	– Unidade Consumidora
ToU	– <i>Time of Use</i>

LISTA DE VARIÁVEIS

c_{Total}	– Custo Total de Energia
c_{Rede}	– Custo Energia comprada da Rede
c_{Inj}	– Custo da Energia Vendida à Rede
c_{Curt}	– Custo da Energia Drenada
e_{Rede_Inv}	– Energia da Rede ao Inversor Híbrido
e_{Inv_Rede}	– Energia do Inversor Híbrido à Rede
e_{Inv_BESS}	– Energia do Inversor Híbrido ao Carregamento BESS
e_{BESS_Inv}	– Energia Descarregado BESS ao Inversor Híbrido
e_{Rede}	– Energia da Rede
e_{Inj}	– Energia Injetada na Rede
$SOC_{(i)}$	– Estado de Carga do Banco de Baterias para Período i
$SOC_{(i-1)}$	– Estado de Carga do Banco de Baterias para Período i-1
η_{carga}	– Eficiência de Carga
$\eta_{descarga}$	– Eficiência de Descarga
Γ_{GD}	– Gama GD – Variável Robusta para GD
Γ_{Carga}	– Gama Carga – Variável Robusta para Carga
Γ_{Tarifa_Compra}	– Gama Tarifa Compra – Variável Robusta para Tarifa de Compra de Energia
Γ_{Tarifa_Venda}	– Gama Tarifa Venda – Variável Robusta para Tarifa de Venda de Energia
N	– Número de Períodos Discretizado
T_d	– Intervalo Discretização
E_{min}^{BESS}	– Capacidade Mínima de Energia Armazenada
E^{Util_BESS}	– Capacidade de Energia Útil Armazenada
E^{Res_BESS}	– Capacidade de Reserva Diária de Energia Armazenada
E_{Carga}	– Energia Consumida pela Carga
E_{GD}	– Energia Produzida pela GD Fotovoltaica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	21
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
1.2	JUSTIFICATIVA	23
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	24
1.4	CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS	25
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	26
2	SMART HOME ENERGY MANAGEMENT - RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	28
2.1	Geração distribuída	30
2.1.1	Geração Distribuída de Pequeno Porte - Panorama no Brasil e Mundo.....	30
2.1.1	Vantagens e desvantagens da Geração Distribuída.....	36
2.2	Sistemas de armazenamento de energia	38
2.2.1	Armazenamento de Energia por Baterias	44
2.2.1.1	<i>Baterias de Chumbo-Ácido</i>	46
2.2.1.2	<i>Baterias de Níquel Cádmio-NiCd.....</i>	47
2.2.1.3	<i>Baterias de Sódio Enxofre – NaS</i>	48
2.2.1.4	<i>Baterias de Níquel Metal Hidreto – NiMH.....</i>	49
2.2.1.5	<i>Baterias de Íons de Lítio.....</i>	50
2.2.2	Mapeamento das Tecnologias Armazenamento	52
2.3	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL - SHEM..	54
2.4	SISTEMAS TARIFÁRIOS	58
2.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	60
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	61
3.1	Abordagem de SHEM que não consideram as incertezas para as variáveis de consumo, geração fotovoltaica, tarifa de compra e tarifa de venda de energia	61
3.2	Abordagem de SHEM que consideram as incertezas para as variáveis de consumo, geração fotovoltaica, tarifa de compra e tarifa de venda de energia	65
3.3	Tabela resumo da abordagem de shem que adota ou não as incertezas relacionadas ao consumo, geração, tarifa de compra e tarifa de venda de energia	70
3.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	73
4	METODOLOGIA PROPOSTA PARA O GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL – SHEM.....	75
4.1	Proposta do smart home energy management.....	75
4.1.1.	Carga Residencial	77
4.1.2.	Geração Distribuída Fotovoltaica	78
4.1.3.	Sistema de Armazenamento por Baterias (<i>Battery Energy Storage Systems – BESS</i>)	79

4.1.4. Sistema Tarifário.....	83
4.1.5. Potência Nominal da Entrada de Energia Elétrica	83
4.1.6. Limitação de Injeção de Energia na Rede de Distribuição	84
4.1.7. Modelagem do SHEM.....	85
4.1.8. Função Objetivo do SHEM	86
4.2 Otimização robusta aplicado ao shem.....	90
4.2.1. Modelagem das Incertezas da Carga, Geração Fotovoltaica, Tarifa de Compra e Tarifa de Venda de Energia	90
4.2.1.1. <i>Incertezas da Carga</i>	91
4.2.1.2. <i>Incertezas da Geração Distribuída Fotovoltaica</i>	92
4.2.1.3. <i>Incertezas nas Tarifas de Compra e Venda de Energia Elétrica</i>	92
4.2.2. Função Objetivo Robusta	93
4.2.3. Restrições Robustas do SHEM	94
4.3 Algoritmo de otimização robusta para operação em tempo real do shem	96
4.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	102
5 ESTUDO DE CASO.....	103
6 CONCLUSÕES	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As técnicas de *Smart Home Energy Management* (SHEM) passaram a desempenhar um papel importante em ambientes de redes elétricas inteligentes que possuem a característica de oferecer um ambiente propício para integrar os equipamentos das redes de distribuição, incluindo a geração distribuída de pequeno porte, o armazenamento e o consumo de energia em uma rede com tecnologias avançadas de informação e comunicação (SETLHAOLO; XIA, 2015); SETLHAOLO; XIA, 2016).

Desta forma, o gerenciamento dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) está se tornando cada vez mais necessário diante da crescente participação das gerações renováveis, sistemas de armazenamento de energia e sistemas tarifários dinâmicos (ZHANG *et al.*, 2016).

A associação entre SHEM e Inversores Solares Híbridos¹, representa uma alternativa para fornecer apoio à decisão no planejamento e operação dos sistemas elétricos. Tal paradigma remonta o cenário em que ocorre uma cooperação dinâmica de modo que os Recursos Energéticos Distribuídos possam ser integrados com esses inversores de forma a otimizar a utilização da energia elétrica segundo uma função de custo assumida (PILLONI *et al.*, 2018). Há que se considerar, neste contexto, duas visões bem definidas sobre as consequências desta otimização: (1) a concessionária de energia, que precisa planejar e operar o sistema de distribuição a fim de assegurar índices mínimos de qualidade do fornecimento; e (2) o consumidor, que possui unidades de geração distribuída com o propósito de reduzir o seu consumo ou fornecer energia para a rede de distribuição (KILLIAN; ZAUNER; KOZEK, 2018). Advém deste contexto de interação a necessidade de prover ações de gerenciamento de carga e geração com vistas ao planejamento e à operação a partir das incertezas quanto ao consumo e quanto à geração de energia (WANG *et al.*, 2015).

¹ Inversores Solares Híbridos são caracterizados por possuírem a capacidade de produção de energia elétrica através do sol e ao mesmo tempo armazenar energia elétrica em sistemas de baterias, por exemplo. Ou seja, é um inversor que pode gerenciar simultaneamente entradas de painéis solares e de um banco de baterias, carregando baterias com painéis solares ou através da eletricidade da rede de distribuição (dependendo de qual é mais econômica ou preferida), desta forma, destacamos que os inversores híbridos possuem as características de sistemas *on grid* e *off grid*. Os inversores híbridos combinam recursos de um inversor solar convencional e um inversor de bateria em uma unidade de roteamento de eletricidade de carregamento inteligente e acessível. Portanto, além de funcionarem como um inversor fotovoltaico convencional, funcionam também como fonte ininterrupta de energia (*no-break*). Atualmente no Brasil não existe normativa específica a este tipo inversor, porém, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) através da Comissão de Estudos de Sistemas de Conversão Fotovoltaica da Energia Solar ABNT/CB-03 está elaborando uma norma técnica para inversores fotovoltaicos híbridos.

O emprego de sistemas de armazenamento de energia a baterias, *Battery Energy Storage System* (BESS), associado à geração distribuída representa um recurso valioso principalmente porque permite dissociar o instante da geração da energia com o instante do consumo da mesma. Tal cenário aumenta a confiabilidade, em decorrência do possível armazenamento de energia (Santos et al., 2017; Wu et al., 2018), e representa uma alternativa flexível às abordagens tradicionais de controle pelo lado da demanda, a fim de assegurar uma resposta adequada às variações do consumo no tempo com a disponibilidade de energia armazenada. Simultaneamente, a resposta aos sinais tarifários dados por meio da interposição de tarifas dinâmicas como a *Time-of-Use* (ToU) e *Real Time Pricing* (RTP), por exemplo, pode ser convenientemente assumida no planejamento e operação do SHEM, provocando, assim, “mudanças” no perfil de consumo dos consumidores em resposta aos valores de tarifas diferenciadas ao longo do tempo com o intuito de induzir um menor uso da eletricidade em observância às questões econômicas e até mesmo técnicas providas pelas concessionárias (HUANG; TIAN; WANG, 2015).

Aspectos importantes na concepção de SHEM se referem à imprevisibilidade relacionada à geração de energia por fontes renováveis, ao consumo e também aos custos de energia (ZHI; LEI; YONG, 2012) (WANG *et al.*, 2015). Exatamente estes elementos representam as principais justificativas para explorar a integração da otimização robusta para o gerenciamento de energia elétrica residencial de modo que as incertezas presentes nas grandezas mencionadas possam ser consideradas. Portanto, a intermitência oriunda dos recursos energéticos de geração distribuída no SHEM resultará uma imprecisão da produção, afetando a programação e o controle ideal para as outras unidades do sistema, sugerindo o uso de técnicas de otimização que contemplem incertezas (XIANG; LIU; LIU, 2016; HUSSAIN; BUI; KIM, 2017; MELHEM *et al.*, 2018).

A abordagem de otimização robusta é amplamente difundida para tratar problemas de otimização que consideram incertezas, de modo que elas possam ser assumidas em intervalos de variação dos parâmetros incertos e incorporadas no modelo matemático associado (Soyster, 1973; Ben-Tal; Nemirovski, 1999; Bertsimas; Sim, 2004; Bertsimas; Gupta; Kallus, 2018). A conveniência da técnica está relacionada com o tratamento da incerteza prescindindo funções de densidade de probabilidade, entretanto a solução assim chamada de robusta é relativamente conservadora quanto ao valor da função objetivo. O alcance de uma solução de compromisso entre a robustez desejável e a melhor solução quanto ao valor da função objetivo pode ser viabilizada a partir do ajuste no nível de conservadorismo da abordagem robusta (ZHAO *et al.*, 2019) ; BERTSIMAS; GUPTA; KALLUS, 2018).

Uma variação da otimização robusta é incorporar ajustes em algumas variáveis de decisão após alguma parte dos dados incertos serem revelados. Geralmente é produzido um valor de função objetivo melhor do que a otimização robusta devido a flexibilidade existente na otimização robusta ajustável (YANIKOĞLU; GORISSEN; DEN HERTOOG, 2019).

Este trabalho apresenta uma solução matemática dinâmica e pró-ativa para o planejamento SHEMA e operação em tempo real, que engloba uma otimização robusta responsiva às incertezas de consumo, geração fotovoltaica e tarifas de compra e venda de energia em tempo real.

A solução aplica uma formulação por Programação Linear Inteira Mista (PLIM) permitindo uma solução rápida de cada etapa e uma estrutura baseada em regras para ajuste da otimização robusta considerando a operação em tempo real e as informações coletadas das etapas anteriores. Ao empregar um inversor híbrido integrado a um sistema de geração solar fotovoltaico e um sistema de armazenamento por baterias, com fluxo bidirecional de energia para a rede de distribuição, a solução para o problema de gerenciamento se torna viável, pois a rede de distribuição pode fornecer energia para a residência a qualquer momento, garantindo assim um conforto pleno ao prosumidor. Esta característica é apropriada no algoritmo dinâmico desenvolvido nesta tese para lidar com otimização robusta de maneira reativa e proativa, com incertezas relacionadas à carga, geração e preços de compra e venda de energia.

A resposta a demanda concebida na abordagem desenvolvida nesta tese não intervém na carga, logo, o SHEMA desenvolvido realiza a ação de resposta a demanda sob a potencialização do uso dos recursos energéticos distribuídos. Uma capacidade de reserva diária para o sistema de armazenamento é proposta com intenção de atender necessidades que podem ser comuns aos consumidores e as concessionárias. Além de atender a critérios econômicos, o SHEMA desenvolvido também aborda as características técnicas operacionais como forma de restrição para a impossibilidade de injeção de energia junto ao sistema de distribuição, permitindo assim, uma atenuação de forma equilibrada às indesejáveis transgressões nos índices de qualidade referentes a níveis de tensão no ponto de entrega e o carregamento dos condutores da rede na qual está conectado este sistema.

1.2 JUSTIFICATIVA

Os grandes avanços tecnológicos para o aproveitamento das fontes de energias renováveis verificado ao longo dos últimos anos, aliados à necessidade de se buscar um suprimento de energia elétrica sustentável, tornam imprescindíveis a consideração sobre o

tema da geração distribuída (GD) a partir de fontes renováveis e a associação com sistemas de armazenamento de energia.

Com o auxílio da *Internet of Things* (IoT), é possível conceber o SHEM, na medida em que envolve recursos energéticos distribuídos de energia integrados por meio de inversores híbridos junto à carga e à rede. Os sistemas de monitoramento e controle envolvidos no SHEM oportunizam um apoio à tomada de decisão, analisando aspectos técnicos operacionais e econômicos da rede e da residência, de forma a otimizar a razão do custo – benefício da utilização da energia elétrica de acordo com a minimização dos custos diários

Com estes recursos energéticos distribuídos incluídos no SHEM, a incerteza quanto aos parâmetros do sistema está sempre presente. Assumir técnicas de otimização que considerem incertezas torna-se imprescindível e a otimização robusta representa uma alternativa bastante oportuna, particularmente quando o pressuposto é apenas observar dados históricos e/ou de modelos de previsão e capturar as faixas de variações pregressas em cada um dos parâmetros assumidos, como no consumo, na geração distribuída fotovoltaica e nas tarifas na operação em tempo real.

Esta tese investiga o problema de minimização dos custos de energia diários para um sistema residencial com RED através do uso da Otimização Robusta Ajustável. Além da geração própria por meio de um sistema solar fotovoltaico, um sistema de armazenamento de energia a baterias é utilizado. O estudo apresentado contempla cenários mais desafiadores nos quais não são realizados agendamentos de cargas para reduzir os custos e um conjunto de restrições técnicas e econômicas abrangem o *framework* estabelecido para todos os componentes presentes no SHEM desenvolvido.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho é o desenvolvimento de uma solução para um *Smart Home Energy Management* que permita a coordenação e a eficiência na gestão de energia em sistemas residenciais que utilizam os Recursos Energéticos Distribuídos, com base em um *framework* que adote critérios técnicos e econômicos.

Ao realizar o planejamento para o dia seguinte e realizar a correção da operação em tempo real, adotando as incertezas no consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia, o SHEM desenvolvido permite aos consumidores residenciais supervisionarem e

gerenciarem o uso dos RED quando integrados ao sistema de distribuição de energia elétrica através de inversores híbridos.

Para alcançar o objetivo geral foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) Desenvolvimento de um modelo robusto adaptativo para SHEM para lidar com as incertezas na carga e geração permitindo operação em tempo real, e garantindo total conforto ao usuário, pelo suporte de energia dos recursos energéticos flexíveis de geração fotovoltaico e armazenamento por baterias;
- b) propor uma solução matheurística, com PLIM combinada com ajuste robusto baseado em regras para soluções rápidas de tomada de decisão em planejamento de curto prazo do SHEM e operação em tempo real;
- c) aplicação em um SHEM de um sistema de carregamento dinâmico, no qual as incertezas são consideradas na forma de variabilidade na composição dos custos relacionados à compra e venda de energia elétrica;
- d) desenvolver modelagem robusta adaptativa para os inversores híbridos que permita uma produção de energia para a rede pelo sistema de armazenamento e/ou pela geração fotovoltaica, com limites para injeção de energia junto à rede de distribuição por mecanismos de restrição de *curtailment*;
- e) implementar modelo robusto de dois estágios de um SHEM considerando o gerenciamento ideal para o dia seguinte (etapa de planejamento) e um mecanismo adaptável de correção em tempo real para lidar com os erros de previsão através do ajuste da variabilidade na atualização da previsão do processo de operação em tempo real por meio da robustez ajustável;
- f) desenvolver um SHEM com adoção de uma capacidade técnica de reserva mínima diária para o sistema de armazenamento de energia por baterias e que a mesma possa ser utilizada sob a visão dos consumidores e/ou das concessionárias de energia elétrica.

1.4 CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS

As seguintes contribuições inovadoras podem ser destacadas, resultantes da abordagem proposta:

- Desenvolvimento de um SHEM que emprega uma matheurística dinâmica e pró-ativa para as etapas de planejamento e operação em tempo real, que

engloba uma otimização robusta responsiva às incertezas de consumo, geração fotovoltaica e tarifas de compra e venda de energia em tempo real;

- Aplicação de um modelo de otimização robusta adaptativa afim de diminuir o excesso de conservadorismo da otimização robusta do SHEMA integrado a inversores híbridos;
- Criação de um modelo de gerenciamento de energia residencial capaz de considerar a consolidação das incertezas na atualização do planejamento, de como garantir adaptabilidade e viabilidade da solução proposta;
- Desenvolvimento de um SHEMA, sem a necessidade de agendamento e/ou corte de carga porque considera variações passadas e futuras quanto aos valores incertos assumidos;
- Integração de inversores híbridos ao SHEMA, potencializando o uso de RED na minimização dos custos diários;
- Uso de uma capacidade técnica de reserva diária para o sistema de armazenamento de energia por bateria, a fim de oportunizar um recurso adicional ao consumidor e/ou concessionária na concepção SHEMA proposta;
- Consideração de restrições técnicas relacionadas à limitação da capacidade máxima da entrada de energia aos sinais externos: impedimento de injeção de energia para a rede e liberação de energia armazenada na forma de reserva.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Neste capítulo, primeiramente, é apresentada uma breve introdução ao tema que será desenvolvido ao longo desta tese, introduzindo a importância de sistemas de gerenciamento de energia residencial para potencializar o uso dos recursos de geração e armazenamento de energia em ambientes de sistemas tarifários dinâmicos. Também são apresentados os objetivos da pesquisa realizada nesta tese.

O segundo capítulo apresenta os conceitos da geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia a baterias e a importância de sistemas de gerenciamento de energia residencial.

No capítulo 3 é apresentada a revisão bibliográfica, onde são abordadas as pesquisas encontradas em consonância com os conceitos e metodologias aplicadas.

Para o capítulo 4 é apresentado a proposta do modelo de gerenciamento de energia residencial desenvolvido de forma a descrever a metodologia utilizada na tese.

O capítulo 5 apresenta um estudo de caso como validação e comprovação da eficiência do sistema de gerenciamento de energia residencial desenvolvido nesta tese.

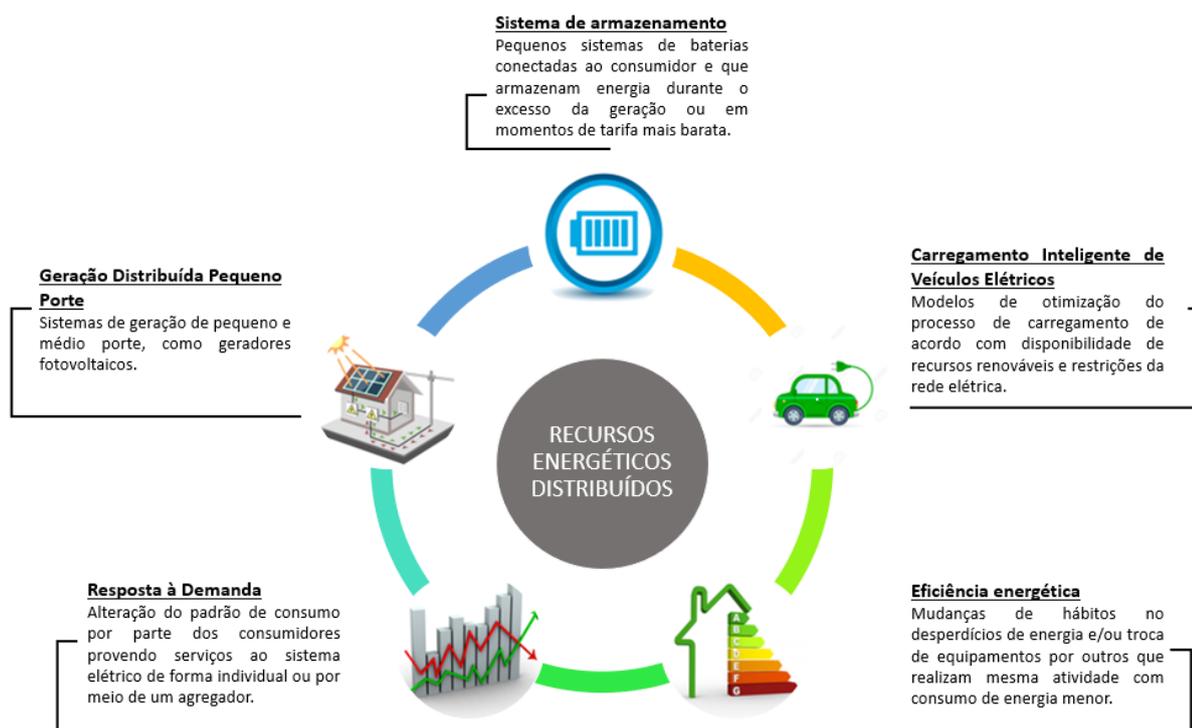
No sexto e último capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento desta tese, especialmente em relação ao processo de otimização robusta ajustável para o SHEM desenvolvido. A partir destas conclusões são apontadas as principais contribuições apresentadas nesta tese e os trabalhos que podem ser realizados como desdobramentos das observações realizadas.

2 SMART HOME ENERGY MANAGEMENT - RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Os Recursos Energéticos Distribuídos podem ser definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo dentro da área de concessão de uma distribuidora de energia elétrica. Normalmente os RED estão localizados junto à Unidades Consumidoras (UC) atrás do medidor de energia elétrica, ou seja, *behind-the-meter* (IRENA, 2019a).

A Figura 2.1 apresenta alguns recursos que podem estar incluídos no conceito de RED que são: Geração distribuída de pequeno porte, Sistemas de armazenamento de energia, Veículos elétricos, Eficiência energética e Resposta à demanda.

Figura 2.1- Recursos Energéticos Distribuídos.



Fonte: Adaptada de IRENA (2019).

Nos últimos anos, tem-se observado um crescimento da inserção dos RED, justificado pela redução de custos de investimentos e uma disseminação das tecnologias, bem como uma maior participação dos consumidores que acabam assumindo um papel mais ativo perante ao sistema elétrico. Predominantemente operados com recursos de maior porte e de forma

centralizada, a difusão dessas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de realizar profundas mudanças no sistema elétrico (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020).

A geração distribuída (GD) passou a integrar o planejamento dos sistemas de energia elétrica. Existe uma tendência crescente das gerações de energia elétrica serem próximas ao ponto de consumo. O uso de fontes de energias renováveis através de GD está aumentando tanto em países desenvolvidos quanto nos emergentes. Nos países em desenvolvimento, percebe-se que o uso de GD é primariamente uma fonte para aumentar o acesso à energia. Já nos países desenvolvidos as gerações distribuídas são utilizadas em resposta a uma demanda por autossuficiência e o desejo de uma confiabilidade maior por parte dos consumidores.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica devido aos novos avanços tecnológicos estão sofrendo alterações substanciais devido à integração de gerações distribuídas renováveis, de grande ou pequena escala, com os sistemas de armazenamento, conforme descreve Zhang *et al.* (2015).

Para Tao e Gao (2020) as redes elétricas inteligentes surgem como elemento chave no processo de integração das fontes intermitentes de geração ao sistema elétrico de energia, que demandará também a utilização de estratégias como: Resposta à Demanda, tarifas dinâmicas, controle de despacho de energia gerada/armazenada de forma distribuída, entre outros.

Neste contexto é esperado que o consumidor participe ativamente junto ao sistema elétrico de energia elétrica, a fim de que este realize o gerenciamento de seus recursos energéticos de maneira mais eficiente.

Para auxiliar os consumidores residenciais no gerenciamento de seus sistemas de energia elétrica têm-se no conceito de *Smart Home Energy Management Systems* a oportunidade de potencializar a utilização dos RED. Para Tushar; Zeineddine; Assi (2018) a utilização do SHEM, em larga escala, aliada às redes elétricas inteligentes farão parte da nova geração da rede elétrica de distribuição, transformando-a em mais inteligente e operando de forma descentralizada.

Portanto, essas mudanças proporcionadas pela introdução da GD ao sistema de distribuição exige um planejamento tanto nos aspectos de arranjos comerciais quanto operacionais. Para isto, são necessários incentivos por meio de políticas públicas que levem em consideração a redução dos custos, o aumento da eficiência energética, o desenvolvimento de novos projetos que incluem tanto gerações distribuídas, quanto os sistemas de armazenamento de energia elétrica.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O número de instalações de gerações distribuídas de pequena escala expandiu-se amplamente a nível mundial ao longo dos últimos anos devido aos incentivos e a redução de custos das tecnologias empregadas. À luz desses desafios e crescimento, modelos de previsão de geração e consumo podem ser usados para quantificar a produção de sistemas individuais ajudando assim as concessionárias a gerenciar e planejar com eficiência a rede elétrica que operam (LOPEZ LORENTE; LIU; MORROW, 2020).

Para Mortazavian e Mohamed (2020) os sistemas de geração distribuída de pequena escala ganharam grande impulso na integração dos recursos energéticos distribuídos junto às redes de distribuição. A maioria destes recursos de GD têm interface com a rede de distribuição através de inversores.

Zeynali; Rostami; Feyzi (2020) destacam que as principais motivações na integração de gerações distribuídas junto ao sistema de distribuição estão fundamentadas na redução de perdas, aumento da confiabilidade e melhoria do perfil de tensão. A integração de fontes de energias renováveis, como o caso da GD fotovoltaica e dos sistemas eólicos trazem consigo a intermitência natural destes recursos de geração e com isso trazem o problema através das incertezas para o processo de planejamento e operação.

Por fim, esta tendência do aproveitamento dos recursos renováveis para geração de energia elétrica traz consigo inúmeros desafios para o setor elétrico, sendo o sistema de distribuição fortemente impactado devido à intermitência destas fontes de geração.

2.1.1 Geração Distribuída de Pequeno Porte - Panorama no Brasil e Mundo

Tradicionalmente, os sistemas de energia são estabelecidos por estruturas de geração centralizadas, transmissão e distribuição, colocando os consumidores no final da cadeia de abastecimento. No entanto, nas últimas décadas o crescimento dos recursos energéticos distribuídos, como geradores distribuídos fotovoltaicos de pequeno porte, sistemas de armazenamento de energia por baterias e eletrodomésticos inteligentes se tornaram participantes ativos do sistema elétrico.

A crescente penetração de recursos energéticos descentralizados de geração e armazenamento de energia fazem com que os novos participantes deste mercado, os prossumidores, aproveitem estas novas oportunidades de forma a promoverem mudanças

regulatórias introduzindo e estimulando novos incentivos para pulverizar a diversificação de novas tecnologias (IRENA, 2019b).

A utilização de fontes renováveis na tecnologia empregada à geração distribuída é considerada promissora para amenizar a crise energética e a poluição ambiental. Políticas relevantes têm sido emitidas por diversos países com o intuito de promover a GD com recursos renováveis. Cada vez mais, fontes de energia como a eólica, solar fotovoltaica e a hidráulica, estão sendo utilizadas para fontes de GD, interligadas à rede de distribuição em sistemas de pequena escala (WANG *et al.*, 2016).

Contudo, Pereira *et al.* (2016), enfatizam que a instalação de geração distribuída em sistemas de distribuição de média e baixa tensão, tornou-se uma opção viável para o planejamento do sistema de distribuição, porém, a sua instalação está sujeita à disponibilidade e localização geográfica das fontes de energia primária.

Jinlei *et al.* (2019) destacam que as gerações distribuídas consistem até mesmo dos Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias, *Battery Energy Storage Systems* (BESS), além de geradores eólicos, geradores fotovoltaicos e geradores térmicos de biomassa, por exemplo, ou seja, são fontes de energia que podem oferecer uma variedade de benefícios ao sistema elétrico.

Para REN21 (2020) as energias renováveis através dos novos mercados para a geração renovável distribuída são estabelecidas como fontes importantes de energia e o seu rápido crescimento no setor elétrico é impulsionado por fatores como a melhora da competitividade dos custos das tecnologias renováveis, as preocupações ambientais e de segurança energética, iniciativa de políticas públicas específicas, melhores condições de financiamento, demanda crescente de energia nas economias em desenvolvimento e emergentes e a necessidade de acesso à energia moderna.

A capacidade de geração global a partir de fontes renováveis instalada em 2019 teve um incremento de 200GW. Quando comparado ao ano de 2018 houve um crescimento de 8% na capacidade instalada. Aproximadamente 115GW de geração fotovoltaica foi adicionada as matrizes energéticas mundialmente em 2019. Ainda, destaca-se que pelo quinto ano consecutivo a capacidade instalada de energia renovável superou a capacidade instalada de fontes que utilizam combustível fóssil e nuclear. No geral, a capacidade instalada de energia renovável foi suficiente para fornecer aproximadamente 30% da geração global em 2019. A adoção de políticas voltadas para sistemas de geração distribuída de pequena escala aumentou em 2019, principalmente na Europa e nos Estados Unidos. Com isto, os sistemas de geração

fotovoltaico despontaram quando comparado a outros tipos de recursos de geração renovável (REN21, 2020).

Gao *et al.* (2017), afirmam que devido à crescente demanda de energia elétrica e da disseminação do armazenamento de energia, a penetração da geração distribuída está aumentando, mundialmente. Dessa forma, a geração distribuída ganha, de forma gradual, mais importância no cenário de geração de energia elétrica devido às características de armazenamento de energia e dos aspectos ambientais.

Impulsionado por fatores tecnológicos, econômicos e ambientais, atualmente há um esforço global para integrar as fontes de geração distribuída em sistemas de energia elétrica, particularmente em sistemas de distribuição. As fontes de geração distribuída que mais crescem são constituídas por sistemas fotovoltaicos e eólicos. Sendo assim, a geração distribuída está aumentando constantemente de forma integrada a sistemas de distribuição. Esta tendência é mais provável que continue a acontecer nos anos vindouros devido ao advento da gestão das redes de distribuição. Neste mesmo contexto, as tecnologias de armazenamento e gestão da demanda pelo lado da procura tendem a acompanhar o caminho da GD (SANTOS *et al.*, 2017).

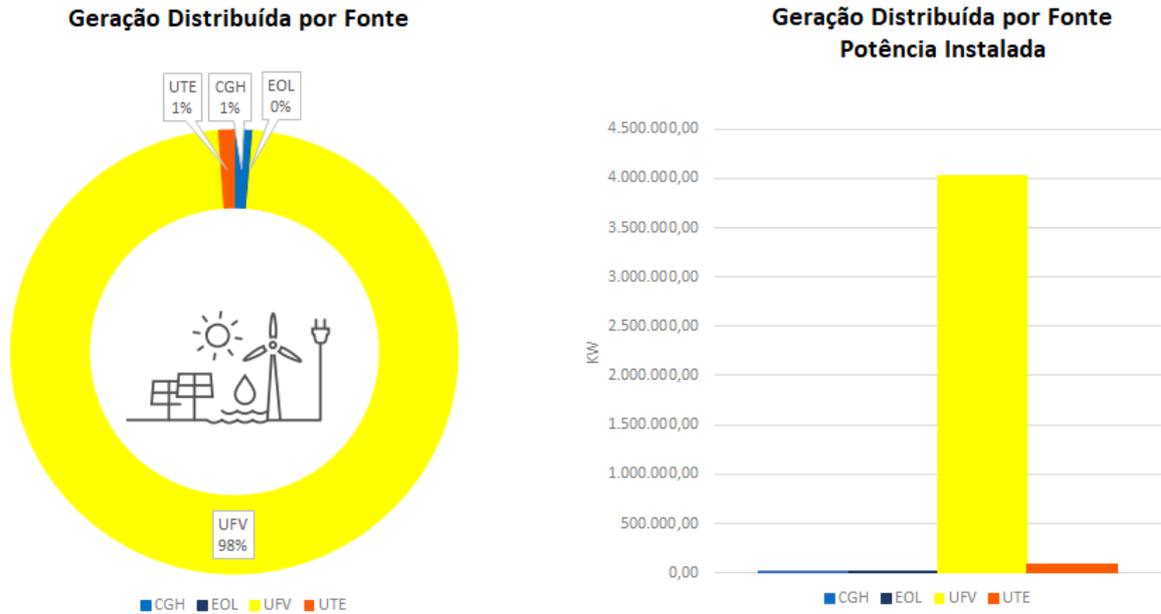
No Brasil, de acordo com a Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL (REN 482/2012), em sua atualização dada pela Resolução Normativa Nº 687/2015 (REN 687/2015) e ajustada pela Resolução Normativa Nº 786/2017 (REN 786/2017), mantém -se os esforços em âmbito técnico e de políticas de incentivo, para fomentar e expandir o acesso de consumidores na produção de sua própria energia elétrica.

De acordo com o PRODIST, REN 482/2012 e REN 687/2015 ficou estabelecidos que um sistema de microgeração distribuída é definido por uma central de geração de energia elétrica, com potência instalada inferior ou igual a 75kW. Já a minigeração distribuída é caracterizada por ser uma central geradora, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015) (ANEEL, 2017) .

Em 2020, a adesão ao sistema de compensação de energia elétrica no Brasil, *net metering*, ultrapassou a barreira dos 300.000 sistemas inseridos junto ao sistema de distribuição. A Figura 2.2 apresenta a quantidade de conexões de acordo com o tipo de fonte de geração. Observa-se que os sistemas fotovoltaicos ultrapassaram os 4GW de potência instalada, se tornando assim, o recurso energético com maior adesão. Conforme os boletins informativos da ANEEL em novembro de 2020 já existia aproximadamente 333.000 usinas

geradores participando do sistema de mini e microgeração distribuída, com aproximadamente 332.500 sistemas fotovoltaicos instalados, ou seja, 98% do total entre as fontes utilizadas nos sistemas participantes da REN 482/2012 conforme a Figura 2.2 (ANEEL, 2020).

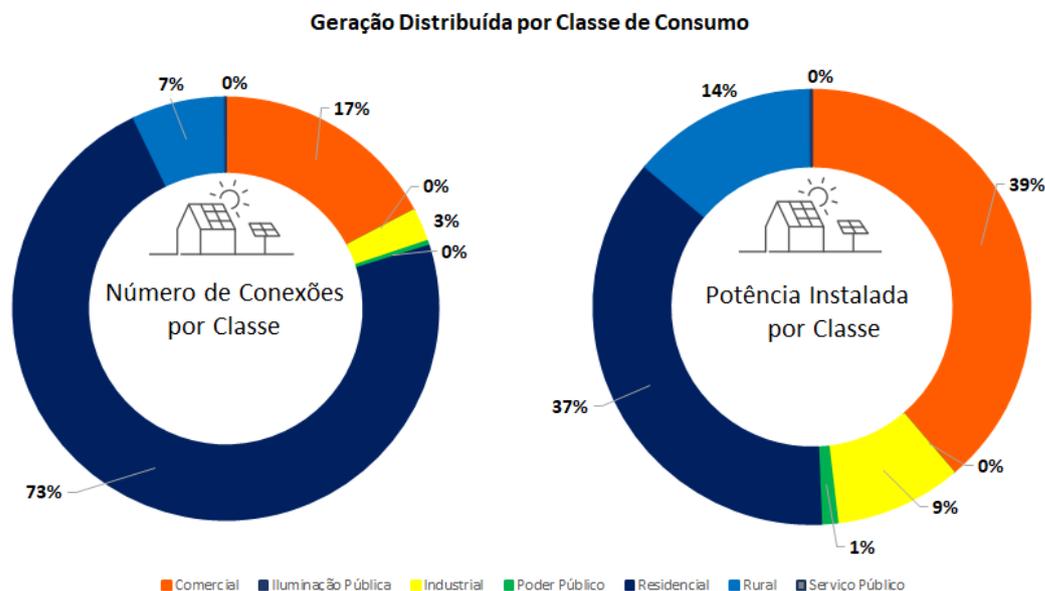
Figura 2.2- Geração Distribuída por Fontes.



Fonte: Próprio do Autor.

A Figura 2.3 apresenta a adesão ao sistema de compensação por classe de consumo. A maior potência instalada pertence aos consumidores comerciais, que possuem uma potência instalada de aproximadamente 1,6GW, ou seja, 39% quando comparado com as outras classes de consumo. Com 37% de potência instalada, aproximadamente 1,5GW, os sistemas residenciais ocupam a segunda posição entre as classes de consumo. De acordo com Figura 2.3 observa-se os sistemas residenciais são os maiores adeptos, em termos de quantidade, no sistema de micro e minigeração distribuída, com aproximadamente 242.000 sistemas, ou seja, 73% quando comparado ao restante. Desta forma, é possível ter a perspectiva para os seguimentos de sistema de monitoração e gerenciamento de energia residencial. Se nestas GD forem agregados a sistemas de armazenamento, por exemplo, os consumidores que passaram a ser ativos no sistema de distribuição, podem realizar o gerenciamento da energia produzida pela sua própria UC (ANEEL, 2020).

Figura 2.3- Geração Distribuída por Classe de Consumo.



Fonte: Próprio do Autor.

Na Figura 2.4 é apresentado o comparativo da geração distribuída por modalidade. Observa-se que tanto para a quantidade de unidades consumidoras quanto em potência instalada a modalidade com geração na própria UC possui maiores capacidades. Os 86% da modalidade de geração na própria UC representam a instalação de aproximadamente 285.000 fontes de geração com uma potência instalada de aproximadamente 3,4GW. O autoconsumo remoto é outra modalidade que tem conquistado uma maior parcela entre os consumidores (ANEEL, 2020).

As modalidades de microgeração e minigeração está se tornando protagonista na expansão da oferta de eletricidade no Brasil. Somente no ano de 2019, a fonte solar distribuída fotovoltaica superou a expansão de todas as fontes centralizadas, com exceção das hidrelétricas (EPE, 2020).

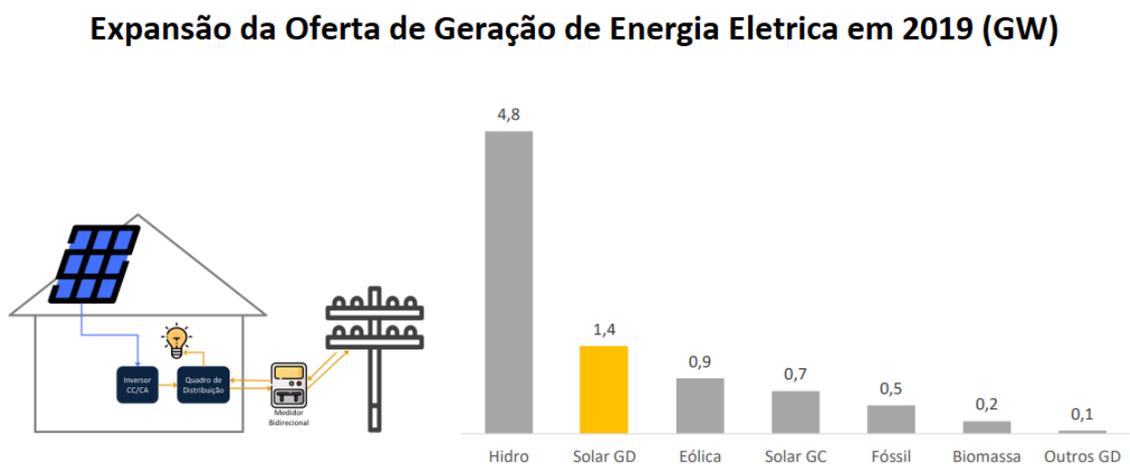
Figura 2.4- Geração Distribuída por Modalidade.



Fonte: Próprio do Autor.

Através da Figuras 2.2 e 2.5 observa-se que o sistema de geração distribuída que mais cresceu, foi o solar fotovoltaico. Este fato ocorre devido aos crescentes estímulos a este tipo de geração e pelo grande potencial de aproveitamento solar para a geração de energia elétrica que o Brasil possui, sendo o qual está espalhado ao longo de toda a sua faixa territorial, possibilitando a inserção de milhares de micro e minigerações distribuídas em sua matriz energética.

Figura 2.5- Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica.



Fonte: (EPE, 2020).

Por fim, se por um lado, o incremento de fontes renováveis de energia, como o caso da solar fotovoltaica, apresenta menor impacto ambiental em sua geração de eletricidade, a

inserção dessas fontes de micro e minigeração distribuída no sistema elétrico representam um desafio ao suprimento, principalmente pelas características de intermitência.

2.1.1 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Shih *et al.* (2016), afirmam que as gerações distribuídas podem contribuir para aspectos importantes, tais como: alívio de congestionamento de linha, redução global de perdas e aumento da confiabilidade das redes.

Pereira *et al.* (2016), ressaltam que as gerações distribuídas trazem benefícios ambientais e técnicos, como a redução de perdas, o controle de tensão e a redução de fluxo de corrente na rede de baixa tensão das concessionárias de energia elétrica.

Azevedo (2016) destaca que é importante o desenvolvimento de um perfil de produção das fontes de geração distribuída para cada período ao longo do dia. Devido às características dos alimentadores das distribuidoras, a integração de fontes de GD podem causar transtornos para o a rede de distribuição de energia elétrica com o surgimento do fluxo reverso, elevação ou queda de tensão no ponto de conexão da GD, sobrecarga de cabos e modificações na corrente de curto circuito.

Conforme destacado por Essackjee; Ah King (2016), a ligação da GD ao longo do alimentador pode afetar os níveis de tensão em uma rede de distribuição, porém o perfil de tensão é pouco influenciado quando a potência injetada pela GD é inferior ou igual à carga do alimentador.

Para Wang; Han; Wu (2015) as necessidades de sistemas de energia elétrica mais flexíveis e eficientes podem ser supridas pela inserção da geração distribuída. As gerações distribuídas possuem vantagens em termos de custos de investimentos reduzidos, baixas perdas de energia e pequeno dano ambiental, no entanto, a grande intermitência de fontes como a eólica e a solar trazem impactos ao planejamento e a operação dos sistemas de distribuição.

Stecanella *et al.* (2020) afirmam em seu estudo que a alta penetração de GD pode trazer vários impactos sobre o planejamento e a operação das redes de distribuição de energia elétrica. Além de apresentar uma incerteza significativa, as fontes renováveis de geração distribuída, podem ocasionar o aumento da tensão, fluxo de potência inversa, aumento de perdas e a perda na qualidade de energia. Estes impactos limitam a capacidade de um sistema de distribuição abranger as fontes de geração distribuída sendo necessário um planejamento

para que as gerações distribuídas não violem as restrições operacionais de um sistema de distribuição.

Para Zhang *et al.* (2018) a geração distribuída dispõe de um elevado grau de flexibilidade e assim, proporciona uma série de benefícios econômicos e técnico onde citam-se: redução de perdas de energia, aumento da estabilidade do sistema elétrico e a redução de custos de manutenção na rede de distribuição.

Baptista; Rodrigues; Da Guia da Silva (2019) destacam que a integração das gerações distribuídas aos sistemas de energia elétrica oferece benefícios, como a redução de perdas nos alimentadores de distribuição. Ainda, relata que o avanço de tecnologias faz com que ocorra a redução dos custos destes sistemas e com isto as fontes renováveis de energia elétrica tornam-se mais comuns e a sua penetração resulta em menores impactos ambientais. No entanto, a elevada penetração das fontes de GD, como as gerações de vento e fotovoltaica, por serem intermitentes, desafiam os aspectos da confiabilidade e segurança dos sistemas de energia elétrica.

A geração distribuída conectada ao sistema de distribuição acaba trazendo modificações na topologia das redes elétricas. Adicionalmente, as fontes de geração distribuída como as fotovoltaicas e as eólicas podem causar a intermitência na conexão ao sistema e assim acabam aumentando as incertezas nas redes de distribuição. Assim, é necessário fazer um planejamento coordenado das estruturas de fontes de geração distribuída (GAO *et al.*, 2017).

Santos *et al.* (2017) ratificam que a natureza intermitente da maioria das fontes de energia renováveis, em particular da eólica e solar, torna a integração destes sistemas nas redes de distribuição uma tarefa desafiadora devido a significativa variabilidade operacional e as incertezas para o sistema. Por isto é necessário o desenvolvimento de métodos eficazes para realizar uma integração de GD de forma a minimizar os efeitos secundários.

Toorian; Nourian (2016) afirmam que a geração distribuída possui uma série de vantagens como a redução do consumo nos horários de maiores demanda, balanceamento do fluxo de carga, suporte no controle de tensão e reativos, baixa poluição e capacidade de apoio de emergência. Por outro lado, a sua elevada penetração no sistema de distribuição afeta os sistemas de proteção devido ao aumento da corrente de curto-circuito. Por fim, devido algumas fontes serem intermitentes, as GD podem causar instabilidade à rede elétrica.

Assim, neste contexto, a importância dos sistemas de armazenamento de energia se destaca devido ao potencial que estes recursos de armazenamento possuem para compensar a intermitência das fontes de geração renováveis e na redução de demanda por geração de

energia em horários críticos (pico). Ainda, é possível incrementar a confiabilidade na operação do sistema ocasionando, portanto, um aumento na segurança e disponibilidade do suprimento energético.

Por fim, destaca-se que nesta tese será contemplada no desenvolvimento da metodologia a aplicação de recursos de geração solar fotovoltaico. Uma vez apresentado a importância deste recurso de geração distribuída e o seu crescente potencial de aplicação em sistemas de pequenas escalas nas residências, o estudo aqui desenvolvido, também, considera as incertezas relacionadas a previsão de geração destes recursos.

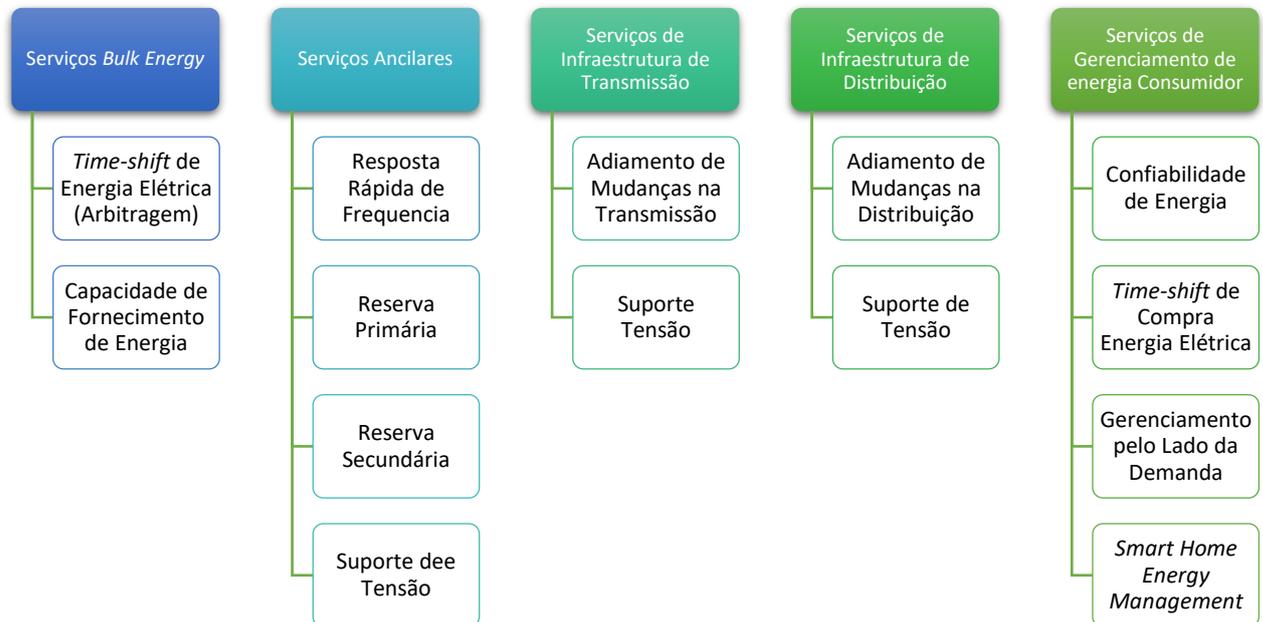
2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Atualmente o interesse no armazenamento de energia é impulsionado principalmente pelos recentes avanços nas tecnologias empregadas e os benefícios adicionais que eles podem oferecer através de sua implementação. O impacto das mudanças regulatórias no setor da eletricidade, principalmente em países da Europa, tem sido de tal maneira que, a atenção está sendo focada em fatores ambientais, utilização de ativos e serviços de gerenciamento de energia do cliente, domínios em que o armazenamento de energia pode ter um impacto positivo e significativo (IRENA, 2019b).

As tecnologias de armazenamento de energia possuem características que auxiliam no preenchimento das lacunas temporais entre a oferta e a demanda de energia elétrica. As múltiplas funcionalidades dos sistemas de armazenamento podem servir de forma a atuar em conjunto com mecanismos de geração com o propósito de minimizar os impactos oriundos das intermitências de algumas fontes renováveis de energia (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020).

Ao longo dos últimos anos, a indústria de armazenamento de energia continuou a evoluir e se adaptar aos novos requisitos operacionais e aos avanços da tecnologia. Os diversos serviços que os sistemas de armazenamento, conforme a Figura 2.6, podem oferecer para auxiliar as operações dos sistemas elétricos de potência são agrupados em serviços de energia que podem auxiliar para melhorar os ativos da rede em sistemas de distribuição, prestar serviços ancilares, podem servir como reserva operativa do sistema no fornecimento de potência elétrica sob demanda ou ainda aumentar o autoconsumo de geração distribuída de pequeno porte em residenciais e os serviços de gestão de energia em consumidores, entre outros.

Figura 2.6- Serviços de Armazenamento de Energia e sua Relevância para a Integração de Energia Renovável.



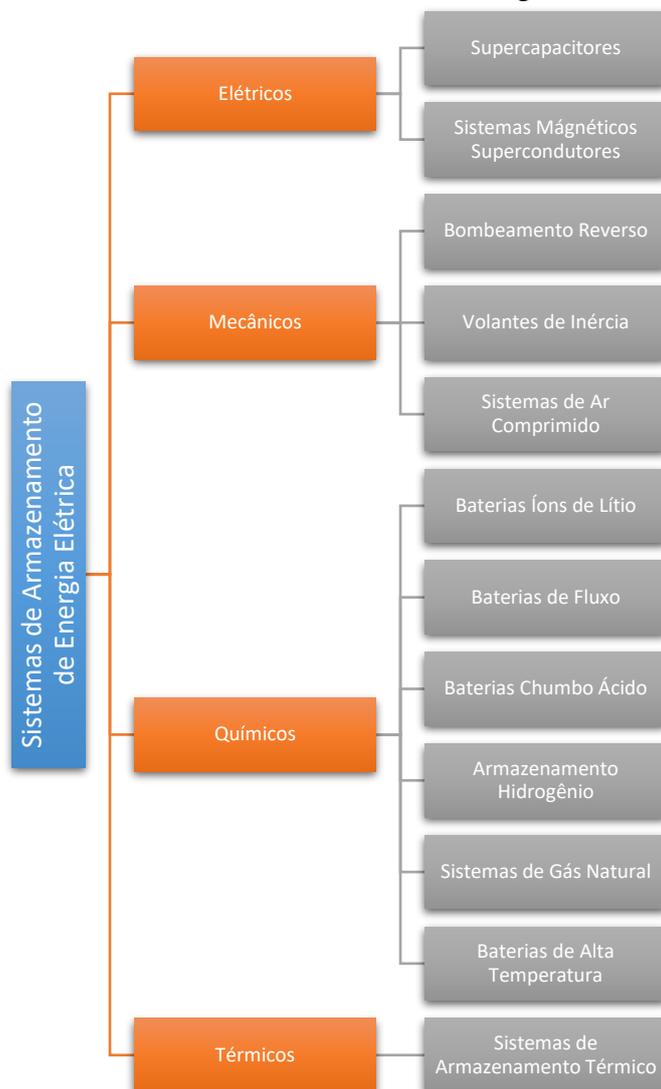
Fonte: Adaptado de (IRENA, 2020)

Por exemplo, a instalação de sistemas de armazenamento atrás do medidor pode auxiliar a integração de fontes de energia distribuídas de pequeno porte e estimular a participação mais ativa dos prossumidores na gestão geral de energia de suas residências. No entanto, é necessário a criação de operadores do sistema de distribuição que passará a ter um papel mais ativo permitindo que os prossumidores participem como agregadores em função de seus gerenciamentos residenciais que buscam potencializar o uso de seus próprios recursos energéticos distribuídos de geração e armazenamento de energia elétrica (RENEWABLE; AGENCY, 2020).

Farret FA (2017) destaca que o armazenamento de energia elétrica por muito tempo foi considerado uma tecnologia crítica, porém, atualmente, essas tecnologias podem ser utilizadas de forma a conseguir explorar de maneira intensa os recursos energéticos convencionais ou renováveis, de modo que os sistemas de armazenamento de energia, *Energy Storage System* (ESS), acabem possuindo um papel importante na unificação, distribuição e ampliação da capacidade dos sistemas de geração distribuída.

A Figura 2.7 apresenta uma visão ampla sobre as principais tecnologias levando em consideração o princípio de armazenamento.

Figura 2.7- Tecnologias de Sistemas de Armazenamento de Energia.



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2020)

Para a escala de tempo típica de aplicação, ou seja, como são capazes de prestar serviços à rede de forma centralizada ou distribuída, com variações na capacidade e na velocidade de carga e descarga temos:

- **Bulk Storage:** inseridas nos sistemas de transmissão, as tecnologias de armazenamento possuem grandes capacidades de armazenamento podendo prover cargas e descargas de acordo com as necessidades da rede. As hidroelétricas reversíveis e os sistemas de armazenamento de ar comprimido são exemplos deste tipo de recurso (IRENA, 2020).
- **Distributed Storage:** ao serem comparados com as tecnologias *Bulk*, os sistemas de armazenamento distribuídos, tendem a ser menores no tocante à

capacidade de armazenamento. Os sistemas de armazenamento por baterias são exemplos deste recurso que tendem a ser mais adequados para casos onde é necessária a conexão em redes de média ou baixa tensão (ENERGIA, 2018).

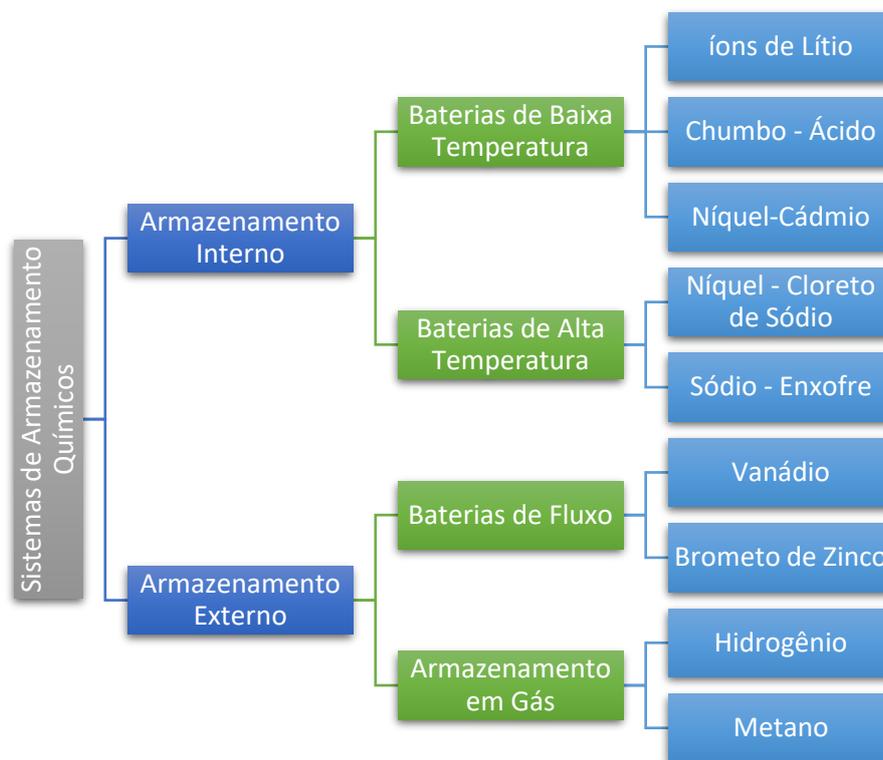
- ***Fast Storage***: tecnologias de armazenamento rápido são classificadas devido a sua capacidade de entregar grandes potências em períodos de descarga muito curtos. Este recurso é adequado para aplicações bem específicas tais como a estabilização de tensão em tempo real. Os supercapacitores, *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES) e volantes de inércia são exemplos deste recurso (EPE, 2020).

Os sistemas de armazenamento em baterias possuem uma amplitude de aplicações possíveis no setor elétrico. É importante ressaltar, contudo, que a atratividade de cada solução específica depende fortemente das características e necessidades de cada sistema elétrico considerado. Em sistemas pequenos com significativa expansão de fontes renováveis variáveis, por exemplo, essa tecnologia pode contribuir para atendimento à demanda quando há variações significativas na carga ou na geração. Nesta tese é abordado um sistema de gerenciamento de energia residencial que tem o sistema de armazenamento por baterias integrado a um inversor híbrido como um dos componentes dos recursos energéticos distribuídos que será potencializado para atender o framework estabelecido no modelo de otimização desenvolvido.

Os esforços atuais estão relacionados em construir baterias com maior densidade de armazenamento, menores perdas no processo de carga e descarga, menores taxas de auto-descarga, elevado número de ciclos de carga e descarga e métodos menos tóxicos e poluentes para facilitar a logística reversa deste material (BUENO; BRANDÃO, 2016).

Os sistemas de armazenamento por baterias são objeto de muitas pesquisas e investimentos em desenvolvimento, pois oferecem soluções de armazenamento confiáveis, seguras e operacionalmente simples. Os sistemas químicos armazenadores de energia podem ser classificados de acordo com a Figura 2.8 (BUENO; BRANDÃO, 2016).

Figura 2.8- Sistemas Químicos de Armazenamento de Energia



Fonte: Adaptado de (BUENO; BRANDÃO, 2016).

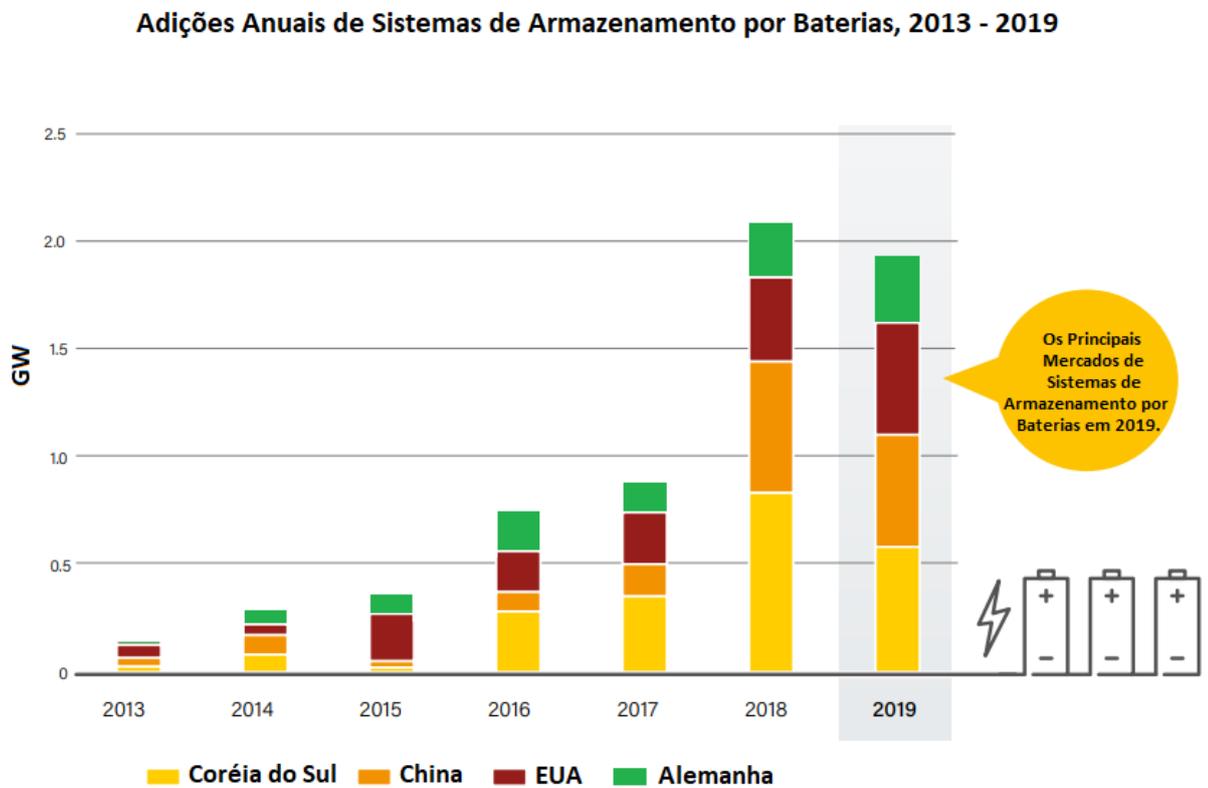
A alta disponibilidade e a flexibilidade podem ser considerados como uns dos principais atributos requeridos dos sistemas de armazenamento. Na utilização junto a GD, as tecnologias de armazenamento, em especial os sistemas de baterias, podem reduzir a injeção do excesso de energia junto a rede e contribuir com sistemas residenciais no gerenciamento de suas cargas. Em ambientes de redes inteligentes com sistemas de tarifação dinâmico, *smart meters* e outros dispositivos de tecnologia da informação permitirão que os sistemas de armazenamento de energia junto com os recursos de geração distribuída de pequeno porte possam ser gerenciados de forma eficiente com a perspectiva de potencializar a utilização destes recursos energéticos distribuídos (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020; REN21, 2020).

No Brasil, com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouco difusão para o uso de armazenamento de energia por baterias em sistemas residenciais. A própria regulamentação para participantes do sistema de compensação de energia no Brasil não incentiva o armazenamento da geração. Atualmente, não há regulação específica para o uso de baterias com injeção na rede. Porém, com a sinalização da ANEEL através de projetos estratégicos de pesquisa e desenvolvimento na área de armazenamento de energia para

sistemas de pequeno porte indica uma possibilidade de gestão interna no consumo e geração de consumidores residenciais (EPE, 2020).

No ano de 2019 os principais mercados de armazenamento para sistemas com baterias tiveram resultados semelhantes. Conforme a Figura 2.9, os Estados Unidos obtiveram valores expressivos para novas capacidades, adicionando 523 MW e 1.113 MWh, porém, houve uma desaceleração no crescimento no mercado chinês de baterias, com 520 MW e 855 MWh de nova capacidade adicionadas em 2019 (REN21, 2020).

Figura 2.9- Adições anuais de Armazenamento por Baterias. 2013-2019.



Fonte: Adaptado de (REN21, 2020).

Para os sistemas de armazenamento por baterias de pequeno porte, armazenamento descentralizado de bateria instalado atrás do medidor, houve um forte crescimento em vários mercados. A Alemanha, por exemplo, foi o principal mercado europeu de armazenamento residencial no ano 2019, com 369 MWh, sendo que o número de instalações residenciais de energia solar mais armazenamento dobrou entre o período de 2017 a 2019. Na região da Nova Inglaterra nos Estados Unidos, 20 MW de capacidade de armazenamento foi agregado em mais de 5.000 residências. Já no sul da Austrália obteve-se o equivalente a 62 MWh de capacidade de armazenamento em sistemas residenciais (REN21, 2020).

2.2.1 Armazenamento de Energia por Baterias

Baterias são dispositivos de armazenamento de energia, na qual o seu princípio de funcionamento consiste na conversão de energia química em energia elétrica através de reações de oxidação – redução. Sua utilização como dispositivo de armazenamento de energia é bastante empregada no armazenamento de energia (FERREIRA, 2015).

As principais características das baterias são:

- **Capacidade – C (Ah):** Indica a capacidade que pode ser drenado de corrente com a bateria completamente carregada sob as recomendações nominais pré-estabelecidas pelo fabricante. O fator denominado por C_{-rate} indica a capacidade no período de uma hora da bateria. Para exemplificar, uma bateria com $C = 2,5 \text{ Ah}$, significa que a bateria fornece durante o período de uma hora $2,5 \text{ A}$, no caso de estar completamente descarregada, é preciso carregá-la com uma corrente de $2,5 \text{ A}$, durante uma hora. Também é comumente utilizado à unidade de energia Wh para representar a capacidade de bateria, C_W . A Equação 2.1 expressa a capacidade em Wh, sendo está o produto da capacidade $C \text{ (Ah)}$ pela tensão da bateria, $V_{BAT} \text{ (V)}$.

$$C_W = C \cdot V_{BAT} \quad (2.1)$$

- **Estado de Carga – SOC (State of Charge):** é a razão entre a capacidade restante, $C_{res} \text{ (Wh)}$, da bateria sobre a capacidade total, $C_W \text{ (Wh)}$. Para Allègre; Bouscayrol e Trigui (2013), esse é um parâmetro afetado pelas condições de operação como a corrente de carga e a temperatura. A Equação 2.2 define o SOC.

$$SOC = \frac{C_{res}}{C_W} \quad (2.2)$$

Se a capacidade, $C \text{ (Ah)}$, for utilizada e se conhecer o consumo da corrente $i(t)$, a variação na capacidade pode ser expressa pela Equação 2.3.

$$\Delta SOC = SOC(t) - SOC(t_0) = \frac{1}{C} \int_{t_0}^t i(t) dt \quad (2.3)$$

SOC é um dos parâmetros que está ligado de maneira constante no gerenciamento do processo de carga da bateria.

- **Profundidade de Descarga – DOD (*Depth of Discharge*):** é usado para definir o percentual da Capacidade Total que pode ser descarregada a bateria. A Equação 2.4 define a DOD.

$$DOD = 1 - SOC \quad (2.4)$$

- **Ciclos de Vida:** é o número de ciclos de carga e descarga que a bateria pode manipular em uma específica Profundidade de Descarga antes de se observar a degradação no desempenho. A vida útil de uma bateria é afetada pelas taxas de carga e descarga, DOD e outras condições como a temperatura.
- **Densidade de Potência (W/kg):** Equivale à quantidade de potência que a bateria pode fornecer, incluindo a bateria, acessórios, estruturas de apoio e o sistema inversor.
- **Densidade de Energia (Wh/kg):** Corresponde à quantidade de energia que pode ser armazenada pela bateria por unidade de massa para uma determinada taxa de descarga. Quanto mais elevada o valor deste parâmetro, maior é a capacidade de energia que poderá ser armazenada.
- **Potência Específica (W):** À máxima potência que a bateria é capaz de injetar na rede elétrica em condições habituais de operação.
- **Energia Específica (Wh):** É a energia total que o dispositivo pode fornecer para uma determinada taxa de descarga.
- **Capacidade Cíclica:** Corresponde ao número de ciclos de carga e descarga ao longo da sua vida útil de forma a não afetar a performance. Logo a vida operacional da bateria pode ser medida em ciclos, ou em anos. A vida cíclica é especificada para uma dada profundidade de descarga e temperatura. Considerando a vida de uma bateria em anos, os fatores principais a serem considerados são temperatura e tempo.

Ao longo de sua vida útil as baterias executam muitos ciclos de carga e descarga, dessa forma, as características técnicas de desempenho, ao longo dos anos, vão se degradando. Com o intuito de aumentar a vida útil e otimizar a eficiência, deve-se respeitar as recomendações técnicas dos fabricantes (HE *et al.*, 2015).

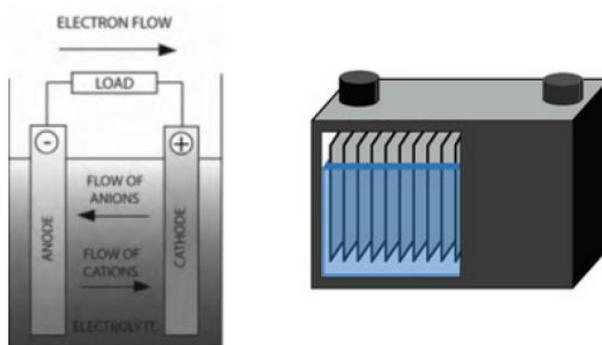
O tipo de tecnologia das baterias depende principalmente dos componentes utilizados na fabricação, na qual existe uma quantidade considerável de baterias para serem utilizadas em sistemas de armazenamento. Como exemplo temos:

- Chumbo – Ácido
- Níquel – Cádmio
- Enxofre - Sódio
- Níquel Metal Hidreto
- Íons de Lítio

2.2.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

Considerado um dos dispositivos de armazenamento do tipo eletroquímico recarregável mais utilizado e antigo. Basicamente, a sua constituição no estado carregado, consiste em células ligadas em série, onde, cada uma, compreende um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo de chumbo esponjoso, ambos separados por um material microporoso e imerso em uma solução de ácido sulfúrico. Quando descarregado os eletrodos transformam-se em sulfato de chumbo e o eletrólito perde o ácido sulfúrico transformando-se basicamente em água, conforme apresentada na Figura 2.10 (CHEN *et al.*, 2009; LUO *et al.*, 2015).

Figura 2.10- Bateria de chumbo Ácido.



Para Akinyele; Rayudu (2014) este tipo de tecnologia é uma das mais consolidadas e possui um custo baixo, seu uso em habitações para o autoconsumo com armazenamento de energia é bastante difundido. Destacam, ainda, que este tipo de armazenador necessita de manutenção periódica e possuem uma taxa de auto descarga de 2 a 5% ao mês.

Não é recomendada a aplicação em sistemas de armazenamento onde é empregado este tipo de bateria, para realizar o controle de tensão, devido ao reduzido ciclo de vida e à extrema sensibilidade na profundidade de descarga, causarem restrições em seu uso, dado que um sistema que tenha como objetivo o controle de tensão necessitar ter uma elevada capacidade de carga e descarga, diariamente, sem apresentar grandes variações na sua eficiência e operação. Portanto, são adequadas a sistemas que requeiram curtos ou médios tempos de armazenamento (BUENO; BRANDÃO, 2016).

Este tipo de tecnologia concorre com as de Íons de Lítio, em aplicações onde peso e volume não são uma característica determinante, devido ao baixo investimento de instalação e relativamente baixo custo de operação e manutenção.

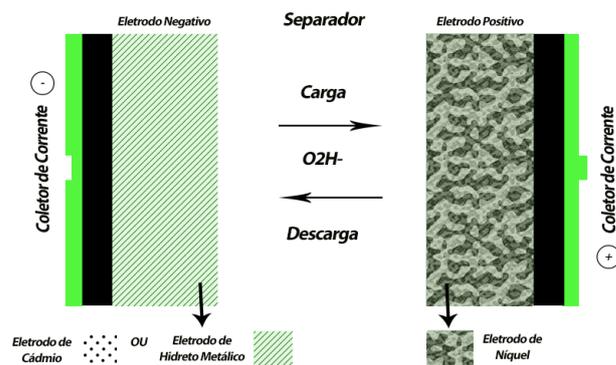
Novas tecnologias de fabricação, como a tecnologia de Chumbo-Ácido-Carbono apresentam uma taxa mais rápida de carga e descarga, sem comprometer as demais características das baterias convencionais, ou seja, o desenvolvimento de novas baterias de chumbo-ácido estão focados na melhoria dos materiais para seu funcionamento, garantindo ciclos de vida maiores e profundidade de descarga maiores (Bueno; Brandão, 2016; Luo *et al.*, 2015).

2.2.1.2 Baterias de Níquel Cádmio-NiCd

Quando comparado o uso deste tipo de tecnologia de bateria com as de Chumbo – Ácido, acabam tendo uma simetria elevada. As baterias de Níquel Cádmio, NiCd, são robustas e podem ser seladas, além de apresentar características estáveis para baixas temperaturas.

Em sua constituição, as baterias de NiCd apresentam um eletrodo positivo de hidróxido de níquel e um eletrodo negativo de hidróxido de cádmio, tendo o separador em eletrólito alcalino, Figura 2.11 (CHEN *et al.*, 2009).

Figura 2.11- Bateria de Níquel Cádmio.



Fonte: P.E.O. Ferreira, 2015.

Tan; Li e Wang (2013) destacam que as baterias de NiCd assumem várias vantagens quando comparadas com as baterias de chumbo – ácido, além de possuir uma capacidade rápida de carregamento. As baterias de NiCd apresentam-se com elevadas soluções a nível ambiental e possuem baixos custos de manutenção e uma elevada capacidade cíclica e densidade energética quando comparada as baterias de chumbo – ácido.

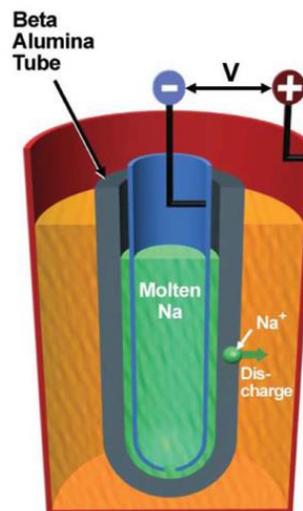
As baterias NiCd estão cada vez mais em desuso, ao contrário das demais tecnologias de armazenamento, ela é mais adequada para carga rápida e descarga em pulsos de potência, porém, não são adequadas a processos em que devem ser mantidas em flutuação, para uso ocasional por breves períodos. Um fator importante está relacionado a uma descarga completa que, se omitida, poderá causar a formação de grandes cristais nas placas das células (efeito de memória), levando à perda gradual de sua capacidade (BUENO; BRANDÃO, 2016).

2.2.1.3 Baterias de Sódio Enxofre – NaS

Luo *et al.* (2015) destacam que as baterias de Sódio Enxofre são consideradas como uma solução viável para o uso de armazenadores de energia na rede de distribuição de Baixa Tensão (B.T.) devido às características elevadas de densidade energética e eficiência. Os maiores obstáculos na sua produção estão relacionados a dois fatores que são: temperatura de funcionamento elevada e a natureza corrosiva do sódio que acaba exigindo um alto nível de segurança.

Quanto a sua constituição são compostas por enxofre fundido no eletrodo positivo e sódio fundido no eletrodo negativo separados por um eletrólito sólido de um composto de alumínio, Figura 2.12 (Chen *et al.*, 2009; Akinyele; Rayudu, 2014).

Figura 2.12- Bateria de NaS.



Fonte: EASE; EERA, 2017.

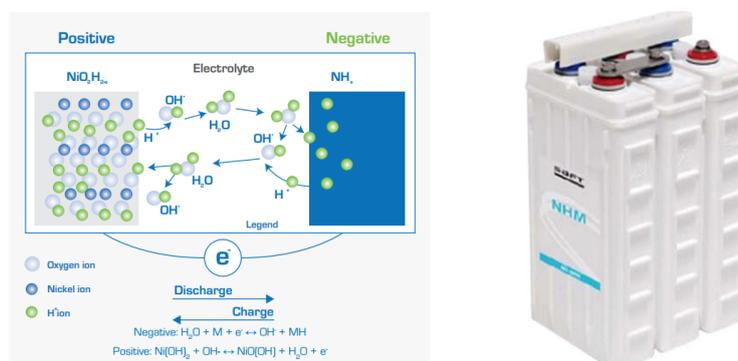
Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, as baterias de NaS, são encontradas e também são utilizadas na integração de geração intermitente (eólica e solar) e serviços ancilares. O seu uso em serviços ancilares é devido ao seu longo tempo de descarga (até 6 horas) e baixa auto-descarga (BUENO; BRANDÃO, 2016).

2.2.1.4 Baterias de Níquel Metal Hidreto – NiMH

As características construtivas destas baterias são semelhantes às baterias de NiCd. O eletrodo positivo utiliza hidróxido de níquel e o eletrodo negativo é constituído por hidróxido de cádmio, Figura 2.13. Porém, as baterias de Ni-MH possuem amplas vantagens relativas às baterias de NiCd, nas quais se destacam:

- Maior ciclo de vida;
- Maior densidade energética;
- Não necessitam de manutenção.

Figura 2.13- Bateria de NiMH.



Fonte: EASE; EERA, 2017.

Estas baterias são comumente utilizadas em sistemas fotovoltaicos, veículos elétricos e híbridos. As principais desvantagens deste tipo de bateria são a elevada taxa de auto descarga ao mês e quando carregadas a uma alta taxa, o hidrogênio usado pode causar a ruptura das células (Vazquez *et al.*, 2010; EUROBAT, 2013).

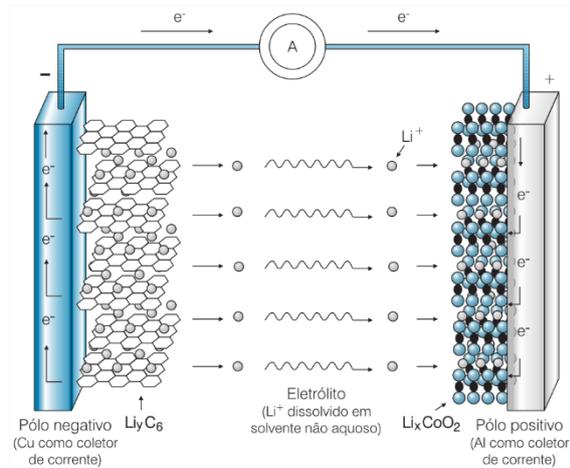
2.2.1.5 Baterias de Íons de Lítio

Com menos de 40 anos, as baterias de íons de lítio são consideradas como uma tecnologia relativamente recente. Na indústria da eletrônica e dos transportes, especialmente na operação de veículos elétricos, este tipo de bateria é reconhecido pelos bons resultados. Sua aplicação está ampliando, através da utilização nas redes elétricas de energia como fonte de armazenamento e utilitários em diversos equipamentos (DÍAZ-GONZÁLEZ *et al.*, 2012).

As baterias de íons de lítio têm a sua constituição dada, por um eletrodo positivo com óxido de lítio metálico e no eletrodo negativo são constituídos por carbono poroso e um eletrólito feito de uma solução aquosa de lítio.

A Figura 2.14 apresenta o processo de carga e descarga deste tipo de bateria. No processo de carga os elétrons de lítio presentes no eletrodo positivo migram através do eletrólito para o eletrodo negativo e depositam-se entre as camadas do carbono. Durante o processo de descarga ocorre o processo reverso ao carregamento.

Figura 2.14- Bateria de Íons de Lítio.



Fonte: EASE; EERA, 2017.

As baterias de íons de lítio apresentam vantagens devido ao fato de seu tempo de vida útil não ser influenciado pelo número de ciclos de carga e descarga e pela elevada densidade energética.

Cheng *et al.* (2015) destacam que as baterias íons de lítio, amplamente utilizados em dispositivos de armazenamento, possuem densidade de potência de aproximadamente três vezes maior que as bateria de chumbo ácido e uma e meia a da alcalina.

Para Chen *et al.* (2017) as baterias de íons de lítio, como ferramenta de armazenamento de energia, são amplamente aplicadas por possuírem elevada densidade de energia e alta densidade de potência. Destacam, também, a longa vida útil e que sistemas de gerenciamento podem aumentar a vida útil e a estimativa de estado de carga (SOC).

Chen *et al.* (2015) destacam em seu estudo que os problemas relacionados com o estado de carga (SOC) é um assunto de preocupação porque o SOC refere-se à razão entre a capacidade residual para a capacidade total da bateria e, portanto, necessitam de sistemas de gerenciamento.

As principais vantagens deste tipo de bateria são:

- Alta densidade de energia;
- Elevado ciclo de vida;
- Alta vida útil;
- Carregamento rápido e eficiente;
- Elevado rendimento;
- Baixa taxa de descarga automática;

- Pouca manutenção.

Dentre as desvantagens tem-se o elevado custo, embora já venha melhorando, e a possibilidade das fugas térmicas que estão sendo minimizados pelo desenvolvimento de circuitos de proteção (CHEN *et al.*, 2015).

2.2.2 Mapeamento das Tecnologias Armazenamento

A Tabela 2.1 apresenta um comparativo entre os valores típicos das características técnicas e comercial das diferentes tecnologias apresentadas na seção 2.1.1. Destaca-se as elevadas densidades de energia e potências para as diferentes tecnologias das baterias de íons de lítio.

Tabela 2.1- Características e Valores Típicos de Diferentes Tecnologias de Baterias.

Parâmetros	Chumbo	NiCd	NaS	NiMH	Íons de Lítio			
	Ácido				NMC	NCA	LFP	LTO
Eficiência (%)	81	80	81	75	92	92	86	96
Densidade de Energia (Wh/L)	75	75	220	80	470	410	410	410
Densidade de potência (W/L)	355	500	140	220	5.050	5.050	5.050	5.050
Vida Útil (ciclos equivalentes completos)	500	500	5.000	600	3.500	1.500	3.500	10.000

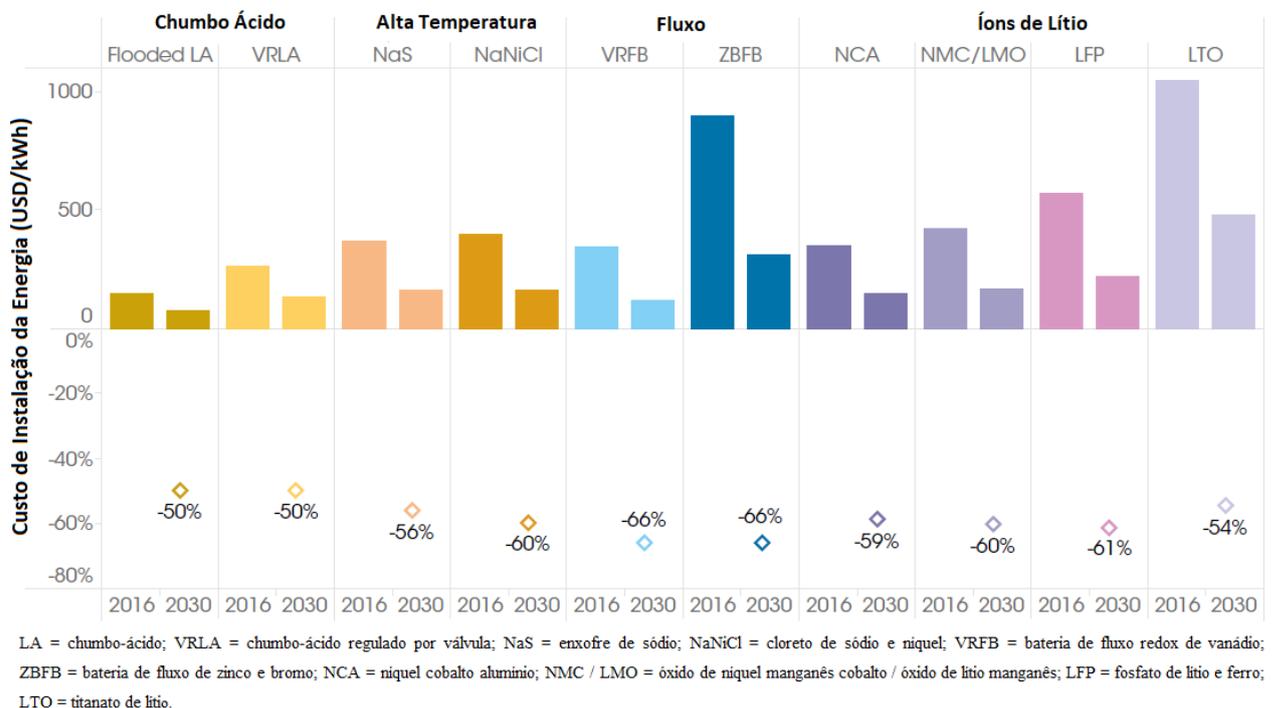
Fonte: IRENA, 2020.

Na Tabela 2.1 as baterias de íons de lítio são constituídas por diversas tecnologias de forma que NMC são baterias lítio-óxido-manganês-cobalto, as NCA são baterias de lítio níquel-cobalto-alumínio, já as LFP são baterias de fosfato de íon de lítio e por fim as baterias LTO são lítio óxido de titânio.

Conforme o *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*, da *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, o potencial de redução de custos para novas e emergentes tecnologias de armazenamento de eletricidade é significativo. Embora o armazenamento hidrelétrico de bombeamento seja a maior fonte de capacidade de

armazenamento de eletricidade, atualmente, é uma tecnologia madura com custo específico. O custo das baterias de íons de lítio caiu até 73% entre 2010 e 2016 para aplicações de transporte. As baterias de íons de lítio em aplicações estacionárias têm um custo de instalação maior que os usados em veículos elétricos, devido aos ciclos de carga e descarga. Na Alemanha, no entanto, os sistemas de bateria de íons de lítio em pequena escala viram seu custo total instalado diminuir em 60% entre o período de 2014 e o segundo trimestre de 2017. Beneficiado pelo crescimento da produção de baterias de íons de lítio para veículos elétricos, o custo poderia diminuir em aplicações estacionárias de 54 a 61% até 2030. Isso refletiria uma queda no custo total instalado para baterias íons de lítio, para aplicações estacionárias, entre US\$ 145 por quilowatt-hora (kWh) e US\$ 480 por quilowatt-hora (kWh), dependendo da química da bateria, Figura 2.15 (IRENA, 2017).

Figura 2.15- Sistema de armazenamento de energia da bateria instalada potencial de redução de custos de energia, 2016-2030.



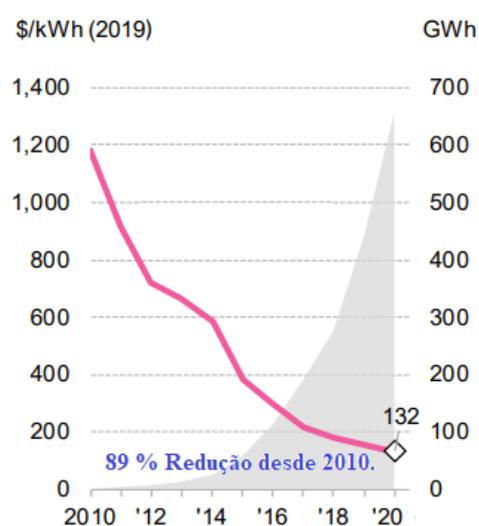
Fonte: Adaptado de IRENA, 2017.

Outro fator que poderá impulsionar o mercado de sistemas de armazenamento em baterias estacionárias é a reutilização das baterias provenientes dos veículos elétricos, onde as exigências de profundidade e velocidade de descarga são maiores, após uma degradação que impossibilite o uso das mesmas para essa aplicação.

As baterias de Íon-Lítio consideradas de segunda vida teriam custo bastante reduzido e vida útil remanescente satisfatória para aplicações estacionárias, onde a densidade de carga e confiabilidade não são fatores cruciais como nas aplicações mais exigentes em veículos elétricos (BNEF, 2020).

A Figura 2.16 apresenta a redução dos preços das baterias de íon-lítio de 2010 até 2020, conforme a Bloomberg. Com uma redução de 89% esta tecnologia de armazenamento se torna promissora em função dos benefícios técnicos e econômicos.

Figura 2.16- Redução do preço das baterias de Íons de Lítio, 2010-2020.



Fonte: Adaptado de BNEF, 2020.

2.3 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL - SHEM

Com a capacidade de auxiliar no gerenciamento da demanda de eletricidade em sistemas residenciais e potencializar o uso dos recursos energéticos distribuídos de geração e armazenamento de energia os sistemas de gerenciamento de energia residencial otimizam o consumo de energia e dos RED com a possibilidade de não interferir no conforto dos prossumidores. Os SHEM podem operar de acordo com uma ampla possibilidade de critérios, incluindo os custos de energia, condições climáticas, perfis de carga e geração, sistemas de armazenamento de energia por baterias (ZAFAR; BAYHAN; SANFILIPPO, 2020).

Atualmente com ambientes residências inteligentes promovido pela convergência de tecnologias de informação e comunicação, como os sensores inteligentes, infraestruturas de medição avançada, eletrodomésticos inteligentes e dispositivos de Internet das Coisas (IoT), fez com que a implantação de Sistemas de gerenciamento de energia residencial se torna-se

mais aplicável em ambientes com sistemas de geração e armazenamento de energia para auxiliar na gestão da minimização diária dos custos de energia elétrica (SHARING, 2019).

HOU et al. (2019) destacam que o sistema de gerenciamento de energia residencial inteligente, SHEM, é o último elo de um sistema de energia integrado do futuro. Portanto, o SHEM é fundamental para um consumidor que poderá gerenciar de forma inteligente e conveniente o uso de seus eletrodomésticos e acomodar de forma flexível a geração de energias renováveis, sistema de armazenamento de energia e veículo elétrico.

Com o aumento do consumo de energia elétrica devido ao crescimento populacional e à expansão de habitações, juntamente com a utilização de novas tecnologias em eletrodomésticos, o gerenciamento da energia residencial torna-se importante. Além da elevação do consumo no setor residencial, as tecnologias emergentes em redes inteligentes incluindo recursos de geração distribuída de pequeno porte solar fotovoltaica integrada a inversores híbridos com sistemas de armazenamento de energia por baterias tornam um sistema de gerenciamento de energia residencial mais complexo (HAN *et al.*, 2014; LIU; ZHANG; GOOI, 2020).

DAO *et al.* (2020) destacam que a crescente instalação de sistemas fotovoltaicos através de inversores híbridos com a adição de sistemas de armazenamento por baterias, a utilização de veículos elétricos e o aumento de dispositivos residenciais inteligentes contribuem através da utilização de sistemas de gerenciamento de energia residencial para melhorar a eficiência, economia e a confiabilidade dos prosumidores. Com dispositivos de monitoramento e controle uma das principais vantagens dos SHEM está na potencialização do uso dos RED e na minimização de custos diários na fatura de energia elétrica.

Por meio de um sistema de controle, tecnologias de comunicação e estratégias de otimização, as operações dos recursos energéticos de geração e armazenamento integrados a inversores híbridos podem ser programadas pelo SHEM para melhorar a eficiência energética geral através da potencialização da utilização destes recursos. Além disso, o SHEM pode ser considerado também, uma extensão da rede inteligente, onde os prosumidores podem interagir com o sistema de distribuição e cooperar com a concessionária para organizar racionalmente os esquemas de consumo de energia e estratégias de resposta à demanda por meio da comunicação bidirecional (LIU; ZHANG; GOOI, 2020).

A principal finalidade do SHEM é monitorar, controlar e otimizar o fluxo e uso de energia. De uma forma ampla, os sistemas de gerenciamento de energia possuem uma vasta gama de aplicações na geração, transmissão, distribuição e nos consumidores finais. Destaca-se que o gerenciamento dos recursos energéticos distribuídos residenciais nesta tese realiza a

minimização dos custos diários de energia elétrica, realizando o agendamento do uso do recurso de armazenamento de energia por baterias. O SHEM desenvolvido nesta tese visa o conforto total do usuário e, portanto, considera a variação global diária de consumo fazendo que não seja necessário a realização de corte de carga. Com a realização de resposta a demanda através dos recursos energéticos distribuídos de geração e armazenamento, o SHEM, potencializa o uso destes recursos em cenários de tarifas dinâmica nas etapas de planejamento e correção em tempo real devido as incertezas relacionadas ao consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia. O inversor híbrido fará a interface com o sistema de distribuição e realizará o gerenciamento de energia através do *framework* estabelecido pelo SHEM desenvolvido.

Pode-se, então, definir o SHEM, como um sistema ideal que fornece a capacidade de gerenciamento de energia, para monitorar e gerenciar de forma eficiente os sistemas de geração, armazenamento e o consumo de energia elétrica em um ambiente residencial (HOU *et al.*, 2019).

A Resposta à Demanda, *Demand Response* (DR), o Gerenciamento pelo Lado da Demanda, *Demand Side Management* (DSM), o corte do pico de carga e o deslocamento da carga, por exemplo, são considerados soluções para algumas perturbações do sistema elétrico, para o operador da rede, e desta forma, impulsionarão os consumidores a realizar um SHEM mais robusto e inteligente (SHAREEF *et al.*, 2018).

Atualmente, as residências passaram a produzir e armazenar a sua própria energia. No Brasil e no Mundo, diversos sistemas de incentivos foram desenvolvidos para estimular os consumidores a serem mais ativos perante o sistema elétrico onde citam-se os mecanismos de compensação de energia e tarifas diferenciadas. Na figura 2.17 é apresentado de forma simplificada, uma possibilidade de componentes que podem estar associados a um sistema SHEM aplicado em uma residência. Portanto, pode-se afirmar, que um sistema de gerenciamento residencial pode levar em consideração para o seu processo de otimização do uso racional da energia elétrica os recursos de geração distribuída (normalmente de pequena escala), sistemas de armazenamento (se houver), carga, medição inteligente, sistema de tarifação, a rede de distribuição (alimentação) e os sistemas de protocolos de comunicação. Logo, conclui-se que os sistemas SHEM operam em conformidade os diferentes RED presentes ao nível da habitação doméstica, que incluem tecnologias de consumo, produção e armazenamento de energia adotados pelos consumidores.

Figura 2.17- Componentes que podem estar presentes no SHEM.



Fonte: Própria do Autor.

Nas Redes Elétricas Inteligentes (REI) é possível integrar as energias renováveis através do uso de sistemas de geração distribuída. As energias renováveis possuem uma desvantagem devido à sua intermitência de geração, ou seja, a sua produção está diretamente associada às condições climáticas. O equilíbrio existente entre a produção de energia e o consumo é importante, portanto, torna-se necessária a implementação de equipamentos que garantam esta premissa. O uso de sistemas de armazenamento de energia pode contribuir para este equilíbrio, permitindo atenuar o problema da intermitência de produção de energia por parte das energias renováveis (ZHAO *et al.*, 2019).

Os aparelhos domésticos (parte da carga residencial) com inteligência integrada e sistemas de comunicação, permitem que os dispositivos sejam monitorados e controlados (ligado/desligado) remotamente. Máquinas de lavar roupa, condicionadores de ar, refrigeradores e máquinas de lavar louça, são alguns dos aparelhos domésticos que podem ter uma inteligência integrada. Porém muitos equipamentos não possuem “inteligência” agregada não permitindo assim realizar um gerenciamento sobre os mesmos, através de um sistema de medição inteligente avançado (HAN *et al.*, 2014).

Os sistemas de medição inteligentes monitoram o consumo de energia do consumidor e fornecem informações adicionais para os utilitários de energia utilizando um esquema de comunicação bidirecional. Como resultado, os consumidores podem tomar decisões ótimas para o uso da eletricidade dentro das ações do SHEM. Considerando que os medidores inteligentes são a base das redes elétricas inteligentes, o *design* funcional dos medidores

inteligentes, deve levar em consideração os fatos atuais e o desenvolvimento futuro, como o acesso dos RED e a capacidade real do canal de comunicação (TANG *et al.*, 2018).

Os protocolos de comunicação são os procedimentos utilizados pelos sistemas residenciais inteligentes para comunicação entre todos os dispositivos com a capacidade de ser "controlado". Os protocolos podem ser de tipo padrão aberto (uso gratuito para todos), sob o tipo padrão de licença (aberto a todos licenciados) ou tipo de proprietário (apenas para o fabricante ou os proprietários dos fabricantes). Diversos SHEM foram projetados e executados, com base em diferentes esquemas de comunicação com implementação de hardware, como o *power line communication*, ZigBee, LoRa®, BACnet, Bluetooth, WiFi, WiMax, interface homem-máquina e outros (TEMUULEN *et al.*, 2016).

2.4 SISTEMAS TARIFÁRIOS

Os SHEM quando inseridos no contexto das redes elétricas inteligentes podem participar de programas que atuem em resposta a aumentos do preço da eletricidade ou a pagamento de incentivos. Desta forma, as características dos sistemas tarifários são importantes ao ser incorporado em uma modelagem de um sistema SHEM.

Países como o Estados Unidos e muitos da comunidade Europeia, por exemplo, possuem programas baseados em tarifas de preços dinâmicos, sendo que destes são apresentados os seguintes:

- *Time of Use (ToU)*: Sob tarifas ToU, os preços variam de acordo com o horário diário, ou seja, neste arranjo comercial, os preços da tarifa de energia elétrica são fixados de acordo com um calendário específico. Normalmente as tarifas aplicadas são diferenciadas por períodos fixos durante o dia, por exemplo período ponta e fora ponta. As tarifas são pré-determinadas e fixadas antecipadamente, podendo ser comunicadas através de sinais aos consumidores. O principal objetivo de implementar as tarifas ToU é incentivar os consumidores a reduzir a procura diária durante os períodos de maior consumo da rede elétrica (SELINGER-LUTZ *et al.*, 2020).
- *Critical Peak Pricing (CPP)*: de conceito semelhante ao ToU, exceto pelo fato em que só é aplicada sobre um número relativamente pequeno de eventos diários e de elevada procura, designados por *critical peaks*. Estes eventos diários são comunicados, normalmente, pela concessionária com um dia de

antecedência, alicerçado na previsão de uma procura relativamente alta (SELINGER-LUTZ *et al.*, 2020).

- *Critical Time Rebates (CTR)*: nestes programas os clientes recebem descontos para reduzirem o consumo de energia relativamente a uma base específica previamente estabelecida em referência a sua residência. Os programas CTR, tal como os programas CPP, são aplicados relativamente aos períodos de *critical peak* (SELINGER-LUTZ *et al.*, 2020).
- *Tarifa Day-Ahead-Pricing (DAP)*: O sistema de tarifação DAP é designado por ser um tipo de tarifa dinâmica, ou seja, os preços variam de hora em hora, ou por intervalos curtos, normalmente associadas a variações nos preços de mercado das *commodities*. Os consumidores são comunicados sobre os valores horários da energia a ser consumida, com um dia de antecedência. Neste arranjo de tarifação, se não houver tecnologias de automação se torna difícil para os clientes responderem às alterações de preço em uma base horária (ANEES *et al.*, 2021).
- *Real Time Pricing (RTP)*: são programas em que o preço pode variar de hora em hora e é condicionado pelo custo real do mercado de fornecimento de energia elétrica. Assim, o preço não é conhecido com muita antecedência, podendo ser comunicado no dia anterior ou na hora anterior. Não há dois dias com a mesma estrutura de tarifa, e as diferenças de preços entre os períodos de pico e os períodos fora de pico podem ser muito maiores, relativamente ao CPP (ANEES *et al.*, 2021).

No Brasil, as tarifas de energia elétrica para os sistemas residenciais são estáticas, na qual os preços são pré-definidos de acordo com as revisões tarifárias permitida pela ANEEL junto as distribuidoras.

- *Tarifa Convencional Monômnia*: Caracterizada por ser um sistema de tarifação com preços únicos, sem qualquer variação em função do tempo. Possui como vantagem por ser enquadrada como uma estrutura simples e que os consumidores estão habituados. Por outro lado, o preço sendo fixo e independente dos custos de fornecimento, ela não credita uma capacidade de

intervir na potência em períodos de pico, pois não oferece uma diferenciação no preço da energia

- Tarifa Branca: Em 2018 a nova modalidade tarifária denominada de tarifa branca passou a ser uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Desta forma, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre fora de ponta (ANEEL, 2012).

2.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

No capítulo 2, foi realizado uma revisão sobre o estado da arte da geração distribuída, dos dispositivos de armazenamento de energia e dos sistemas de gerenciamento residencial.

Através do estudo apresentado foi possível realizar uma visão do panorama geral da geração distribuída a nível mundial e no Brasil. Foi analisado também, o cenário atual e as perspectivas para o uso dos sistemas de geração distribuída de pequeno porte fotovoltaica.

Para os sistemas de armazenamento foi realizado uma visão geral, sobre as principais tecnologias empregadas pelos sistemas de armazenamento de energia. Ainda, foi demonstrado a redução dos custos relativos a sistemas de armazenamento a baterias e a importância destes sistemas no contexto do gerenciamento.

Por fim, foi realizado uma sucinta abordagem, sobre os sistemas de gerenciamento de energia residencial, SDEM, ou seja, foram contextualizados alguns dos dispositivos que podem ser agregados aos sistemas residenciais e otimizados.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada a revisão da literatura separada por assuntos relacionados ao tema principal desta tese de doutorado que são os SHEM. Para isto, foi desenvolvido a divisão dos assuntos por atributos semelhantes.

3.1 ABORDAGEM DE SHEM QUE NÃO CONSIDERAM AS INCERTEZAS PARA AS VARIÁVEIS DE CONSUMO, GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, TARIFA DE COMPRA E TARIFA DE VENDA DE ENERGIA

Javadi *et al.* (2020) aplicam uma solução estocástica através da Programação Linear Inteira Mista, PLIM para autoprogramação ideal de um sistema de gerenciamento de energia residencial. A autoprogramação basicamente consiste em decidir sobre a operação ideal para a realização do deslocamento de cargas. Os autores consideram um cenário com sistema de tarifação em tempo real (*Real-Time Pricing – RTP*) e tarifa pelo tempo de uso (*Time of Use – ToU*) como programas de resposta a demanda (*Demand Response – DR*) em um ambiente residencial dotado de sistema de geração distribuída fotovoltaico e sistema de armazenamento.

Zeynali *et al.* (2020) desenvolveram uma programação estocástica de dois estágios para um SHEM considerando a produção de energia bidirecional através de sistemas de geração fotovoltaico e sistemas de armazenamento por baterias. Em conjunto com a proposta foi considerado os custos de degradação das baterias e coordenação do modelo de gerenciamento com veículo elétrico. Para esta abordagem, um grupo de cenários foi gerado através da realização de treinamento de Redes Neurais Artificiais. Embora o método permita executar em um intervalo de tempo de 5 minutos, alguns cenários irregulares criam erros de estimador inesperados. Por fim, destaca-se que os autores ao considerarem modelos de tarifas em tempo real acabam realizando apenas a etapa de planejamento do SHEM com base em cenários estabelecidos.

Zupančič; Filipič; Gams (2020) propuseram um estudo multiobjetivo através da otimização genética para estratégias de operação de um SHEM. O conforto do usuário é levado em consideração neste estudo que não realiza o agendamento das cargas. Em geral, no modelo desenvolvido pelos autores, são estabelecidos horários para a utilização dos recursos de geração e armazenamento em função dos custos da energia elétrica. Uma limitação

apresentada neste estudo está relacionada a necessidade de dados históricos com resolução de 30 minutos, apresentando dificuldade para novas implementações em sistemas tradicionais de energia.

Mak; Choi (2020) utilizam em seu estudo *Chance Constrained Programming (CCP)* para realizar a operação coordenada do SHEMA e o controle Volt/Var em uma rede de distribuição de energia elétrica. A principal função do SHEMA é reduzir o custo da eletricidade dos prossumidores enquanto satisfazem seus confortos e preferências, monitorando o uso de energia através de medidores inteligentes e realizando o agendamento de cargas sob a previsão de sistemas de tarifação dinâmica. Os prossumidores são habilitados pelo SHEMA desenvolvido pelos autores para realizar o agendamento da compra e injeção de energia à rede. Simultaneamente, um agregador dos SHEMA e o modelo de otimização Volt/Var reduzem a demanda de energia agregada dos prossumidores mantendo o perfil de tensão de distribuição normal a fim de reduzir as perdas totais do sistema de Média tensão.

Liu; Zhang; Gooi (2020) propuseram um estudo em que utilizam *deep Q learning (DQN)* e *double deep Q-Learning (DDQN)* para realizar o agendamento para um SHEMA com sistema de geração fotovoltaico, sistema de armazenamento por baterias e veículo elétrico. Os autores em sua proposta destacam que o SHEMA desenvolvido é considerado uma extensão de redes inteligentes onde os prossumidores podem cooperar com as concessionárias de distribuição para organizar o consumo em estratégias de resposta a demanda. Por fim, o trabalho destaca a necessidade de dados históricos anuais para realizar o treinamento das redes neurais artificiais.

Yu; Jiang; Zou (2019) promoveram um estudo em que o SHEMA através da programação estocástica realiza a minimização dos custos diários em um sistema residencial com a presença de recursos energéticos flexíveis de geração e armazenamento por baterias. Embora, utilizem sistema tarifário com preço em tempo real, o modelo realiza apenas o agendamento para o SHEMA, ao realizar o escalonamento de cargas.

Paudyal; Ni (2019) desenvolveram um SHEMA que tem por objetivo realizar a minimização dos custos de energia residencial, por PLIM, em função de estratégias de redução demanda em razão do agendamento de cargas. Os autores em sua abordagem desenvolvida destacam que em seu modelo a concessionária envia um comando de limite de consumo a vários controladores para realizar a otimização de energia. Os consumidores participantes são beneficiados com uma compensação financeira ao realizarem o agendamento de seu consumo em um sistema de tarifação ToU.

No estudo elaborado por Liu *et al.* (2019) um sistema SHEM foi desenvolvido para minimizar os custos de eletricidade em um ambiente residencial. Neste trabalho, os autores consideraram várias residências com sistema de geração e armazenamento de energia em uma microrrede. O agendamento das cargas com base em sinais de tarifas é controlado e otimizado pelo SHEM individual de cada unidade consumidora. Porém, o agendamento do uso dos recursos energéticos distribuídos fica a cargo de um controlador central da microrrede. O algoritmo *Alternating Direction Method of Multipliers* (ADMM) foi utilizado pelos autores para tratar a minimização dos custos e no escalonamento das cargas.

No estudo elaborado por Anvari-moghaddam; Monsef; Rahimi-Kian (2016) foi proposto um sistema multiobjetivo misto com o uso da programação não linear inteira mista com o objetivo de otimizar o uso da energia em um ambiente residencial inteligente. O SHEM desenvolvido considera o equilíbrio entre a economia de energia e o aspecto relacionado ao conforto dos consumidores como objetivos dependentes. A função objetivo declarada como mista adota restrições com o agendamento de algumas cargas em sua utilização. A utilização de sistemas de armazenamento de energia por baterias é levado em consideração, assim como um sistema de tarifação dinâmico. A modelagem que trata apenas de um processo de planejamento de um cenário ideal de funcionamento das cargas para minimizar os custos, considera que todo excedente de energia pode e deve ser armazenado.

No SHEM desenvolvido nesta tese o planejamento é dinâmico, ou seja, ele é adaptativo e não realizado com base na criação de cenários conforme Zeynali *et al.* (2020). Diferentemente de JAVADI *et al.*, (2020), o SHEM leva em consideração o conforto do usuário em sua totalidade ao não realizar o agendamento de cargas, ou seja, é considerado a topologia da residência em um todo no perfil de consumo. Com isso, ressalta-se que diferentemente de Zupančič; Filipič; Gams (2020) o SHEM desenvolvido nesta tese analisa então, a variação global da carga ao longo do dia, ou seja, não interfere no conforto dos consumidores ao não realizar o escalonamento das cargas.

Com isso, ao contrário de Paudyal; Ni (2019), o estudo desta tese promove a minimização dos custos diários em um ambiente residencial que possui sistema de geração e armazenamento de energia promovido por um inversor híbrido.

Destaca-se, também, que o SHEM desenvolvido consegue lidar com uma limitação que se apresenta no trabalho de JAVADI *et al.*, (2020) que está relacionado com a impossibilidade de lidar com as incertezas de consumo e geração para as etapas de planejamento e operação em tempo real.

Desta forma, o SHEM robusto ajustável desenvolvido nesta tese trata as incertezas para as quatro variáveis do modelo robusto para as etapas de planejamento e operação em tempo real. A Variabilidade possível para o consumo, geração fotovoltaica e sistema de tarifa de compra e venda de energia são tratadas por otimização robusta distribucional, ou seja, de forma contrária a CCP não é exigido pelo modelo de otimização a definição da função de densidade de probabilidade para ser considerado as incertezas ao modelo, diferentemente de Mak e Choi (2020).

Na operação em tempo real é realizada a atualização das incertezas através dos modelos de previsão tornando possível a cada novo passo de operação realizar o ajuste do planejamento que havia sido definido pela etapa anterior de otimização. Com isto, o modelo possui a capacidade de a cada passo de operação diminuir a diferença entre a operação estabelecida pela etapa de planejamento e a operação em tempo real, diferentemente de modelos que apenas realizam um planejamento na qual os resultados se consolidarão apenas se acontecer tal qual foi esperado por este planejamento a fim de se obter o melhor resultado ou de modelos que tentam em tempo real executar uma tarefa que havia sido definido na etapa *Day-ahead*, onde o erro possa ser incrementado a cada novo passo de otimização.

Portanto, diferentemente de Liu; Zhang; Gooi (2020) o SHEM desenvolvido é caracterizado por ser um método que permite o ajuste dos requisitos de robustez corrigindo a tendência conservadora imposta pela otimização robusta. Assim, a necessidade de um mecanismo de decisão flexível em tempo real para ajuste de robustez com resposta de erros torna-se importante e por isso foi abordado no SHEM desenvolvido na busca da minimização dos custos diários. Ainda, podemos destacar que diferentemente de Mak e Choi (2020) que discretizaram o modelo proposto por eles em períodos de 1 hora, a otimização desenvolvida nesta tese poderá ser utilizada para passos de discretização em segundos.

Nesta tese, o SHEM permite realizar uma capacidade técnica diária de reserva junto ao sistema de armazenamento de energia por baterias o que não é permitido por Yu; Jiang; Zou (2019). Com uma capacidade de reserva diária para o sistema de armazenamento por baterias e com a adoção de critérios restritivos técnicos e econômicos, o modelo desenvolvido inicialmente realiza o planejamento para a operação do dia seguinte e em cada nova etapa do processamento em tempo real busca corrigir os desvios da etapa de planejamento atualizando os dados da previsão o que não é permitido no estudo elaborado por Liu *et al.* (2019).

Com uma abordagem em que considera um inversor híbrido realizando a interface com o sistema de distribuição, o SHEM desenvolvido ao ser integrado ao inversor considera os aspectos restritivos de injeção de energia à rede através da sinalização da concessionária de

modo a não interferir nos critérios de qualidade de energia como o nível de tensão e o carregamento dos condutores do alimentador o que não é executado por Anvari-moghaddam; Monsef; Rahimi-Kian (2016).

Por fim, nesta tese foi desenvolvido um modelo de gestão de energia através da otimização robusta, porém, a metodologia desenvolvida possui a capacidade de ajustar a variável que assume o conservadorismo do modelo, ou seja, o parâmetro que assume a robustez relacionado ao consumo, geração e tarifas de energia. Ratifica-se que a resposta à demanda concebida no SHEM desenvolvido nesta tese não interfere na carga devido à integração de inversores híbridos em interface com a rede de distribuição, portanto, o SHEM proposto realiza a ação de resposta à demanda sob a potencialidade de utilização de recursos de energia flexível na etapa de planejamento e realiza o ajuste das incertezas na operação em tempo real.

3.2 ABORDAGEM DE SHEM QUE CONSIDERAM AS INCERTEZAS PARA AS VARIÁVEIS DE CONSUMO, GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, TARIFA DE COMPRA E TARIFA DE VENDA DE ENERGIA

Merdanoğlu *et al.* (2020) desenvolveram um modelo de gerenciamento de energia residencial na implementação de programas de resposta à demanda através da realização de agendamento de cargas. No modelo desenvolvido pelos autores os sistemas de geração são compreendidos por um sistema eólico e fotovoltaico. O estudo contempla um sistema de armazenamento de energia e veículo elétrico. O SHEM desenvolvido pelos autores visa encontrar o custo mínimo de energia, levando em consideração sistemas tarifários variáveis no tempo. As incertezas para geração e consumo são abordadas através da criação de cenários, ou seja, uma abordagem estocástica para fazer com que as incertezas se tornem mais próximos de modelos realistas. Por fim, o estudo contempla apenas a etapa de planejamento com base em um modelo ótimo que busca os melhores horários para realizar a transação entre o consumo e a disponibilização dos recursos energéticos distribuídos.

Zhao *et al.* (2019) propuseram uma modelagem para um SHEM que destaca o controle sob o sistema de armazenamento de energia por baterias em um ambiente com sistema de geração fotovoltaica e aplicação de um modelo de Resposta a Demanda sob o efeito do escalonamento e contingenciamento de cargas, levando em consideração os níveis de desgaste e os padrões de consumo dos clientes. É verificado que as incertezas de geração são abordadas no estudo sob a visão da otimização distributiva robusta. O estudo promovido pelos

autores utiliza o sistema de tarifação com base no uso, ToU, porém, o estudo não realiza a análise em tempo real e não contempla a injeção de energia junto à rede.

Wu et al. (2019) destacam em seu estudo às incertezas associadas as gerações distribuídas de energia renováveis ao desenvolver um modelo de planejamento robusto em dois níveis de hierarquia caracterizados pelo estágio de investimento e o nível de operação. Dentre as características abordadas pelos autores está a transformação equivalente para termos não lineares na aplicação do modelo de planejamento que inclui comutadores *Onload*, sistemas de armazenamento elétrico, bancos de capacitores e compensações estáticas de VAR. Por fim, o foco do estudo é voltado a operação do sistema de distribuição com a introdução das incertezas relacionadas as fontes de geração distribuída para o planejamento do agendamento da utilização dos elementos (banco de capacitores, armazenamento, on-load tap changer) para acomodar o incremento das GD.

Shakeri et al. (2018) propuseram um SHEM que leva em consideração as incertezas para o consumo e para a geração fotovoltaica. Através de plugues inteligentes e um controlador local, a carga da residencia pode ser atendida pela rede concessionária ou por um sistema de armazenamento de energia por baterias. Basicamente o SHEM controla o atendimento ao consumo alternando o uso da eletricidade entre a rede e o sistema de armazenamento. Os autores consideraram que o sistema de baterias obrigatoriamente devem ser carregados pelo sistema solar durante o dia e a noite havendo necessidade podem ser carregados pela rede. Por fim, os autores consideram apenas a etapa de planejamento, ou seja, com base em cenários obtiveram o melhor agendamento do uso da eletricidade para minimizar os custos diários de energia elétrica.

Zheng *et al.* (2018) realizaram uma modelagem de controle para o processo de carga e descarga de sistemas de armazenamento por baterias junto à rede de distribuição de energia elétrica com a proposta de otimizar os custos de transação de energia. Foi desenvolvido um modelo de dois níveis estruturais nas quais são considerados as incertezas previstas na operação do dia seguinte e a demanda líquida exigida na operação em tempo real. Na primeira camada um modelo estocástico é utilizado na maximização do lucro na previsão de compra de energia levando em consideração as incertezas da produção de energia. Em seu segundo estágio a otimização heurística por algoritmo de agregação natural, *natural aggregation algorithm* (NAA), é utilizado para desenvolver o regime de despacho do BESS em tempo real considerando as incertezas de geração e as restrições da rede. A discretização do modelo desenvolvido para às 24 horas acontece em períodos de 1 hora.

Yang *et al.* (2017) desenvolveram um estudo na qual utilizam uma combinação entre algoritmo genético aprimorado e modelos de programação inteira com o objetivo de minimizar a compra de energia elétrica e potencializar a utilização das fontes de geração renováveis adotadas no modelo SHEM. Destaca-se que o modelo desenvolvido é voltado para o planejamento, ou seja, não contempla a operação em tempo real. O estudo realiza o agendamento de carga e com base em previsões modela o sistema tarifário. A discretização do modelo é de 48 períodos para o dia.

Uma abordagem estocástica em um modelo de planejamento ótimo de dois níveis para sistemas integrados de energia sob a coordenação da interação das fontes renováveis de geração, sistemas de armazenamento e gerenciamento de carga foi proposta por Xiao *et al.* (2018). As incertezas dos dispositivos de geração de energia e do consumo são abordadas no estudo que adotou um método de otimização baseada em Metamodelo combinado com otimização de cone de segunda ordem para solucionar o planejamento do sistema. Neste estudo, os comportamentos incertos dos dispositivos de geração e demandas de carga são modelados e estimados utilizando distribuições estatísticas em diferentes cenários de probabilidade. Novos métodos para gerar e reduzir cenários de probabilidade também foram introduzidos. Destaca-se que o modelo não leva em consideração a operação em tempo real, mas sim, a localização ideal e o tamanho dos dispositivos de energia distribuída e a operação ideal para maximizar a utilização das fontes de energia renováveis.

O gerenciamento de resposta a demanda sobre aparelhos residenciais abordados no trabalho de Zhi; Lei e Yong (2012) contemplam a aplicação de sistemas de tarifação com preços em tempo real por meio de otimização estocástica e robusta. Considerando que os medidores inteligentes são capazes de fornecer a precificação em tempo real a modelagem proposta poderá ser agregada ao mesmo, e assim, poderia ser determinado a operação ideal no agendamento de equipamentos em intervalos de 5 minutos, considerando as incertezas dos preços da eletricidade em tempo real. O estudo não adota sistemas de armazenamento e de geração distribuída. A otimização estocástica é baseada em cenários que incorpora as incertezas em tempo real dos custos da eletricidade e desta forma busca minimizar os custos levando em conta os riscos financeiros no gerenciamento da resposta a demanda desenvolvido.

Wang *et al.* (2015) apresentam um estudo que abrange a utilização da otimização robusta ajustável no agendamento de cargas em residências inteligentes dotadas de sistemas de geração distribuída fotovoltaica. Desta forma, os autores, conseguiram introduzir as incertezas de geração do sistema fotovoltaico, algo desprezado por muitos estudos. O estudo é

replicado para a discretização em períodos de 1 hora e não prevê a assistência na aplicação do modelo em tempo real e nem o uso de sistemas de armazenamento de energia. Destaca-se que no modelo desenvolvido pelos autores, embora seja contemplado a variabilidade da geração fotovoltaica, os dados extrapolados para o mesmo não precisam ser contemplados apenas por modelos de previsão, mas sim, também, por dados históricos. A variável que controla a robustez do modelo pode ser ajustada, porém, precisa ser definida anterior a operação. Por fim, os autores obtiveram o melhor valor da variável que ativa a robustez em função de cenários de teste avaliados em função de três faixas de geração. Por fim, ressalta-se que o estudo não executa a operação em tempo real.

No estudo apresentado por Shi et al. (2020) o parâmetro de otimização robusta ajustável é definido na etapa de planejamento em função do número planejado de veículos elétricos e geração eólica. Em um cenário de microrrede a otimização robusta ajustável busca ajustar o grau de conservadorismo através de um coeficiente oriundo de um intervalo entre zero e a quantidade de unidades de eólica e VE considerados. O objetivo principal do estudo é a realização do agendamento do carregamento do VE e a utilização da geração diesel.

Já no estudo apresentado por Moreira; Street e Arroyo (2015) a utilização da otimização robusta ajustável para caracterizar a variação de carga para um determinado conjunto de incertezas é definido pelo consumidor. Os autores ao apresentarem a metodologia se basearam na utilização de otimização robusta ajustável para identificar a programação ótima da geração, bem como a alocação ótima de capacidades de reserva, a fim de garantir as incertezas do consumo.

A fim de minimizar os custos de eletricidade do sistema de potência desenvolvido por Xiu; Kang e Huang (2019) a otimização robusta ajustável é utilizada para ajustar o intervalo das incertezas que será alterado para restrições determinísticas gerais em razão das imprevisibilidades dos sistemas de geração renováveis para a operação ideal para novas usinas de energia em grande escala.

Assim como Merdanoğlu *et al.* (2020), no SHEM desenvolvido nesta tese é investigado o problema de gerenciamento de energia em residências que fazem o uso da integração de inversores híbridos junto utilização de recursos energéticos distribuídos nas figuras de um sistema de geração fotovoltaico e sistema de armazenamento por baterias na integração bidirecional com a rede de distribuição de energia. A abordagem para tratar o gerenciamento faz uso de um algoritmo dinâmico que emprega otimização robusta de forma a tratar de maneira reativa e pró-ativa, a incerteza quanto ao consumo, à geração fotovoltaica e à tarifação, diferentemente de Shakeri et al. (2018) que consideraram apenas para carga e

geração. Considerando uma capacidade de reserva diária junto ao sistema de armazenamento, o *framework* estabelecido por esta tese considera aspectos restritivos de injeção de energia a rede através de sinalizações fornecida pela concessionária.

Destaca-se que nesta tese o SHEM realiza a resposta a demanda sob o efeito de potencializar o uso dos RED na proposta da minimização dos custos diários de energia nas quais as incertezas da geração de energia e da variabilidade da carga e dos custos das tarifas dinâmicas de compra e venda também são abordadas, utilizando otimização robusta na aplicação de um método determinístico que inclui as etapas de planejamento e operação em SHEM em tempo real de forma a realizar a gestão do uso dos recursos energéticos distribuídos através do regime operacional da geração fotovoltaica e do agendamento do processo de carga e descarga do BESS..

Diferente de Zhao *et al.* (2019) o SHEM abordado nesta tese ao realizar a minimização dos custos diários de energia não se restringe ao agendamento de cargas, ou seja, considera o conforto do usuário em sua totalidade ao analisar a variação global do consumo diário. As incertezas consideradas pela configuração do ajuste da robustez interpretada pela otimização robusta, além de abranger a variabilidade da geração fotovoltaica, leva em consideração as incertezas relacionadas, também, a carga e as tarifas de compra e venda de energia. Para o sistema de armazenamento abordado neste SHEM foi desenvolvido uma capacidade técnica de reserva diária que permitirá ao prosumidor ou a concessionária, a utilização deste recurso energético de armazenamento para finalidades de *backup*, por exemplo.

Zheng *et al.* (2018) não abordam em seu estudo um conjunto de características restritivas em que são considerados a limitação do lado de corrente alternada e corrente contínua do inversor híbrido, limitação de capacidade de potência na entrada da residência em função de ser permitido o atendimento a carga e ao carregamento do BESS pela rede e limitação de injeção de energia à rede devido a restrições estabelecidas pela concessionária, o SHEM desenvolvido considera as incertezas da geração de energia, da carga e dos custos de tarifas dinâmicas de compra e venda de energia. Com isso, o uso da otimização robusta na aplicação de um método determinístico que contempla as etapas de planejamento e operação em tempo real do SHEM é utilizado. Sendo assim, o modelo desenvolvido realiza inicialmente o planejamento para a operação do próximo dia e em cada novo passo de processamento da operação em tempo real busca corrigir os desvios da etapa de planejamento a partir da atualização dos dados de previsão. Por fim, uma abordagem para diminuir o

conservadorismo da robustez é implementado através do ajuste dos parâmetros que controlam a robustez do modelo desenvolvido.

Destaca-se que este estudo desenvolvido apresenta uma solução matemática dinâmica e pró-ativa para o planejamento SHEM e operação em tempo real, que engloba uma otimização robusta responsiva às incertezas de carga, preços em tempo real e geração fotovoltaica. Ou seja, ao contrário de Wu et al. (2019) o estudo apresentado por esta tese mantém a proposta de um gerenciamento de um sistema residencial dotado de RED, porém, é aplicado a etapa de operação devido a correção de tempo real ser aplicada.

Por fim, ao empregar um inversor híbrido integrado com um solar fotovoltaico e um sistema de acumulação de bateria com fluxo bidirecional para a rede de distribuição, a solução do problema de gestão é sempre viável, ou seja, não fica limitado a criação de cenários o que não é realizado por Wang et al. (2015) .

3.3 TABELA RESUMO DA ABORDAGEM DE SHEM QUE ADOTA OU NÃO AS INCERTEZAS RELACIONADAS AO CONSUMO, GERAÇÃO, TARIFA DE COMPRA E TARIFA DE VENDA DE ENERGIA

Com a finalidade de sintetizar os estudos abordados nesta revisão bibliográfica é apresentado a Tabela 3.1 que destaca as principais características correlacionadas ao SHEM desenvolvido encontradas nas bibliografias aqui supracitadas.

Tabela 3.2- Revisão Bibliográfica – Resumo das Características das Metodologias Analisadas.

Autor(es)	Agendamento de Carga	Sistema de Armazenamento por Baterias	Incertezas da Carga	Incertezas da GD	Incertezas Tarifa Compra	Incertezas Tarifa Venda	Operação em Tempo Real	PLIM	Otimização Robusta	Otimização Robusta ajustável	Outro Método Otimização
Javadi <i>et al.</i> (2020)	X	X						X			
Zeynali <i>et al.</i> (2020)	X	X									X
Zupančič; Filipič; Gams (2020)		X									X
Mak; Choi (2020)	X										X
Liu; Zhang; Gooi (2020)	X	X									X
Yu; Jiang; Zou (2019)	X	X									X
Paudyal; Ni (2019)	X							X			
Liu et al. (2019)	X	X									X
Anvari-moghaddam; Monsef; Rahimi-Kian (2016)	X	X						X			X
Merdanoğlu <i>et al.</i> (2020)	X	X	X	X							
Zhao <i>et al.</i> (2019)	X	X		X					X		
Wu et al. (2019)				X							X
Shakeri et al. (2018)		X	X	X							X
Zheng <i>et al.</i> (2018)		X	X	X		X					X
Yang <i>et al.</i> (2017)	X										
Xiao <i>et al.</i> (2018)	X	X	X	X							X
Zhi; Lei e Yong (2012)	X	X			X	X			X		X
Wang et al. (2015)				X						X	
Shi et al. (2020)				X						X	
Moreira; Street e Arroyo (2015)				X						X	
Xiu; Kang; Huang (2019)	X	X		X						X	
SHEM Desenvolvido	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	

Fonte: Elaborada pelo Autor.

Nesta tese, a introdução de um inversor híbrido que trabalhe integrado ao SHEM desenvolvido permite um gerenciamento robusto para o planejamento de um sistema de armazenamento residencial por baterias com geração fotovoltaica através do uso da Otimização Robusta em um cenário com sistema de tarifação para compra e venda de energia dinâmico. Para lidar com as incertezas quanto a carga, geração fotovoltaica e tarifas de compra e venda de energia, foi desenvolvido um modelo de programação linear inteira mista com programação robusta diferentemente das metodologias propostas por Xiao *et al.* (2018) e Yang *et al.* (2017) . Com uma proposta para aplicabilidade real a partir da correção permanente da solução robusta através de uma heurística que atua proativamente no

planejamento, observando as condições que ocorreram no passado, a etapa em tempo real ajusta o conservadorismo do modelo e estabelece novas entradas com a correção dos valores que efetivamente aconteceram para todas as variáveis estabelecidas pelo modelo. A calibração do ajuste da robustez se dá através da correção em tempo real do modelo em que a operação flexibilizará a robustez e garantirá os parâmetros mínimos de operação estabelecidos para garantir o estoque final do sistema de armazenamento por baterias através de uma reserva mínima diária.

O modelo de gerenciamento desenvolvido contempla características técnicas de operação do sistema de distribuição no que se refere a impossibilidade de injeção de energia à rede devido a interferência em critérios de qualidade relacionados ao nível de tensão e ao carregamento do alimentador. Com isso, na etapa do planejamento é realizado o gerenciamento preliminar para o uso do sistema de armazenamento que poderá ser constantemente ajustado na operação em tempo real devido ao conjunto de restrições técnicas e econômicas estabelecidas pelo modelo o que não ocorre em de Zhi; Lei e Yong (2012). Diferentemente dos autores, nesta tese não foram desenvolvidos cenários, modelagem estocástica, mas sim, utilizou-se a otimização robusta que adota intervalos de incertezas para o consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia. Com uma proposta de ser utilizado uma capacidade de reserva diária para os sistemas de armazenamento, o SHEM desenvolvido é constituído por uma etapa de planejamento para o dia seguinte e uma etapa de operação em tempo real. Diferentemente de estudos consolidados, a otimização robusta desenvolvida neste estudo, contempla as incertezas relativas aos parâmetros de referências mencionados para as etapas de planejamento e operação em tempo real.

Diferentemente de Wang et al. (2015), o SHEM desenvolvido ao apresentar uma solução matemática pró-ativa para as etapas de planejamento e operação em tempo real, que engloba uma otimização robusta responsiva às incertezas de carga, preços em tempo real e geração fotovoltaica, não realiza o agendamento de carga, mas sim, considera o conforto total do usuário. A solução aplicada por uma formulação PLIM e Robusta permite uma solução rápida de cada etapa, e uma estrutura baseada em regras para ajuste de otimização robusta considerando a operação em tempo real e as informações previamente coletadas.

Contrário ao estudo apresentado por Shi et al. (2020), o algoritmo robusto desenvolvido mostra a dualidade ao fazer em um passo de processamento a operação em tempo real e o planejamento considerando o horizonte futuro. A correção do planejamento acontecerá com a atualização das curvas de referência para o consumo, geração e tarifas de energia, com base em sinais externos de previsão e no estado de carga da bateria. Desta

forma, o modelo executa a operação em tempo real, contudo, observando a janela a frente em seu horizonte de atuação de forma a atender as premissas estabelecidas para o sistema de armazenamento como a manutenção de uma capacidade diária de reserva.

Com uma abordagem diferente dos tradicionais modelos de SHEM desenvolvidos por Moreira; Street e Arroyo (2015) , nesta tese, o inversor híbrido tem um destaque porque é através deste equipamento que se torna possível tomar as decisões na integração dos recursos energéticos distribuídos de geração e armazenamento para atender as demandas e as restrições técnicas e econômicas exigidas pelo modelo de otimização. O SHEM desenvolvido apresenta uma proposta em dois níveis para lidar com o processo de gerenciamento robusto de energia. O estudo ao realizar o seu processo de otimização em duas camadas acaba considerando em seu regime operacional a programação de um dia a frente na etapa de planejamento e a correção da operação em tempo real, através do ajuste da variável que controla a robustez para a carga, geração e tarifas de compra e venda de energia.

Caracterizado por possuir uma capacidade de reserva diária para o sistema de armazenamento o que não ocorre no estudo de Xiu; Kang e Huang (2019), o conservadorismo do modelo é ajustado na operação em tempo real com base nos valores efetivamente ocorridos na operação em tempo real projetado pela etapa de planejamento. Por fim, pode-se destacar que um modelo de gerenciamento de energia residencial para aplicabilidade real a partir da correção permanente da solução robusta através de uma heurística que atua proativamente no planejamento, observando as condições que ocorreram no passado, a etapa da operação em tempo real ajusta o conservadorismo do modelo e estabelece novas entradas com a correção dos valores que efetivamente aconteceram para todas as variáveis estabelecidas pelo modelo.

3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi realizado uma descrição dos estudos realizados aos sistemas de gerenciamento de energia residencial, SHEM. Voltados para estudos que consideram ou não as incertezas relacionadas de forma individual ou conjunta para a carga, geração fotovoltaica e tarifas de compra e venda de energia, a revisão busca sob uma análise técnico científica apresentar as propostas adotadas no desenvolvimento do SHEM.

Diferentemente de modelos consolidados nas bibliografias revisadas, em que é realizado o agendamento das cargas, a criação de uma metodologia robusta de gerenciamento de energia residencial que utiliza os recursos energéticos distribuídos em seu processo de otimização, na busca da minimização dos custos de energia elétrica, nas etapas de

planejamento e operação em tempo real, em proposta com a flexibilização na resposta a demanda com a integração dos inversores híbridos no despacho do sistema de armazenamento e da GD foi apresentado.

Separados por dois momentos, este capítulo em um primeiro passo apresentou estudos de SHEM que no seu escopo não consideram as incertezas relacionadas ao consumo, geração e sistemas de tarifa. Buscou-se, também, detalhar o nível de intervenção e se os estudos contemplavam a operação em tempo real.

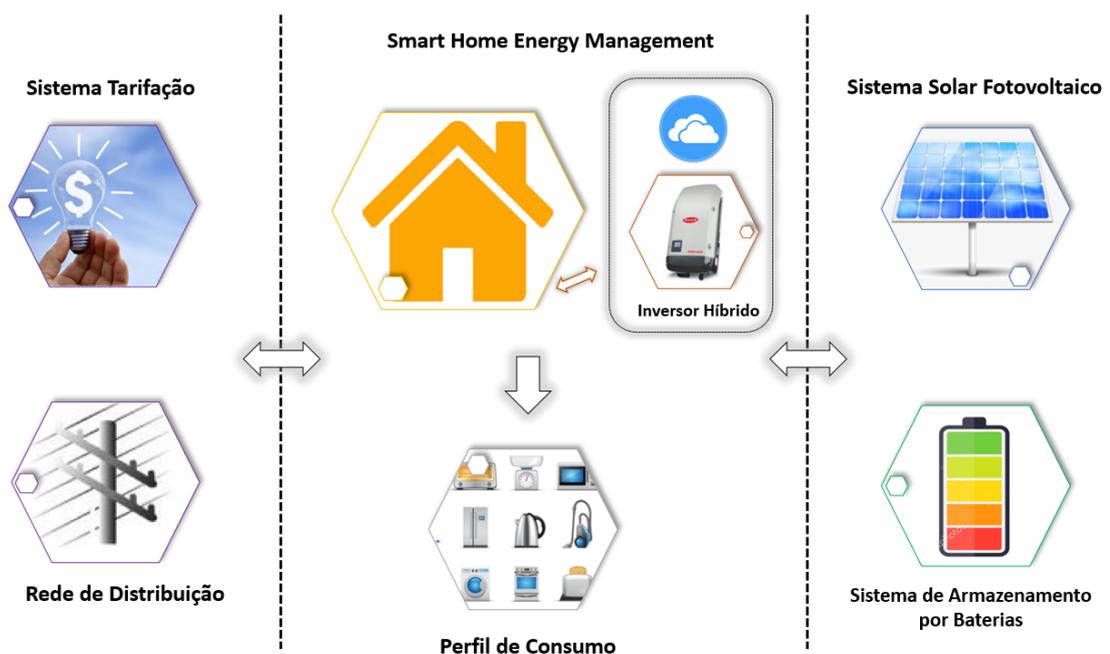
Por fim, os SHEM que adotam as incertezas para demanda, geração e tarifas foram apresentados, a fim de, apresentar o diferencial desta tese em relação aos estudos atuais.

4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA O GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL – SHEM

4.1 PROPOSTA DO SMART HOME ENERGY MANAGEMENT

O *Smart Home Energy Management*, conforme ilustrado na Figura 4.1, permite a coordenação e a eficiência na gestão de energia em sistemas residenciais que utilizam os Recursos Energéticos Distribuídos. Conforme os consumidores agregam sistemas de geração de pequeno porte e armazenamento em suas residências, a existência de modelos de gerenciamento de energia residencial possibilita a otimização do uso da energia, e assim, minimizar os custos de energia elétrica em sistemas de tarifas dinâmicas, considerando as características técnicas e econômicas de todos os componentes dos RED. Ao realizar o planejamento para o dia seguinte e a correção da operação em tempo real o SHEM desenvolvido permite aos consumidores residenciais supervisionarem e gerenciarem o uso dos RED quando integrados ao sistema de distribuição de energia elétrica através de inversores híbridos.

Figura 4.1- SHEM com a Integração dos RED junto ao Inversor Híbrido.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

O SHEM desenvolvido ao considerar as incertezas provenientes do consumo, geração e das tarifas de compra e venda de energia se diferencia das abordagens tradicionais de SHEM por não depender do agendamento de cargas para promover o processo de minimização dos custos diários de energia. A variação global de demanda ao longo do dia permite que o modelo se sobreponha aos desvios observados em relação a etapa de planejamento, fornecendo energia de forma ininterrupta para todas as cargas sem interferir no conforto do usuário.

Ao realizar o planejamento para o dia seguinte com base na previsão do consumo, da geração do sistema fotovoltaico e das tarifas de compra e venda de energia elétrica é realizada a projeção do agendamento do regime operacional para o processo de carga e descarga do sistema de armazenamento por baterias, aqui chamado de BESS. Destaca-se que o modelo de gerenciamento desenvolvido realiza a correção da etapa de planejamento em tempo real a partir da atualização de dados de previsão para as incertezas relativas aos parâmetros de carga, geração e tarifas, onde se espera observar menor amplitude das variabilidades para os próximos passos de operação, podendo ser fornecidas pelos modelos de previsão de curtíssimo prazo, por exemplo.

Na gestão do BESS, o modelo permite estabelecer uma capacidade de reserva mínima diária que possibilita um aporte de energia para auxiliar no planejamento e/ou atender um aumento de carga previsto ao longo do dia, por exemplo.

Outra característica do sistema desenvolvido está nas considerações referentes às limitações restritivas técnicas e operacionais da residência. No modelo, é observado o limite de potência da entrada de energia da residência, limitada pelo dispositivo de proteção principal, uma vez que o inversor híbrido permite o carregamento das baterias pela rede. Em relação ao inversor híbrido, as condições técnicas restritivas de limitação de injeção de potência no lado de corrente alternada (CA), e corrente contínua (CC), oriundas do despacho operacional da GD e do sistema de armazenamento, são observados como fatores de restrição do modelo SHEM.

Embora sejam conhecidos os benefícios que a introdução dos recursos energéticos distribuídos agrega ao sistema de distribuição de energia, existe também a possibilidade destes mesmos recursos, ao injetarem energia junto à rede, acabarem prejudicando os índices de qualidade de energia do alimentador da rede de distribuição. Com o intuito de mitigar distorções na qualidade de energia junto à rede da concessionária, o modelo de SHEM desenvolvido permite a restrição da injeção de energia excedente quando houver extrapolação dos limites técnicos admissíveis para os níveis de tensão no ponto de conexão da residência e

na elevação do carregamento dos condutores devido ao fluxo reverso ocasionado pelas fontes de geração e armazenamento, podendo estas restrições serem configuradas internamente no modelo do SHEM e/ou promovidas por sinais de controle do operador do sistema de distribuição.

O inversor híbrido fará a interface com o sistema de distribuição de energia elétrica e por meio do mesmo serão replicados os comandos originados pelo modelo de otimização robusta em tempo real desenvolvido.

A robustez introduzida no modelo tem por objetivo fornecer ao modelo de gestão uma antecipação de cenários desfavoráveis, de maneira que na etapa de planejamento estas dificuldades possam ser mais bem geridas pelo SHEM desenvolvido.

Na modelagem desenvolvida, o período de 24 horas é discretizado em N períodos, em função do intervalo de discretização T_d adotado, conforme a Equação 4.1. Devido à correção em tempo real da etapa de planejamento, o modelo poderá ser discretizado em períodos maiores ou menores de acordo com a necessidade da aplicação, taxa de atualização dos dados de previsão e tempo de execução do modelo de otimização.

$$N = \frac{24 \text{ (horas)}}{T_d \text{ (horas)}} \quad (4.1)$$

4.1.1. Carga Residencial

No modelo de gestão de energia desenvolvido, o SHEM recebe o perfil de consumo diário previsto, que servirá como perfil de referência para o processo de otimização na etapa de planejamento para operação do dia seguinte. Este dado de previsão do perfil de carga deve ser fornecido por modelos de previsão existentes, demandas históricas ou por sistemas de medição inteligentes que possuam a capacidade de fornecer uma memória de massa dos dados de consumo.

Considerando que os modelos de previsão possuem incertezas relacionadas aos dados fornecidos, na modelagem proposta, estas incertezas são abordadas pela modelagem robusta desenvolvida, na qual permite a introdução da variabilidade da demanda no SHEM. Contudo, para diminuir o impacto conservador inserido pela observação das incertezas, a cada passo de execução do algoritmo em tempo real é realizada a atualização dos dados de previsão com os novos valores ajustados para os próximos períodos de operação.

A atualização dos dados de previsão em tempo real se dá por meio de sistemas de previsão de curtíssimo prazo já desenvolvidos. Com isto se busca diminuir as incertezas dos modelos de previsão que tendem aumentar com o crescimento do horizonte de previsão, ou seja, na etapa inicial da modelagem a assertividade da variabilidade estipulada se torna menor quando observado um horizonte distante de previsão estabelecida na etapa inicial (TUSHAR; ASSI; MAIER, 2015). À medida que os valores desta previsão sejam atualizados para o passo de operação da próxima janela de execução do tempo real do modelo desenvolvido, ela se torna mais assertiva.

4.1.2. Geração Distribuída Fotovoltaica

O modelo proposto considera apenas a geração fotovoltaica como fonte de geração RED, podendo, no entanto, ser adaptado a outras fontes de geração desde que se tenha dados disponíveis das gerações.

De forma análoga ao processo de aquisição da curva de referência para o consumo, a previsibilidade para as 24, 48, ..., 96 horas, ou mais, seguintes de geração, pode ser obtida de modelos de previsão ou dados históricos de geração. As incertezas da geração, característica da intermitência de produção deste RED, são consideradas ao introduzir no SHEM a incerteza prevista para a GD solar fotovoltaica ao longo do dia. Portanto, vários modelos estocásticos foram desenvolvidos para prever a geração de energia ao longo do tempo e, assim, aprimorar a exploração e penetração dos RED em redes inteligentes (TUSHAR; ZEINEDDINE; ASSI, 2018).

Com a crescente adesão de sistemas fotovoltaicos para o autoconsumo integrado com sistemas de armazenamento por baterias em ambientes residenciais, o gerenciamento do processo de carga e descarga do BESS está intimamente relacionado com a geração fotovoltaica. No sistema SHEM desenvolvido, a GD solar fotovoltaica será utilizada tanto para diminuir o consumo de energia da proveniente da rede, ao atender a totalidade ou fração da carga exigida em um período pela residência, quanto ser armazenada no BESS a partir das características econômicas e técnicas que o modelo de otimização observa.

4.1.3. Sistema de Armazenamento por Baterias (*Battery Energy Storage Systems – BESS*)

O aprimoramento e desenvolvimento de novas tecnologias de baterias com maior capacidade de armazenamento, incentiva a introdução destes recursos energéticos como uma maneira de melhorar o gerenciamento de energia em sistemas inteligentes (FARROKHIFAR, 2016).

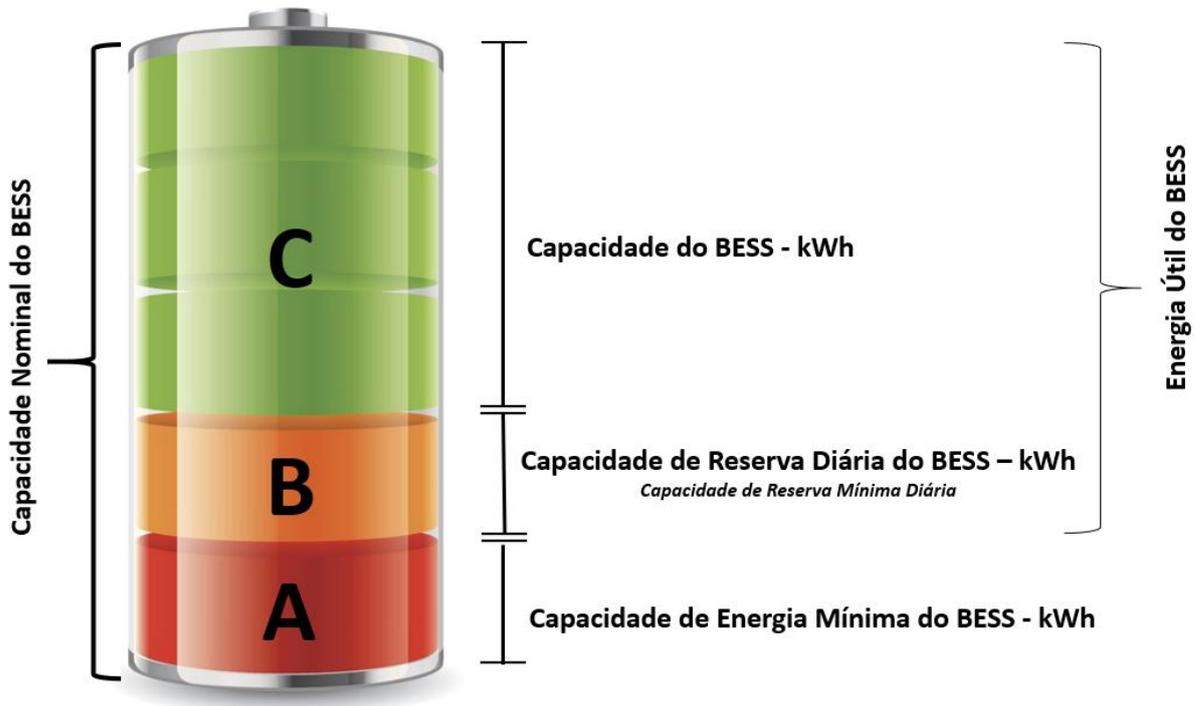
Com o BESS é possível aumentar a eficiência e confiabilidade do sistema contra as incertezas, portanto, este sistema de armazenamento de energia desempenha um papel vital na correspondência entre a geração e demanda.

Alguns trabalhos abordam o regime operacional do armazenador considerando as características estocásticas da GD em redes inteligentes para o desenvolvimento do SHEM. Porém, se o gerenciamento do recurso de armazenamento for o desejado, é possível controlar o nível de carga final no sistema, de forma a reduzir variações bruscas e facilitar o planejamento do sistema (TUSHAR; ZEINEDDINE; ASSI, 2018).

Para o sistema de armazenamento de energia por baterias deste estudo é considerado que o BESS possui uma capacidade técnica de reserva diária que deve ser assegurada ao término do dia. Este valor de reserva poderá ser liberado para utilização pelo consumidor ao longo do dia, por exemplo, para atender sua demanda em períodos de maior carga ou em abordagens futuras explorar a operação *off-grid* em situações de emergência. Desta forma, poderia ser evitado o uso da energia da rede de distribuição para atender o consumo e com isto não alterar a curva de carga do alimentador, ou seja, tanto o consumidor quanto a concessionária de energia podem ser beneficiados com este auxílio de reserva. Por fim, pode-se afirmar que a garantia dessa capacidade de energia ao longo do planejamento e operação em tempo real do modelo, pode ser compreendida como um recurso financeiro que auxiliará na modelagem da minimização dos custos diários em resposta a programação ao dia seguinte.

O sistema de armazenamento por baterias apresentado na Figura 4.2 demonstra a forma como o BEES será modelado.

Figura 4.2- Modelagem do sistema de Armazenamento.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

A capacidade mínima de energia armazenada no BESS para todos os períodos de operação, E_{min}^{BESS} , está relacionada com o percentual de descarga, DOD, a ser definido em função da tecnologia da bateria utilizada, representada pela parcela A de energia mostrada na Figura 21 e estabelecida pela Equação 4.2.

$$E_{min}^{BESS} = E_{nom}^{BESS} \times (1 - DOD) \quad (4.2)$$

A capacidade de energia útil, E^{Util_BESS} , será a diferença entre a capacidade nominal do BESS, E_{nom}^{BESS} , e a energia mínima armazenada definida pela Equação 4.2, representadas pelas parcelas B e C apresentadas na Figura 21 e estabelecida pela equação 4.3.

$$E^{Util_BESS} = E_{nom}^{BESS} - E_{min}^{BESS} \quad (4.3)$$

Conforme já mencionado, esta tese implementa uma metodologia na qual estabelece uma capacidade de reserva mínima diária para o sistema de armazenamento, E^{Res_BESS} , definido pela Equação 4.4. O percentual de reserva é atribuído pelo parâmetro λ , ou seja, a capacidade de reserva será um percentual sobre a capacidade de carga útil do BESS,

representada pela parcela B da Figura 21. O percentual de reserva λ pode ser ajustado com valores dentro do intervalo estabelecido de 0% a 100%, ou seja, $0\% \leq \lambda \leq 100\%$.

$$E^{Res_BESS} = \frac{\lambda \times E^{Util_BESS}}{100} \quad \forall \lambda \in \{0,100\} \quad (4.4)$$

Desta forma, a capacidade de energia disponível para a operação em tempo real, E^{BESS} , estabelecido pela Equação 4.5 é definida levando em consideração as capacidades de energia mínima e de reserva, representada pela parcela C da Figura 21.

$$E^{BESS} = E^{Util_BESS} \times \left(\frac{100 - \lambda}{100} \right) \quad (4.5)$$

Para fins de modelagem é considerado que o estado de carga para o começo do dia, SOC_0 , é igual ao estado de carga inicial do sistema de armazenamento, SOC_{ini} , Equação 4.6.

$$SOC_0 = SOC_{ini} \quad (4.6)$$

Para fim de inicialização do modelo SOC_{ini} é definido pela Equação 7.7 através da soma das parcelas de energia de reserva e energia mínima armazenada no BESS.

$$SOC_{ini} = E^{Res_BESS} + E_{min}^{BESS} \quad (4.7)$$

No gerenciamento do sistema de armazenamento são considerados os limites de potência máxima do inversor híbrido e do BESS para o processo de carga e descarga.

Pelo aspecto do inversor híbrido serão considerados os limites físicos restritivos impostos pelos barramentos CC e CA, respectivamente $P_{CC_BESS}^{Inv}$ e $P_{CA_BESS}^{Inv}$ para qualquer intervalo de tempo i .

Em função da vida útil do BESS, será considerada a restrição definida pelo ajuste do ciclo de operação da bateria em função do seu tempo de carga e descarga, ou seja, fatores relacionados à segurança e longevidade do BESS (JIANG et al., 2014).

A máxima potência de carga do BESS, $P_{máx}^{Carga}$, fica restrita à máxima corrente do inversor híbrido pelo lado CC ou pelo ciclo de carga do BESS desejado, devendo ser o menor valor de potência definido pela Equação 4.8 observando o barramento CC, $P_{CC_BESS}^{Inv}$,

barramento CA, P_{CA}^{Inv} e ciclo de carga estabelecidos pelas curvas de carregamento nominal do BESS, $P_{Carga}^{Ciclo_BESS}$.

$$P_{m\acute{a}x}^{Carga} = \min(P_{CC_BESS}^{Inv}; P_{CA}^{Inv}; P_{Carga}^{Ciclo_BESS}) \quad (4.8)$$

Desta forma, este processo garante que a taxa máxima para carga do BESS será menor entre todas as potências técnicas e operacionais estabelecidas pelo inversor híbrido e BESS.

Na Equação 4.9 a potência máxima definida de acordo com o ciclo de operação de carga do BESS, $P_{Carga}^{Ciclo_BESS}$, é estabelecida em função do tempo de carga, T_{Carga}^{BESS} , definido pelas curvas de carregamento nominal das diferentes tecnologias de baterias existentes, ou seja, é a quantidade de energia que cada bateria pode armazenar em relação à velocidade de carga realizada (JIANG et al., 2014). Desta forma, deve ser considerado a sinalização quanto a utilização da capacidade de reserva. A variável ζ representa a habilitação do uso da energia de reserva do BESS, E^{Res_BESS} , para $\zeta(i) = 1$, o uso da reserva está habilitado, portanto, o valor da capacidade de energia disponível será E^{Util_BESS} , estabelecida pela Equação 4.3. Já para valores de $\zeta(i) = 0$ o uso da reserva diária do BESS fica desabilitado e com isto, o valor de capacidade de energia disponível será E^{BESS} , definido pela Equação 4.5.

$$P_{Carga}^{Ciclo_BESS} = \begin{cases} \frac{E^{Util_BESS}}{T_{Carga}^{BESS}} & \text{if } \zeta(i) = 1 \\ \frac{E^{BESS}}{T_{Carga}^{BESS}} & \text{if } \zeta(i) = 0 \end{cases} \quad (4.9)$$

De maneira similar, o processo de descarga deve respeitar restrioes definidas tanto pelo inversor híbrido quanto pelo BESS, conforme as Equaoes 4.10 e 4.11.

$$P_{m\acute{a}x}^{Descarga} = \min(P_{CC_BESS}^{Inv}; P_{CA}^{Inv}; P_{Descarga}^{Ciclo_BESS}) \quad (4.10)$$

$$P_{Descarga}^{Ciclo_BESS} = \begin{cases} \frac{E^{Util_BESS}}{T_{Descarga}^{BESS}} & \text{if } \zeta(i) = 1 \\ \frac{E^{BESS}}{T_{Descarga}^{BESS}} & \text{if } \zeta(i) = 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

Também vinculado a condição do uso da capacidade de reserva diária do BESS, ζ , o estado de carga mínima da bateria, SOC_{Min} , é estabelecido conforme Equação 4.12.

$$SOC_{Min} = \begin{cases} E_{min}^{BESS} & \text{if } \zeta(i) = 1 \\ E_{min}^{BESS} + E^{Res_BESS} & \text{if } \zeta(i) = 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

O estado de carga máximo que o BESS pode atingir é limitado à capacidade nominal do armazenador, conforme a Equação 4.13.

$$SOC_{Max} = E_{nom}^{BESS} \quad (4.13)$$

A restrição estabelecida através da Equação 4.14, limita a profundidade de descarga e garante que o modelo não carregue no BESS valor de cargas superior a capacidade nominal do mesmo.

$$SOC_{Min} \leq SOC_{(i)} \leq SOC_{Max} \quad (4.14)$$

4.1.4. Sistema Tarifário

Encontrar um agendamento ideal de carregamento para o BESS dependerá, em muitos casos, dos vários mecanismos de precificação da energia elétrica. Normalmente, as estruturas tarifárias típicas de energia elétrica incluem tarifas fixas de tempo de uso (*Time of Use* - ToU) e em tempo real (*Real Time Pricing* - RTP). Os custos do ToU podem ser representados como tarifas com preços diferenciados para os períodos de pico e fora de pico, enquanto o mecanismo de preços em tempo real assume aos consumidores taxas de fornecimento de eletricidade que variam por períodos de tempo (KOROLKO; SAHINOGLU, 2017).

O modelo proposto não se restringe a um determinado modelo de tarifação. Outro aspecto importante do modelo proposto está na capacidade de admitir custos diferenciados para as tarifas de compra e venda de energia.

4.1.5. Potência Nominal da Entrada de Energia Elétrica

No modelo desenvolvido o processo de carregamento do BESS pode ser realizado por meio do inversor híbrido através da GD fotovoltaica e/ou pela rede elétrica principal. Desta

forma, o modelo desenvolvido limita a energia consumida da rede para atendimento das cargas e carregamento do BESS, que pode acontecer simultaneamente, não tenha potência superior a capacidade nominal da entrada de energia que atende a residência, conforme estabelecido pela Equação 4.15, com a finalidade de garantir a segurança do sistema visando a implementação prática do modelo em sistemas reais.

$$P_{Carga} + P_{Rede_Inv} \leq P_{Nom}^{EE} \quad (4.15)$$

Ainda, com relação a restrição definida pela Equação 4.15, destaca-se que o modelo garante o fornecimento de energia para as cargas em todas as condições, sendo a restrição apresentada utilizada apenas para limitar o carregamento do BESS pela rede em situações de carga elevada.

4.1.6. Limitação de Injeção de Energia na Rede de Distribuição

Nos últimos anos existe uma tendência crescente ao aumento da penetração de GD devido aos benefícios conhecidos dos geradores distribuídos e da crescente demanda por energia. No entanto, essa penetração elevada pode causar problemas relacionados a violações de limites de capacidades dos condutores das redes de distribuição e desequilíbrios como o aumento no nível de tensão (OTHMAN; AHMED; SALAMA, 2020).

Um fator associado à conexão de geradores distribuídos a sistemas de distribuição é o problema de aumento dos níveis de tensão junto a rede de distribuição (IIOKA *et al.*, 2019).

Desta forma, o modelo proposto contempla a limitação de injeção de energia excedente junto à rede de distribuição levando em consideração critérios técnicos estabelecidos pelas concessionárias. O modelo, além de contemplar um conjunto de características técnicas e econômicas através do *framework* estabelecido em razão do consumidor na minimização dos custos diários de energia, considera também a visão das concessionárias e por isso permite a restrição do despacho de potência para a rede quando os valores de tensão no ponto de entrega de energia estiverem fora dos parâmetros estabelecidos. Logo na Equação 4.16 tem-se estabelecidos os parâmetros para habilitação do despacho de energia para rede elétrica principal. O valor da magnitude da tensão no ponto de entrega de energia no tempo i , $V_{(i)}^{PE}$, deve estar dentro das limitações da qualidade de energia estabelecidos pela concessionária. Os valores estabelecidos como limite mínimo e limite máximo, para os níveis de tensão, devem ser estabelecidos (parametrizados) de acordo com as

normas estabelecidas pelas concessionárias e agência reguladora do setor elétrico de distribuição.

$$V_{(i)}^{min} \leq |V_{(i)}^{PE}| \leq V_{(i)}^{max} \quad \forall i \in \{0 \leq i \leq N\} \quad (4.16)$$

Para o carregamento dos condutores do alimentador da rede de distribuição, os limites restritivos são relacionados ao fluxo reverso ocasionado pela injeção de energia das fontes de GD. Limitando as perdas relativas ao incremento de energia promovido pela GD na Equação 4.17 é estabelecido o carregamento máximo dos condutores no alimentador, $C_{(i)}^{Rede}$, como sendo menor ou igual a um percentual α do carregamento ocasionado pelo fluxo reverso $C_{(i)}^{FR}$. Logo, mediante uma sinalização binária em que a concessionária forneça ao *smart meter* do prosumidor, no máximo ao período anterior ao passo seguinte de execução do planejamento e operação em tempo real, informando que foram transgredidos os limites previstos, é aplicada a restrição de injeção de energia junto à rede.

$$C_{(i)}^{Rede} \leq |\alpha_i \times C_{(i)}^{FR}| \quad \forall i \in \{0 \leq i \leq N\} \quad (4.17)$$

4.1.7. Modelagem do SHEM

Conforme já mencionado, neste estudo é apresentado o desenvolvimento de uma metodologia de gerenciamento de energia residencial que utiliza os recursos energéticos distribuídos em seu processo de otimização. A partir da minimização dos custos de energia elétrica no planejamento e operação em tempo real, a abordagem flexibiliza a resposta à demanda com a integração dos inversores híbridos no despacho do sistema de armazenamento e da GD.

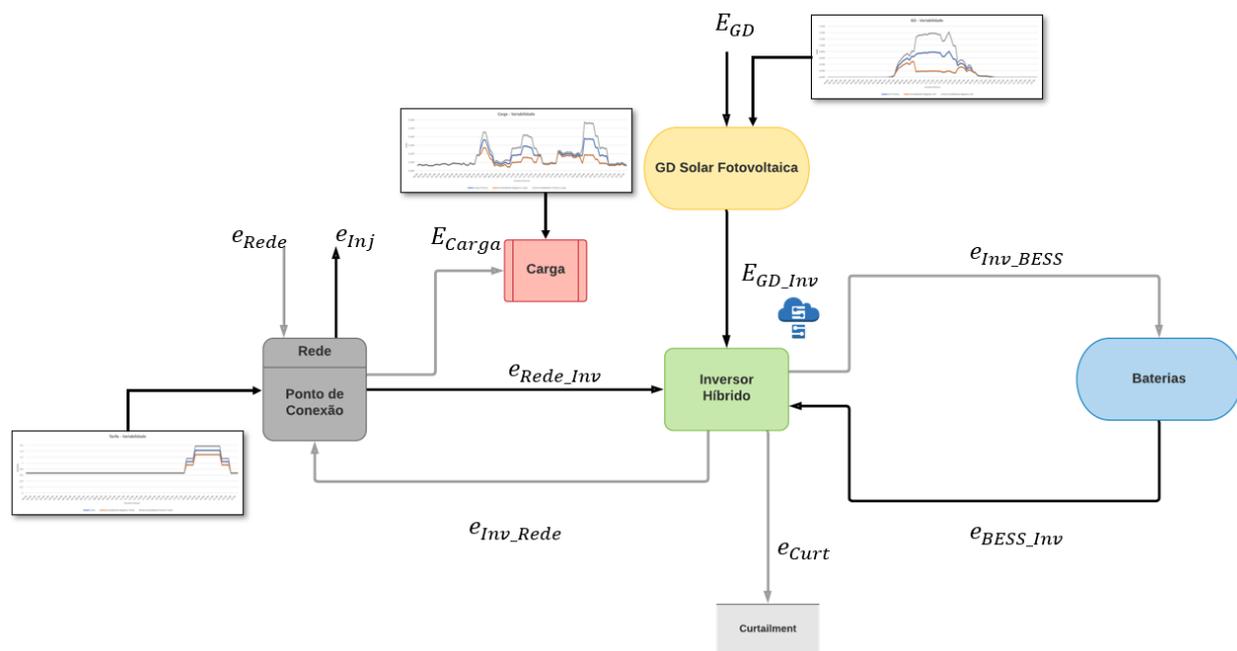
O SHEM desenvolvido ao realizar o seu processo de otimização em duas camadas acaba considerando em seu regime uma etapa de planejamento em que é inicializado a partir da leitura de curvas de referências obtidas por modelos de previsão ou dados históricos, conforme já mencionado, para realizar a previsão da minimização dos custos diários com bases nas premissas restritivas técnicas e econômicas relativas a carga, geração, armazenamento e tarifas de compra e venda.

O algoritmo superior realiza a etapa de operação da estrutura de otimização em tempo real permitindo que o SHEM faça os ajustes com o mesmo objetivo de minimizar os custos.

Para isto, o modelo realiza a correção em cada período do processo de agendamento do uso do BESS no modelo SHEMA desenvolvido com base no *framework* estabelecido com as características restritivas operacionais e econômicas, além da atualização dos dados de previsão e da operação consolidada.

Com uma abordagem diferente dos tradicionais modelos de SHEMA, no estudo apresentado o inversor híbrido tem um destaque tendo em vista que, através deste equipamento é possível tomar as decisões na integração dos recursos energéticos flexíveis para atender as demandas e as restrições exigidas pelo modelo de otimização, conforme apresentado na Figura 4.3.

Figura 4.3- Esquemático do SHEMA desenvolvido.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

4.1.8. Função Objetivo do SHEMA

A função objetivo tem como finalidade a minimização dos custos diários de energia elétrica através da potencialização do uso dos recursos energéticos distribuídos em razão do *framework* estabelecido para o modelo de planejamento e operação. Na etapa do planejamento é realizado o gerenciamento preliminar para o uso do sistema de armazenamento que poderá ser constantemente ajustado na operação em tempo real devido as restrições técnicas e econômicas já mencionadas neste estudo.

No modelo de gestão de energia desenvolvido são contemplados dois postos tarifários e a partir da Figura 4.3 é possível destacar que a parcela referente a compra de energia está relacionada com e_{Rede} , e a parcela de excedente de energia é relacionada com e_{Inj} . Com base no *framework* estabelecido em razão de critérios técnicos e econômico têm-se em na Equação 4.18 a função objetivo que busca a minimização dos custos do SHEM.

$$\text{minimize } Z = \sum_{i=0}^N c_{Total(i)} \quad (4.18)$$

O custo total da energia para cada passo de operação, $c_{Total(i)}$, pode ser expresso em função da diferença entre os custos relativos à energia consumida e a injetada, além da contabilização da energia eventualmente descartada por impedimentos técnicos de injeção de energia, conforme Equação 4.19. Ainda assim, são estabelecidos custos de penalizações para eventuais casos em que se deseja extrapolar os limites máximos e mínimos, $c_{PSup(i)}$ e $c_{PInf(i)}$, estabelecidos pela capacidade de reserva diária do BESS e capacidade mínima dentro das características nominais e técnicas estabelecidas para os sistemas de armazenamento de energia por baterias.

$$\text{minimize } Z = \sum_{i=0}^N c_{Rede(i)} - c_{Inj(i)} + c_{Curt(i)} + c_{PSup(i)} + c_{PInf(i)} \quad (4.19)$$

A partir do modelo desenvolvido e apresentado pela Figura 4.3 temos na Equação 4.20 o balanço energético no inversor híbrido onde a parcela e_{Rede_Inv} equivale ao valor de energia a ser utilizada pelo inversor para carregar o BESS pela rede, quando solicitado. A energia impossibilitada de ser utilizada pelo inversor quando houver geração e restrição de injeção na rede é estabelecida por e_{Curt} .

$$\begin{aligned} e_{Rede_Inv(i)} = & e_{Inv_Rede(i)} - E_{GD(i)} + e_{Inv_BESS(i)} + e_{Curt(i)} \\ & - e_{BESS_Inv(i)} \quad \forall i = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (4.20)$$

O balanço sobre a energia consumida da rede, e_{Rede} e a energia injetada, e_{Inj} é dado pela equação 4.21.

$$e_{Rede(i)} = E_{Carga(i)} + e_{Rede_Inv(i)} - e_{Inv_Rede(i)} + e_{Inj(i)} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.21)$$

A energia proveniente do inversor para carregar o BESS é limitada pela taxa máxima de carregamento do BESS, $P_{Max(i)}^{Carga}$, conforme a Equação 4.22.

$$0 \leq e_{Inv_Bess(i)} \leq P_{Max(i)}^{Carga} \times T_d, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.22)$$

Já a energia resultante do processo de descarga do BESS para o inversor deverá ser limitada pela taxa máxima de descarregamento do BESS, $P_{Max(i)}^{Descarga}$, conforme Equação 4.23.

$$0 \leq e_{Bess_Inv(i)} \leq P_{Max(i)}^{Descarga} \times T_d, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.23)$$

A Equação 4.24 é utilizada para determinar o estado de carga atual do BESS, onde os rendimentos relativos ao processo de carga e descarga do BESS são integrados ao modelo.

$$SOC_{(i)} = SOC_{(i-1)} + (\eta_{carga} \times e_{Inv_Bess(i)}) - \left(\frac{e_{Bess_Inv(i)}}{\eta_{descarga}} \right), \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.24)$$

Ou seja, o estado de carga do BESS no tempo i , $SOC_{(i)}$, está em função do estado de carga do BESS no tempo $i-1$, $SOC_{(i-1)}$ e da energia no processo de carga ou descarga no tempo i do BESS.

Na Equação 4.25 é definido que a energia para atender a residência deve ter a capacidade de atender no mínimo o carregamento do BESS. Ou seja, a energia que vai para o inversor deve ser sempre menor que a energia que vem da rede.

$$e_{Rede(i)} \geq e_{Rede_Inv(i)}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.25)$$

Já na Equação 4.26 fica restrita a parcela referente ao carregamento da bateria pela rede.

$$e_{Rede_Inv(i)} \leq e_{Inv_BESS(i)}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.26)$$

A limitação de injeção de energia junto à rede da concessionária fica definida pela Equação 4.27.

$$(P_{Nom}^{EE} \times T_d) - e_{Rede_Inv(i)} \geq E_{Carga(i)}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.27)$$

A limitação de injeção à rede leva em consideração o lado de corrente alternada do inversor híbrido devido este fluxo ser resultante da descarga do BESS e da produção do sistema fotovoltaico.

Na Equação 4.28 a parcela ω_i é uma variável de controle do modelo que assumirá o valor unitário quando houver excedente de energia. A variável $\beta_{(i)}$ representa a habilitação da limitação do despacho do excesso de energia em razão das restrições técnicas previstas pelo modelo desenvolvido.

$$e_{inj(i)} \leq (\beta_{(i)} \times P_{CA}^{Inv} \times T_d \times \omega_i), \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.28)$$

Para $\beta_{(i)} = 0$ temos o impedimento de despachar excedente de energia para a rede em função das restrições técnicas. Neste caso havendo geração por parte do sistema fotovoltaico, a carga e o BESS podem ser atendidos pela mesma. Ainda neste cenário de geração, se a carga e o BESS estiverem atendidos, havendo ainda excedente de energia por parte da geração fotovoltaica, a mesma será drenada pelo inversor híbrido. É considerado pelo modelo um custo de energia perdida para este caso através da variável $e_{Curt(i)}$.

Ao assumir o valor unitário, ω_i , o modelo restringe o consumo de energia da rede, ou seja, a parcela ω_i permite apenas a injeção de energia limitando o consumo da rede. Quando não houver injeção, o consumo da rede é limitado pela capacidade da entrada de energia, conforme Equação 4.29.

$$e_{Rede(i)} + (P_{Nom}^{EE} \times T_d \times \omega_i) \leq (P_{Nom}^{EE} \times T_d), \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.29)$$

A energia excedente fica restrita a potência despachada pelo inversor, conforme estabelecido pela Equação 4.30.

$$e_{inj(i)} \leq e_{Inv_Rede(i)}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.30)$$

As Equações 4.31 e 4.32 definem os custos relacionados a manutenção da capacidade de reserva diária do BESS.

$$c_{PSup(i)} \geq (SOC_{(i)} - E^{Res.BESS}) \times c_{PSup(i)}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.31)$$

$$c_{PInf(i)} \leq (E^{Res.BESS} - SOC_{(i)}) \times c_{PInf(i)}, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (4.32)$$

4.2 OTIMIZAÇÃO ROBUSTA APLICADO AO SHEM

A otimização robusta é um método que permite inserir na modelagem a incerteza de dados em problemas de otimização. Diferente da otimização estocástica que considera a análise de cenários, a otimização robusta adota intervalos de incertezas que podem ser derivados de modelos de previsão. O nível de conservadorismo da otimização robusta é elevado, porém, pode ser ajustado por um parâmetro de controle capaz de estabelecer soluções com diferentes níveis de conservadorismo.

Ao desenvolver um modelo robusto capaz de admitir as incertezas presente nos parâmetros relativos ao consumo, geração de energia solar fotovoltaico e nas tarifas de energia dinâmicas de compra e venda, o agendamento da operação do sistema de armazenamento de um prosumidor é otimizado para os processos de carga e descarga com a proposta de minimizar os custos diários de energia.

O SHEM desenvolvido é constituído por uma etapa de planejamento para o dia seguinte e uma etapa de operação em tempo real. Diferentemente de estudos consolidados a otimização robusta desenvolvida neste estudo contempla as incertezas relativas aos parâmetros de referências mencionados para as etapas de planejamento e operação em tempo real.

4.2.1. Modelagem das Incertezas da Carga, Geração Fotovoltaica, Tarifa de Compra e Tarifa de Venda de Energia

Em modelos SHEM, as cargas, os recursos energéticos distribuídos e as tarifas dinâmicas apresentam variações que podem ser consideráveis devido a diversos fatores de influência de natureza aleatória. Desta forma, foi desenvolvido uma modelagem de

otimização de energia robusta capaz de ajustar o nível de robustez considerando as incertezas relativas à geração, carga e tarifas de energia.

Uma vantagem do planejamento robusto de energia é que a parcialidade das informações de natureza incerta de dados pode ser explorada para a criação de um conjunto de incertezas e por consequência melhorar o desempenho técnico e econômico do modelo.

As variáveis de programação robusta são variações adicionadas às equações do modelo desenvolvido de forma que a admissibilidade das variações seja integrada ao modelo.

4.2.1.1. Incertezas da Carga

Conforme abordado em 4.1.1, o comportamento incerto da carga é tratado com a adição das variáveis robustas à parcela de carga de referência, de acordo com Equação 4.33.

$$E_{Carga(i)} = E_{Carga_Ref(i)} + \Gamma_{Carga(i)} \left(z_{E_{Carga(i)}} + p_{E_{Carga(i)}} \right) \quad (4.33)$$

Onde, $E_{Carga(i)}$ é a parcela de carga agregada à incerteza de previsão, $E_{Carga_Ref(i)}$ é o perfil de carga fornecido pelo modelo de previsão adotado. O parâmetro $\Gamma_{Carga(i)}$, assumindo valores binários, habilita o uso da robustez no modelo, sendo assim, ele influencia no conservadorismo do SDEM. As variáveis z e p da parcela $\left(z_{E_{Carga(i)}} + p_{E_{Carga(i)}} \right)$ trabalham associadas de forma a inserir a variabilidade Θ_{Carga} prevista para o consumo, vide seção 4.2.3.

Considerando as incertezas contidas em modelos de previsão, pode-se representar um intervalo de possíveis valores de previsão para a carga $\left[E_{Carga_Ref} - \overline{E_{Carga_Ref}}, E_{Carga_Ref} + \overline{E_{Carga_Ref}} \right]$. Sendo $\overline{E_{Carga_Ref}}$ a parcela de carga que representa a variabilidade calculada sobre o valor de referência fornecido pelo modelo de previsão de carga, que atende os parâmetros de entrada do modelo, representando a incerteza existente na previsão de consumo realizada. Desta forma, o valor considerado neste intervalo pela otimização robusta será o valor superior da carga de forma a representar o caráter conservador para a operação do SDEM.

O problema de excesso de conservadorismo imposto pela utilização de um modelo robusto é tratado na operação em tempo real através da atualização dos dados de previsão que tendem a ter menor incerteza para períodos mais próximos que antecedem o passo de

execução da etapa de tempo real. Para esta correção considera-se que os dados de previsão são fornecidos por modelos de previsão de demanda *short-term load forecasting* (STLF) que tendem a ser mais precisos que os *mid-term load forecast* (MTLF) e *long-term load forecast* (LTLF) (TUSHAR; ASSI; MAIER, 2015).

Na etapa de planejamento do modelo para as 24 horas, os dados de previsão de demanda podem ser providos por STLF, MTLF e LTLF. No entanto, considerando que previsões de curto prazo tendem a ter menor incerteza na execução em tempo real o modelo de previsão deve ser do tipo STLF, afim de retratar com maior assertividade a previsão para o próximo período, assim como para os demais períodos ao longo do dia, conforme ao operação em tempo real avança sobre a etapa inicialmente planejada (TUSHAR; ASSI; MAIER, 2015; TUSHAR; ZEINEDDINE; ASSI, 2018).

4.2.1.2. Incertezas da Geração Distribuída Fotovoltaica

Para o sistema de geração distribuída fotovoltaica o comportamento incerto da previsão de geração de energia é definido pela Equação 4.34.

$$E_{GD(i)} = E_{GD_Ref(i)} - \Gamma_{GD(i)} \left(z_{E_{GD}}(i) + p_{E_{GD}}(i) \right) \quad (4.34)$$

O intervalo de possíveis valores para a GD, considerando modelos de previsão, pode ser estabelecido por $\left[E_{GD_Ref} - \overline{E_{GD_Ref}}, E_{GD_Ref} + \overline{E_{GD_Ref}} \right]$. O conservadorismo empregado pela otimização robusta resultará na utilização do valor inferior de geração para a operação do SHEM.

4.2.1.3. Incertezas nas Tarifas de Compra e Venda de Energia Elétrica

Além de considerar a robustez para as grandezas de consumo e geração, o modelo aborda também as variações para as tarifas de compra e venda de energia elétrica.

Para agregar o comportamento incerto relacionado ao sistema de tarifação, o custo é definido em função de duas parcelas. A primeira está relacionada a tarifa de referência e a segunda parcela em razão da aplicação da variabilidade da tarifa, tanto para o processo de compra quanto para venda de energia.

Desta forma, os custos relativos ao processo de compra e venda de energia são definidos pela Equação 4.35 e Equação 4.36, respectivamente.

$$c_{Rede(i)} = (T_{Compra_Ref(i)} \times e_{Rede(i)}) + \Gamma_{Tarifa_Compra(i)} \times (z_{Rede(i)} + p_{Rede(i)}) \quad (4.35)$$

$$c_{Inj(i)} = (T_{Venda_Ref(i)} \times e_{Inj(i)}) - \Gamma_{Tarifa_Venda(i)} \times (z_{Inj(i)} + p_{Inj(i)}) \quad (4.36)$$

Com a capacidade de limitar a injeção de energia junto à rede quando houver excedente de energia e não for permitido a injeção à rede devido a critérios técnicos já estabelecidos nas seções 4.1.5 e 4.1.6, o modelo desenvolvido define na Equação 4.37 o valor de energia que pode eventualmente ser drenada pelo inversor híbrido.

$$c_{Curt(i)} = (T_{Venda_Ref(i)} \times e_{Curt(i)}) + \Gamma_{Tarifa_Venda(i)} \times (z_{Curt(i)} + p_{Curt(i)}) \quad (4.37)$$

Na Equação 4.37 o sinal positivo imposto as variáveis robustas busca inserir maior grau de conservadorismo ao tratamento desta parcela de energia, sendo contabilizada monetariamente como energia que deixou de ser injetada na rede elétrica.

4.2.2. Função Objetivo Robusta

Embora a abordagem robusta típica proposta por Bertsimas e Sim (2004) se concentre apenas na incerteza do vetor de custo em um problema de programação linear, seu princípio básico pode ser aplicado para formular a modelagem robusta do problema de SHEMA com incerteza na saída da geração fotovoltaica, do consumo e das tarifas de compra e venda.

O modelo de gestão de energia desenvolvido contempla dois postos tarifários e através da Figura 4.3 é possível observar que a parcela referente a compra de energia está relacionada com e_{Rede} , e e_{Inj} que representa a parcela de excedente de energia. Com base no *framework* estabelecido em razão de critérios técnicos e econômico têm-se a função objetivo que realiza a minimização dos custos do SHEMA.

Ao transcrever a Equação 4.19 as parcelas referentes aos custos de compra de energia da rede, energia injetada e da energia drenada através das Equações 4.35, 4.36 e 4.37, têm-se na Equação 4.38 a função objetivo robusta para o SHEMA desenvolvido.

$$\begin{aligned}
\text{minimize } Z = & \sum_{i=0}^n \left\{ \left[(T_{Compra_Ref(i)} \times e_{Rede(i)}) \right. \right. \\
& + \Gamma_{Tarifa_Compra(i)} \times (z_{Rede(i)} + p_{Rede(i)}) \left. \right] \\
& - \left[(T_{Venda_Ref(i)} \times e_{Inj(i)}) \right. \\
& - \Gamma_{Tarifa_Venda(i)} \times (z_{inj(i)} + p_{inj(i)}) \left. \right] \\
& + \left[(T_{Venda_Ref(i)} \times e_{Curt(i)}) \right. \\
& \left. \left. + \Gamma_{Tarifa_Venda(i)} \times (z_{Curt(i)} + p_{Curt(i)}) + c_{PSup(i)} + c_{PInf(i)} \right] \right\}
\end{aligned} \tag{4.38}$$

4.2.3. Restrições Robustas do SHEM

O modelo SHEM robusto desenvolvido é resolvido considerando um conjunto de restrições.

As variáveis robustas t_{ECarga} e t_{EGD} , definidas nas Equações 4.39 e 4.40, assumem o valor negativo unitário habilitando a variabilidade no modelo desenvolvido, ou seja, qualifica o caráter conservador do SHEM.

$$t_{ECarga(i)} = -\Gamma_{Carga(i)}, \forall i = 1, \dots, N \tag{4.39}$$

$$t_{EGD(i)} = -\Gamma_{GD(i)}, \forall i = 1, \dots, N \tag{4.40}$$

As variabilidades ao serem habilitadas pela variável robusta t nas Equações 4.41 e 4.42, respectivamente, adotam a calibração da variação dada pelas parcelas $z_{ECarga(i)} + p_{ECarga(i)}$ e $z_{EGD(i)} + p_{EGD(i)}$.

$$z_{ECarga(i)} + p_{ECarga(i)} \geq \Theta_{Carga(i)} \times yt_{ECarga(i)}, \forall i = 1, \dots, N \tag{4.41}$$

$$z_{EGD(i)} + p_{EGD(i)} \geq \Theta_{GD(i)} \times yt_{EGD(i)}, \forall i = 1, \dots, N \tag{4.42}$$

Nas Equações 4.43, 4.44 e 4.45, busca-se garantir que a combinação das variáveis $z_{e_{Rede(i)}} + p_{e_{Rede(i)}}$, $z_{e_{Inj(i)}} + p_{e_{Inj(i)}}$ e $z_{e_{Curt(i)}} + p_{e_{Curt(i)}}$ sejam superiores a variabilidade inserida pela robustez.

$$z_{e_{Rede(i)}} + p_{e_{Rede(i)}} \geq [\theta_{Tarifa_Compra(i)} \times T_{Compra_Ref(i)}] \times y_{e_{Rede(i)}} \quad (4.43)$$

$$, \forall i = 1, \dots, N$$

$$z_{e_{Inj(i)}} + p_{e_{Inj(i)}} \geq [\theta_{Tarifa_Venda(i)} \times T_{Venda_Ref(i)}] \times y_{e_{Inj(i)}}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.44)$$

$$z_{e_{Curt(i)}} + p_{e_{Curt(i)}} \geq [\theta_{Tarifa_Venda(i)} \times T_{Venda_Ref(i)}] \times y_{e_{Curt(i)}}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.45)$$

As variáveis t_{ECarga} e t_{EGD} nas Equações 4.46 e 4.47, permitem o controle da robustez a partir dos gamas estabelecidos para carga e geração, restringindo os valores de yt_{ECarga} e yt_{EGD} , respectivamente, dentro do intervalo de incertezas consideradas. Por exemplo, quando gama, Γ , assume o valor igual a zero os valores de yt_{ECarga} e yt_{EGD} desprezam a robustez. Para valores de gama, Γ , igual a 1, os valores de yt_{ECarga} e yt_{EGD} ficam restritos a valores contidos no intervalo de -1 e 1, ou seja, a robustez é considerada.

$$-t_{ECarga(i)} \leq yt_{ECarga(i)} \leq t_{ECarga(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.46)$$

$$-t_{EGD(i)} \leq yt_{EGD(i)} \leq t_{EGD(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.47)$$

Já as variáveis $y_{e_{Rede}}$, $y_{e_{Inj}}$ e $y_{e_{Curt}}$ nas Equações 4.48, 4.49 e 4.50, carregam a parcela referente a robustez do modelo SHEM face as variabilidades das tarifas estabelecidas nas restrições das Equações 4.43 e 4.44 e 4.45.

$$-e_{Rede(i)} \leq y_{e_{Rede(i)}} \leq e_{Rede(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.48)$$

$$-e_{Inj(i)} \leq y_{e_{Inj(i)}} \leq e_{Inj(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.49)$$

$$-e_{Curt(i)} \leq y_{E_{Curt(i)}} \leq e_{Curt(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.50)$$

Ao adicionar na Equação 4.20 as incertezas relacionadas a intermitência da geração fotovoltaica têm-se na Equação 4.51 o balanço energético robusto junto ao inversor híbrido.

$$e_{Inv_Rede(i)} - e_{Rede_Inv(i)} + e_{Inv_BESS(i)} + e_{Curt(i)} - e_{BESS_Inv(i)} + \Gamma_{GD(i)} \left(z_{E_{GD(i)}} + p_{E_{GD(i)}} \right) = E_{GD(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.51)$$

O balanço robusto sobre a energia consumida da rede e a energia injetada oriunda da Equação 4.21 é estabelecido pelo fluxo resultante do sistema conforme fixado pela Equação 4.52.

$$e_{Rede(i)} + e_{Inv_Rede(i)} - e_{Rede_Inv(i)} - e_{Inj(i)} - \Gamma_{Carga(i)} \left(z_{E_{Carga(i)}} - p_{E_{Carga(i)}} \right) = E_{Carga(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.52)$$

Ao adicionar as incertezas no modelo podemos reescrever a Equação 4.27 de forma que a capacidade energética de entrada da residência atenda a carga, considerando a sua variabilidade, e o carregamento do BESS quando necessário, conforme a Equação 4.53.

$$\left(P_{Nom}^{EE} \times T_d \right) - e_{Rede_Inv(i)} - \Gamma_{Carga(i)} \left(z_{E_{Carga(i)}} - p_{E_{Carga(i)}} \right) \geq E_{Carga(i)}, \forall i = 1, \dots, N \quad (4.53)$$

4.3 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO ROBUSTA PARA OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DO SHEM

O algoritmo SHEM desenvolvido é iniciado através da entrada de dados da instância considerada para o problema de planejamento e com o número de períodos a serem planejados, conforme é apresentado na Figura 4.4. A instância corresponde a uma estrutura de dados que contém as seguintes informações: carga estimada, geração fotovoltaica estimada, tarifas estimadas para compra e venda de energia. Além disso, as incertezas associadas aos

modelos de previsão para carga, energia gerada e tarifas de compra e venda, também são incluídas, ou seja, através de modelos de previsão são estabelecidos os parâmetros iniciais de entrada para o processo de otimização do SHEM.

A integração de sistemas de geração fotovoltaica traz desafios significativos para a operação da rede de distribuição e conseqüentemente, para modelos de otimização de energia residencial que adotam estes recursos de produção de energia que derivam às incertezas e a variabilidade da geração solar (RAZAVI *et al.*, 2020; SU, LIU, HONG, 2020; ZHANG *et al.*, 2019). Desta forma, são necessários modelos que possuem a capacidade de fornecer previsões de alta qualidade da energia solar e em baixos intervalos de tempo. Recentemente, vários métodos estão disponíveis para previsão de geração solar, assim como modelos de previsão de energia fotovoltaica para o dia seguinte com resoluções horárias e até mesmo previsões adequadas para o horizonte de poucos minutos ou horas à frente (RAZAVI *et al.*, 2020; HUANG, KUO, 2019).

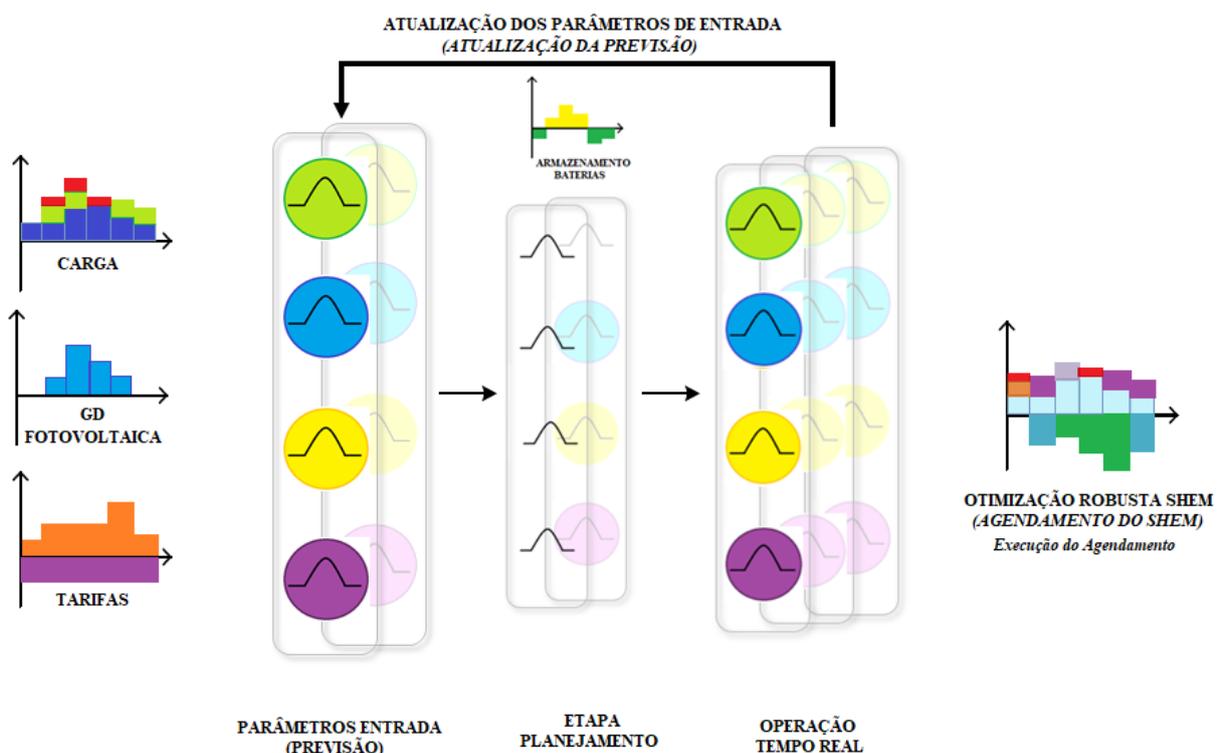
RAFI *et al.* (2021) destacam que modelos de previsão de carga são partes integrante do planejamento e operação dos sistemas elétricos. Várias metodologias como a análise de regressão, abordagem de aprendizagem de máquinas, métodos de aprendizado profundo e sistemas de inteligência artificial podem e são utilizados em abordagens de previsão de carga em tempos cada vez menores (DENG *et al.*, 2019; KONG *et al.*, 2020).

Embora a previsão de curto prazo para dados de carga agregados tenha sido amplamente estudada, a previsão de carga para os consumidores residenciais ainda é um desafio devido à característica dinâmica e estocástica dos comportamentos de consumo de eletricidade de usuários individuais, ou seja, a variabilidade das atividades residenciais. Para enfrentar estes desafios estruturas de previsão de carga residencial de curto prazo abrangendo o tempo de poucos minutos ou um horizonte maior foram desenvolvidos para auxiliar a variação do consumo ao longo do dia (HAQ; NI, 2019; HONG *et al.*, 2020).

Com um processo semelhante ao de modelos de previsão de carga, a previsão de preços de eletricidade pode ser estabelecida em curto prazo, médio prazo e longo prazo. Modelos de curto prazo foram desenvolvidos e analisados devido à sua importância em circunstâncias de tempo real. Usar modelos de curto prazo, não apenas os fornecedores de energia podem criar suas políticas de licitação para aumentar sua liquidação e obter o ganho mais significativo, mas como também os consumidores podem reduzir sua tarifa de consumo e otimizar os recursos energéticos distribuídos de geração e armazenamento de energia elétrica.

Nos últimos anos, vários métodos de previsão de tarifas de curto prazo foram apresentados, especificamente algoritmos convencionais e baseados em inteligência artificial (HUBICKA, MARCJASZ, WERON, 2019; ELATTAR, ELSAYED, FARRAG, 2021).

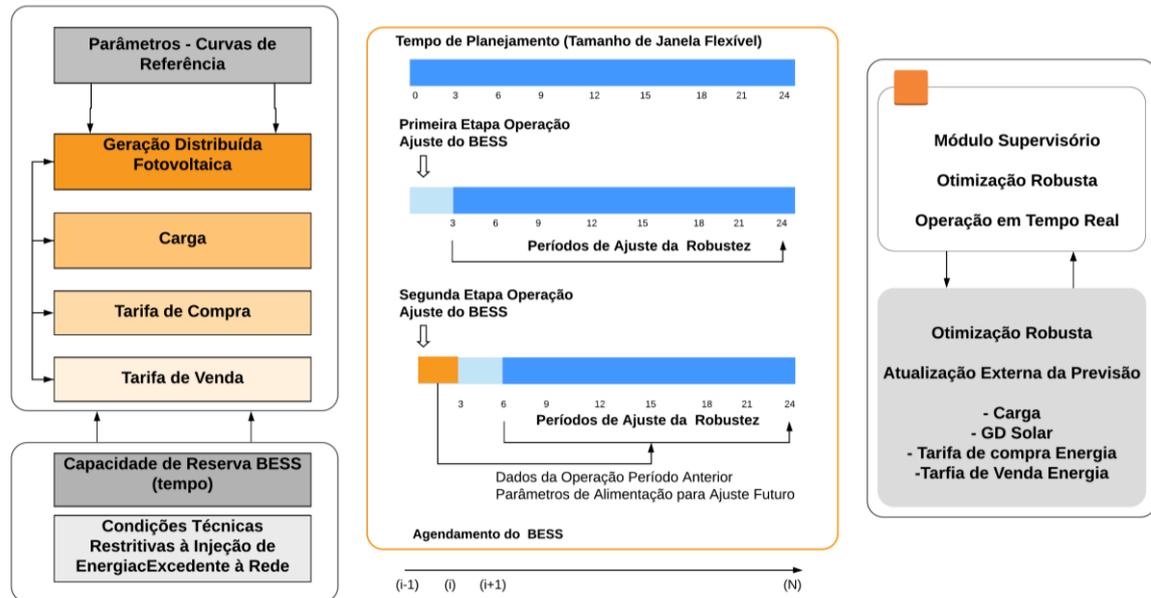
Figura 4.4- Processo do Modelo SHEM Robusto.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

Dados técnicos com as informações, a cada período, de conformidade de tensão no ponto de entrada, carregamento dos condutores da rede de distribuição e sinais de permissão de utilização da carga de reserva da bateria também fazem parte das instâncias de entrada. Como resultado, o algoritmo fornece a solução para o controle de carga e descarga do BESS, além dos fluxos de energia no sistema buscando a minimização dos custos diários de energia, conforme apresentado na Figura 4.5.

Figura 4.5- *Framework* Operacional do Modelo SHEM Robusto em Tempo Real.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

Inicialmente, a solução S é inicializada como “nula” no passo de execução inicial, ou seja, a solução inicial acontecerá apenas após o primeiro passo de execução do algoritmo, conforme o pseudo-código apresentado a seguir. Na sequência é obtida a construção da instância consolidada I_c , que tem o propósito de armazenar os valores das variáveis do modelo que efetivamente ocorreram durante a operação em tempo real. Ressalta-se que os valores considerados durante a operação em tempo real são obtidos a partir de sistemas de monitoramento do sistema SHEM desenvolvido. Na modelagem do SHEM estes valores serão simulados para submeter o modelo a perturbações, buscando implementar a situação de que em tempo real nem sempre vai ocorrer os valores previstos pelos modelos de previsão utilizados.

Algoritmo 1: Pseudo-código do método Matheurístico dinâmico e pró-ativo para o SHEM

 Entrada : Instância I do SHEM, Número de períodos N

 Saída : Solução s do SHEM

```

1   $s \leftarrow \emptyset$ 
2   $I_c \leftarrow \text{Copia} ( I );$ 
3  Para  $i \leftarrow 1$  até  $N$  faça:
4  |  $I_c \leftarrow \text{atualiza} ( I_c, I, s, i-1 );$ 
5  |  $I \leftarrow \text{ajuste proativo} ( I_c, I, s );$ 
6  |  $SOC_a \leftarrow \text{Obtém SOC} ( I_c );$ 
7  |  $s \leftarrow \text{Solução} ( I, i, SOC_a );$ 
8  Fim
9   $I_c \leftarrow \text{Atualiza} ( I_c, I, s, N );$ 
10  $SOC_a \leftarrow \text{Obtém SOC} ( I_c );$ 
11  $s \leftarrow \text{Solução} ( I, i, SOC_a );$ 
12 Retorna  $s$ ;
```

A atualização do fluxo de energia considerando as variáveis de decisão transcritas na solução S , obtidas no período $i - 1$, para a instância consolidada são transcritas no passo 4. O passo 5 considera o caráter pro-ativo, ou seja, os valores das variáveis efetivamente consolidadas na operação em tempo real e os valores fornecidos pelos modelos de previsão são checados. Se o valor efetivado em tempo real for menos favorável que os valores planejados, o ajuste proativo é considerado de maneira que a instância I contenha a correção para o valor previsto através da habilitação da variável que ajusta a robustez no modelo. Esta correção é realizada ativando o parâmetro de controle Γ para a correspondente variável (carga, geração fotovoltaica, tarifa de compra e tarifa de venda de energia elétrica), de acordo com a Tabela 2. Desta forma, cada variável passível de ajuste das incertezas, terá ativada o correspondente Γ através da alteração do valor 0 para 1, sempre que a regra para a variação para ativação apresentada na Tabela 4.1 é confirmada quando comparada ao valor esperado. De outra forma, o planejamento da operação mantém o Γ ajustado com o valor zero (0), assim atuando para promover o menor valor para a função objetivo no que diz respeito ao custo total do preço da energia.

Tabela 4.1- Detalhamento para Ativação da Robustez.

Variável (rv)	Variação para ativação	S_X
Carga	Maior	1
Geração FV	Menor	-1
Preço da Energia de Compra	Maior	1
Preço da Energia de Venda	Menor	-1

Fonte: Próprio do Autor.

Na Equação 4.54, a diferença entre o valor previsto (E_j^{rv}) a o valor efetivado na operação em tempo real (A_j^{rv}) da variável considerada é calculado para todos os períodos passados de execução. Destaca-se que (rv) se refere às variáveis para as quais a robustez é assumida, tais como: carga, geração fotovoltaica, tarifa de compra e tarifa de venda de energia. O valor S_X corresponde ao sinal necessário para ajustar a Equação 4.55, a todas as variáveis (rv), de acordo com a terceira coluna da Tabela 4.1. O valor SD^{rv} , Equação 4.55, corresponde a soma de todas as diferenças verificadas na Equação 4.54, respeitando o sinal de S_X .

A Equação 4.56 determina o índice de menor valor para o qual a soma das incertezas dos dados de previsão para os períodos futuros é capaz de superar as diferenças calculadas na Equação 4.55, onde V_k^{rv} corresponde a incerteza percentual da variável prevista rv no período k e E_k^{rv} é o valor previsto para a variável rv no período k . Por fim, a Equação 4.57 determina o ajuste de $\Gamma_k^{rv} = 1$ apenas para os períodos determinados entre i e L^{rv} .

$$D_j^{rv} = (A_j^{rv} - E_j^{rv}) \quad \forall j = 1, \dots, i - 1 \quad (4.54)$$

$$SD^{rv} = \max \left\{ S_X \cdot \sum_{j=1}^{i-1} D_j^{rv}, 0 \right\} \quad (4.55)$$

$$L^{rv} = \min_{l, l \leq N} \left\{ \sum_{k=i}^l (V_k^{rv} \cdot E_k^{rv}) > SD^{rv} \right\} \quad (4.56)$$

$$\Gamma_k^{rv} = 1, \quad \forall k \in \{i, \dots, L^{rv}\} \quad (4.57)$$

Na etapa 6, o estado atual da bateria é verificado para ser considerado no período de execução i , sendo que esse estado é buscado exatamente na instância consolidada I_c . Por fim, para encerrar um ciclo, o modelo de otimização PLIM é resolvido na etapa 7 e a solução S é obtida, agora com ajustes de T apenas para períodos futuros determinados na Equação 4.57, assumindo que se busca o menor ajuste possível para favorecer a busca pelo melhor valor da função objetivo.

Os passos 9 ao 11 se referem aos mesmos propósitos dos passos 4, 6 e 7, apenas com a diferença de que neste estágio é apenas necessário consolidar os dados efetivamente realizados e buscar pela atualização da solução, uma vez que não há períodos futuros para ser planejado.

4.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado a metodologia para o modelo de gerenciamento de energia residencial SHEM. Ao apresentar a estrutura do modelo e o comportamento das características técnicas e econômicas do SHEM, ficou estabelecido o framework utilizado para realizar o agendamento do sistema de armazenamento a fim de se obter a potencialização do uso dos RED.

A abordagem robusta garantiu ao modelo a inserção das incertezas relacionadas ao consumo, geração fotovoltaica e tarifas de compra e venda de energia.

Para minimizar os custos diários foi desenvolvido uma reserva técnica diária para o sistema de armazenamento de energia.

O SHEM realiza o planejamento e realiza os ajustes na operação em tempo real, ou seja, através de seu caráter pró-ativo o modelo contempla os possíveis desvios que podem acontecer na operação em tempo real em relação ao planejado.

Por fim, é apresentado uma das mais significativas contribuições do SHEM desenvolvido, o ajuste da variável que controla a robustez do modelo, ou seja, realiza o ajuste do conservadorismo existente na otimização robusta.

5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentado uma análise do SHEM desenvolvido a fim de validar o modelo de otimização robusta ajustável desenvolvido. O sistema SHEM utilizado no estudo de caso é composto por sistema de geração Fotovoltaico de 3 kWp, banco de baterias de íons de lítio de 10 kWh de capacidade e inversor híbrido de 3,6 kW.

Destaca-se que a partir do desenvolvimento do projeto de P&D Estratégico da ANEEL P021/2016 executado entre a Companhia Paranaense de Distribuição de Energia Elétrica (COPEL) e a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), P&D Código PD 2866-0462/2016, que trata de arranjos técnico e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico brasileiro, este é primeiro inversor híbrido desenvolvido pela empresa brasileira NHS Solar, sendo que o mesmo foi projetado para operar aberto, ou seja, o inversor híbrido aceita os controles determinados pelo SHEM de forma a permitir que o modelo de gerenciamento desenvolvido seja avaliado na prática.

O modelo proposto foi desenvolvido visando a operação em tempo real do inversor híbrido, com solução da otimização fornecida dentro de poucos segundos. Porém, nesta tese por conveniência são apresentados resultados para discretização do tempo em intervalos de 15 minutos (sendo as 24 horas divididas em 96 passos de operação). Todas as simulações numéricas apresentadas foram realizadas utilizando o solver CPLEX 12.5 em computador com processador Intel® Xenon® Gold 5118, 2.30 GHz e 8GB RAM.

5.1 PARÂMETROS INICIAIS DO SHEM

Com a característica e objetivo de atendimento a uma aplicação prática o SHEM desenvolvido foi concebido para otimizar os recursos energéticos distribuídos conectados ao inversor híbrido, por isso a metodologia desenvolvida observou as capacidades do lado CA e CC do inversor híbrido e restrições técnicas operacionais observando os parâmetros relativos aos consumidores e a concessionária de energia.

Para realizar a simulação do estudo de caso proposto são considerados os parâmetros técnicos para o SHEM conforme apresentados na Tabela 5.1.

Conforme já mencionado no capítulo 4 desta tese o efeito de correção das incertezas para a carga, geração e tarifas de compra e venda de energia durante a operação em tempo real, na prática deve ocorrer pela atualização dos dados de previsão de curtíssimo prazo. Para

simular o efeito de correção das incertezas é inserido na simulação através da Equação 5.1 o fator de ajuste das incertezas para o período a cada passo de otimização nas etapas de planejamento e operação em tempo real.

$$f(N) = 1 - e^{-\left(\frac{N}{k_x}\right)^3} \quad (5.1)$$

Na Equação 5.1, k_x é o fator de ajuste para as variabilidades relativas à carga, geração e tarifas de compra e venda a cada passo da otimização robusta.

Tabela 5. 1- Parâmetros Técnicos Operacionais do SHEM.

PARÂMETROS DO SHEM	
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA BESS - SISTEMA DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS INVERSOR HÍBRIDO RESIDÊNCIA FATOR DE AJUSTE DA VARIABILIDADE	3kWp $E_{nom}^{BESS} = 10kW$ $SOC_0 = SOC_{ini} = 1,9kW$ $P_{CA}^{Inv} = 3,6kW$ $k_{Carga} = 3,5$
	$\eta_{carga} = \eta_{descarga} = 95\%$ $\lambda = 10\%$ $P_{CC-}^{Inv} = 3kW$ $P_{Nom}^{EI} = 11kW$ $k_{GD} = 3,5$
	$DOD = 90\%$ $k_{Tcompra} = 3,5$ $k_{T venda} = 3,5$

Fonte: Próprio do Autor.

5.2 CASOS PARA ANÁLISE DO SHEM

O estudo de caso desenvolvido nesta tese tem a proposta de verificar a resposta do modelo às perturbações na operação em tempo real, submetendo aos parâmetros de entrada do modelo em tempo real os valores de carga, geração e tarifas de compra e venda diferentes daqueles fornecidos pelos modelos de previsão. Com isso, busca-se trazer à análise um comportamento mais próximo ao que poderá ser encontrado na operação em casos reais. Neste estudo as parcelas estabelecidos para os custos de penalizações, $c_{PSup(i)}$ e $c_{PInf(i)}$, serão desprezados, ou seja, iguais a zero. Assim, para verificar o desempenho do modelo SHEM robusto desenvolvido, três cenários com diferentes características de operação foram analisados, são estes:

- Caso 1: Cenário caracterizado por possuir valor de carga em tempo real menor do que a prevista pelo modelo de previsão e produção do sistema de geração fotovoltaico maior do que a prevista pelo modelo de previsão. Neste cenário é

considerado uma tarifa de compra em tempo real maior que a prevista e tarifa de venda de energia em tempo real menor do que a prevista.

- Caso 2: Cenário caracterizado por possuir valor de carga no tempo real maior do que a prevista pelo modelo de previsão e produção do sistema de geração fotovoltaico menor do que a prevista. Neste cenário é considerado valor de tarifa de compra em tempo real maior que a prevista e tarifa de venda de energia em tempo real menor do que a prevista.
- Caso 3: Cenário caracterizado por possuir carga em tempo real maior do que a prevista pelo modelo de previsão e produção da geração fotovoltaico com períodos de corte na geração, representando uma perturbação ao sistema em relação a geração prevista. Neste cenário é considerado uma tarifa de compra em tempo real maior que a prevista e uma tarifa de venda de energia em tempo real menor do que a prevista.

Quanto ao tratamento das incertezas contidas nos modelos de previsão foram analisadas para cada um dos 3 casos expostos acima, diferentes cenários, são eles:

- A. As incertezas do modelo de previsão são desprezadas para as variáveis de consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia para todos os períodos de operação, ou seja, a robustez do modelo é desabilitada.
- B. As incertezas do modelo de previsão são consideradas para as variáveis de consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia para todos os períodos de operação, ou seja, o modelo torna-se totalmente robusto/conservador.
- C. As incertezas são controladas de forma ativa pelo método proposto através do parâmetro que habilita a adoção da robustez no processo de otimização durante a operação em tempo real, podendo as incertezas serem desprezadas ou agregadas ao modelo de otimização.

É importante ressaltar que os valores consolidados para carga, geração e tarifas são utilizados com a finalidade de inserir perturbação ao modelo, permitindo testar a capacidade do modelo em fornecer solução viável para uma operação diferente da estabelecida a partir dos dados de previsão e da operação definida na etapa de planejamento – *Day ahead*.

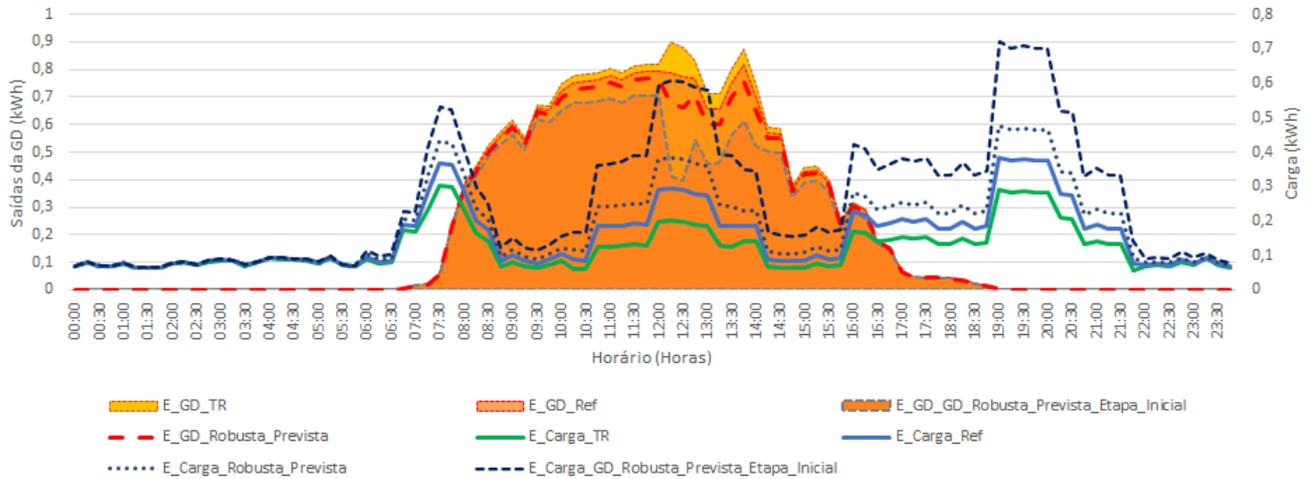
5.3 COMPORTAMENTO DAS INCERTEZAS RELATIVAS À CARGA, GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, TARIFA DE COMPRA E TARIFA DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Para realizar a análise dos casos descritos na seção 5.2 é necessário fornecer ao modelo de gestão de energia os valores a serem considerados para a carga, geração fotovoltaica, tarifa de compra e tarifa de venda na etapa de planejamento e operação em tempo real.

O perfil de geração e consumo para o Caso 1 são apresentados na Figura 5.1. Observa-se que os valores para a carga prevista, E_{Carga_Ref} , são maiores que a carga efetivamente consolidada pela etapa de operação em tempo real, E_{Carga_TR} . Esta diferença entre o planejado e o executado é utilizado para demonstrar que o modelo é capaz de se ajustar a possíveis perturbações causadas pelas diferenças entre as curvas previstas na etapa inicial e a executa em tempo real. Ao considerar a robustez é agregado conservadorismo ao modelo, ou seja, as incertezas contidas nos modelos de previsão para o consumo e geração são integradas ao modelo e com isto é considerado para etapa de planejamento um consumo superior aos valores definidos como referência, conforme representa as curvas de carga E_{Carga_Ref} , $E_{Carga_Robusta_Prevista}$ e $E_{Carga_Robusta_Prevista_Etapa_Inicial}$.

Ao assumir as incertezas na geração, o modelo robusto desenvolvido assume para o primeiro período, ao realizar a etapa de planejamento, os valores de geração estabelecidos por $E_{GD_Robusta_Prevista_Etapa_Inicial}$, ou seja, valores inferiores ao estabelecido na curva de referência para a geração fotovoltaica, E_{GD_Ref} . Por fim, para o Caso 1, temos que a geração fotovoltaica estabelecida para operação em tempo real, E_{GD_TR} , é superior aos valores previstos.

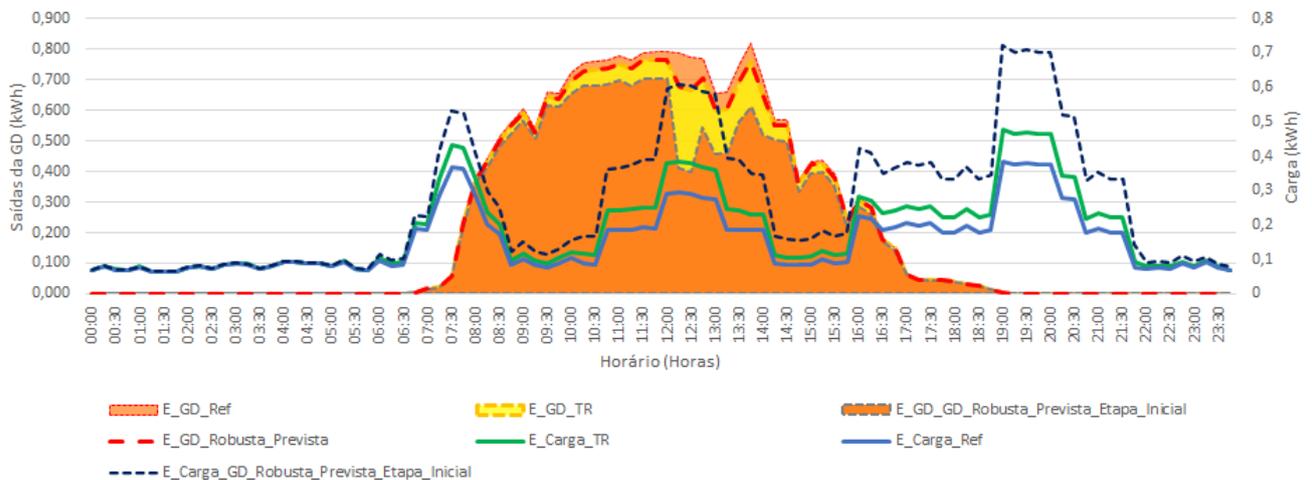
Figura 5.1- Perfil de Carga e Geração Fotovoltaica nas Etapas de Planejamento e Operação em Tempo Real – Caso 1.



Fonte: Próprio do Autor.

Na Figura 5.2 são apresentadas as características de consumo e geração para o cenário 2. Neste cenário destaca-se que os valores para a carga prevista, E_{Carga_Ref} , são inferiores a carga efetivamente consolidada pela etapa de operação em tempo real, E_{Carga_TR} . Em relação à geração fotovoltaica observa-se que os valores na operação em tempo real, E_{GD_TR} , são maiores que os valores observados na etapa de planejamento.

Figura 5.2- Perfil de Carga e Geração Fotovoltaica nas Etapas de Planejamento e Operação em Tempo Real – Caso 2.

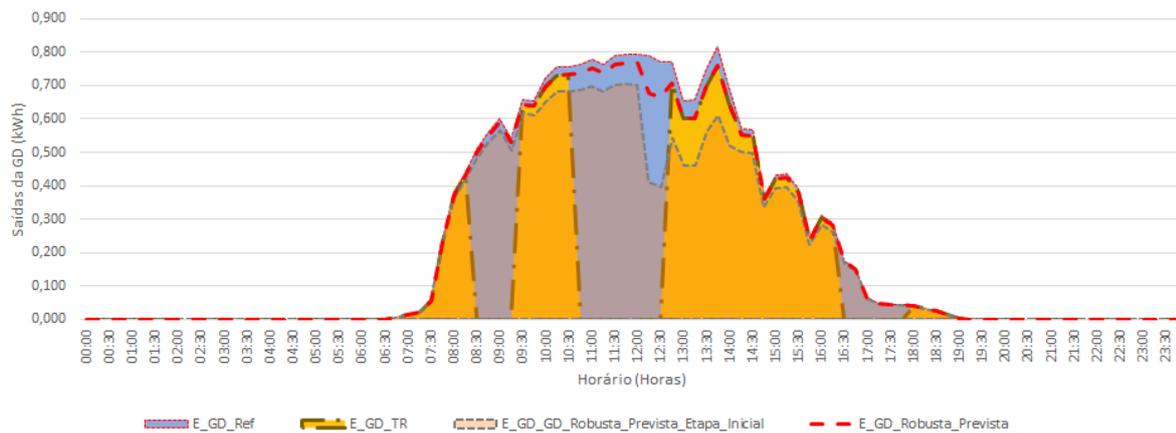


Fonte: Próprio do Autor.

Para o cenário caracterizado no Caso 3, os perfis de carga e geração são apresentados através da Figura 5.3, onde buscou-se inserir para os períodos compreendidos entre 8:30 às 9:15, 10:45 às 12:30 e entre às 16:30 e 17:45, a característica de perda total da geração fotovoltaica.

Com isto, busca-se introduzir um comportamento do sistema para situações em que houveram interrupções da geração causadas por desligamento do dispositivo de proteção do sistema fotovoltaico ou por falta de condições climáticas, por exemplo. Por fim, certifica-se que perfil de consumo considerado no Caso 3 é idêntico ao considerado para o Caso 2.

Figura 5.3 Perfil de Carga e Geração Fotovoltaica nas Etapas de Planejamento e Operação em Tempo Real – Caso 3.



Fonte: Próprio do Autor.

Para analisar o impacto das incertezas relativas aos custos das tarifas de compra e venda de energia elétrica para os três casos a serem analisados foram adotados os valores apresentados na Tabela 5.2.

Foram considerados os valores para os custos da tarifa de compra efetivamente consolidada pela etapa da operação em tempo real superiores aos custos previstos.

Por outro lado, os custos referentes aos valores de venda de energia foram considerados inferiores quando comparados os valores previstos em relação aos custos da operação em tempo real.

Tabela 5. 2- Tarifas de Compra e Venda de Energia para Referência e Tempo Real.

Horário (Horas)	TC Ref. (R\$/kWh)	TC TR (R\$/kWh)	TV Ref. (R\$/kWh)	TV TR (R\$/kWh)	Horário (Horas)	TC Ref. (R\$/kWh)	TC TR (R\$/kWh)	TV Ref. (R\$/kWh)	TV TR (R\$/kWh)
00:00	0,280	0,308	0,150	0,143	12:00	0,770	0,847	0,693	0,658
00:15	0,280	0,308	0,150	0,143	12:15	0,734	0,807	0,661	0,628
00:30	0,280	0,308	0,150	0,143	12:30	0,740	0,814	0,666	0,633
00:45	0,290	0,319	0,160	0,152	12:45	0,680	0,747	0,612	0,581
01:00	0,290	0,319	0,160	0,152	13:00	0,650	0,715	0,585	0,556
01:15	0,290	0,319	0,160	0,152	13:15	0,650	0,715	0,585	0,556
01:30	0,280	0,308	0,150	0,143	13:30	0,640	0,704	0,576	0,547
01:45	0,280	0,308	0,150	0,143	13:45	0,640	0,704	0,576	0,547
02:00	0,290	0,319	0,160	0,152	14:00	0,645	0,709	0,581	0,551
02:15	0,290	0,319	0,160	0,152	14:15	0,740	0,814	0,666	0,633
02:30	0,295	0,324	0,170	0,162	14:30	0,890	0,979	0,801	0,761
02:45	0,295	0,324	0,170	0,162	14:45	0,910	1,001	0,819	0,778
03:00	0,295	0,324	0,170	0,162	15:00	0,680	0,747	0,612	0,581
03:15	0,295	0,324	0,170	0,162	15:15	0,680	0,747	0,612	0,581
03:30	0,275	0,302	0,145	0,138	15:30	0,680	0,747	0,612	0,581
03:45	0,275	0,302	0,145	0,138	15:45	0,720	0,792	0,648	0,616
04:00	0,275	0,302	0,145	0,138	16:00	0,750	0,825	0,675	0,641
04:15	0,275	0,302	0,145	0,138	16:15	0,680	0,747	0,612	0,581
04:30	0,275	0,302	0,145	0,138	16:30	0,680	0,747	0,612	0,581
04:45	0,290	0,319	0,160	0,152	16:45	0,680	0,747	0,612	0,581
05:00	0,290	0,319	0,160	0,152	17:00	0,680	0,747	0,612	0,581
05:15	0,290	0,319	0,160	0,152	17:15	0,840	0,924	0,756	0,718
05:30	0,290	0,319	0,160	0,152	17:30	0,890	0,979	0,801	0,761
05:45	0,290	0,319	0,160	0,152	17:45	0,790	0,869	0,711	0,675
06:00	0,575	0,632	0,410	0,390	18:00	1,057	1,162	0,951	0,904
06:15	0,580	0,638	0,450	0,428	18:15	1,057	1,162	0,951	0,904
06:30	0,580	0,638	0,450	0,428	18:30	1,057	1,162	0,951	0,904
06:45	0,580	0,638	0,430	0,409	18:45	1,057	1,162	0,951	0,904
07:00	0,680	0,748	0,610	0,580	19:00	1,240	1,364	1,116	1,060
07:15	0,680	0,747	0,612	0,581	19:15	1,250	1,375	1,125	1,069
07:30	0,850	0,935	0,765	0,727	19:30	1,245	1,369	1,121	1,064
07:45	0,850	0,935	0,765	0,727	19:45	1,450	1,595	1,305	1,240
08:00	0,790	0,869	0,711	0,675	20:00	1,234	1,357	1,111	1,055
08:15	0,680	0,747	0,612	0,581	20:15	1,245	1,369	1,121	1,064
08:30	0,680	0,747	0,612	0,581	20:30	1,150	1,265	1,035	0,983
08:45	0,680	0,747	0,612	0,581	20:45	1,145	1,259	1,031	0,979
09:00	0,660	0,726	0,594	0,564	21:00	1,180	1,298	1,062	1,009
09:15	0,650	0,715	0,585	0,556	21:15	1,134	1,247	1,021	0,970
09:30	0,650	0,715	0,585	0,556	21:30	1,070	1,177	0,963	0,915
09:45	0,660	0,726	0,594	0,564	21:45	0,789	0,867	0,710	0,675
10:00	0,690	0,759	0,621	0,590	22:00	0,788	0,866	0,709	0,674
10:15	0,690	0,759	0,621	0,590	22:15	0,745	0,819	0,671	0,637
10:30	0,690	0,759	0,621	0,590	22:30	0,698	0,767	0,628	0,597
10:45	0,710	0,781	0,639	0,607	22:45	0,680	0,748	0,612	0,581
11:00	0,715	0,786	0,644	0,611	23:00	0,680	0,747	0,612	0,581
11:15	0,745	0,819	0,671	0,637	23:15	0,680	0,749	0,612	0,581
11:30	0,750	0,825	0,675	0,641	23:30	0,456	0,501	0,410	0,390
11:45	0,725	0,797	0,653	0,620	23:45	0,455	0,450	0,410	0,390

TC Ref. e TV Ref. são as tarifas de compra e vende de energia de referência, respectivamente.

TC TR e TV TR são as tarifas de compra e venda de energia na operação em tempo real, respectivamente.

Fonte: Próprio do Autor.

5.4 ANÁLISE DAS SOLUÇÕES DO SHEM

Para verificar a eficiência do framework estabelecido pelo SHEM desenvolvido é analisado o desempenho das soluções sobre as variáveis propostas para cada caso de estudo. Além de realizar a análise sob as características operacionais em que são avaliados critérios técnicos e econômicos pelo lado do prosumidor e da concessionária, têm-se a eficiência computacional como outro importante aspecto na análise do SHEM proposto.

Quanto a eficiência computacional, no estudo realizado por Wu *et al.* (2019) o SHEM apresentado foi avaliado para a discretização de 48 períodos para as 24 horas apresentando um tempo mínimo de execução 12,70 s. Neste trabalho, quando adotado a discretização em 96 períodos, observa-se menor tempo de execução quando comparado com Wu *et al.* (2019), sendo necessários 1,72 segundos para execução de cada passo da otimização, tanto nas etapas de planejamento quanto na operação em tempo real.

Para avaliar a eficiência computacional do algoritmo desenvolvido para períodos menores de discretização foi também, simulado a execução do algoritmo desenvolvido para o passo de discretização de 288 períodos para a janela de 24 horas, sendo que, para este cenário o algoritmo precisou de um tempo mínimo de 1,89 segundos para resolução de cada passo de execução. Porém, para a discretização de períodos maiores torna-se a avaliação qualitativa mais difícil de ser abordada e analisada devido à uma grande quantidade de informações numéricas.

O SHEM desenvolvido tem por objetivo minimizar os custos diários com base em um conjunto de característica e restrições técnico-econômico.

Através da Figura 5.4 é possível analisar o comportamento dos custos minimizados para cada um dos 3 casos propostos. Devido ao comportamento de pequena variação entre os valores de tarifas previstas e ocorridas na operação em tempo real para os períodos compreendidos entre às 00:00 e 7:00, apresentados na Tabela 5.2, o perfil de custo se manteve com um comportamento semelhante para o período noturno.

Figura 5. 4 Comportamento dos Custos para os 3 Cenários dos 3 Casos.



Fonte: Próprio do Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 5.3 demonstram que o emprego do SHEM desenvolvido para atuar integrado ao inversor híbrido, na minimização dos custos diários de energia, permite a redução dos valores da conta de energia proporcionando um retorno ao prossumidor, sem intervir na qualidade do conforto. Com a proposta de realizar o ajuste da variável Γ_n (para as variáveis de consumo, geração fotovoltaico e tarifa de compra e venda de energia) que controla a robustez do modelo, ou seja, ajusta o conservadorismo do modelo, conseguiu-se obter uma melhora nos resultados de retorno de custos para os casos 1, 2 e 3 quando comparados as abordagens que desconsideram as incertezas dos dados de previsão ou que consideram totalmente estas incertezas de maneira que a tornar o modelo extremamente conservador.

Para o Caso 1, obteve-se no cenário C a operação do sistema de tal forma que, conseguiu-se uma redução dos custos totais de aproximadamente 13% em relação ao cenário B. Já ao comparar o desempenho do cenário C em relação ao cenário A houve melhora na redução dos custos diários de aproximadamente 7%.

Para o caso 2, ao observar o retorno diário de R\$ 5,197 no cenário C, em relação aos R\$ 4,933 do cenário A, é possível concluir que na aplicação da metodologia de ajuste do parâmetro Γ_n houve uma redução de aproximadamente 6% no custo diário. Já ao comparar o cenário C com o cenário B para o caso 2, observa-se uma redução de aproximadamente 1% ao aplicar o ajuste do Γ_n .

No caso 3, caracterizado por perturbações no sistema de geração fotovoltaico, ao comparar os cenários A e B em relação ao cenário C, observa-se uma redução de aproximadamente 4% e 17%, respectivamente, no custo de energia proporcionado pela metodologia de ajuste de Γ_n .

Tabela 5. 3- Energia Comprada e Vendida para a Rede e Custo Diário Minimizado para os 3 Casos e 3 Cenários.

	ENERGIA COMPRADA (kWh)			ENERGIA VENDIDA (kWh)			BENEFÍCIOS ECONÔMICOS (R\$/kWh)		
	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário A	Cenário B	Cenário C
	$\Gamma_n = 0$	$\Gamma_n = 1$	$\Gamma_n Ajus$	$\Gamma_n = 0$	$\Gamma_n = 1$	$\Gamma_n Ajus$	$\Gamma_n = 0$	$\Gamma_n = 1$	$\Gamma_n Ajus$
CASO 1	11,827	11,827	11,827	18,822	18,652	19,307	-8,011	-7,549	-8,533
CASO 2	12,720	12,629	12,632	14,030	14,171	14,166	-4,933	-5,153	-5,197
CASO 3	14,743	14,652	14,652	7,772	7,651	7,706	0,404	0,470	0,390

Fonte: Próprio do Autor.

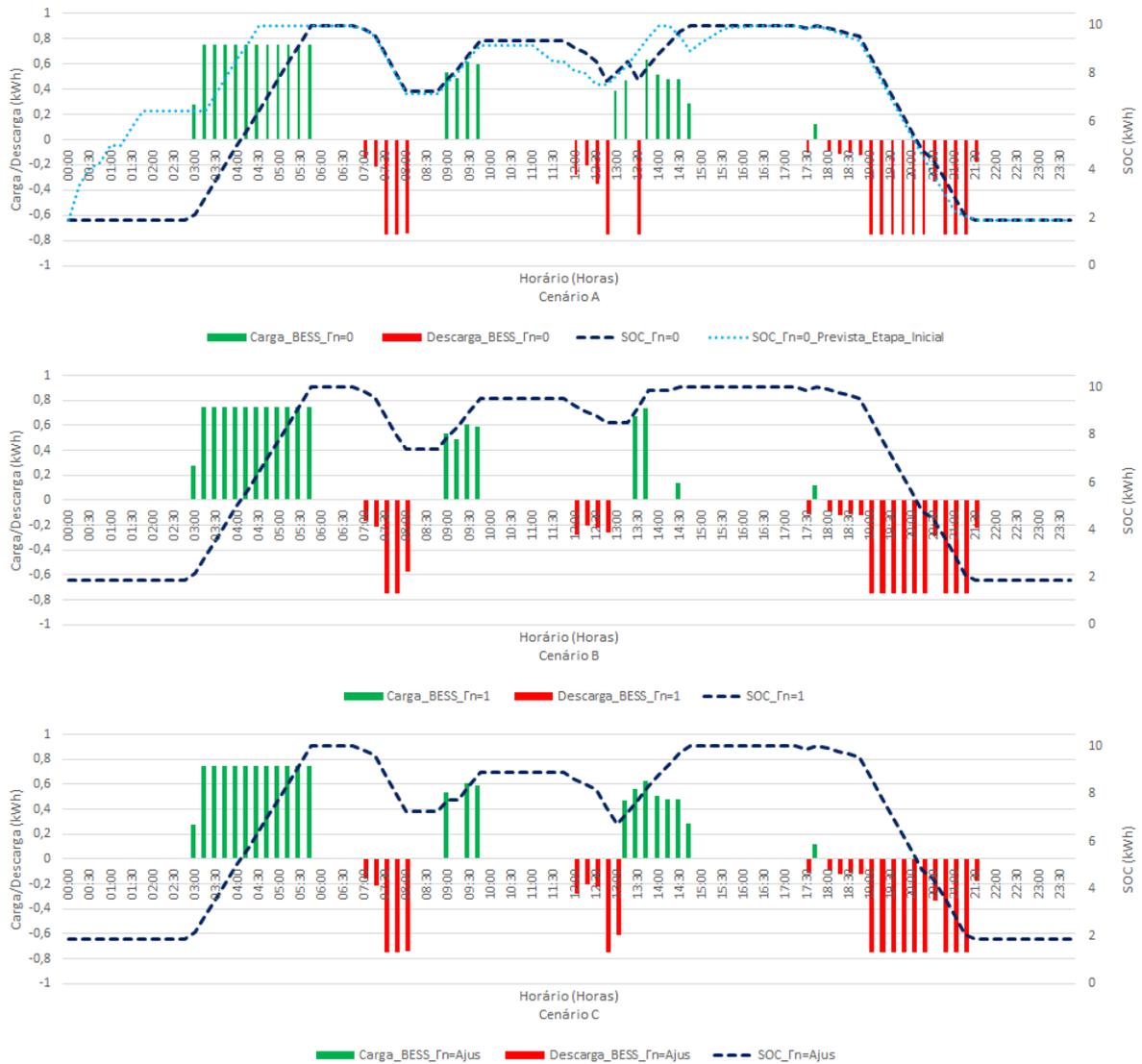
O comportamento do agendamento e uso dos recursos energéticos de armazenamento por baterias também pode ser analisado para os 3 casos.

As funcionalidades do SHEM desenvolvido permitem através da integração junto ao inversor híbrido que o banco de baterias seja carregado utilizando a energia da rede. O agendamento do sistema de armazenamento vai sendo planejado e executado ao passo das atualizações das incertezas relacionadas ao consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia.

A Figura 5.5 apresenta o comportamento do armazenador de energia para o Caso 1 nos 3 cenários estabelecidos. Observa-se que para os primeiros horários durante o período da noite foi utilizada energia da rede para realizar o carregamento do BESS nos 3 cenários estabelecidos. Ratifica-se que o SHEM é o responsável e, portanto, decide sobre a compra de energia da rede para a realização de seu planejamento e operação em tempo real.

Para o Cenário A que é caracterizado por não considerar as incertezas para o planejamento e operação em tempo real, observa-se que aconteceram as maiores taxas de carga e descarga para o BESS. Porém, neste cenário verifica-se que no período das 12:45 o sistema está descarregando e na sequência, às 13:00, ele começa a carregar o que perdura por mais um intervalo e às 13:30 ele realiza novamente uma descarga e já no período seguinte, novamente, ele realiza mais uma carga, ou seja, nestes intervalos aconteceram variações muito rápida no SOC o que não é bom para a degradação das baterias do BESS.

Figura 5. 5 - SOC para os 3 Cenários do Caso 1.



Fonte: Próprio do Autor.

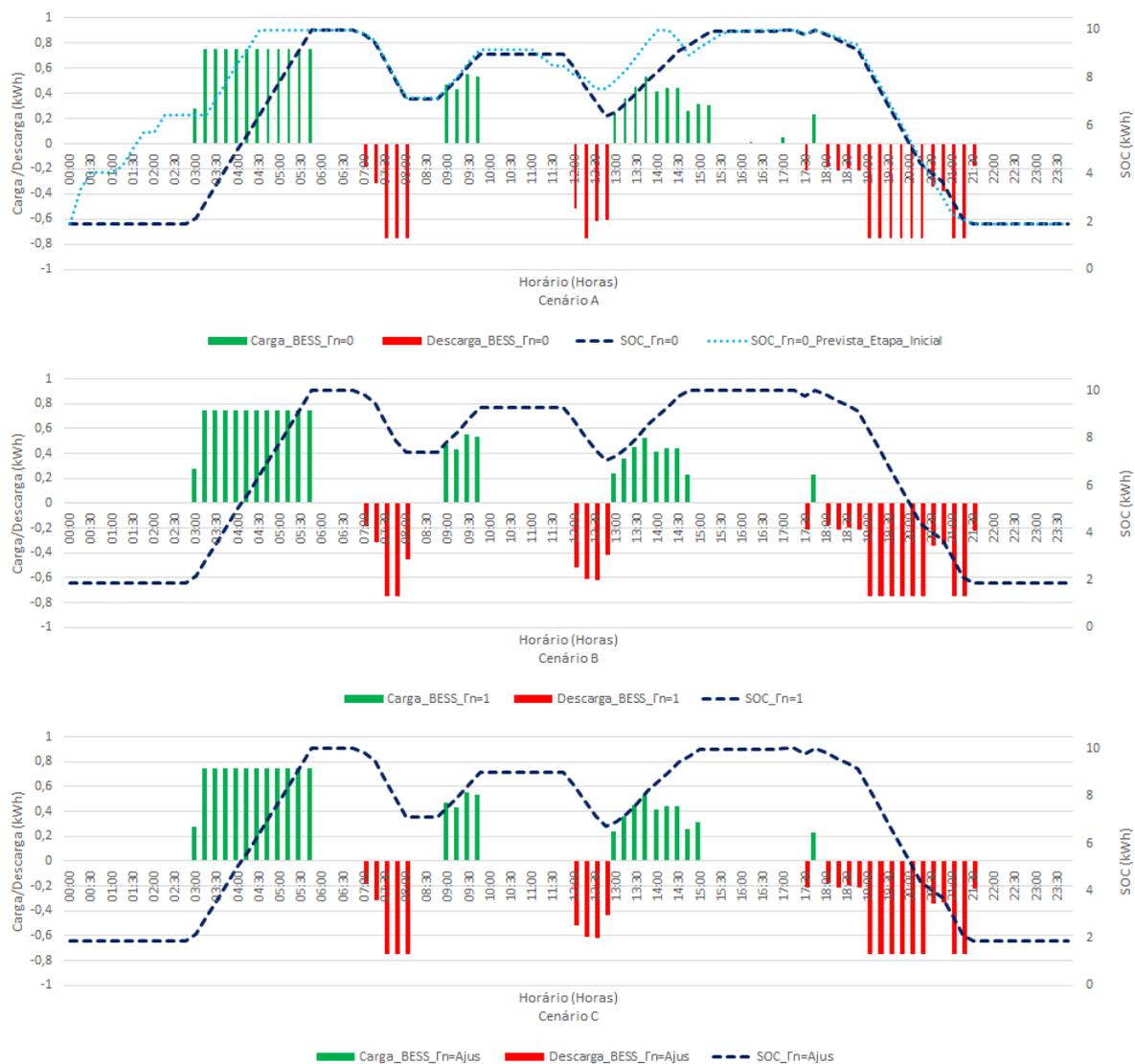
Ainda, na Figura 5.5 observa-se para o cenário A que o SOC_{Γ_n} Previsto_Etapa_Inicial teve um comportamento diferente do SOC que realmente foi consolidado, ou seja, já nos primeiros instantes o SOC_{Γ_n} Previsto_Etapa_Inicial começou o seu processo de carregamento das baterias. Com isto, diferentemente do que aconteceu para o $SOC_{\Gamma_n=0}$, que realmente foi efetivado, o BESS atingiu sua capacidade máxima às 04:15. Outro fator a se observar é que para este planejamento inicial haveria o agendamento de descarregamento do BESS às 14:15, o que acabou não acontecendo ao passo em que o modelo foi se adaptando ao processo da operação em tempo real em função da atualização das incertezas e das restrições oriundas de

agravamento nas características técnicas do alimentador causadas pelo nível de tensão e/ou carregamento dos condutores.

Por fim, para este caso de análise obteve-se para o Cenário C, caracterizado pelo ajuste do parâmetro Γ_n , aconteceu um processo de descarga maior que o Cenário B, caracterizado pelo ajuste do parâmetro $\Gamma_n = 1$ (para carga, geração e tarifas, simultaneamente), ou seja, apresentando um benefício econômico melhor quando comparados entre si.

A Figura 5.6 apresenta o comportamento do sistema de armazenamento para o Caso 2 nos 3 cenários.

Figura 5. 6 - SOC para os 3 Cenários do Caso 2.



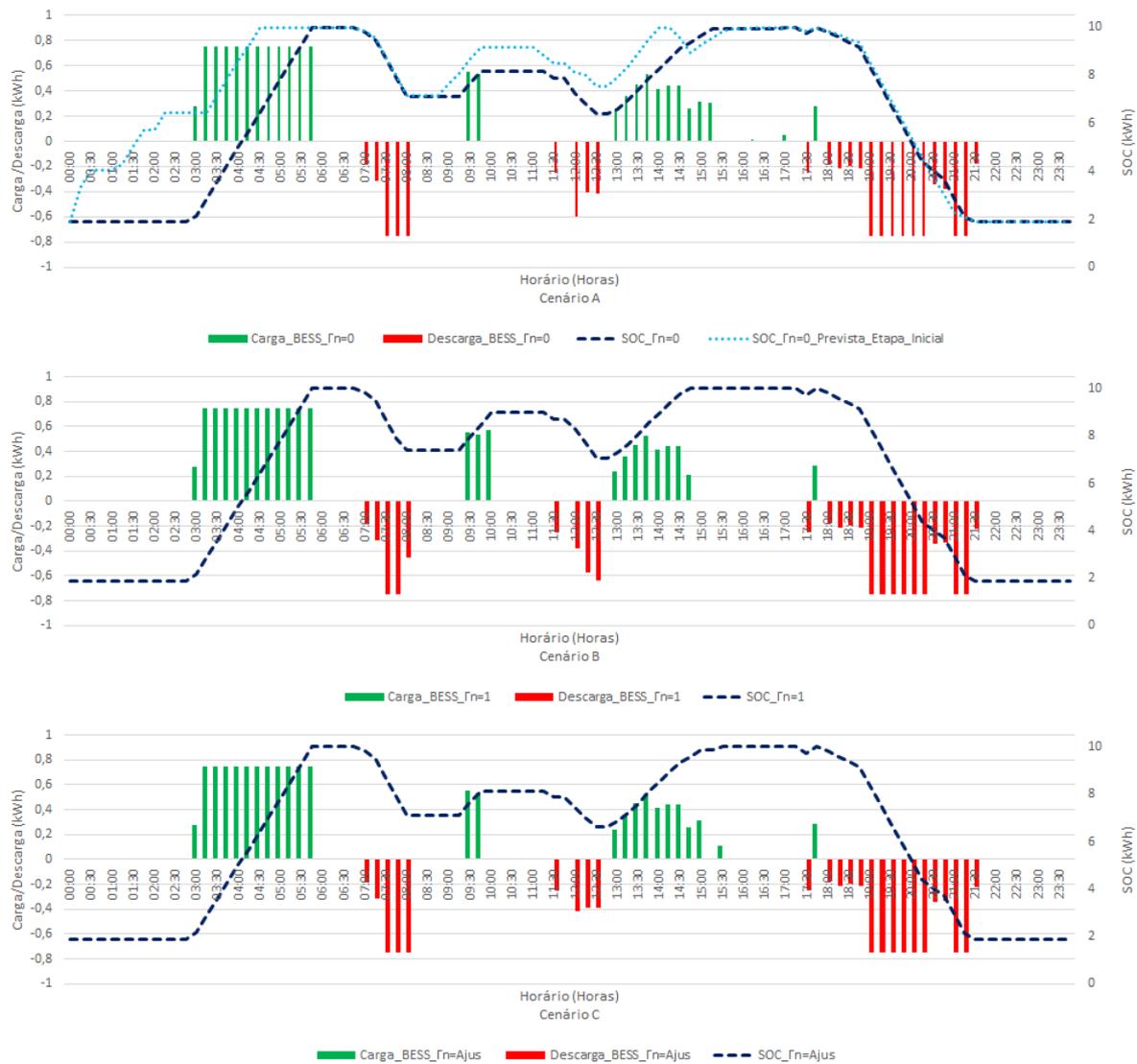
Fonte: Próprio do Autor.

Para o Caso 2, Figura 5.6 é possível analisar um comportamento de carga e descarga do BESS muito semelhante entre os 3 cenários. Destaca-se que no Cenário A onde são demonstrados os $SOC_{r_n, \text{Previsto_Etapa_Inicial}}$ e $SOC_{r_n=0}$ é possível observar o comportamento diferente entre o planejado na etapa inicial e o efetivado na operação em tempo real. Destaca-se que na previsão inicial era esperado um processo de carga para o período compreendido entre às 12:45 e 14:15 e que não acabou acontecendo na operação em tempo real. Este fator vai ser detalhado na sequência do estudo de caso porque é oriundo da sinalização de impedimento de injeção de energia à rede. Desta forma, na operação em tempo real o SDEM desenvolvido teve que realizar o ajuste do agendamento do BESS em função desta restrição. Com isto, já que não seria permitido a injeção de energia junto à rede no período compreendido entre 13:00 e 14:45, a energia fotovoltaica gerada foi utilizada para atendimento a carga e/ou atendimento ao carregamento do BESS.

Para o Caso 3, Figura 5.7, o comportamento do SOC para os cenários B e C ficaram com as mesmas características para os processos de carregamento e descarga.

Entre às 8:30 e 9:15, intervalo em que não se teve geração fotovoltaica, o SDEM optou por atender a carga através da rede. Já para o intervalo entre 11:30 e 12:30 mesmo não havendo produção pelo sistema fotovoltaico o SDEM optou por despachar energia através do banco de baterias ao atendimento da carga. Por fim, no terceiro período, 16:45 até 18:30, o SDEM no cenário A, optou por carregar o sistema de armazenamento pela rede.

Figura 5. 7 - SOC para os 3 Cenários do Caso 3.



Fonte: Próprio do Autor.

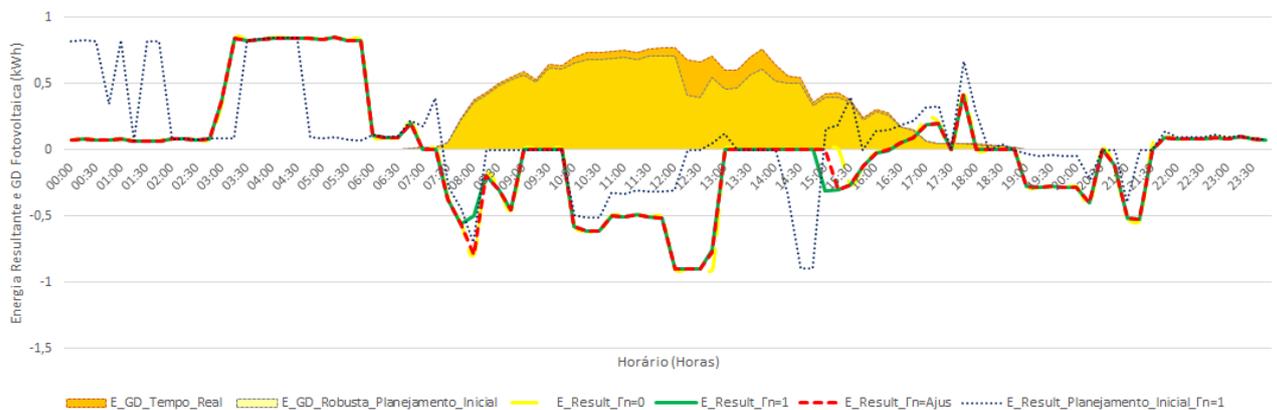
Para demonstrar as características operacionais estabelecidas no framework do SDEM desenvolvido é apresentado da Figura 5.8 o comportamento da energia resultante para o Caso 2. Ratifica-se que a energia resultante é igual ao valor de energia adquirida da rede subtraída da energia injetada na rede, ou seja, é a consequência do processo de consumo, geração e sistema de armazenamento nas etapas de carga e descarga.

Observa-se que a produção de energia fotovoltaica se confirmou maior na operação em tempo real do que o previsto na etapa de planejamento para o período do dia estabelecido. O comportamento da energia resultante para os Cenários A, B e C possuem características semelhantes ao longo do dia em seu perfil. As diferenças no comportamento da curva ficaram

compreendidas para os períodos entre às 8:00 e 8:30, das 13:00 às 13:15 e por fim, entre às 14:45 e 15:45.

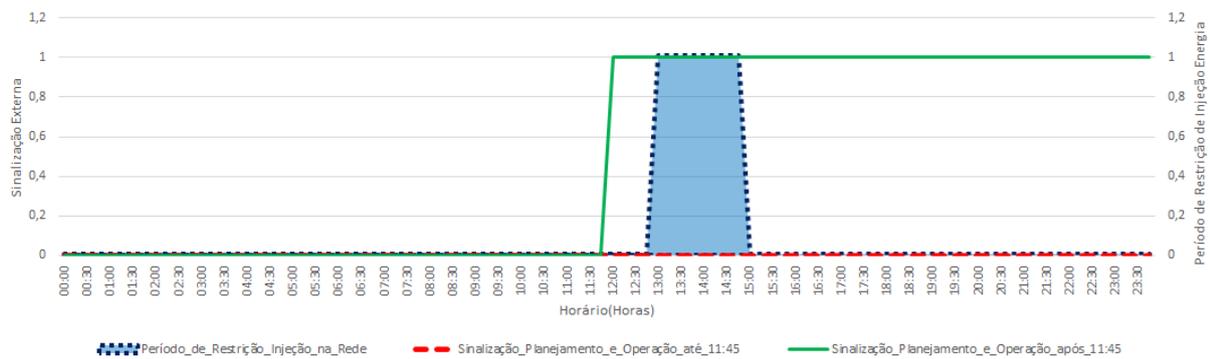
O modelo desenvolvido é adaptativo, ou seja, baseia-se no ajuste das incertezas durante a operação e não em cenários pré-estabelecidos. No planejamento inicial da operação, Figura 5.8, observa-se que está previsto a injeção de energia à rede entre às 14:00 e 15:00 horas, ou seja, com base na Figura 5.9 não há sinalização de restrição de injeção de energia à rede para qualquer período no planejamento inicial (00:00) até às 11:45. Porém, ao passo em que o planejamento e a operação em tempo real avançam, juntamente com a atualização dos parâmetros e incertezas, ao chegar na etapa que compreende o horário das 11:45, Figura 5.9, é sinalizado que haverá restrição de injeção de energia à rede entre o período das 13:00 até às 14:45. Desta forma, observa-se na Figura 5.8, que a energia resultante ficou zerada para os casos em que o $\Gamma_n = 0$, $\Gamma_n = 1$ e $\Gamma_n = Ajust$, conforme execução do modelo SHEM desenvolvido. Mesmo havendo produção fotovoltaica para o período de restrição, o modelo SHEM junto ao inversor híbrido atende a carga e ao sistema de armazenamento, se for o caso.

Figura 5. 8 – Energia Resultante Caso 2 para os 3 Cenários.



Fonte: Próprio do Autor.

Figura 5.9 – Sinalização Externa Restrição Energia à Rede.



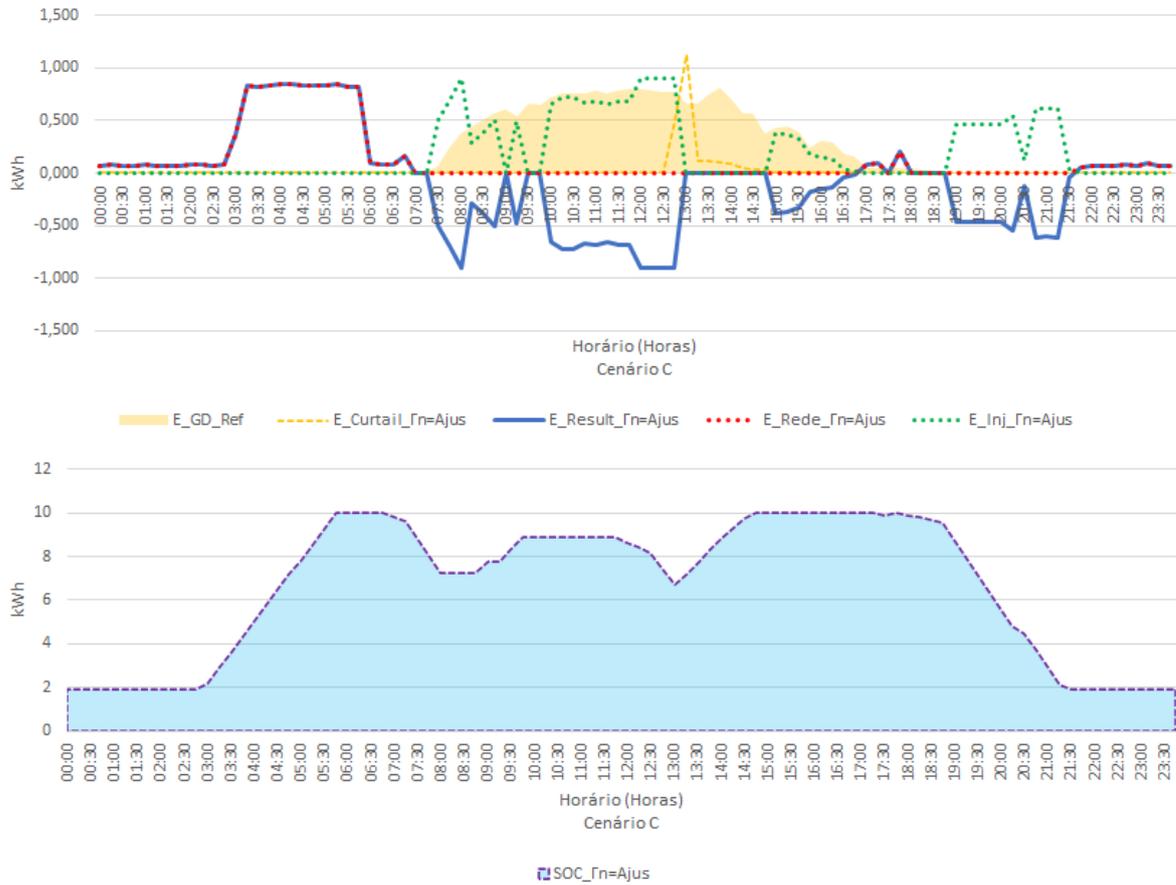
Fonte: Próprio do Autor.

Outro atributo do modelo de gerenciamento desenvolvido está relacionado com a oferta disponível de geração distribuída exceder a capacidade da rede, neste modelo isto ocorre quando por exemplo haver produção fotovoltaica superior ao consumo e ao carregamento do BESS em períodos que não pode haver injeção de energia à rede.

Na Figura 5.10, é apresentado os resultados da energia consumida da rede, energia injetada na rede, energia resultante, SOC e a energia *Curtaiment* (energia drenada junto ao inversor) para o Caso 1 no Cenário C.

A Figura 5.9 destaca que entre às 13 horas e 14 horas e 45 minutos não poderá ser injetado energia na rede. Na Figura 5.10 é possível observar que há produção de energia pelo sistema fotovoltaico, porém é impedido o despacho de um possível excedente. Desta forma, a energia fotovoltaica consegue suprir a carga sem que haja necessidade de buscar energia da rede e ao mesmo tempo atender ao carregamento do BESS porque a geração é superior a ambas, porém, devido às restrições técnicas do inversor híbrido pelo lado CC e CA, ainda existe uma geração superior ao atendimento de carga/ carregamento do BESS fazendo com que seja “drenado” este excedente de produção que não pode ser despachado ao sistema.

Figura 5. 10 – Sinalização Externa Restrição Energia à Rede.



Fonte: Próprio do Autor.

Para o fluxo de energia resultante do Caso 3, Tabela 5.4 e Figura 5.11, observa-se que para o período de planejamento inicial para o Cenário B, $\Gamma_n = 1$, é esperado a injeção de energia durante a faixa de operação compreendida pelo período das 8:30 até às 9:00 e depois entre o intervalo das 11:00 às 13:00, por fim, ao não ser estabelecido nenhum período de restrição de injeção de energia junto à rede, conforme a Figura 5.9, têm-se planejado, ainda, a injeção de energia para os períodos das 14:00 e 15:00.

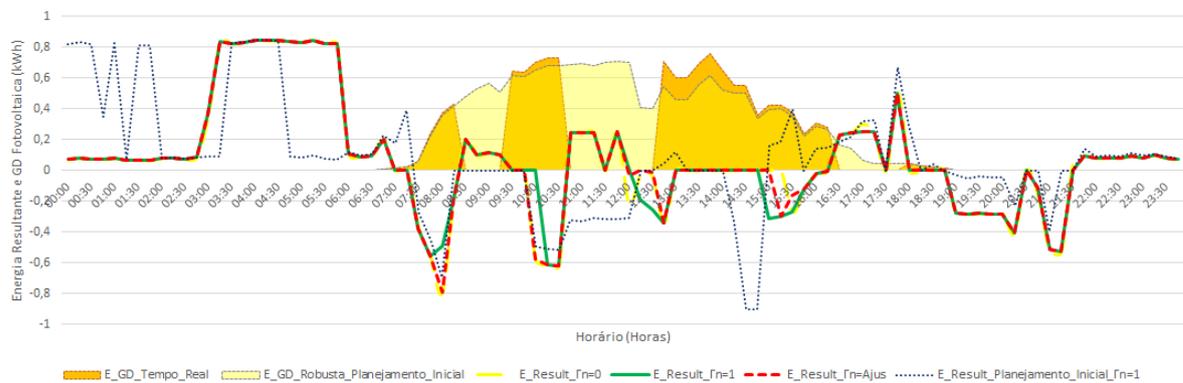
Tabela 5. 4- Energia Resultante para os 3 Cenários do Caso 3.

Horário	E_Result	E_Result	E_Result	E_Result	Horário	E_Result	E_Result	E_Result	E_Result
(Horas)	$\Gamma_n = 0$ (kWh)	$\Gamma_n = 1$ (kWh)	$\Gamma_n = \text{Ajus}$ (kWh)	Planejamento Inicial $\Gamma_n = 1$ (kWh)	(Horas)	$\Gamma_n = 0$ (kWh)	$\Gamma_n = 1$ (kWh)	$\Gamma_n = \text{Ajus}$ (kWh)	Planejamento Inicial $\Gamma_n = 1$ (kWh)
00:00	0,070	0,070	0,070	0,820	12:00	-0,220	0,000	-0,037	-0,311
00:15	0,081	0,081	0,081	0,831	12:15	-0,019	-0,189	0,000	0,000
00:30	0,071	0,071	0,071	0,821	12:30	-0,036	-0,258	-0,011	0,000
00:45	0,070	0,070	0,070	0,347	12:45	-0,339	-0,339	-0,339	0,048
01:00	0,079	0,079	0,079	0,829	13:00	0,000	0,000	0,000	0,121
01:15	0,066	0,066	0,066	0,066	13:15	0,000	0,000	0,000	0,000
01:30	0,065	0,065	0,065	0,815	13:30	0,000	0,000	0,000	0,000
01:45	0,065	0,065	0,065	0,815	13:45	0,000	0,000	0,000	0,000
02:00	0,078	0,078	0,078	0,079	14:00	0,000	0,000	0,000	0,000
02:15	0,081	0,081	0,081	0,082	14:15	0,000	0,000	0,000	-0,333
02:30	0,074	0,074	0,074	0,075	14:30	0,000	0,000	0,000	-0,900
02:45	0,085	0,085	0,085	0,086	14:45	0,000	0,000	0,000	-0,900
03:00	0,365	0,365	0,365	0,089	15:00	0,000	-0,314	0,000	0,161
03:15	0,838	0,838	0,838	0,088	15:15	0,000	-0,303	-0,303	0,186
03:30	0,822	0,822	0,822	0,823	15:30	-0,267	-0,267	-0,161	0,396
03:45	0,831	0,831	0,831	0,832	15:45	-0,121	-0,121	-0,121	0,000
04:00	0,845	0,845	0,845	0,846	16:00	-0,023	-0,023	-0,023	0,139
04:15	0,844	0,844	0,844	0,845	16:15	0,000	-0,009	-0,009	0,147
04:30	0,841	0,841	0,841	0,842	16:30	0,233	0,233	0,233	0,182
04:45	0,840	0,840	0,840	0,091	16:45	0,242	0,242	0,242	0,220
05:00	0,830	0,830	0,830	0,082	17:00	0,302	0,254	0,254	0,320
05:15	0,846	0,846	0,846	0,097	17:15	0,248	0,248	0,248	0,328
05:30	0,823	0,823	0,823	0,075	17:30	0,000	0,000	0,000	0,000
05:45	0,820	0,820	0,820	0,072	17:45	0,503	0,503	0,503	0,669
06:00	0,105	0,105	0,105	0,115	18:00	0,000	0,000	0,000	0,291
06:15	0,089	0,089	0,089	0,098	18:15	0,000	0,000	0,000	0,000
06:30	0,093	0,093	0,093	0,103	18:30	0,000	0,000	0,000	0,042
06:45	0,200	0,200	0,200	0,222	18:45	0,000	0,000	0,000	0,000
07:00	0,000	0,000	0,000	0,176	19:00	-0,276	-0,276	-0,276	-0,034
07:15	0,000	0,000	0,000	0,389	19:15	-0,285	-0,285	-0,285	-0,049
07:30	-0,376	-0,376	-0,376	-0,276	19:30	-0,279	-0,279	-0,279	-0,041
07:45	-0,558	-0,558	-0,558	-0,450	19:45	-0,283	-0,283	-0,283	-0,047
08:00	-0,793	-0,496	-0,793	-0,698	20:00	-0,284	-0,284	-0,284	-0,049
08:15	-0,194	-0,194	-0,194	0,000	20:15	-0,405	-0,405	-0,405	-0,231
08:30	0,202	0,202	0,202	0,000	20:30	0,000	0,000	0,000	0,000
08:45	0,098	0,098	0,098	0,000	20:45	-0,155	-0,111	-0,111	0,000
09:00	0,118	0,118	0,118	0,000	21:00	-0,516	-0,516	-0,516	-0,398
09:15	0,098	0,098	0,098	0,000	21:15	-0,530	-0,530	-0,530	0,000
09:30	0,000	0,000	0,000	0,000	21:30	0,043	-0,001	-0,001	0,000
09:45	0,000	0,000	0,000	0,000	21:45	0,095	0,095	0,095	0,143
10:00	-0,577	0,000	-0,577	-0,497	22:00	0,079	0,079	0,079	0,093
10:15	-0,614	-0,614	-0,614	-0,512	22:15	0,081	0,081	0,081	0,095
10:30	-0,619	-0,619	-0,619	-0,516	22:30	0,079	0,079	0,079	0,093
10:45	0,242	0,242	0,242	-0,326	22:45	0,094	0,094	0,094	0,110
11:00	0,243	0,243	0,243	-0,331	23:00	0,082	0,082	0,082	0,096
11:15	0,245	0,245	0,245	-0,309	23:15	0,097	0,097	0,097	0,106
11:30	0,000	0,000	0,000	-0,314	23:30	0,080	0,080	0,080	0,087
11:45	0,251	0,251	0,251	-0,316	23:45	0,070	0,070	0,070	0,077

Fonte: Próprio do Autor.

Ao passo que o modelo realiza a operação em tempo real, ou seja, o planejamento e operação vão avançando na janela diária de 96 períodos previstos, conforme apresentado na Figura 5.9 é sinalizado para o passo 48 (11:45) a restrição de injeção de energia à rede para uma janela que abrange os períodos das 13 horas até às 14 horas e 45 minutos fazendo com que o modelo se reorganize para minimizar os custos em função das premissas definidas pelas características operacionais do modelo na otimização dos custos.

Figura 5. 11 – Energia Resultante Caso 3 para os 3 Cenários.

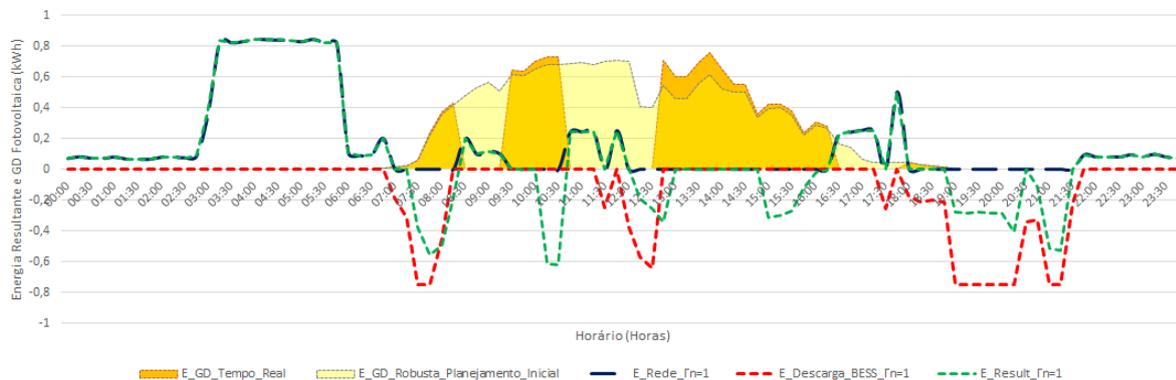


Fonte: Próprio do Autor.

Destaca-se, também, que durante a operação em tempo real houve períodos sem geração fotovoltaica, ou seja, diferentemente do que era previsto pelo planejamento, a produção fotovoltaica foi interrompida em três períodos distintos, são eles: 08:30 às 09:15; 10:45 às 12:30 e 16:30 às 17:45, Figura 5.12. Durante este período foi alternado o uso da energia da rede e do sistema de armazenamento para o atendimento a carga.

Sendo assim, observa-se que o modelo não se baseia em cenários específicos, ou seja, ele atende as necessidades reais em função de exercer a sua característica de ser um modelo de gestão adaptativo, de forma que o modelo vai se ajustando ao passo de otimização em tempo real para atender o *framework* proposto por este estudo.

Figura 5. 12 – Energia Resultante, Energia da Rede e Energia Descarga BESS para o Caso 3- Cenário B.



Fonte: Próprio do Autor.

5.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou o estudo de caso para a metodologia desenvolvida. O estudo de caso considerou 3 casos em 3 cenários para validar a proposta.

A matemática heurística dinâmica e pró-ativa para a gestão de SHEM considerando incertezas na carga, geração renovável e preços de tarifas ao absorver a proposta de ajuste da variável de robustez apresentou-se viável ao conseguir melhorar o desempenho econômico quando analisado e comparado a casos em que se considerava a aplicabilidade total da robustez para as variáveis de consumo, geração e tarifas de compra e venda de energia e para o caso em que não foi levado em consideração as incertezas relacionadas a estas variáveis.

Além do objetivo específico que é a minimização dos custos diários o estudo de caso apresentou as multifuncionalidades estabelecidas pelo conjunto de restrições e características técnicas e econômicas estabelecidas pelo framework do SHEM desenvolvido.

Por fim, conseguiu-se realizar uma análise do desempenho de cada caso no processo de agendamento do uso do sistema de armazenamento, ou seja, o processo de carga e descarga do BESS.

6 CONCLUSÕES

Abordagens de otimização robustas são amplamente utilizadas para lidar com problemas de otimização que consideram incertezas, de modo que possam ser assumidas em faixas de variação de parâmetros incertos e incorporadas ao modelo matemático associado. A conveniência da técnica está relacionada ao tratamento da incerteza dispensando funções de densidade de probabilidade, porém a chamada solução robusta é relativamente conservadora em termos do valor da função objetivo.

A contribuição deste trabalho compreende no uso de otimização baseada em Programação Linear Inteira Mista para o gerenciamento inteligente do sistema de geração e armazenamento de energia residencial. A proposta de resolução iterativa permite uma solução rápida que envolve uma estrutura baseada em regras para o ajuste da otimização robusta considerando a operação em tempo real e as informações previamente coletadas.

Ao empregar um inversor híbrido integrado com um solar fotovoltaico e um sistema de armazenamento de bateria com fluxo bidirecional de energia para a rede de distribuição, a solução para o problema de gerenciamento é sempre viável, pois esta rede pode fornecer energia para casa a qualquer momento, confirmando assim que o usuário pleno o conforto é garantido. Esta característica é apropriada no algoritmo proposto para lidar com otimização robusta de maneira reativa e proativa, com incertezas relacionadas à carga, geração fotovoltaica e preços de compra e venda de energia.

Esta tese apresentou uma matemática heurística dinâmica e pró-ativa para a gestão de SHEM considerando incertezas na carga, geração renovável e preços. O método concentra-se no total conforto do cliente, pela gestão do BESS e apoio da GD fotovoltaica. O SHEM é tratado com base em uma formulação de número inteiro linear mista combinada com estratégias baseadas em regras para ajuste de robustez. Os resultados mostraram que a robustez adaptativa proposta para incertezas manipuladas funciona satisfatoriamente, tendo melhor desempenho econômico quando comparada a uma abordagem totalmente robusta ou a um método que desconsidera o impacto das incertezas. Com a configuração da reserva BESS foi possível reduzir o impacto a perturbações críticas no SHEM, permitindo a venda ou compra de energia para a rede sob restrições técnicas. O método proposto mostrou-se adequado para uso em tempo real, pois o tempo de simulação para o gerenciamento do BESS é consideravelmente menor do que o tempo necessário para o planejamento ou ajuste das variáveis durante a operação real.

Apesar de o método focar no conforto total do usuário, ao modificar a formulação é possível adicionar mecanismo de resposta à demanda. A formulação também pode considerar o uso de veículos elétricos, com uma abordagem semelhante adotada para o uso de baterias. O impacto de degradação também é adequado para análise, já que o método conta o ciclismo para a operação. Estudos futuros poderão considerar esta abordagem para lidar com energia transativa com a operação cooperativa de vários SHEM em um sistema de distribuição ativo.

6.1. PERSPECTIVAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como perspectiva de trabalhos futuros a serem realizados com base nesta tese tem-se:

a) Avaliar o desempenho do incremento de veículos elétricos na modelagem SHEM desenvolvida;

b) Avaliar na metodologia desenvolvida critérios específicos voltados à degradação do sistema de armazenamento por baterias no que tange a sua participação no processo de carga e descarga para auxiliar a minimização dos custos;

c) Replicar a aplicação da metodologia em um sistema com várias residências em uma microrrede;

d) Desenvolver um sistema de resposta à demanda com base nas características do aproveitamento dos pequenos recursos de geração e armazenamento de energia por baterias, ou seja, com base no potencial de sistemas reais;

e) Aplicar a modelagem SHEM desenvolvida de forma que o inversor híbrido permita o atendimento *off-grid* no processo de gerenciamento.

6.2. PUBLICAÇÕES

PATENTE

AZEVEDO, R. M. ; Canha, L. N. ; Garcia, V. J. ; MILBRADT, Rafael Gressler ; BERTINETI, D. P. ; ABAIDE, A. R. ; SILVA SANTANA, TIAGO AUGUSTO ; NADAL, Z. L. I. ; BARRIQUELLO, C. H. ; BRIGNOL, W. S. . Sistema de gerenciamento de energia residencial considerando recursos energéticos flexíveis, 2020, Brasil. Patente: Privilégio de Inovação. Número do registro: BR10202000684, título: "SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL CONSIDERANDO RECURSOS ENERGÉTICOS FLEXÍVEIS", Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Depósito: 03/04/2020. Instituição financiadora: Copel Distribuição S.A..

PUBLICAÇÕES INTERNACIONAIS

R. M. de Azevedo, L. N. Canha, V. J. Garcia, T. A. Silva Santana, C.A. Rangel and Z. Nadal, " Dynamic and proactive matheuristic for AC/DC hybrid smart home energy operation considering load, energy resources and price uncertainties," 2020. INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS. *Submetido em 2020.*

R. M. de Azevedo, L. N. Canha, W. S. Brignol, V. J. Garcia, T. A. Silva Santana and A. Medeiros, "Methodology for Home Energy Management to Integration and Management of Distributed Energy Resources," 2018 *53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2018.8541855.

D. P. Bertineti, L. N. Canha, W. Brignol, A. P. Medeiros, R. M. de Azevedo and Z. L. I. Nadal, "Flexible Energy Management Strategy For Electric Vehicles Charging Stations," 2020 *55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Torino, Italy, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209763.

A. P. Medeiros, L. N. Canha, D. P. Bertineti and R. M. de Azevedo, "Event classification in non-intrusive load monitoring using convolutional neural network," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technology conference – Latin America 2019 (ISGTLA)*, Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6.

D. P. Bertineti, B.F. Silva, L. N. Canha, A. P. Medeiros and R. M. de Azevedo, " Heuristic Scheduling Algorithm for Load Shift DSM Strategy in Smart Grids and IoT Scenarios," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technology conference – Latin America 2019 (ISGTLA)*, Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6.

P. Alves, R. M. de Azevedo, L. N. Canha and J. L. Paixão, "Minimization of the impacts caused by distributed generation to the electric system by exploring the reactive control range of solar inverters," 2018 *Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, Niteroi, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395600.

W. S. Brignol, R. M. de Azevedo, L. N. Canha, C. Farias, D. Bertineti and N. K. Neto, "Technical-commercial management to increase the participation of micro and mini

generation in the Brazilian energy sector," *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2017.8231938.

R. M. de Azevedo, W. S. Brignol, L. N. Canha, P. Alves and A. Medeiros, "The operational impacts in the distribution network from the energy storage management through the reactive PV inverters dispatch in distributed generation systems," *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2017.8231925.

R. M. de Azevedo.; Brignol, W.;Canha, L. N.; Barin, A. ; Maguerroski, D. Diversification of Brazilian energy matrix by connecting distributed generation sources fuelled by biogas from swine manure. *51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Coimbra, 2016, pp. 1-6.doi: 10.1109/UPEC.2016.8113992.

R. M. de Azevedo.; Brignol, W.;Canha, L. N.; Maguerroski, D. Commercial Arrangement Model for a Distributed Generation Connection Considering Several Agents. *51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Coimbra, 2016, pp. 1-5.doi: 10.1109/UPEC.2016.8114038.

R. M. de Azevedo. ; Brignol, W.;Canha, L. N.; Maguerroski, D. Operational Impact of the Complementarity Between Photovoltaic Solar and Biogas Generation Sources on Distribution Network Systems. *51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Coimbra, 2016, pp. 1-6.doi: 10.1109/UPEC.2016.8114013.

PUBLICAÇÕES NACIONAIS

Azevedo, R.; BrignoL, W. S.; Canha, L. N. ; Garcia, V. J. ; Santana, T. Potenciais e perspectivas para a inserção de sistemas de armazenamento de energia residenciais considerando novas modalidades tarifárias. XXIII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2018, Fortaleza.

A.P. Medeiros, D. P. Bertineti, L. N. Canha and R. M. de Azevedo, "Monitoramento da carga elétrica residencial aplicado ao gerenciamento de resposta a demanda," 11th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), Santa Maria, Brazil, 2018, pp. 1-6.

Azevedo, R.; Brignol, W.;Canha, L. N.; Maguerroski, D. Impactos operacionais da complementariedade de fontes de geração solar fotovoltaica e a biogás em sistemas de distribuição. X CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016, Gramado, Brasil.

PUBLICAÇÕES EM REVISTA

Azevedo, R.; Brignol, W.; Canha, L. N.; Maguerroski, D. Impactos operacionais da complementariedade de fontes de geração solar fotovoltaica e a biogás em sistemas de distribuição. *Revista Brasileira de Energia – RBE* Vol. 23, nº 2, 2º Trim. 2017.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [S. l.], v. 8, p. 74–91, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004>
- ALLÈGRE, A. L.; BOUSCAYROL, A.; TRIGUI, R. Flexible real-time control of a hybrid energy storage system for electric vehicles. **IET Electrical Systems in Transportation**, [S. l.], v. 3, n. 3, p. 79–85, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-est.2012.0051>
- ANEEL. 049/2011 foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor elétrico, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve: Art. 1. [S. l.], 2012.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL. **Aneel**, [S. l.], p. 24, 2015.
- ANEEL. Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. **Aneel**, [S. l.], v. 10, n. 154, p. 94–207, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>
- ANEES, A. *et al.* Optimization of day-ahead and real-time prices for smart home community. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 124, n. July 2020, p. 106403, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106403>
- ANVARI-MOGHADDAM, A.; MONSEF, H.; RAHIMI-KIAN, A. Optimal Smart Home Energy Management Considering Energy Saving and a. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 6, n. 1, p. 5090, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2349352>
- AZEVEDO, R. M. de. Impactos Operacionais Da Complementariedade De Fontes De Geração Solar Fotovoltaica E a Biogás Em Sistemas De Distribuição. [S. l.], p. 159, 2016.
- BAPTISTA, J. E. R.; RODRIGUES, A. B.; DA GUIA DA SILVA, M. Probabilistic analysis of PV generation impacts on voltage sags in LV distribution networks considering failure rates dependent on feeder loading. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 10, n. 3, p. 1342–1350, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2866931>
- BEN-TAL, A.; NEMIROVSKI, A. Robust solutions of uncertain linear programs. **Operations Research Letters**, [S. l.], v. 25, n. 1, p. 1–13, 1999. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0167-6377\(99\)00016-4](https://doi.org/10.1016/S0167-6377(99)00016-4)
- BERTSIMAS, D.; GUPTA, V.; KALLUS, N. **Data-driven robust optimization**. [S. l.: s. n.], v. 167E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10107-017-1125-8>
- BERTSIMAS, D.; SIM, M. The price of robustness. **Operations Research**, [S. l.], v. 52, n. 1, p. 35–53, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1287/opre.1030.0065>

- BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil. **Abaque**, [S. l.], p. 62, 2016.
- CHEN, H. *et al.* Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, [S. l.], v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>
- CHEN, L. *et al.* Analysis and prediction of the discharge characteristics of the lithium-ion battery based on the Grey system theory. **IET Power Electronics**, [S. l.], v. 8, n. 12, p. 2361–2369, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2015.0182>
- CHEN, Q. *et al.* Simply designed and universal sliding mode observer for the SOC estimation of lithium-ion batteries. **IET Power Electronics**, [S. l.], v. 10, n. 6, p. 697–705, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2016.0095>
- CHENG, M. W. *et al.* State-of-charge estimation with aging effect and correction for lithium-ion battery. **IET Electrical Systems in Transportation**, [S. l.], v. 5, n. 2, p. 70–76, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-est.2013.0007>
- DAO, V. T. *et al.* Intensive quadratic programming approach for home energy management systems with power utility requirements. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 115, n. June 2019, p. 105473, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105473>
- DENG, Z. *et al.* Multi-scale convolutional neural network with time-cognition for multi-step short-Term load forecasting. **IEEE Access**, [S. l.], v. 7, p. 88058–88071, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2926137>
- DÍAZ-GONZÁLEZ, F. *et al.* A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 16, n. 4, p. 2154–2171, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>
- EASE; EERA. European energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030 2017 update. [S. l.], p. 108, 2017.
- ELATTAR, E. E.; ELSAYED, S. K.; FARRAG, T. A. Hybrid Local General Regression Neural Network and Harmony Search Algorithm for Electricity Price Forecasting. **IEEE Access**, [S. l.], v. 9, p. 2044–2054, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3048519>
- ENERGIA, M. de M. e. NOTA TÉCNICA PR 04/18: Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. [S. l.], p. 186, 2018. Disponível em: www.mme.gov.br
- EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. [S. l.], 2020.
- ESSACKJEE, I. A.; AH KING, R. T. F. The impact of increasing Penetration Level of Small

- Scale Distributed Generations on voltage in a secondary distribution network: Case Study in Mauritius. **2016 IEEE International Conference on Emerging Technologies and Innovative Business Practices for the Transformation of Societies, EmergiTech 2016**, [S. l.], p. 245–250, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/EmergiTech.2016.7737347>
- EUROBAT. Battery energy storage for smart grid applications. **Report of Smart Grids Task Force of EUROBAT's Industrial Battery Committee**, [S. l.], v. 15, n. 2, p. 8, 2013.
- FARRET FA, S. M. Integration of Alternative Sources. [S. l.], p. 301–332, 2017.
- FARROKHIFAR, M. Optimal operation of energy storage devices with RESs to improve efficiency of distribution grids; Technical and economical assessment. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 74, p. 153–161, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.029>
- FERREIRA, P. E. de O. Integração e controlo de dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão. [S. l.], 2015.
- GAO, Y. *et al.* Multi-Objective Bilevel Coordinated Planning of Distributed Generation and Distribution Network Frame Based on Multiscenario Technique Considering Timing Characteristics. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 8, n. 4, p. 1415–1429, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2680462>
- HAN, J. *et al.* Smart home energy management system including renewable energy based on ZigBee and PLC. **IEEE Transactions on Consumer Electronics**, [S. l.], v. 60, n. 2, p. 198–202, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TCE.2014.6851994>
- HAQ, M. R.; NI, Z. A new hybrid model for short-term electricity load forecasting. **IEEE Access**, [S. l.], v. 7, p. 125413–125423, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2937222>
- HE, G. *et al.* Optimal Bidding Strategy of Battery Storage in Power Markets Considering Performance-Based Regulation and Battery Cycle Life. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], p. 1–9, 2015.
- HONG, Y. *et al.* A deep learning method for short-term residential load forecasting in smart grid. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 55785–55797, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2981817>
- HOU, X. *et al.* Smart Home Energy Management Optimization Method Considering Energy Storage and Electric Vehicle. **IEEE Access**, [S. l.], v. 7, p. 144010–144020, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2944878>
- HUANG, C. J.; KUO, P. H. Multiple-Input Deep Convolutional Neural Network Model for Short-Term Photovoltaic Power Forecasting. **IEEE Access**, [S. l.], v. 7, p. 74822–74834,

2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2921238>

HUANG, Y.; TIAN, H.; WANG, L. Demand response for home energy management system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 73, p. 448–455, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.032>

HUBICKA, K.; MARCJASZ, G.; WERON, R. A Note on Averaging Day-Ahead Electricity Price Forecasts Across Calibration Windows. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 10, n. 1, p. 321–323, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2869557>

HUSSAIN, A.; BUI, V. H.; KIM, H. M. Robust Optimal Operation of AC/DC Hybrid Microgrids under Market Price Uncertainties. **IEEE Access**, [S. l.], v. 6, p. 2654–2667, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2784834>

IIOKA, D. *et al.* Voltage reduction due to reverse power flow in distribution feeder with photovoltaic system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 113, n. May, p. 411–418, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.059>

IRENA. **Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables**. [S. l.: s. n.]. *E-book*.

IRENA. Future role of Distribution system operators. [S. l.], p. 1–20, 2019 b.

IRENA. **Electricity Storage Valuation Framework**. [S. l.: s. n.]. *E-book*. Disponível em: </publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020%0Ahttps://irena.org/publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020>

JAVADI, M. S. *et al.* Optimal self-scheduling of home energy management system in the presence of photovoltaic power generation and batteries. **Energy**, [S. l.], v. 210, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118568>

JIANG, J. *et al.* Evaluation of acceptable charging current of power Li-Ion batteries based on polarization characteristics. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S. l.], v. 61, n. 12, p. 6844–6851, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2320219>

JINLEI, S. *et al.* Economic Operation Optimization for 2nd Use Batteries in Battery Energy Storage Systems. **IEEE Access**, [S. l.], v. 7, p. 41852–41859, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2902402>

KILLIAN, M.; ZAUNER, M.; KOZEK, M. Comprehensive smart home energy management system using mixed-integer quadratic-programming. **Applied Energy**, [S. l.], v. 222, n. March, p. 662–672, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.179>

- KONG, Z. *et al.* Multimodal Feature Extraction and Fusion Deep Neural Networks for Short-Term Load Forecasting. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 185373–185383, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3029828>
- KOROLKO, N.; SAHINOGLU, Z. Robust optimization of EV charging schedules in unregulated electricity markets. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 8, n. 1, p. 149–157, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2472597>
- LIU, G. *et al.* Distributed energy management for community microgrids considering phase balancing and peak shaving. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [S. l.], v. 13, n. 9, p. 1612–1620, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5881>
- LIU, Y.; ZHANG, D.; GOOI, H. B. Optimization strategy based on deep reinforcement learning for home energy management. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 6, n. 3, p. 572–582, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2019.02890>
- LOPEZ LORENTE, J.; LIU, X.; MORROW, D. J. Spatial Aggregation of Small-Scale Photovoltaic Generation Using Voronoi Decomposition. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 11, n. 4, p. 2677–2686, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2020.2970217>
- LUO, X. *et al.* Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, [S. l.], v. 137, p. 511–536, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- MAK, D.; CHOI, D. H. Optimization framework for coordinated operation of home energy management system and Volt-VAR optimization in unbalanced active distribution networks considering uncertainties. **Applied Energy**, [S. l.], v. 276, n. July, p. 115495, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115495>
- MELHEM, F. Y. *et al.* Energy Management in Electrical Smart Grid Environment Using Robust Optimization Algorithm. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S. l.], v. 54, n. 3, p. 2714–2726, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2803728>
- MERDANOĞLU, H. *et al.* Finding optimal schedules in a home energy management system. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 182, n. January 2019, p. 106229, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106229>
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. PNE 2050: Plano Nacional de Energia. [S. l.], p. 231, 2020.
- MOREIRA, A.; STREET, A.; ARROYO, J. M. Energy and reserve scheduling under correlated nodal demand uncertainty: An adjustable robust optimization approach.

- International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 72, p. 91–98, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.015>
- MORTAZAVIAN, S.; MOHAMED, Y. A. R. I. Investigation and Enhancement of Stability in Grid-Connected Converter-Based Distributed Generation Units with Dynamic Loads. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 93426–93443, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2991415>
- OTHMAN, M. M.; AHMED, M. H.; SALAMA, M. M. A. A Coordinated Real-Time Voltage Control Approach for Increasing the Penetration of Distributed Generation. **IEEE Systems Journal**, [S. l.], v. 14, n. 1, p. 699–707, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2904532>
- PAUDYAL, P.; NI, Z. Smart home energy optimization with incentives compensation from inconvenience for shifting electric appliances. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 109, n. January, p. 652–660, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.016>
- PEREIRA, B. R. *et al.* Optimal Distributed Generation and Reactive Power Allocation in Electrical Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 7, n. 3, p. 975–984, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2512819>
- PILLONI, V. *et al.* Smart Home Energy Management Including Renewable Sources: A QoE-Driven Approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 9, n. 3, p. 2006–2018, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2605182>
- RAFI, S. H. *et al.* A Short-Term Load Forecasting Method Using Integrated CNN and LSTM Network. **IEEE Access**, [S. l.], v. 9, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3060654>
- RAZAVI, S. E. *et al.* From Load to Net Energy Forecasting: Short-Term Residential Forecasting for the Blend of Load and PV behind the Meter. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 224343–224353, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3044307>
- REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. [S. l.: s. n.]. *E-book*. Disponível em: <http://www.ren21.net/resources/publications/>
- RENEWABLE, I.; AGENCY, E. Rise of in Cities Energy Solutions. [S. l.], [s. d.].
- SANTOS, S. F. *et al.* Impacts of Operational Variability and Uncertainty on Distributed Generation Investment Planning: A Comprehensive Sensitivity Analysis. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 8, n. 2, p. 855–869, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2624506>
- SELINGER-LUTZ, O. *et al.* Dynamic feed-in tariffs with reduced complexity and their

- impact on the optimal operation of a combined heat and power plant. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 118, n. August 2019, p. 105770, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105770>
- SETLHAOLO, D.; XIA, X. Optimal scheduling of household appliances with a battery storage system and coordination. **Energy and Buildings**, [S. l.], v. 94, n. March 2010, p. 61–70, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.02.051>
- SETLHAOLO, D.; XIA, X. Combined residential demand side management strategies with coordination and economic analysis. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 79, p. 150–160, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.01.016>
- SHAKERI, M. *et al.* Implementation of a novel home energy management system (HEMS) architecture with solar photovoltaic system as supplementary source. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 125, p. 108–120, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.114>
- SHAREEF, H. *et al.* Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, Smart Technologies, and Intelligent Controllers. **IEEE Access**, [S. l.], v. 6, n. c, p. 24498–24509, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2831917>
- SHARING, L. Operation and Load Sharing. [S. l.], 2019.
- SHI, R. *et al.* Integration of renewable energy sources and electric vehicles in V2G network with adjustable robust optimization. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 153, p. 1067–1080, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.02.027>
- SHIH, M. Y. *et al.* Mitigating the impact of distributed generation on directional overcurrent relay coordination by adaptive protection scheme. **EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering**, [S. l.], p. 1–6, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555523>
- SOYSTER, A. L. Technical Note—Convex Programming with Set-Inclusive Constraints and Applications to Inexact Linear Programming. **Operations Research**, [S. l.], v. 21, n. 5, p. 1154–1157, 1973. Disponível em: <https://doi.org/10.1287/opre.21.5.1154>
- STECANELLA, P. A. J. *et al.* Statistical Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Penetration Impacts on a Utility Containing Hundreds of Feeders. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 175009–175019, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3024115>
- SU, H. Y.; LIU, T. Y.; HONG, H. H. Adaptive residual compensation ensemble models for improving solar energy generation forecasting. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 11, n. 2, p. 1103–1105, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2931154>

- TAN, X.; LI, Q.; WANG, H. Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 44, n. 1, p. 179–191, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.015>
- TANG, G. *et al.* Smart Meter Data Analytics for Distribution Network. **Chinese Control Conference, CCC**, [S. l.], v. 2018- July, p. 8882–8887, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.23919/ChiCC.2018.8483503>
- TAO, L.; GAO, Y. Real-time pricing for smart grid with distributed energy and storage: A noncooperative game method considering spatially and temporally coupled constraints. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 115, n. August 2019, p. 105487, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105487>
- TEMUULEN, E. *et al.* Large-scale ASP-based HEMS utilizing interactive web technologies. **2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2015**, [S. l.], p. 798–803, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2015.7436399>
- TOORIAN, H.; NOURIAN, S. Analysis and modeling of the distributed generation impact on electricity market prices. **EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering**, [S. l.], p. 0–5, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555801>
- TUSHAR, M. H. K.; ASSI, C.; MAIER, M. Distributed Real-Time Electricity Allocation Mechanism for Large Residential Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 6, n. 3, p. 1353–1363, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2375671>
- TUSHAR, M. H. K.; ZEINEDDINE, A. W.; ASSI, C. Demand-Side Management by Regulating Charging and Discharging of the EV, ESS, and Utilizing Renewable Energy. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, [S. l.], v. 14, n. 1, p. 117–126, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TII.2017.2755465>
- VAZQUEZ, S. *et al.* Energy storage systems for transport and grid applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S. l.], v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>
- WANG, C. *et al.* Robust optimization for load scheduling of a smart home with photovoltaic system. **Energy Conversion and Management**, [S. l.], v. 102, p. 247–257, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.053>
- WANG, S. *et al.* for Distribution Systems Considering the Robust Optimal Operation of OLTC and SVC. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 7, n. 3, p. 1111–1123, 2016.

- WANG, S.; HAN, L.; WU, L. Uncertainty Tracing of Distributed Generations via Complex Affine Arithmetic Based Unbalanced Three-Phase Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l.], v. 30, n. 6, p. 3053–3062, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2377042>
- WU, M. *et al.* A bi-level robust planning model for active distribution networks considering uncertainties of renewable energies. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 105, n. September 2018, p. 814–822, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.032>
- WU, X. *et al.* Stochastic Optimal Energy Management of Smart Home With PEV Energy Storage. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 9, n. 3, p. 2065–2075, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2606442>
- XIANG, Y.; LIU, J.; LIU, Y. Robust Energy Management of Microgrid with Uncertain Renewable Generation and Load. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 7, n. 2, p. 1034–1043, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2385801>
- XIAO, H. *et al.* Bi-level planning for integrated energy systems incorporating demand response and energy storage under uncertain environments using novel metamodel. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 4, n. 2, p. 155–167, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2017.01260>
- XIU, L.; KANG, Z.; HUANG, P. Unit commitment using improved adjustable robust optimisation for large-scale new energy power stations. **The Journal of Engineering**, [S. l.], v. 2019, n. 16, p. 1175–1180, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8926>
- YANG, J. *et al.* Electricity scheduling strategy for home energy management system with renewable energy and battery storage: a case study. **IET Renewable Power Generation**, [S. l.], v. 12, n. 6, p. 639–648, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0330>
- YANIKOĞLU, İ.; GORISSEN, B. L.; DEN HERTOOG, D. A survey of adjustable robust optimization. **European Journal of Operational Research**, [S. l.], v. 277, n. 3, p. 799–813, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.08.031>
- YU, L.; JIANG, T.; ZOU, Y. Online energy management for a sustainable smart home with an HVAC load and random occupancy. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 10, n. 2, p. 1646–1659, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2775209>
- ZAFAR, U.; BAYHAN, S.; SANFILIPPO, A. Home Energy Management System Concepts, Configurations, and Technologies for the Smart Grid. **IEEE Access**, [S. l.], v. 8, p. 119271–119286, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3005244>
- ZEYNALI, S. *et al.* Two-stage stochastic home energy management strategy considering

- electric vehicle and battery energy storage system: An ANN-based scenario generation methodology. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [S. l.], v. 39, n. February, p. 100722, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100722>
- ZEYNALI, S.; ROSTAMI, N.; FEYZI, M. R. Multi-objective optimal short-term planning of renewable distributed generations and capacitor banks in power system considering different uncertainties including plug-in electric vehicles. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 119, n. August 2019, p. 105885, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105885>
- ZHANG, B. *et al.* An Optimal and Distributed Method for Voltage Regulation in Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l.], v. 30, n. 4, p. 1714–1726, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2347281>
- ZHANG, C. *et al.* Robust Coordination of Distributed Generation and Price-Based Demand Response in Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 9, n. 5, p. 4236–4247, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2653198>
- ZHANG, D. *et al.* Economic and environmental scheduling of smart homes with microgrid: Der operation and electrical tasks. **Energy Conversion and Management**, [S. l.], v. 110, p. 113–124, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.056>
- ZHANG, X. *et al.* A Solar Time Based Analog Ensemble Method for Regional Solar Power Forecasting. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 10, n. 1, p. 268–279, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2832634>
- ZHAO, P. *et al.* Optimal home energy management under hybrid photovoltaic-storage uncertainty: a distributionally robust chance-constrained approach. **IET Renewable Power Generation**, [S. l.], v. 13, n. 11, p. 1911–1919, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.6169>
- ZHENG, Y. *et al.* Optimal Operation of Battery Energy Storage System Considering Distribution System Uncertainty. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S. l.], v. 9, n. 3, p. 1051–1060, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2762364>
- ZHI, C.; LEI, W.; YONG, F. Real-Time Price-Based Demand Response Management for Residential Appliances via Stochastic Optimization and Robust Optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S. l.], v. 3, n. 4, p. 1822–1831, 2012.
- ZUPANČIČ, J.; FILIPIČ, B.; GAMS, M. Genetic-programming-based multi-objective optimization of strategies for home energy-management systems. **Energy**, [S. l.], v. 203, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117769>