

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

VLADEMIR APARECIDO FREIRE JUNIOR

**GERENCIAMENTO E CONTROLE PELO LADO DA DEMANDA DE
UMA MICRORREDE RESIDENCIAL**

TESE

CURITIBA

2021

VLADEMIR APARECIDO FREIRE JUNIOR

**GERENCIAMENTO E CONTROLE PELO LADO DA DEMANDA
DE UMA MICRORREDE RESIDENCIAL**

Demand Side Management and Control of a Residential Microgrid

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial (CPGEI) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito à obtenção do título de “Doutor em Ciências”. Área de Concentração: Engenharia de Automação e Sistemas.

Orientadora: Profa. Dra. Lúcia Valéria Ramos de Arruda

CURITIBA

2021



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es).

Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



VLADEMIR APARECIDO FREIRE JUNIOR

GERENCIAMENTO E CONTROLE PELO LADO DA DEMANDA DE UMA MICRORREDE RESIDENCIAL

Trabalho de pesquisa de doutorado apresentado como requisito para obtenção do título de Doutor Em Ciências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Engenharia De Automação E Sistemas .

Data de aprovação: 13 de Dezembro de 2021

Prof.a Lucia Valeria Ramos De Arruda, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Carlos Bordons Alba, Doutorado - Universidad de Sevilla

Prof Guilherme Alceu Schneider, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Leandro Magatao, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Roman Kuiava, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 13/12/2021.

Dedico este trabalho a todos meus familiares
pelo incentivo, apoio e dedicação e a todos
meus amigos que me acompanharam nessa
caminhada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por sempre estar ao meu lado me proporcionando saúde e disposição para superar os momentos de dificuldade e alcançar meus objetivos.

Ao meu pai Vlademir, minha mãe Anny e minha irmã Beatriz por sempre me apoiarem e acreditarem que esse momento seria possível.

À minha esposa Giseli, pelo incentivo, paciência, ajuda e companheirismo demonstrado durante toda essa caminhada.

A minha filha Helena, por me incentivar de sua maneira e tornar meus dias mais alegres durante essa jornada e a minha filha Rafaela que estamos ansiosos por sua chegada.

A minha orientadora Profa. Dra. Lúcia Valéria Ramos de Arruda pela dedicação, disponibilidade, suporte e direcionamentos valiosos que contribuíram imensamente para conclusão deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Carlos Bordons Alba, pela oportunidade de estágio doutoral na Universidad de Sevilla (US), direcionamentos, ensinamentos e conselhos importantíssimos que fizeram toda a diferença em meu trabalho.

A Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Campus Curitiba, por disponibilizar um ambiente e ferramentas adequadas tornando possível a realização deste trabalho, e também ao Campus Guarapuava, por tornar possível meu afastamento para dedicar-me integralmente aos meus estudos.

Aos colegas da sala de estudos E10, José Vergara, Pablo Baéz, Paula Chanfreut e Carlos Capitán e do todos colegas do laboratório Hylab, Juan José, Pedro Fernandez, Javier e Guillermo Teno pela troca de conhecimentos, ajuda e companheirismo que fizeram toda diferença durante minha estadia na US.

E aos colegas do Laboratório de Automação e Sistemas de Controle Avançado (LASCA), João Paulo, Higor Barbosa, Marco Teixeira, William Meira pela convivência, discussões e aprendizado.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES), pelo apoio financeiro durante meu período de doutorado sanduíche expresso através de bolsa de estudo no exterior – Código de Financiamento 001.

"Apenas aquele que se devota a uma causa com
toda a sua força e alma pode ser um verdadeiro
mestre."

(Albert Einstein).

RESUMO

FREIRE JR., Vlademir Aparecido. **Gerenciamento e Controle Pelo Lado da Demanda de uma Microrrede Residencial**. 2021. 140 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

O gerenciamento pelo lado da demanda (*Demand-Side Management* (DSM)) é um importante fator que contribui para alcançar o balanço entre produção de energia elétrica e a demanda nas redes inteligentes (*Smart Grids*). O DSM desempenha um papel fundamental no gerenciamento de energia residencial (*Home Energy Management* (HEM)), permitindo melhorar o gerenciamento das cargas, a confiabilidade da rede elétrica, reduzindo a demanda de energia durante os horários de pico e minimizando o consumo de energia em resposta ao aumento dos preços. Esta tese propõe duas abordagens para tratar o DSM aplicado em microrredes residenciais constituídas por um ponto de acesso à rede da concessionária local, fontes de energias renováveis (fotovoltaica e eólica), Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) composto por baterias (chumbo-ácido e íon-lítio) e cargas comumente encontradas no domicílio dos consumidores. A primeira abordagem resulta em um problema de otimização de Programação Linear Inteira Mista (MILP) que visa gerenciar o fluxo energético entre os equipamentos presentes em uma microrrede residencial computacional alocando as cargas residenciais de maneira ótima a partir dos recursos disponíveis buscando minimizar o consumo de energia elétrica da rede concessionária a fim de reduzir o custo pago pelo consumidor-gerador (ou prosumidor, termo oriundo do inglês *Prosumer - Producer and Consumer*). A segunda abordagem propõe uma estratégia de controle preditivo baseado em modelo (*Model Predictive Control* (MPC)) para gerenciar e controlar os recursos energéticos de uma microrrede residencial experimental combinando técnicas de resposta à demanda (*Demand Response* (DR)), como a redução de carga (*Curtailment Loads*), que promove a curto prazo a redução da demanda de eletricidade em horários pré-definidos. Em particular, estas propostas englobam questões de degradação do SAE, o custo da eletricidade, geração de energia renovável e o gerenciamento de cargas elétricas. Resultados computacionais e experimentais para diferentes cenários combinando fornecimento/armazenamento para diferentes condições climáticas são apresentadas para demonstrar e verificar a eficácia das estratégias propostas. Assim, as principais contribuições desta tese são o desenvolvimento de estratégias baseadas em MILP e MPC para o planejamento, gerenciamento e controle do uso dos eletrodomésticos em microrredes residenciais, maximizando os benefícios econômicos e energéticos, minimizando o consumo de energia elétrica da rede concessionária, e cumprindo restrições técnicas operacionais definidas a priori.

Palavras-chave: Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Programação Linear Inteira Mista. Controle Preditivo Baseado em Modelo. Armazenamento de Energia. Energia Renovável.

ABSTRACT

FREIRE JR., Vlademir Aparecido. **Demand Side Management and Control of a Residential Microgrid**. 2021. 140 p. Thesis (PhD in Electrical and Computer Engineering) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

Demand-side management (DSM) is an important factor contributing to achieve a balance between electricity production and demand in smart grids. DSM plays a key role in Home Energy Management (HEM), allowing to improve load management and grid reliability, reducing energy demand during peak hours, and minimizing energy consumption in response to price increases. This thesis proposes two approaches to address DSM applied to residential microgrids consisting of an access point to the local utility grid, Renewable Energy Sources (RES) (photovoltaic and wind), Energy Storage System (ESS) composed of batteries (lead-acid and lithium-ion), and loads commonly found in consumers' homes. The first approach results in a Mixed Integer Linear Programming (MILP) optimization problem that aims to manage the energy flow between the equipment present in a computational residential microgrid by allocating the residential loads in an optimal way from the available resources, seeking to minimize the consumption of electric energy from the utility grid in order to reduce the cost paid by the prosumer. The second approach proposes a model predictive control strategy to manage and control the energy resources of an experimental residential microgrid combined with DR techniques, such as load curtailment, that promotes short term reduction of electricity demand in pre-defined hours. In particular, these proposals encompass issues of ESS degradation, the cost of electricity, RES and the management of electrical loads. Computational and experimental results for different scenarios combining supply/storage under different climatic conditions are presented to demonstrate and verify the effectiveness of the proposed strategies. Thus, the main contributions of this thesis are the development of strategies based on MILP and MPC for the planning, management and control of the use of household appliances in residential microgrids, maximizing the economic and energy benefits, minimizing the electricity consumption of the utility grid, and fulfilling with technical operational constraints defined a priori.

Keywords: Demand Side Management. Mixed Integer Linear Programming. Model Predictive Control. Energy Storage. Renewable Energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Consumo médio de energia elétrica no Brasil para 12 meses	19
Figura 2 – Diagrama de blocos do algoritmo de um controlador (MPC)	29
Figura 3 – Esquemático de uma típica microrrede	32
Figura 4 – Arquitetura típica de um HEMS	35
Figura 5 – Mudanças causadas no perfil de carga pelas ações do DSM	37
Figura 6 – Classificação dos programas de DR	39
Figura 7 – Modelo cinético da bateria	44
Figura 8 – Divisão dos postos tarifários	49
Figura 9 – Potência gerada pelo sistema fotovoltaico para uma semana do mês de Maio de 2016	57
Figura 10 – Potência real e prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Janeiro para um intervalo de 168 horas	62
Figura 11 – Potência real e prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Julho para um intervalo de 168 horas	63
Figura 12 – Capacidade nominal (Ah) a 25° C para diferentes regimes das baterias Moura	67
Figura 13 – Diagrama unifilar de conexão dos barramentos CC e CA	73
Figura 14 – Exemplo funcional do modelo de gerenciamento de cargas	77
Figura 15 – Arquitetura da microrrede residencial em que será aplicado o HEMS combinado com o DSM proposto	90
Figura 16 – Potência prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Janeiro	92
Figura 17 – Alocação das cargas residenciais - Caso 1	92
Figura 18 – Demanda das cargas otimizadas - Caso 1	93
Figura 19 – Potência fornecida e consumida pelo SAE - Caso 1	93
Figura 20 – Estado de carga do SAE - Caso 1	94
Figura 21 – Potência intercambiada entre os barramentos B_{CA} e B_{CC} - Caso 1	95
Figura 22 – Potência injetada e exportada para rede da concessionária local - Caso 1	95
Figura 23 – Potência prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Julho	97
Figura 24 – Alocação das cargas residenciais - Caso 2	98
Figura 25 – Demanda das cargas otimizadas - Caso 2	99
Figura 26 – Potência fornecida e consumida pelo SAE - Caso 2	99
Figura 27 – Estado de carga do SAE - Caso 2	100
Figura 28 – Potência fornecida e consumida pelos conversores do BCA - Caso 2	100
Figura 29 – Potência injetada e exportada para rede da concessionária local - Caso 2	101
Figura 30 – Microrrede experimental (Hylab)	106
Figura 31 – Esquemático da microrrede	109
Figura 32 – Curva de demanda de carga residencial	110
Figura 33 – Curvas de potência da FER fotovoltaica	111
Figura 34 – Curvas de potência da turbina eólica	112
Figura 35 – Arquitetura de controle proposto para o HEMS	113
Figura 36 – Curva de demanda com e sem redução de carga	118
Figura 37 – SOC para um dia ensolarado sem redução de cargas	123
Figura 38 – Curvas de potência para um dia ensolarado sem redução de cargas	123
Figura 39 – SOC para um dia ensolarado com redução de cargas	124
Figura 40 – Curvas de potência para um dia ensolarado com redução de cargas	125

Figura 41 – SOC para um dia nublado com redução de cargas	126
Figura 42 – Curvas de potência para um dia nublado com redução de cargas	127
Figura 43 – SOC para um dia com vento com redução de cargas	128
Figura 44 – Curvas de potência para um dia com vento com redução de cargas	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores dos tributos	49
Tabela 2 – Descrição das cargas	53
Tabela 3 – Parâmetros operacionais das cargas	54
Tabela 4 – Dados do módulo Yingli YL275D-30b	56
Tabela 5 – Indicadores de avaliação do modelo de previsão fotovoltaica para o mês de Janeiro	62
Tabela 6 – Indicadores de avaliação do modelo de previsão fotovoltaica para o mês de Julho	63
Tabela 7 – Parâmetros da bateria	68
Tabela 8 – Divisão por posto tarifário	75
Tabela 9 – Parâmetros dos componentes da microrrede	88
Tabela 10 – Tarifas de energia	89
Tabela 11 – Tributos	89
Tabela 12 – Resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede concessionária - Caso 1	96
Tabela 13 – Resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede concessionária - Caso 2	102
Tabela 14 – Características técnicas das baterias de íon lítio	106
Tabela 15 – Características técnicas do conversor CC/CC para as baterias de íon lítio	107
Tabela 16 – Características técnicas das baterias de chumbo ácido	107
Tabela 17 – Características técnicas dos painéis fotovoltaico A-250M	107
Tabela 18 – Características técnicas da carga eletrônica AMREL PLA	108
Tabela 19 – Características técnicas da fonte eletrônica PowerBox	108
Tabela 20 – Características técnicas do CLP Modicon Electric série M340	109
Tabela 21 – Descrição da demanda	110
Tabela 22 – Parâmetros das baterias	120
Tabela 23 – Fatores de ponderação para função custo	121
Tabela 24 – Resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede concessionária	129

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

SIGLAS

R^2	Coefficiente de Determinação
ACF	Função de Autocorrelação, do inglês, <i>Autocorrelation Function</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARIMA	Auto-Regressivo, integrados de médias móveis, do inglês, <i>Autoregressive, Integrated and Moving Average</i>
ARMA	Auto-Regressivo de Médias Móveis, do inglês, <i>Autoregressive and Moving Average</i>
BIC	Critério de Informação Bayesiano, do inglês, <i>Bayesian Information Criteria</i>
BMS	Sistema de Gerenciamento de Baterias, do inglês, <i>Battery Management System</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DR	Resposta à Demanda, do inglês, <i>Demand Response</i>
DSM	Gerenciamento pelo Lado da Demanda, do inglês, <i>Demand-Side Management</i>
ETSI	<i>Escuela Técnica Superior de Ingeniería</i>
FERs	Fontes de Energias Renováveis
HEMS	Sistema de Gerenciamento de Energia Residencial, do inglês, <i>Home Energy Management System</i>
HRES	Sistema Híbrido de Energia Renovável, do inglês, <i>Hybrid Renewable Energy System</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LP	Programação Linear, do inglês, <i>Linear Programming</i>
LTI	Sistema Linear Invariante no Tempo, do inglês, <i>Linear Time-Invariant System</i>
MAPE	Erro Percentual Médio Absoluto, do inglês, <i>Mean Absolute Percent Error</i>
MG	Microrrede, do inglês, <i>Microgrid</i>
MILP	Programação Linear Inteira Mista, do inglês, <i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MP	Programação Matemática, do inglês, <i>Mathematical Programming</i>
MPC	Controle Preditivo Baseado em Modelo, do inglês, <i>Model Predictive Control</i>
P2P	Energia Ponto a Ponto, do inglês, <i>Peer-to-Peer Energy</i>
PACF	Função de Correlação Parcial, do inglês, <i>Partial Correlation Function</i>
PIS	Programa de Integração Social
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração de Distribuída de Energia Elétrica
RMSE	Raiz do Erro Quadrático Médio, do inglês, <i>Root Mean Square Error</i>

SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SIMEPAR	Sistema Meteorológico do Paraná
SOC	Estado de Carga, do inglês, <i>State of Charge</i>
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
US	<i>Universidad de Sevilla</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

ÍNDICES E CONJUNTOS

$n \in N$	Horizonte de tempo [0-24h]
$n_{ld} \in N_{ld}$	Conjunto de cargas elétricas $N_{ld} = \{Gelad, Fzr, Ilum, Chuv, Ac, Mondas, TV, Bba, Not, Lroup\}$
$P_{ld} \in N_{ld}$	Potência das cargas elétricas
$k, t \in N$	Iteração e período amostral

PARÂMETROS

A_{PV}	Área dos módulos fotovoltaicos (m^2)
M	Representação usada para formulação Big M
P_{maxGS}	Potência máxima fornecida pela rede concessionária (kW)
P_{maxInv}	Potência máxima do inversor (kW)
$\beta_1, \beta_2, \beta_3$	Parâmetros para cálculo da máxima potência de carga da bateria.
ρ_1, ρ_2, ρ_3	Parâmetros para representação de equações de estado do modelo químico cinético da bateria
$\epsilon_1, \epsilon_2, \epsilon_3$	Parâmetros para representação de equações de estado do modelo químico cinético da bateria
k_{bat}	Constante de velocidade que indica o quão rápido a bateria pode converter a energia limite em energia disponível ($1/h$)
c	Percentual da capacidade que pode ser convertida em carga
q_{max}	Capacidade máxima da bateria (Ah)
q_1	Carga disponível no modelo químico cinético da bateria (Ah)
q_2	Carga limite no modelo químico cinético da bateria (Ah)
q_t	Carga armazenada na bateria (Ah)
Q_1	Energia disponível da bateria (kWh)
Q_2	Energia limite da bateria (kWh)
Q_{max}	Energia máxima da bateria (kWh)
Q_{min}	Energia mínima da bateria (kWh)
Q_n	Energia nominal da bateria (kWh)
η_{PV}	Eficiência do sistema fotovoltaico
$\eta_{Bat_{carga}}$	Eficiência de carga da bateria
$\eta_{Bat_{desc}}$	Eficiência de descarga da bateria
η_{Inv}	Eficiência do Inversor
$Slots_{obg}$	Quantidade de <i>slots</i> de tempo que a carga elétrica obrigatoriamente deve ser ativa durante o dia

$Slots_{min}^{on}$	Quantidade mínima de <i>slots</i> de tempo que a carga elétrica deve permanecer ativa, após ser ativa
$Slots_{min}^{off}$	Quantidade mínima de <i>slots</i> de tempo que a carga elétrica deve permanecer desativada, após ser desativada
W_{op}	Janela de operação das cargas elétricas
T_{ap}	Tarifa aplicada ($R\$/kWh$)
T_p	Tarifa de ponta ($R\$/kWh$)
T_{int}	Tarifa de ponta ($R\$/kWh$)
T_{fp}	Tarifa de ponta ($R\$/kWh$)
H_{fp}^{inf1}	Horário fora de ponta inferior 1
H_{fp}^{sup1}	Horário fora de ponta superior 1
H_{fp}^{inf2}	Horário fora de ponta inferior 2
H_{fp}^{sup2}	Horário fora de ponta superior 2
H_{int}^{inf}	Horário intermediário inferior
H_{int}^{sup}	Horário intermediário superior
H_p^{inf}	Horário de ponta inferior
H_p^{sup}	Horário de ponta superior
α_i	Coefficiente de ponderação da função custo
δ_i	Coefficiente de ponderação da função custo
λ_i	Coefficiente de ponderação da função custo
N_p	Horizonte de predição
N_u	Horizonte de controle
$SOC_{pb,min}$	Estado de carga mínimo das baterias de chumbo-ácido (%)
$SOC_{pb,max}$	Estado de carga máximo das baterias de chumbo-ácido (%)
$SOC_{li,min}$	Estado de carga mínimo das baterias de íon-lítio (%)
$SOC_{li,max}$	Estado de carga máximo das baterias de íon-lítio (%)
$PB_{li,min}$	Potência mínima do SAE das baterias de íon-lítio
$PB_{li,max}$	Potência máxima do SAE das baterias de íon-lítio
$P_{grid,min}$	Potência mínima da rede elétrica da concessionária
$P_{grid,max}$	Potência máxima da rede elétrica da concessionária
$P_{load,min}$	Potência mínima das cargas elétricas
$P_{load,max}$	Potência máxima das cargas elétricas
$\Delta PB_{li,min}$	Incremento mínimo de potência do SAE das bateria de íon-lítio
$\Delta PB_{li,max}$	Incremento máximo de potência do SAE das bateria de íon-lítio
$\Delta P_{grid,min}$	Incremento mínimo de potência da rede elétrica da concessionária
$\Delta P_{grid,max}$	Incremento máximo de potência da rede elétrica da concessionária
$\Delta P_{load,min}$	Incremento mínimo de potência das cargas elétricas
$\Delta P_{load,max}$	Incremento máximo de potência das cargas elétricas
CC_{bat}^{pb}	Custo de aquisição das baterias de chumbo-ácido ($R\%$)
CC_{bat}^{li}	Custo de aquisição das bateria de íon-lítio ($R\%$)

C_{bat}^{pb}	Capacidade das baterias de chumbo-ácido (kWh)
C_{bat}^{li}	Capacidade das baterias de íon-lítio (kWh)
$Cycles_{bat}^{pb}$	Ciclos de vida das baterias de chumbo-ácido
$Cycles_{bat}^{li}$	Ciclos de vida das baterias de íon-lítio
η_{bat}^{pb}	Eficiência de carga/descarga das baterias de chumbo-ácido
η_{bat}^{li}	Eficiência de carga/descarga das baterias de íon-lítio
$Cost_{degr}$	Custo de degradação ($R\$/W^2h$)
V_{CCbus}	Nível de tensão do barramento CC

VARIÁVEIS CONTÍNUAS

$Irrad$	Irradiância (W/m^2)
P_{GS}	Potência fornecida pela rede concessionária (kW)
P_{GC}	Potência exportada para rede concessionária (kW)
P_{PVreal}	Potência real do sistema fotovoltaico (kW)
P_{PVprev}	Potência prevista pelo sistema fotovoltaico (kW)
E_{PV}	Erro entre o valor real e o valor previsto de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico
I_B	Corrente de carga do SAE (A)
P_{cargas}	Potência das cargas elétricas (kW)
PBS	Potência fornecida pela bateria (kW)
PBC	Potência consumida pela bateria (kW)
PBS_{BCC}	Potência fornecida pelo banco de bateria para o barramento CC
PBC_{BCC}	Potência consumida pelo banco de bateria para o barramento CC
$P_{invS_{BCC}}$	Potência fornecida ao barramento CC via inversor
$P_{invC_{BCC}}$	Potência consumida pelo barramento CC via inversor
$P_{invS_{BCA}}$	Potência fornecida ao barramento CA via inversor
$P_{invC_{BCA}}$	Potência consumida pelo barramento CA via inversor
T_s	período amostral
u	Ação de controle
Δu	Incremento da ação de controle
x	Estados do sistema
y	Variáveis controladas
d	Distúrbio do sistema
Γ	Tarifa de energia ($R\$/kWh$)
SOC_{pb}	Estado de carga das baterias de chumbo-ácido (%)
SOC_{li}	Estado de carga das baterias de íon-lítio (%)
PB_{pb}	Potência consumida/fornecida pelas baterias de chumbo-ácido (kW)
PB_{li}	Potência consumida/fornecida pelas baterias de íon-lítio (kW)
P_{grid}	Potência consumida/fornecida pela rede concessionária (kW)

P_{gen}	Potência gerada pelas FERs (kW)
P_{loads}	Potência do perfil de consumo de carga (kW)
P_{dem}	Potência da demanda de carga (kW)
ΔPB_{li}	Incremento do SAE das baterias de íon-lítio
ΔP_{grid}	Incremento da rede elétrica da concessionária
ΔP_{load}	Incremento das cargas elétricas
J	Função custo
J_{grid}	Função custo da rede elétrica da concessionária
J_{SOC}^{pb}	Função custo do SAE das baterias de chumbo-ácido
J_{SOC}^{li}	Função custo do SAE das baterias de íon-lítio
J_{bat}^{pb}	Função custo operacional das baterias de chumbo-ácido
J_{bat}^{li}	Função custo operacional das baterias de íon-lítio
J_{loads}	Função custo das cargas elétricas

VARIÁVEIS BINÁRIAS

δ_{ld}	1: Cargas ativadas; 0: Cargas desativadas
BC	1: SAE carregando; 0: Condição neutra
BS	1: SAE descarregando; 0: Condição neutra
GC	1: Rede concessionária consumindo; 0: Condição neutra
GS	1: Rede conceccionária fornecendo; 0: Condição neutra
$InvC_{BCA}$	1: Inversor consumindo do barramento CA para o barramento CC; 0: Condição neutra
$InvS_{BCA}$	1: Inversor fornecendo do barramento CA para o barramento CC; 0: Condição neutra
$InvC_{BCC}$	1: Inversor consumindo do barramento CC para o barramento CA; 0: Condição neutra
$InvS_{BCC}$	1: Inversor fornecendo do barramento CC para o barramento CA; 0: Condição neutra
θ	1: Cargas ativadas no intervalo da manhã; 0: Cargas desativadas
σ	1: Cargas ativadas no intervalo da noite; 0: Cargas desativadas
Ld_{on}	1: Se a carga n_{ld} ativou; 0: Caso contrário
Ld_{off}	1: Se a carga n_{ld} desativou; 0: Caso contrário

VARIÁVEIS INTEIRAS

Ld_{ls}	Quantidade de <i>slots</i> que a carga permanece ativada
Ld_{ds}	Quantidade de <i>slots</i> que a carga permanece desativada

SUMÁRIO

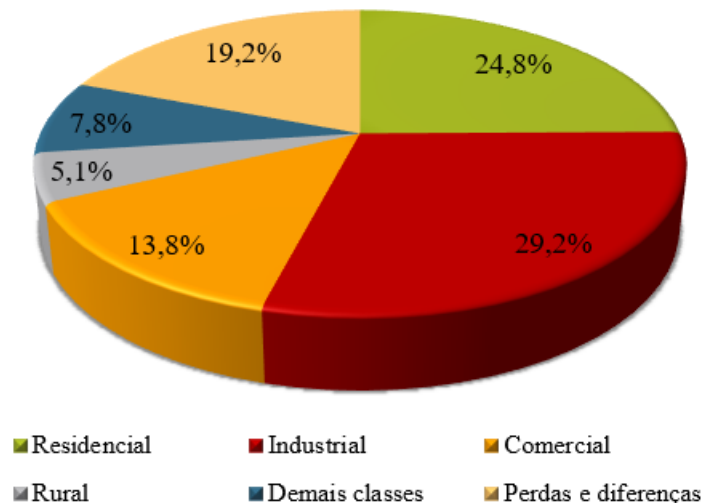
1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO DA TESE	21
1.2	OBJETIVOS	23
1.2.1	Objetivo Geral	23
1.2.2	Objetivos Específicos	24
1.3	CONTRIBUIÇÕES / PUBLICAÇÕES	24
1.4	ORGANIZAÇÃO DA TESE	25
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E TRABALHOS RELACIONADOS	27
2.1	INTRODUÇÃO	27
2.2	PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA	27
2.2.1	Programação Linear Inteira Mista	28
2.3	CONTROLE PREDITIVO BASEADO EM MODELO (MPC)	29
2.4	MICRORREDES	32
2.5	GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL	33
2.6	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	35
2.6.1	Resposta à Demanda	38
2.7	MODELOS DE PREVISÃO	41
2.8	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	43
2.9	SISTEMA TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	45
2.9.1	Estrutura Tarifária	45
2.9.2	Modalidade Tarifária	45
2.9.3	Posto Tarifário	48
2.9.4	Tributos	49
2.9.5	Bandeiras Tarifárias	50
2.10	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	51
3	MODELAGEM DA MICRORREDE	52
3.1	INTRODUÇÃO	52
3.2	MODELO DAS CARGAS	53
3.3	MICRO-GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	54
3.3.1	Cálculo da Energia Produzida pelos Módulos Fotovoltaicos	55
3.4	MODELO DE PREVISÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	57
3.4.1	Previsão de Energia Fotovoltaica	57
3.4.2	Resultados do Modelo de Previsão	60
3.5	MODELO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	64
3.5.1	Resultados no Modelo da Unidade de Armazenamento	66
3.6	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	68
4	ABORDAGEM MILP COM GERENCIAMENTO DE CARGAS	70
4.1	INTRODUÇÃO	70
4.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	70
4.2.1	Características técnicas e aspectos econômicos	71
4.2.1.1	Características Técnicas	72
4.2.1.2	Aspectos Econômicos	73

4.3	MODELO MILP APLICADO AO HEMS	74
4.3.1	Função Objetivo MILP	74
4.3.1.1	Termo 1 da Função objetivo para o posto tarifário fora de ponta	76
4.3.1.2	Termo 2 da Função objetivo para o posto tarifário intermediário	76
4.3.1.3	Termo 3 da Função objetivo para o posto tarifário de ponta	76
4.3.2	Formulação para Gerenciamento de Cargas	77
4.3.3	Restrições Operacionais	80
4.3.3.1	Restrições de Operação do SAE	80
4.3.3.2	Restrições do Fluxo de Potência entre os Barramentos B_{CC} e B_{CA}	82
4.4	RESULTADOS COMPUTACIONAIS	87
4.4.1	Características Técnicas	87
4.4.2	Aspectos Econômicos (Tarifas de Aplicação)	89
4.4.3	Resultados do Modelo MILP Proposto	90
4.4.3.1	Resultados do Estudo de Caso 1	91
4.4.3.2	Resultados do Estudo de Caso 2	97
4.5	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	102
5	ABORDAGEM MPC COM RESPOSTA À DEMANDA	105
5.1	INTRODUÇÃO	105
5.2	DESCRIÇÃO DA MICRORREDE EXPERIMENTAL	105
5.3	CONTROLE PREDITIVO BASEADO EM MODELO PARA DSM	112
5.3.1	Objetivo do Controle	112
5.3.2	Arquitetura de Controle MPC	113
5.3.3	Modelo Linear da Microrrede Experimental	114
5.3.4	Restrições Operacionais	115
5.3.5	Estimação do Estado de Carga	116
5.3.6	Redução de Cargas (Curtailment Loads)	116
5.3.7	Função Custo MPC	117
5.3.7.1	Função Custo da Rede Elétrica	119
5.3.7.2	Função Custo do SAE	119
5.3.7.3	Função Custo das Cargas Elétricas	120
5.4	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	122
5.4.1	Resultados Experimentais para um dia Ensolarado	124
5.4.2	Resultados Experimentais para um dia Nublado	126
5.4.3	Resultados Experimentais para um dia com Vento	127
5.5	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	130
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	131
6.1	TRABALHOS FUTUROS	133
	REFERÊNCIAS	134

1 INTRODUÇÃO

O rápido aumento da demanda de energia elétrica devido ao desenvolvimento tecnológico dos equipamentos eletroeletrônicos nos últimos anos e as constantes mudanças na estrutura de preços e mercado, têm causado diversos problemas e desafios para os sistemas de distribuição de energia elétrica. Parte considerável dessa demanda ocorre na área residencial que apresenta um consumo variável ao longo do dia com picos quando a maioria das residências utilizam várias cargas elétricas ao mesmo tempo. A Figura 1 apresenta a média de consumo de energia elétrica no Brasil para 12 meses que correspondem entre Julho de 2020 e Julho de 2021.

Figura 1 – Consumo médio de energia elétrica no Brasil para 12 meses



Fonte: MME (2021).

Nota-se que no Brasil o consumo residencial causa um grande impacto na matriz energética nacional correspondendo a aproximadamente 25% do consumo de energia elétrica. Neste contexto, o uso de Fontes de Energias Renováveis (FERs) como energia eólica e energia fotovoltaica que apresentam geração intermitentes vêm ganhando cada vez mais representatividade, tanto no cenário internacional, quanto no cenário nacional, uma vez que a degradação ambiental promovida pela produção de energia derivada de geradores poluentes, mudanças climáticas e a diminuição de reservas de combustíveis fósseis são as principais ameaças ao uso sustentável de energias convencionais. De acordo com o Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia, em Agosto de 2021, o Brasil possui 10.426 MW de capacidade instalada referente a energia solar fotovoltaica, correspondendo à 3.730,3 MW de geração centralizada e 6.695,8 MW de geração distribuída, locados em 581.930 unida-

des. Isso reflete num aumento de 62% da capacidade instalada referente à geração fotovoltaica distribuída quando comparado ao mesmo mês do ano anterior (MME, 2021).

Um importante incentivo para se alcançar a expansão da geração distribuída evidenciada anteriormente, foi o lançamento em 2015 do Programa de Desenvolvimento da Geração de Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) pelo Ministério de Minas e Energia, que ampliou e aprofundou as ações de estímulo para os consumidores se tornarem geradores de energia, possibilitando a redução de gastos com a eletricidade, com base nas FERs, sendo enquadrados em microgeração e minigeração distribuída. Um aspecto positivo que contribui com o ProGD é que o Brasil apresenta fatores climáticos favoráveis, com sol e ventos abundantes, o que beneficia a geração distribuída, que tem como característica a predominância de fontes limpas e renováveis como a fotovoltaica e a eólica, estando em concordância com o objetivo que tem sido traçado no mundo, de ter uma produção de energia limpa e sustentável, contribuindo com a redução da emissão dos gases que causam o efeito estufa.

Tais incentivos à geração distribuída se justificam também pelo potencial de benefícios que podem ser proporcionados ao sistema elétrico uma vez que as unidades geradoras distribuídas estão localizadas próximas aos centros de consumo. Dentre eles destacam-se: a diversificação da matriz energética, o baixo impacto ambiental, a redução de carregamento da rede, o aumento da confiabilidade no fornecimento, a minimização de perdas além de postergar investimento de expansão do sistema (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2016). Outro aspecto interessante, é que o consumidor-gerador (ou Prosumidor, termo oriundo do inglês *Prosumer - Producer and Consumer*) pode participar ativamente na solução do problema de abastecimento energético passando de um simples usuário a um maior protagonismo, contribuindo com a matriz energética produzindo sua própria energia e criando também uma consciência voltada ao consumo eficiente.

Essa maior interação entre prosumidor e a rede de distribuição da concessionária se dá por meio da integração e operação coordenada de fontes de geração distribuída, FERs, juntamente com Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) e cargas elétricas que resultam no conceito de microrrede, que pode operar de modo isolado ou conectado a rede da concessionária sendo possível também intercambiar energia (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007). Estas microrredes podem ser classificadas em duas categorias: microgeração distribuída que corresponde a centrais geradoras com potência menor ou igual 75kW; ou minigeração distribuída que são centrais com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor

ou igual a 5MW para cogeração qualificada (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012).

1.1 MOTIVAÇÃO DA TESE

Devido à ampla diversificação do potencial energético do Brasil, os incentivos para o desenvolvimento da microgeração e minigeração distribuída foram tardios quando comparados a países europeus e asiáticos que têm o uso massivo de FERs por parte dos consumidores de energia elétrica por possuírem um cenário energético distinto do Brasil. Contudo, com o passar dos anos, a evolução demográfica e o crescimento das atividades econômicas têm resultado num constante aumento do consumo de energia elétrica em todo país. Diante desse quadro, se faz necessário a análise de alternativas que respondam à necessidade de expansão e diversificação dos parques geradores elétricos do Brasil - e é nesse contexto que estão inseridas as pequenas centrais geradoras (micro e minigeração distribuída) (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2016).

Os intensos estímulos governamentais, combinados com as altas tarifas de energia, a boa disponibilidade de ventos e radiação solar juntamente com a redução internacional nos preços de geradores eólicos e módulos fotovoltaicos contribuíram para um aumento considerável de microrredes residenciais no Brasil nos últimos anos, com prosumidores buscando usufruir de benefícios econômicos e reduzindo a fatura de energia elétrica. Porém, o caráter intermitente das fontes que compõem as microrredes e suas constantes variações no fornecimento de energia prejudicam o atendimento contínuo da demanda, e para operações em larga escala, faz-se necessário que o sistema elétrico de distribuição desenvolva meios adequados para compensar os efeitos da inconstância na disponibilidade de energia.

Uma solução utilizada para resolver o problema do fornecimento intermitente causado pelo uso de FERs nas microrredes que implicam no cumprimento das demandas, é a adição de um SAE, uma vez que atuam como fontes complementares que atendem as demandas do prosumidor durante os períodos em que as FERs não estão gerando ou até mesmo em horários em que a tarifa de energia fornecida pela rede da concessionária é mais custosa. Contudo, para extrair o máximo dos recursos energéticos e alcançar os benefícios econômicos da integração dos elementos faz-se necessário o desenvolvimento de estratégias de controle e gerenciamento eficientes para coordenar o fluxo de energia e a operação dos componentes que fazem parte da microrrede.

Neste contexto, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda, do inglês, *Demand-Side Management* (DSM) têm assumido vital importância para melhorar a gestão da demanda e o gerenciamento energético, buscando o equilíbrio entre as redes concessionárias e os prosumidores por meio de atividades de planejamento, programação e monitoramento das concessionárias de energia elétrica, estimulando os consumidores a modificar seu nível e padrão de uso de eletricidade (GELAZANSKAS; GAMAGE, 2014). A aplicação do DSM em uma microrrede residencial resulta em um Sistema de Gerenciamento de Energia Residencial, do inglês, *Home Energy Management System* (HEMS) uma vez que é necessário controlar e gerenciar a operação de todos os dispositivos que compõem o sistema, bem como, o fluxo de potência entre eles.

Recentemente, diversos trabalhos têm se dedicado ao estudo do DSM, sendo abordado por vários pontos de vista, como: eficiência energética, análise de falhas operacionais, benefícios econômicos para diferentes sistemas tarifários, análise do conforto residencial e preferências dos consumidores, entre outros (PANDA *et al.*, 2021; SHAREEF *et al.*, 2018). Entretanto, alguns estudos como em Hosseini *et al.* (2021) consideram as abordagens do DSM apenas em nível de simulação. Já em López-Salamanca *et al.* (2018), é destacado o gerenciamento do HEMS para diferentes modalidades de tarifação não considerando o gerenciamento de cargas elétricas. Em Kumar *et al.* (2021), o estudo se dedica somente aos benefícios econômicos da compra e venda de energia para a rede da concessionária não levando em conta a degradação dos equipamentos e as restrições operacionais do todo o sistema, que são desafios importantes a serem superados em aplicações reais. Neste contexto, esta tese procura preencher estas lacunas em duas abordagens de HEMS voltados para o DSM, sendo a primeira uma proposta de alocação operacional das cargas elétricas residenciais de maneira ótima, auxiliando o prosumidor no planejamento e tomadas de decisão no consumo residencial, e a segunda propondo uma estratégia de controle e gerenciamento, aplicando o conceito de Resposta à Demanda, do inglês, *Demand Response* (DR), especificamente o *curtailment loads*, do inglês, redução de cargas, que ocorrem durante períodos pré-definidos entre o prosumidor e a concessionária de energia.

Para tal, são empregadas técnicas de otimização e controle que apresentam grande potencial para resolver problemas abertos no campo do gerenciamento de energia em microrredes, que são: a Programação Linear Inteira Mista, do inglês, *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) e o Controle Preditivo Baseado em Modelo, do inglês, *Model Predictive Control* (MPC). A MILP é uma técnica de otimização que se baseia na especificação algébrica de um conjunto de alternativas factíveis para a solução de um problema, usando uma função objetivo como critério

de decisão, que permite estabelecer alvos como por exemplo, um consumo mínimo de energia da rede elétrica da concessionária. Para isso, em seu modelo são consideradas variáveis de decisão inteiras e contínuas, que possibilitam relacionar o fornecimento ou consumo de energia de um dispositivo respeitando um conjunto de igualdades e desigualdades lineares (WILLIAMS, 2013). O MPC é uma técnica de controle que apresenta uma estrutura simples que incorpora um mecanismo de realimentação e permite ao sistema enfrentar incertezas e perturbações. Esta técnica é capaz de tratar restrições físicas e, portanto, pode facilmente incorporar a geração e previsão de demanda. Finalmente, o MPC é baseado no comportamento futuro do sistema, que é uma questão fundamental para o desenvolvimento de modelos que dependam da previsão de demanda e geração de energia renovável, como os sistemas DSM (BORDONS *et al.*, 2019b).

Diante do exposto, fica evidente a necessidade de se estudar e desenvolver estratégias de HEMS que viabilizem alternativas de DSM que possibilitem readequar a demanda, segundo o fornecimento das FERs e a variação das tarifas de energia elétrica, beneficiando os prosumidores e as redes de distribuição.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral e os objetivos específicos desta tese de doutorado são apresentados a seguir:

1.2.1 Objetivo Geral

Esta tese tem por objetivo propor estratégias de gerenciamento e controle para um HEMS combinando técnicas de DSM aplicadas em microrredes residenciais, de modo que permita ao prosumidor maximizar os benefícios econômicos e recursos energéticos oriundos de FERs e minimizar o consumo de energia da rede concessionária local da qual é cliente. As estratégias desenvolvidas consideram ainda restrições técnicas, operacionais e normativas no contexto Brasileiro, aumentando a flexibilidade do sistema, afim de atingir objetivos definido a priori.

Desta forma, neste trabalho são propostas duas estratégias: a primeira propõe o uso da técnica de MILP no gerenciamento de uma microrrede computacional que resulta no fornecimento de cenários operacionais que auxiliem o prosumidor na tomada de decisão quanto o planejamento no uso de seus dispositivos eletroeletrônicos residenciais; a segunda estratégia propõe o uso da técnica MPC no gerenciamento e controle efetivo do fluxo de potência entre

os elementos que compõem uma microrrede experimental promovendo cortes de cargas que resultam na redução de demanda de eletricidade em horários pré-definidos.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos para atingir o objetivo geral se dividem da seguinte forma:

- Identificar as principais características técnicas e operacionais que contextualizam o problema de estudo;
- Estudar os aspectos relacionados à micro-geração e às diretrizes do sistema tarifário de energia elétrica Brasileiro;
- Estudar e desenvolver os modelos matemáticos que permitam descrever a dinâmica dos elementos que compõem as microrredes residenciais consideradas em cada abordagem: sistema fotovoltaico e eólico, sistema de armazenamento de energia e cargas elétricas;
- Formular e desenvolver modelos matemáticos aplicando as técnicas de MILP e MPC que permitam o controle e gerenciamento da energia incluindo o gerenciamento das cargas residenciais, considerando restrições técnicas e operacionais, de modo a maximizar os benefícios econômicos das microrredes;
- Implementar e validar os modelos de controle e gerenciamento propostos para o gerenciamento do fluxo de energia e gerenciamento de cargas elétricas;
- Obter resultados através de simulação computacional e validação experimental para as formulações propostas nesta tese de doutorado.

1.3 CONTRIBUIÇÕES / PUBLICAÇÕES

Como consequência dos estudos desenvolvidos nesta tese, publicações em revistas e congressos internacionais dos resultados obtidos foram realizadas:

- V. A. Freire, L. V. R. de Arruda, C. Bordons and G. Teno, "Home Energy Management for a AC/DC Microgrid Using Model Predictive Control", **International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)**, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849077.

- V. A. Freire, J. J. Márquez, C. Bordons, A. Zafra-Cabeza and L. V. R. de Arruda, "Energy Management System for Microgrid Considering Operational Failures in Power Supply", **International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)**, Istanbul, Turquia, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST48500.2020.9203115.
- V. A. Freire, L. V. R. de Arruda, C. Bordons and J. J. Márquez, "Optimal Demand Response Management to Residential Microgrid using Model Predictive Control". **IEEE ACCESS**, vol. 8, pp. 228264-228276, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3045459.

Demais trabalhos que consideram resultados desta tese já se encontram em fase de escrita para futuras publicações.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Esta tese é dividida em seis capítulos e está organizada da seguinte forma: O presente Capítulo faz uma introdução ao tema da tese. O Capítulo 2 apresenta conceitos sobre MILP, modelos de previsão e MPC que serão utilizados na formulação e resolução dos problemas de gerenciamento e controle dos recursos energéticos e cargas residenciais presentes na microrrede. Evidencia-se ainda o estado da arte sobre microrredes, HEMS, DSM, relacionando trabalhos presentes na literatura. Por fim, são evidenciadas as diretrizes e obrigatoriedades do Sistema Tarifário de Energia Elétrica Brasileiro.

Em seguida, no Capítulo 3, é exposto os submodelos dos elementos presentes na microrrede residencial considerada no estudo e utilizada no Capítulo 4. São apresentados o desenvolvimento dos modelos da micro-geração fotovoltaica, previsão de potência do sistema fotovoltaico, comportamento dinâmico do SAE e definição das cargas elétricas que irão compor o conjunto de eletrodomésticos juntamente com os parâmetros operacionais.

O Capítulo 4 reporta a formulação do HEMS combinado com estratégias de DSM que resulta na solução de um problema MILP. Neste capítulo também é apresentado as características técnicas e aspectos econômicos dos elementos que fazem parte da microrrede proposta e o desenvolvimento da função objetivo juntamente com a definição e elaboração das restrições técnicas operacionais do sistema a partir de parâmetros definidos pelos fabricantes. Por fim, são evidenciados os resultados computacionais obtidos que apresentam dois estudos de caso para diferentes condições climáticas (verão e inverno).

No Capítulo 5 é proposto um HEMS juntamente com uma estratégia de DSM MPC para gerenciar os recursos de energia de uma microrrede residencial experimental combinada com técnicas de DR, como a redução de carga, que promove a redução de curto prazo da demanda de energia elétrica em horários pré-definidos. Como resultado, a estratégia proposta é validada em uma plataforma experimental de microrrede baseada em energia renovável para diferentes condições climáticas.

Por fim, o Capítulo 6 expõe as considerações finais, bem como, as principais contribuições do problema de gerenciamento de energia e cargas elétricas residenciais. Além disso, sugestões de futuras pesquisas são apresentadas ao leitor interessado em dar continuidade ao trabalho desenvolvido.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E TRABALHOS RELACIONADOS

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados, como forma de revisão, alguns conceitos sobre Programação Matemática, do inglês, *Mathematical Programming* (MP), Programação Linear, do inglês, *Linear Programming* (LP), MILP, modelos de previsão e MPC que serão utilizados na formulação e resolução dos problemas de gerenciamento e controle dos recursos energéticos e cargas residenciais presentes na microrrede. Evidencia-se ainda o estado da arte sobre microrredes, HEMS, DSM, relacionando trabalhos presentes na literatura. Por fim, são evidenciadas as diretrizes e obrigatoriedades do Sistema Tarifário de Energia Elétrica Brasileiro.

2.2 PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA

A Programação Matemática é um ramo da pesquisa operacional que compreende uma ampla gama de problemas na qual utiliza-se modelos matemáticos, em particular modelos de otimização definidos por um conjunto de restrições de igualdade e/ou desigualdade, para solução de problemas de dimensões finitas, auxiliando nas escolhas de uma possível ação. Os problemas da programação matemática encontram aplicações em várias áreas onde são necessárias tomadas de decisões do mundo real, ou seja, na resolução de inúmeros problemas de programação (*scheduling*), planejamento (*planning*), designação e sequenciamento de tarefas presentes nos processos de produção, bem como, problemas de gerenciamento de fluxo.

Um problema de programação matemática pode ser formulado da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max (ou Min)} \quad z(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\
 & \text{s.a.} \quad g(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = 0 \\
 & \quad \quad h(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \leq 0 \\
 & \quad \quad x_i \in W
 \end{aligned} \tag{1}$$

onde z é a função objetivo a ser maximizada ou minimizada, as funções g e h formam o conjunto de restrições e x_i para $i = \{1, \dots, n\}$ são variáveis pertencentes ao conjunto W , que forma o domínio ou espaço de busca do problema.

Para cada tipo de modelo matemático existem diversas técnicas e métodos de otimização

conhecidas que podem ser aplicadas, de acordo com a natureza das variáveis apresentadas pelo problema. Problemas de programação matemática podem ser classificados como Programação Linear, Programação Não-Linear, Programação Linear Inteira Mista ou Programação Não-Linear Inteira Mista (GOLDBARG; LUNA, 2005). Dentre as técnicas citadas, duas se destacam pela sua aplicabilidade em diversos tipos de problemas, que são a LP e MILP.

2.2.1 Programação Linear Inteira Mista

A Programação Linear Inteira Mista (MILP) permite construir modelos matemáticos que apresentam variáveis reais e variáveis que devem assumir somente valores discretos (inteiros e/ou binários), que normalmente são utilizadas na solução de problemas que envolvem tomada de decisão (WILLIAMS, 2013).

Dentre os métodos utilizados para obter a solução de modelos MILP, destacam-se:

- *Cutting planes*: são geradas novas restrições, denominadas de cortes, que reduzem, a cada passo do processo, a região viável do espaço de busca, até encontrar uma solução inteira ótima, proposto por Gomory (1958);
- *Branch and Bound (B&B)*: Este método, o mais comum para resolução de problemas MILP, foi proposto por Land e Doig (1960). Consiste na ideia de desenvolver uma enumeração sistemática das soluções candidatas à solução ótima inteira, apenas uma fração das soluções factíveis é realmente examinada. O termo *branch* refere-se ao fato de que o método efetua partições no espaço das soluções e o termo *bound* ressalta que a prova da otimalidade da solução utiliza limites calculados ao longo da enumeração (NEMHAUSER; WOLSEY, 2014). Devido ao procedimento usado para dividir o espaço de busca não ser único, existem ainda variações do método, como o *branch and cut* que utiliza planos de cortes na Programação Linear Relaxada- o *branch and price* que se concentra na geração de colunas que podem ser adicionadas ao relaxamento da LP entre outros (PADBERG; RINALDI, 1991; BARNHART *et al.*, 1998; GOMES, 2011).

Conforme Magatão (2005), uma formulação geral para a abordagem MILP é descrita como:

$$\min \sum_{j \in J} C_j x_j + \sum_{i \in I} C_i \delta_i \quad (2a)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{j \in J} a_{kj} x_j + \sum_{i \in I} a_{ki} \delta_i \{ \rho \} b_k, \quad \forall k \in K \quad (2b)$$

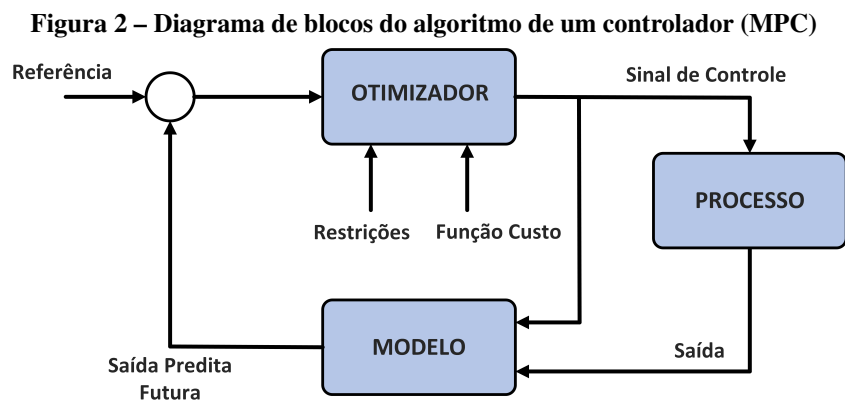
$$x_j \geq 0, \quad \forall j \in J \quad (2c)$$

$$\delta_j \in Z_+, \quad \forall i \in I \quad (2d)$$

em que C_j e C_i são os parâmetros de custo das variáveis contínuas x_j e binárias δ_i , respectivamente; a_{kj} e a_{ki} são parâmetros de restrição das variáveis contínuas e binárias; e b_k os requerimentos do modelo. O conjunto de variáveis contínuas é dado por J , o conjunto de variáveis inteiras é representado por I , e K o de restrições. Já ρ denota as relações matemáticas de desigualdade e igualdade. Para a formulação de modelos de maximização a partir de uma função objetivo de minimização, é possível multiplicar por (-1) a expressão matemática na função objetivo, obtendo o valor de máximo desejado (MAGATÃO, 2005; SALAMANCA, 2018).

2.3 CONTROLE PREDITIVO BASEADO EM MODELO (MPC)

MPC é uma técnica de controle que utiliza modelos para prever o comportamento futuro do processo, e partir das previsões, minimizar uma função de custo que pondera o erro de seguimento de referências e as ações de controle considerando um conjunto de restrições nas variáveis envolvidas (CAMACHO; BORDONS, 2013). A Figura 2 apresenta o diagrama de blocos de um controlador MPC onde é possível observar o bloco do modelo que tem a função de calcular as previsões e o bloco do otimizador, que calcula a cada passo, a ação de controle.



Fonte: Adaptado de Dietrich (2020).

Dentro das técnicas avançadas de controle, o MPC tem sido uma estratégia com ampla aceitação tanto no meio acadêmico quanto nas indústrias por apresentar várias vantagens se comparado a alternativas de controle multivariável existentes. O MPC tem a capacidade de lidar com plantas mono e multivariáveis, inclui diretamente a realimentação e o controle *feedforward* na sua formulação e permite a compensação intrínseca de atrasos de transporte (NORMEY-RICO; CAMACHO, 2007).

A formalização dos algoritmos MPC surgiu na década de 1970 com alguns trabalhos que utilizavam previsões baseadas em modelo para controlar processos industriais, tornando essa estratégia de controle rapidamente popular devido à simplicidade do algoritmo e ao uso de modelos de resposta ao impulso ou degrau utilizados que, embora possuam muito mais parâmetros do que as formulações no espaço de estado, geralmente são preferidos por serem mais intuitivos e exigirem menos informações a priori para a sua identificação (CAMACHO; BORDONS, 2013). Assim, a formulação clássica dos controladores MPC utilizam modelos descritos em função de Δu , ou seja, do incremento da ação de controle durante o período de amostragem.

Uma das maneiras de se modelar um sistema é através da técnica de espaço de estados, cuja formulação incremental utilizando o modelo de previsão aumentado pode ser descrito por

$$\begin{bmatrix} \hat{x}(i+1) \\ u(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{x}(i) \\ u(i-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ I \end{bmatrix} \Delta u(i) \quad (3)$$

$$\hat{y}(i) = \begin{bmatrix} C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{x}(i) \\ u(i-1) \end{bmatrix} \quad (4)$$

onde as entradas e saídas clássicas da modelagem por espaço de estados são representadas pelas matrizes A , B e C de dinâmica, $\hat{x}(i)$ as previsões dos estados, $u(i)$ as ações de controle, $\hat{y}(i)$ a saída do sistema e $\Delta u(i) = u(i) - u(i-1)$.

Assim, problemas de controle ótimo resolvidos pela técnica MPC correspondem a calcular um sinal de controle ótimo u^* que permita minimizar uma função de custo J para cada período amostral, que pode ser definido como,

$$\min_{\Delta u} J = \sum_{i=1}^{Np} \delta(i) [\hat{y}(t+i|t) - w(t+i)]^2 + \sum_{i=1}^{Nu} \lambda(i) [\Delta u(t+i-1)]^2 \quad (5a)$$

$$\text{s.a.} \quad \hat{x}(i+1) = f(\hat{x}(i), u(i)), \quad \forall i \in [0, Np] \quad (5b)$$

$$\hat{x}(0) = x(k) \quad (5c)$$

$$\hat{x}(i) \in \mathcal{X}, \quad \forall i \in [0, Np] \quad (5d)$$

$$u(i) \in \mathcal{U}, \quad \forall i \in [0, Nu] \quad (5e)$$

sendo, $\hat{x}(i)$ as predições dos estados, $w(i)$ os valores de referência para os estados, $\Delta u(i)$ os incrementos da ação de controle resultantes do problema de otimização, Np o horizonte de predição, Nu o horizonte de controle e \mathcal{X} e \mathcal{U} os conjuntos de estados e ações de controle possíveis, respectivamente.

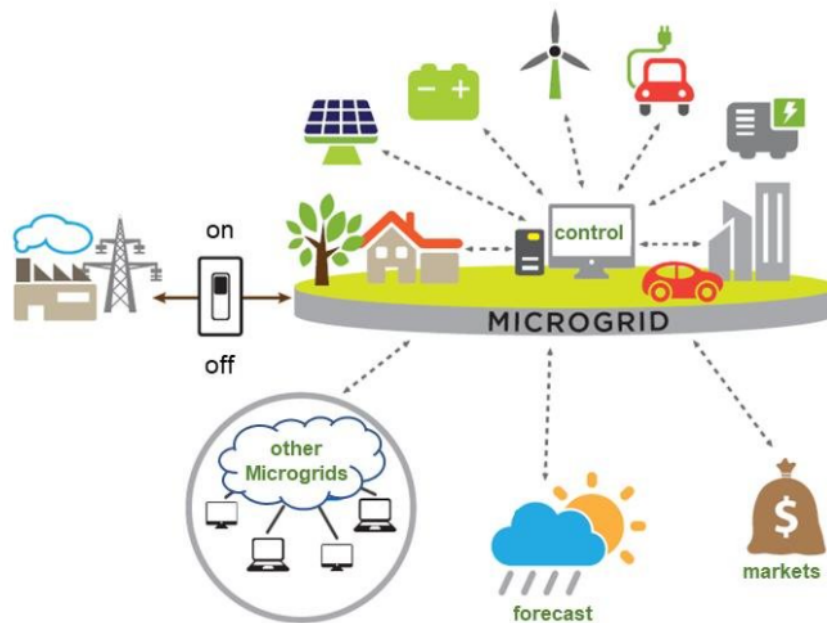
Como pode ser visto, a função objetivo J de uma abordagem MPC visa minimizar a norma quadrática do erro entre a saída do sistema e o sinal de referência ideal desejado enquanto introduz as restrições nos estados do sistema, ações de controle e variáveis controladas. Devido as propriedades evidenciadas na metodologia MPC, esta técnica apresenta grande potencial na solução de problemas de gerenciamento de energia em microrredes e vem sendo considerada por diversos pesquisadores. Por exemplo, um projeto ótimo Sistema Híbrido de Energia Renovável, do inglês, *Hybrid Renewable Energy System* (HRES) para atender a necessidade de eletricidade doméstica para uma área residencial com base em MPC usando a ferramenta HOMER para realizar modelagem e simulação, foi proposto por (AL-AMMAR *et al.*, 2020).

Recentemente, Freire *et al.* (2020) propuseram uma estratégia de MPC para o gerenciamento de energia de uma microrrede residencial combinada com um sistema de detecção e isolamento de falhas que garante o funcionamento do sistema mesmo na presença de uma falha na alimentação. Em Chen *et al.* (2020), um esquema MPC melhorado é desenvolvido e combinado com um sistema de armazenamento de energia híbrido para o despacho de energia ideal em uma rede inteligente. No entanto, do conhecimento dos autores, poucos trabalhos propõe uma solução integrada para resolver todos os desafios que envolvem uma aplicação real que é fundamental para uma eficiente e satisfatória operação de microrredes como será visto nesse trabalho no Capítulo 5.

2.4 MICRORREDES

Para auxiliar o entendimento das aplicações propostas, esta seção apresenta definições e conceitos a respeito de microrredes. De acordo com Hatziargyriou (2014), Microrrede, do inglês, *Microgrid* (MG) são sistemas que compreendem distribuição de baixa tensão com recursos energéticos distribuídos (turbinas eólicas, células combustíveis, painéis fotovoltaicos, etc.) juntamente com dispositivos de armazenamento (volantes, supercapacitores e baterias) e cargas elétricas. Tais sistemas podem ser operados de forma não autônoma, se interligados à rede, ou de forma autônoma, se desconectados da rede principal. A operação de microrredes conectadas na rede principal pode fornecer distintos benefícios para o desempenho do sistema como um todo, se gerenciado e coordenado de forma eficiente. A Figura 3 apresenta o esquemático de uma microrrede típica com seus elementos.

Figura 3 – Esquemático de uma típica microrrede



Fonte: Stadler e Naslé (2019).

A implementação de microrredes é um segmento crescente nos últimos anos na indústria de energia, representando uma mudança de paradigma das centrais elétricas remotas para uma geração local e distribuída - especialmente em cidades e comunidades. A possibilidade de operar de modo isolado da rede principal torna as microrredes resilientes, e a capacidade de conduzir operações paralelas e flexíveis permite a entrega de serviços que tornam a rede mais competitiva, apresentando benefícios para os consumidores e sistemas de distribuição de energia como:

- Fornecimento de energia limpa, eficiente e de baixo custo;
- Melhora na operação e estabilidade da rede elétrica principal;
- Redução no “congestionamento” da rede e picos de demanda;
- Aumento da resiliência local;
- Torna o mercado energético mais competitivo;
- Propicia redução na emissão de CO_2 .

Em uma microrrede típica, espera-se que o sistema de controle e gerenciamento alcance uma variedade de benefícios em todos os níveis de tensão da rede de distribuição. Para atingir este objetivo, diferentes estratégias de controle e gerenciamento precisam ser adotadas em diferentes níveis da rede. Em específico neste trabalho, o controle e gerenciamento tem o como foco as cargas elétricas cujas demandas devem ser atingidas, entretanto, faz-se necessário o controle dos demais elementos como FERs, SAE e o intercâmbio de energia com a rede principal para se atingir os objetivos pré-estabelecidos.

2.5 GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL

O Sistema de Gerenciamento de Energia Residencial (em inglês, *Home Energy Management System*) é tipicamente empregado com o propósito de promover o uso mais eficiente de energia. Normalmente, os HEMS são responsáveis por viabilizar cronogramas otimizados de consumo e produção de energia considerando vários objetivos, como o custo da energia, preocupações ambientais, perfis de carga e conforto do consumidor (ELMA *et al.*, 2017).

O HEMS é um sistema que oferece diversas alternativas que contribuem para o gerenciamento econômico dos recursos energéticos residenciais que visam a redução da tarifa de eletricidade paga pelos consumidores. Essas alternativas incluem o gerenciamento da demanda de energia através de agendamentos para que os dispositivos domésticos não operem durante períodos de picos de consumo onde a tarifa energética é mais custosa. O gerenciamento dos sistemas de geração e armazenamento proporciona melhoria na eficiência do uso dos eletrodomésticos e maior confiabilidade na conservação de energia para os sistemas de distribuição (SHAKERI *et al.*, 2017). Tipicamente um HEMS apresenta cinco funcionalidades básicas (ZHOU *et al.*, 2016):

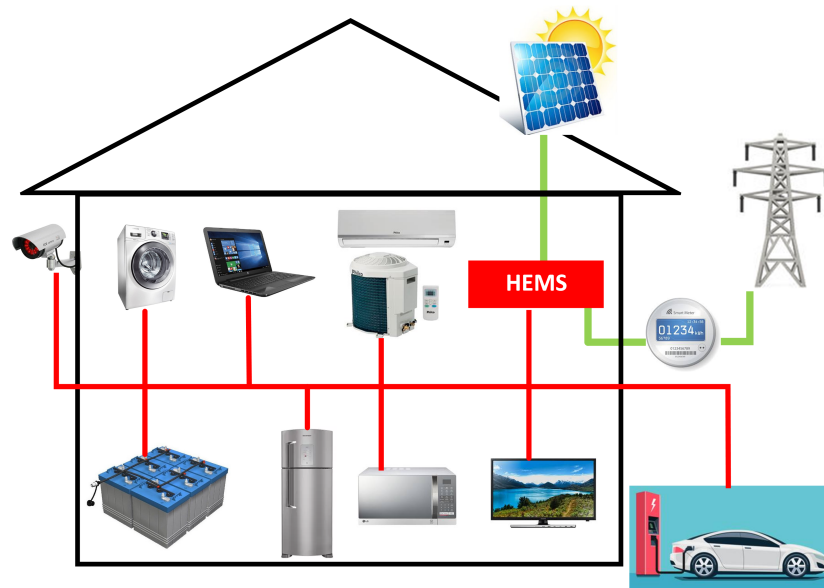
- Monitoramento - oferece acesso fácil e em tempo real a informações sobre o consumo de energia e permite que os usuários se concentrem na economia do consumo de eletricidade;
- Registro de informações - permite coletar e armazenar dados e informações sobre a quantidade de consumo de cada eletrodoméstico, a capacidade de geração das FER's e estado de armazenamento de energia dos bancos de baterias;
- Controle - possibilita a execução de controle direto, que é implementado tanto no equipamento dedicado como no sistema de controle mais amplo, ou de controle remoto onde os clientes podem determinar ações *on-line* para monitorar e controlar os padrões de uso dos dispositivos domésticos por meio de um computador pessoal portátil ou um *smartphone*.
- Gerenciamento - função mais importante da HEMS para melhorar a otimização e a eficiência do uso de energia elétrica na *Smart Home*. Inclui serviços de gerenciamento de sistemas de energia renovável, gerenciamento de armazenamento de energia, gerenciamento de eletrodomésticos, gerenciamento de baterias e *plug-in* de carros elétricos;
- Alarmes - gera e envia para a central inteligente do HEMS informações sobre os locais de falha, por exemplo, se houver alguma anormalidade detectada.

A capacidade de tomada de decisão se aprimora e aumenta na presença de um sistema de gerenciamento de energia residencial, uma vez que o HEMS por ser um sistema dedicado, fica em uma posição melhor que o consumidor para avaliar as incertezas dos preços, demanda e variáveis externas e planejar uma resposta apropriada sem intervenção humana (BEAUDIN; ZAREIPOUR, 2015). O gerenciamento de energia envolvendo uma residência, não é uma tarefa fácil, pois cada dispositivo conectado tem um comportamento próprio, com janelas temporais próprias e objetivos diferentes, e as medições e previsões realizadas muitas vezes não são precisas. Uma alternativa é a utilização de modelos aproximados para descrever o comportamento dos dispositivos presentes no HEMS. Os dispositivos utilizados neste trabalho são representados por curvas de carga obtidas através de uma pesquisa realizada pela Eletrobrás/Procel que considera diversos dispositivos eletroeletrônicos presentes na residência do consumidor Brasileiro.

Resumidamente, um HEMS é uma ferramenta de resposta à demanda que altera e reduz a demanda para melhorar o consumo de energia e o perfil de produção de uma residência de acordo com o valor da tarifa de eletricidade e o conforto do consumidor. O HEMS pode se comunicar com os dispositivos domésticos e as unidades de geração, conforme necessário, e

receber informação externa (por exemplo, produção de energia solar e preços de eletricidade) para melhorar o consumo de energia e a produção dos dispositivos domésticos. Um HEMS pode também fornecer cronogramas de operação ideal para cada um dos seus componentes através de algoritmos de escalonamento, despachando decisões apropriadas. A Figura 4 apresenta uma arquitetura típica de um HEMS.

Figura 4 – Arquitetura típica de um HEMS



Fonte: Autoria própria.

Nesta tese, o gerenciamento de um HEMS considerando uma perspectiva pelo lado da demanda resulta na solução de um problema MILP e na estratégia de controle baseada em MPC. A formulação proposta MILP permite a inserção de decisões discretas na modelagem conferindo uma flexibilidade adicional, representada pelas variáveis binárias, mas requerem o uso de algoritmos como o *branch-and-bound* para se atingir a solução do problema, como será apresentado no Capítulo 4. Já a estratégia MPC evidenciada no Capítulo 5, possibilita inserir restrições na formulação do controle, apresentando uma estrutura simples que incorpora mecanismo de *feedback* e permite que o sistema enfrente incertezas e perturbações, sendo capaz de lidar com restrições físicas e, portanto, pode-se facilmente incorporar geração e previsão de demanda.

2.6 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

Gerenciamento pelo lado da demanda (DSM) é definido como o planejamento, análise e implementação de atividades a fim de influenciar o uso de eletricidade pelo consumidor de

modo a induzir mudanças desejadas na curva de carga do sistema elétrico (GELLINGS, 1985). Este conceito foi introduzido na década de 80 pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), após o grande aumento no custo dos combustíveis fósseis em específico o petróleo, e também para diminuição da poluição ambiental.

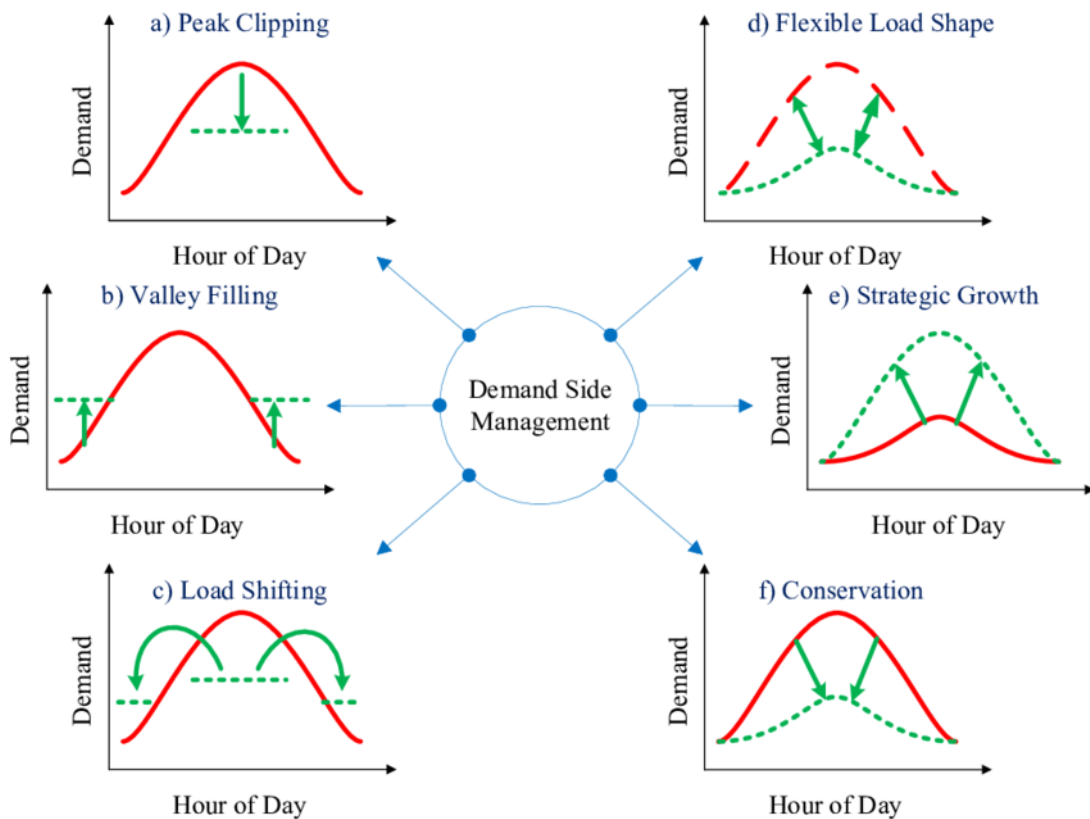
De acordo com Gellings (1985), as mudanças causadas no perfil de carga pelas estratégias do DSM são divididas em seis categorias, como se segue:

- Redução de pico (do inglês, *peak clipping*): implica a redução da carga de ponta a partir, na maioria das vezes, do controle direto da carga (do inglês, *direct load control*). O controle direto é realizado mediante consulta, planejamento e instalação de infraestrutura no imóvel do consumidor de forma a atribuir à concessionária a gestão direta das cargas na instalação.
- Preenchimento de vales (do inglês, *valley filling*): refere-se à adição de carga fora do período de pico, quando o custo marginal supera o custo médio da eletricidade. Tal prática é justificada pela elasticidade do custo marginal, que começa a decrescer à medida que aumenta a quantidade produzida, haja vista a diluição do custo fixo. Dessa forma, o preenchimento de vale passa a implicar diminuição do custo marginal de energia.
- Deslocamento de carga (do inglês, *load shifting*): relaciona-se à movimentação da carga de períodos no pico de demanda para períodos fora de pico. É semelhante à redução de pico, no entanto, não implica redução do consumo.
- Conservação estratégica (do inglês, *strategic conservation*): é resultante de programas promovidos pela concessionária que refletem redução nos volumes de venda de energia e alterações no padrão de uso do consumidor.
- Crescimento estratégico de carga (do inglês, *strategic load growth*): refere-se à promoção de um aumento do volume de venda de energia pela concessionária mediante incentivos. Visa-se atrair cargas atendidas por outras fontes de energia.
- Curva de carga flexível (do inglês, *flexible load shape*): está relacionado à confiabilidade do sistema elétrico. O consumidor tolera reduções na confiabilidade e qualidade do suprimento mediante benefícios previamente acordados.

As três primeiras estratégias são abordagens tradicionais de gerenciamento de carga estimuladas pelas concessionárias para alterar as curvas de carga. As concessionárias fornecem

incentivos para os consumidores na busca de mudanças específicas nos perfis de carga a fim de evitar construção de novas unidades de geração, reduzir os custos operacionais e aumentar a flexibilidade do sistema elétrico. Já as últimas estratégias oferecem mudanças mais sistemáticas e em larga escala do que as primeiras três e o objetivo não é apenas alterar os picos de consumo, mas também mudar as formas em que a eletricidade é utilizada. A Figura 5 apresenta os efeitos causados pelas ações da implementação do DSM.

Figura 5 – Mudanças causadas no perfil de carga pelas ações do DSM



Fonte: Ain (2018).

As abordagens tradicionais de gerenciamento de carga estimuladas pelas concessionárias para alterar as curvas de carga é o tratado neste estudo. Em termos mais amplos, esta pesquisa adota a definição de DSM descrita acima, no entanto, com menos ênfase em mudanças sistemáticas na forma que a eletricidade é utilizada, mas enfatizando o gerenciamento de carga como ferramenta capaz de alterar o perfil de consumo do prosumidor a partir de considerações sobre a variação do custo tarifário ou através de ações de estímulos que possam ser ofertadas pelas concessionárias.

2.6.1 Resposta à Demanda

Em termos gerais, Resposta à Demanda (DR) é definido como uma tarifa ou programa estabelecido pelo governo, órgão regulador ou concessionária para motivar mudanças no uso de eletricidade por consumidores finais em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou para dar pagamentos de incentivos projetados para induzir um menor uso de eletricidade em tempos de preços de mercado elevados ou quando a confiabilidade da rede concessionária está comprometida (DOE, U.S. Department of Energy, 2006).

O DR refere-se a um conjunto de estratégias que podem ser utilizadas em mercados de eletricidade competitivos para aumentar a participação do lado da demanda, ou consumidores de utilização final, na regulação de preços e na compensação do mercado. Quando os consumidores são expostos de alguma forma a preços em tempo real, podem responder:

- deslocando a hora do dia em que exigem energia para um período de baixa demanda;
- e/ou, reduzindo a sua demanda total ou de pico através de medidas de eficiência energética ou auto-geração.

Em alternativa, podem optar por não responder totalmente e pagar o preço de mercado da eletricidade. Na medida em que respondam, o perfil da procura no mercado será suavizado, o que, por sua vez, contribui com os preços, cortando significativamente os picos e, em menor grau, baixando os preços médios da eletricidade. O efeito líquido do DR é aliviar as limitações do sistema elétrico e gerar segurança e benefícios econômicos para o mercado como um todo tanto para concessionárias como para prosumidores (IEA, International Energy Agency, 2003).

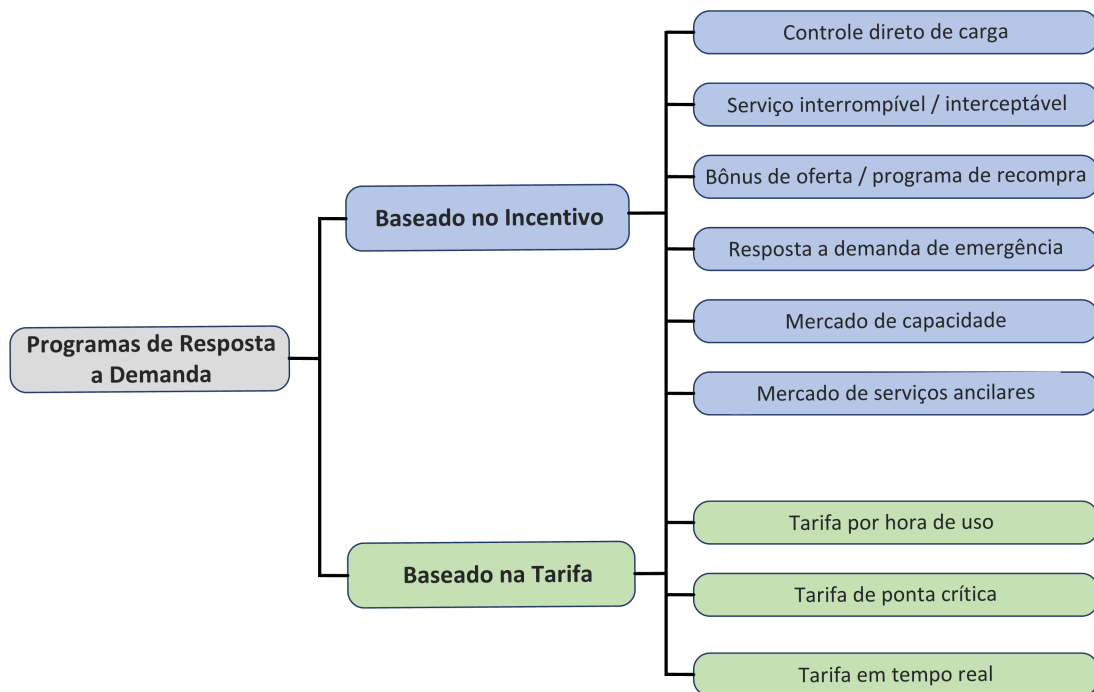
De acordo com DOE, U.S. Department of Energy (2006), os programas de DR são divididos em dois grupos:

- Programas baseados em tarifas (do inglês, *price based programs*) - que estimulam mudanças no uso de eletricidade por meio de alterações nos valores de tarifa. Essas mudanças significativas nas tarifas motivam consumidores a mudar o perfil de sua carga para usufruir de tarifas mais baixas;
- Programas baseados em incentivos (do inglês, *incentive based programs*) - são acordos contratuais que visam reduções de demanda por parte dos consumidores em momentos críticos. Consumidores podem ser inscritos voluntariamente em busca de incentivos em

forma de crédito ou pagamento para redução de carga pré contratada ou definida. O não atendimento do contrato pode ocasionar multas.

Ambos os programas baseados em tarifas ou baseados em incentivos dão a oportunidade ao consumidor de escolher qual o programa se adequa às suas necessidades para obter maiores benefícios econômicos. Da perspectiva do sistema elétrico em geral, o DR tem como foco a redução do consumo em horários críticos e, como resultado, possibilita prever o aumento do consumo durante as horas onde as tarifas são mais baratas. A Figura 6 apresenta a classificação dos programas de DR.

Figura 6 – Classificação dos programas de DR



Fonte: Adaptado de DOE, U.S. Department of Energy (2006).

As categorias apresentadas na Figura 6 são explicadas como segue, conforme (DOE, U.S. Department of Energy, 2006):

- controle direto de carga (do inglês, *direct load control*): acordo contratual que permite ao operador desligar remotamente cargas do cliente em curtos períodos de tempo pré-definidos (em geral ar condicionado, aquecedor de água, bomba de piscina). Tais programas são oferecidos, principalmente, a consumidores residenciais ou clientes comerciais.
- serviço interrompível/intereptável (do inglês, *interruptible/curtailable service*): acordo contratual que prevê oferecimento de desconto ou crédito ao consumidor mediante a

de redução de carga durante contingência do sistema. Penalidades são prevista caso o consumidor não reduza a carga. Tal programa é oferecido a grandes consumidores industriais e comerciais.

- oferta de redução de demanda (do inglês, *demand bidding*): acordo contratual que estimula grandes consumidores (por exemplo, um megawatt [MW] ou mais) a concorrer em mercado atacadista oferecendo reduções de carga a preços pré-estabelecidos.
- resposta à demanda de emergência (do inglês, *emergency demand response*): acordo contratual que prevê incentivos ao consumidor para redução de carga durante períodos de déficit de fornecimento.
- mercado de capacidade (do inglês, *capacity market*): são contratos firmados, em geral, com consumidores que podem comprometer-se a fornecer reduções de carga previamente estabelecidas quando surgem contingências no sistema. Dessa forma, adiciona-se capacidade ao sistema em substituição a geração e despacho tradicionais. Os participantes são remunerados pela capacidade disponibilizada e estão sujeitos a multa em caso de não atendimento.
- mercado de serviços ancilares (do inglês, *ancillary services market programs*): consumidores ofertam cargas ao operador do sistema como energia de reserva. Se as ofertas são aceitas, o consumidor é remunerado para atendimento de imediato. Em caso de interrupção de carga, o consumidor é remunerado em concordância com o mercado spot.
- tarifa por hora de uso (do inglês, *time of use*): são fixadas diferentes tarifas para os períodos do dia. As tarifas refletem o custo médio de geração e transmissão da energia nos referidos períodos do dia.
- tarifa em tempo real (do inglês, *real time pricing*): tarifas variam de acordo com o mercado atacadista de eletricidade. Consumidores são notificados sobre as variações das tarifas com dias ou horas de antecedência. Sendo aplicado a grandes consumidores comerciais e industriais com o objetivo de diminuir a carga de pico.
- tarifa de ponta crítica (do inglês, *critical peak pricing*): tarifação híbrida de duas tarifas anteriores. A estrutura básica dessa tarifa é a tarifação por hora de uso. No entanto,

quando há condições críticas nos períodos de pico, é feita uma adição à tarifa mediante prévia notificação ao consumidor (por exemplo, quando a confiabilidade do sistema é comprometida ou o preço de fornecimento são muito altos).

A integração de programas de DR nos sistemas elétricos faz-se necessário para o desenvolvimento técnico e sustentável de políticas e matrizes energéticas. Para isso, estratégias e condições atraentes são fundamentais para uma implementação bem sucedida de tal programa.

2.7 MODELOS DE PREVISÃO

Define-se previsão como o processo que envolve a predição do futuro com base em dados passados e presentes e, mais comumente, pela análise de tendências. Modelos de previsão desempenham um importante papel nas tomadas de decisões em atividades que envolvem gerenciamento (MAKRIDAKIS *et al.*, 2008). Diversas aplicações utilizam modelos de previsão para avaliar um comportamento futuro como base para uma tomada de decisão de forma antecipada. Dentre as áreas que empregam previsões pode-se citar: variações da bolsa de valores, previsões climáticas, variações de moedas, previsões imobiliárias, planejamento de demandas, entre outras.

Uma das áreas que utiliza amplamente modelos de previsão, no momento, é a área de planejamento e otimização energética. Nesse contexto, destacam-se as aplicações destinadas à previsão de demanda de carga, previsão do preço da eletricidade, previsão de fontes de potência, previsão de emissão de gases, previsões acerca de energias renováveis (irradiância e vento) (WERON, 2014; SHARMA; KAKKAR, 2018; BARTHELMIE *et al.*, 2008).

Nos problemas de HEMS, modelos de previsão exercem um papel fundamental, uma vez que beneficiam tanto os prosumidores quanto as concessionárias de fornecimento de eletricidade. O uso de previsões em HEMS contribuem para o cálculo do tempo de retorno do investimento aplicado no sistema, para as tomadas de decisões acerca do consumo e/ou armazenamento de energia uma vez que podem ser previstas as gerações de potência oriundas de fontes de energias renováveis (fotovoltaica ou eólica), para o planejamento operacional das cargas evitando que estas atuem em horários de pico, na redução da tarifa energia paga pelo consumidor, entre outras (CIABATTONI *et al.*, 2013; KANCHEV *et al.*, 2011).

As aplicações onde são necessárias previsões são diversificadas e os modelos utilizados, dependem dos horizontes de previsão, do tipo de padrões dos dados, dos fatores que determinam os resultados reais, entre outros. Para lidar com essas variações, várias técnicas têm sido desen-

validadas para obtenção dos modelos de previsão, podendo ser categorizadas em dois grandes grupos (MAKRIDAKIS *et al.*, 2008):

- **Quantitativas.** Usadas quando uma quantidade suficiente de informação pode ser quantificada na forma numérica. Neste grupo destacam-se:

Séries temporais: A previsão é realizada seguindo um padrão histórico de comportamento.

Variáveis explicativas: Entender como variáveis podem influenciar no comportamento de outras.

- **Qualitativas:** Usadas quando pouca ou nenhuma informação quantitativa é conhecida, porém existe bastante conhecimento qualitativo.

Previsão de séries temporais é a utilização de um modelo para prever valores futuros limitados por um horizonte de previsão, com base em valores observados anteriormente. Os modelos de séries temporais são obtidos presumindo-se que os dados modelados sejam correlacionados e caracterizados por tendências e comportamentos sazonais. Três importantes classes possibilitam modelar variações, são os modelos que utilizam representação *Autoregressive*-(AR), *Integrated*-(I) e *Moving Average*-(MA), obtidos por análises de correlação como a Função de Autocorrelação, do inglês, *Autocorrelation Function* (ACF) e Função de Correlação Parcial, do inglês, *Partial Correlation Function* (PACF) e modelos baseados em resíduos. A combinação das três classes resultam nos modelos Auto-Regressivo de Médias Móveis, do inglês, *Autoregressive and Moving Average* (ARMA) e Auto-Regressivo, integrados de médias móveis, do inglês, *Autoregressive, Integrated and Moving Average* (ARIMA), porém, somente a correlação muitas vezes não garante a obtenção do tipo e ordem de modelo satisfatório, para que se obtenham modelos mais precisos faz-se necessário o auxílio de indicadores estatísticos de avaliação de desempenho (MAKRIDAKIS *et al.*, 2008; BOX *et al.*, 2015).

Debnath e Mourshed (2018) evidenciam em seu trabalho diversos modelos baseados em métodos estatísticos, computação inteligente e programação matemática que realizam previsões em aplicações direcionadas ao planejamento e otimização energética. Contudo, destacam uma vasta quantidade de aplicações que adotam modelos baseados em séries temporais que usam como indicadores o Erro Percentual Médio Absoluto, do inglês, *Mean Absolute Percent Error* (MAPE), Raiz do Erro Quadrático Médio, do inglês, *Root Mean Square Error* (RMSE) e o Coeficiente de Determinação (R^2). A precisão de uma previsão é fortemente dependente do modelo de previsão, método de previsão e do método de avaliação de desempenho.

Lourenco *et al.* (2017) apresentam uma modelagem de séries temporais gerando conjuntos sintéticos de irradiância solar horária para a cidade de Petrolina, localizada na região nordeste do Brasil. Os modelos são obtidos para cada mês e foram baseados em 20 anos de dados de satélite. Para cada mês, quatro estruturas de séries temporais foram investigadas: AR, ARI, ARMA e ARIMA. São comparados 48 modelos obtidos analisando a média das séries sintéticas com o conjunto de dados significativos, onde a estrutura ARI demonstrou-se mais adequada para gerar modelos de previsão para a cidade de Petrolina.

No trabalho de Jifri *et al.* (2017), os autores realizam uma análise considerando modelos ARIMA para previsão de potência de geradores de pequena escala utilizados por prosumidores, considerando a irradiância solar da cidade de Tulcea e velocidade do vento da cidade de Giurgiu, ambas na Romênia. Como critérios de avaliação são utilizados os índices MSE, MAPE e R^2 que evidenciam que os modelos ARIMA apresentaram valores grandes de erro na previsão para geradores eólicos, por outro lado, apresentaram resultados satisfatórios para o sistema fotovoltaico.

Na investigação apresentada por Elma *et al.* (2017), os autores propõem a utilização de modelos de previsão baseados em séries temporais e Redes Neurais Artificiais para geração de energias renováveis eólicas e fotovoltaicas que incorporam o gerenciamento de energia residencial contribuindo para uma melhor adequação entre o consumo e geração de energia em resposta ao preço da energia.

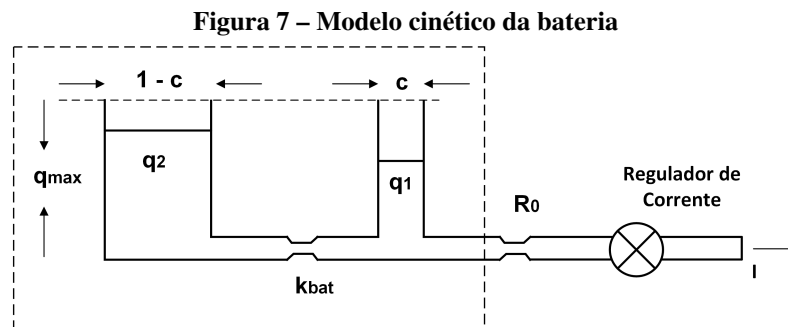
Nesta tese, o modelo de previsão proposto no Capítulo 4 é um modelo baseado em séries temporais, visto que a radiação solar é dependente de fatores climáticos, locais e temporais, portanto, apresenta um tipo de correlação serial, sendo as séries temporais apropriadas para previsão desses tipos de dados. Em específico, é elaborado modelos do tipo ARIMA que viabilizem prever a geração de potência a partir de uma FERs (painéis fotovoltaicos), contribuindo nas tomadas de decisões referentes ao consumo e/ou armazenamento de energia em resposta ao valor da tarifa energética.

2.8 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

As unidades de armazenamento de energia consideradas nesse trabalho são baterias do tipo chumbo ácido e íon lítio. O HEMS baseado em DSM que resulta em uma otimização MILP apresentada no Capítulo 4, considera o modelo cinético de baterias do tipo chumbo-ácido, que além de ser mais detalhado, possibilita determinar a quantidade de energia que pode ser

armazenada ou fornecida pela bateria a cada iteração, proposto por (MANWELL; MCGOWAN, 1993). A utilização de baterias chumbo ácido no sistema de armazenamento, se dá pelo de fato de apresentarem inicialmente um baixo custo, o que motiva sua vasta aplicação em sistemas de microgeração residencial. Além do mais, apresentam características técnicas favoráveis como: baixa manutenção, operam em ciclos diários de profundidade rasa a moderada e suportam ciclos esporádicos profundos de descarga de 80% em dias nublados com ausência de geração (PINHO; GALDINO, 2008; PIMENTA, 2015).

O modelo de Manwell e McGowan (1993) é o que mais se aproxima do comportamento real da bateria do tipo chumbo-ácido. Em tal modelo, a bateria é considerada como uma fonte de tensão e modelada como um sistema de dois tanques, separados por uma condutância. O primeiro tanque contém a carga disponível (q_1), pronta para ser convertida em energia elétrica. O segundo tanque contém o limite químico de carga não disponível (q_2) para ser imediatamente convertida. A condutância (k_{bat}) é um parâmetro que indica quimicamente quão rápido a bateria pode converter a energia limite em energia disponível. A Figura 7 ilustra o modelo cinético da bateria chumbo ácido.



Fonte: Adaptado de Manwell e McGowan (1993).

Se a variação da tensão em função do estado da carga não é considerada, é possível descrever o comportamento dinâmico da bateria calculando três parâmetros: a máxima capacidade da bateria q_{max} (Ah), o percentual da capacidade que pode ser convertido em carga disponível c (pu) e a constante de velocidade k_{bat} (1/h). Porém, o cálculo dos parâmetros utilizados no modelo necessita de especificações de capacidade fornecidas pelos fabricantes. No Capítulo 4, serão descritos detalhadamente os cálculos dos parâmetros necessários para a formulação do modelo de armazenamento de energia considerado na abordagem MILP com o gerenciamento de cargas.

Já o DSM baseado em MPC apresentado no Capítulo 5 utiliza ambas as baterias, ou seja, chumbo ácido e íon lítio as quais estão presentes na microrrede experimental instalada na Universidad de Sevilla, Espanha, e seus modelos são desenvolvidos em (BORDONS *et al.*,

2019a).

2.9 SISTEMA TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O Serviço de Energia Elétrica é essencial para o desenvolvimento da sociedade, seja nas residências ou nos diversos segmentos da economia.

Para o uso desse bem é necessária a aplicação de tarifas que viabilizem a estrutura para manter o serviço com qualidade e que criem incentivos para eficiência. Seguindo tais preceitos, a ANEEL desenvolve metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização), considerando fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado.

2.9.1 Estrutura Tarifária

No Brasil, o fornecimento de energia elétrica obedece condições gerais estabelecidas pela Resolução Normativa da ANEEL 414 de 2010, que apresenta os direitos e deveres que devem ser observados pelas distribuidoras e consumidores de energia elétrica. A resolução trata de condições referentes às unidades consumidoras, atendimento inicial, tipos de modalidades tarifárias, das especificações dos contratos, medição para faturamento, leitura, cobrança e pagamentos. São apresentadas ainda, diretrizes sobre a fatura, a inadimplência, procedimentos irregulares, responsabilidades das distribuidoras e dos consumidores, suspensão do fornecimento, do atendimento ao público, ressarcimento de danos elétricos e disposições gerais.

2.9.2 Modalidade Tarifária

A modalidade tarifária é o conjunto de tarifas que são aplicadas para o consumo de energia elétrica ativa e/ou demanda de potência elétrica, de acordo com as modalidades de fornecimento. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 414 de 2010, as modalidades tarifárias são divididas em dois grandes grupos destinados às unidades consumidoras. Quanto ao fornecimento por níveis de tensão tem-se:

Grupo A - Unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição secundária, caracterizado pela

tarifa binômica, ou seja, são cobrados pelo consumo de energia elétrica ativa (R\$/MWh) e pela demanda faturável (alta tensão). E subdivididos nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo A1 – Nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 – Nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 – Nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a – Nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 – Nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para o sistema subterrâneo de distribuição.

As modalidades tarifárias do Grupo A, são:

- Modalidade tarifária convencional binômica - A fatura de energia elétrica considera a soma das parcelas referentes ao consumo, demanda e existindo, demanda de ultrapassagem. Existe uma tarifa única para consumo (R\$/MWh) e outra para demanda (R\$/kWh), independente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou do período do ano (seco ou úmido). Na parcela referente à demanda, é calculado o maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida;
- Modalidade tarifária horária verde - A fatura de energia elétrica considera o consumo na ponta e fora dela, a demanda independente do horário, e a ultrapassagem. Existe uma tarifa para o consumo (R\$/MWh) no horário de ponta nos períodos seco e úmido e outra para o horário fora de ponta nos períodos seco e úmido; e uma tarifa única para demanda contratada (R\$/kWh). Na parcela referente à demanda, é calculado o maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida. O posto tarifário ponta é o período de três horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais definidos pela concessionária, em que a demanda e o consumo tem preços mais elevados. O horário fora da ponta para o Grupo A corresponde às restantes vinte e uma horas. O período seco é de sete meses e corresponde aos meses de maio a novembro onde as tarifas apresentam valores mais elevados e o período úmido corresponde aos cinco meses, de dezembro a abril;
- Modalidade tarifária horária azul - A fatura de energia considera o consumo e a demanda, na ponta e fora dela e a ultrapassagem. Existe uma tarifa para o consumo (R\$/MWh) no

horário de ponta para cada período do ano e outra para o horário fora de ponta para cada período do ano, uma tarifa para demanda (R\$/kWh) no horário de ponta e outra para o horário fora de ponta. Além disso, é especificado no contrato, a demanda contratada na ponta e a demanda contratada fora da ponta. Nas parcelas referentes às demandas são calculados os maiores valores entre a demanda contratada e a demanda medida em cada posto horário.

Grupo B - Consumidores com fornecimento em tensão inferior a 2,3kV. A tarifa aplicada a este grupo é a monômnia, ou seja, os valores são cobrados apenas pela energia elétrica ativa consumida (baixa tensão). O Grupo B é subdividido em:

- Subgrupo B1 – Residencial e residencial de baixa renda;
- Subgrupo B2 – Rural, cooperativa de utilização rural e serviço público de irrigação;
- Subgrupo B3 – Demais classes;
- Subgrupo B4 – Iluminação pública;

A seguir são apresentadas as modalidades tarifárias referentes ao Grupo B, visto que o presente trabalho aborda consumidores residenciais. Tais modalidades correspondem às tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

As modalidades tarifárias aplicáveis ao Grupo B são:

- Modalidade tarifária convencional monômnia - caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- Modalidade tarifária horária branca - aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses de Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

A tarifa branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia, conforme o dia e o horário do consumo. Segundo cronograma estabelecido pela ANEEL, a modalidade é ofertada desde 01 de janeiro de 2018 para as Unidades Consumidoras-tendidas em baixa tensão. As condições para aplicação da tarifa branca estão estabelecidas nas

Resoluções Normativas ANEEL 414 de 2010 e 733 de 2016 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016).

A adesão pode ser feita por unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão, ou seja, (Grupo B) e para aquelas atendidas em alta tensão, pertencentes ao (Grupo A) optantes da tarifa de baixa tensão, conforme o seguinte cronograma definido pela ANEEL:

- A partir de 2018 - Novas solicitações de fornecimento e UCs atendidas com média anual de consumo acima de 500 kWh.
- A partir de 2019 - Novas solicitações de fornecimento e UCs atendidas com média anual de consumo acima de 250 kWh.
- Em 2020 - Qualquer unidade consumidora.

Tal tarifa não se aplica aos clientes inscritos na Tarifa Social (Baixa Renda) e iluminação pública.

2.9.3 Posto Tarifário

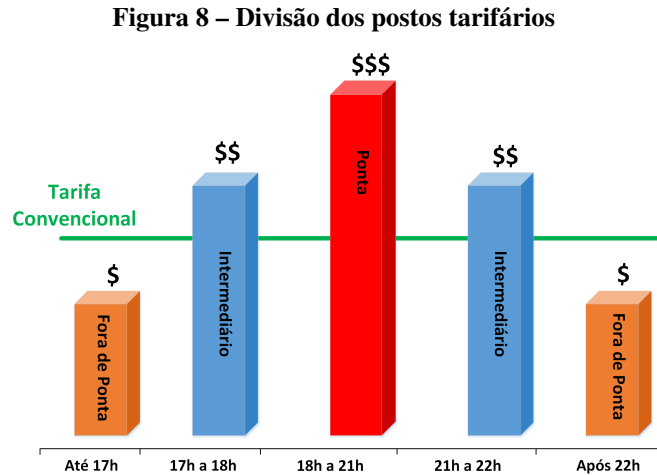
As tarifas diferenciadas aplicadas à modalidade tarifária horária branca são delimitadas pelo seu posto tarifário, que são períodos de tempo, em horas, para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL N°414 de 2010 os postos tarifários são definidos pela distribuidora de energia, considerando a curva de seu sistema elétrico, sendo assim, a divisão a seguir é referente aos postos tarifários adotados pela Copel Distribuição S/A que é a concessionária de fornecimento de energia elétrica do Estado do Paraná de acordo com a Resolução Homologatória N°2.886 de 22 de Junho de 2021 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2021).

- Posto tarifário ponta (T_p) - período composto por 03 (três) horas diárias consecutivas compreendidas entre 18 horas e 00 minutos e 20 horas e 59 minutos.
- Posto tarifário intermediário (T_{int}) - período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, compreende uma hora imediatamente anterior e uma hora imediatamente posterior ao posto (horário) ponta.

- Posto tarifário fora de ponta (T_{fp}) - período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Através da Figura 8, é possível verificar de forma ilustrativa a divisão dos postos tarifários: fora de ponta, intermediário e ponta.



Fonte: COPEL (2021a).

2.9.4 Tributos

Na fatura de energia elétrica brasileira são incluídos tributos federais, estaduais e municipais que são pagos pelos consumidores e que posteriormente a distribuidora repassa aos cofres públicos. A ANEEL define o valor da tarifa de energia a partir das modalidades tarifárias, sem incluir os tributos. Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos do Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) de acordo com o estado da federação em que ocorre o consumo e emite a fatura de energia. Para o estado do Paraná, os valores das alíquotas cobradas pela Copel Distribuição S/A são evidenciados na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores dos tributos

Tributos	Alíquota
PIS	1,53%
COFINS	7,07%
ICMS	29%

Fonte: COPEL (2021b).

2.9.5 Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015 passou a vigorar no Brasil, o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este sistema consiste no repasse de tarifas diferenciadas ao consumidor final que indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, como por exemplo, o nível de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas (ANEEL, 2020). O sistema está dividido em três modalidades (verde, amarela e vermelha) considerando tarifas sem incidência de impostos PIS/COFINS/ICMS. Cada modalidade apresenta as seguintes características:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora consumido.
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora consumido.

Portanto, evidenciando as informações apresentadas, o cálculo da fatura de energia elétrica cobrada do consumidor considerando a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), juntamente com os tributos, é feita a partir da Eq. 6.

$$\text{Fatura de Energia} = \left(\frac{TE + TUSD}{1 - (ICMS + PIS + COFINS) / 100} \right) \cdot \text{Consumo (kWh)} \quad (6)$$

Através da Equação 6, é possível calcular a fatura paga pelo consumidor, considerando os postos tarifários relativos à modalidade tarifária branca, de acordo com as horas de utilização durante o dia. Isso é de extrema importância uma vez que os modelos de gerenciamento e controle pretendem gerenciar as cargas domésticas minimizando o consumo da rede concessionária local, a partir da tarifa de energia.

2.10 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os principais conceitos, metodologias e técnicas aplicadas no problema estudado, descrevendo as terminologias empregadas. Como forma de revisão, foram detalhados os conceitos sobre MP, LP, MILP, modelos de previsão e MPC, bem como, o tipo de SAE que serão utilizados na formulação e resolução dos problemas de gerenciamento e controle dos recursos energéticos e cargas residenciais presentes nas microrredes consideradas. Foi evidenciado ainda o estado da arte sobre microrredes, HEMS, DSM e DR relacionando trabalhos presentes na literatura. Por fim, foram apresentadas as diretrizes e obrigatoriedades do Sistema Tarifário de Energia Elétrica Brasileiro.

3 MODELAGEM DA MICRORREDE

3.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo evidencia o desenvolvimento dos submodelos dos elementos que compõem a microrrede considerada no estudo, proposto no Capítulo 4. Tal microrrede é composta por um sistema de micro-geração de energia baseado em FERs, um sistema de armazenamento de energia formado por um conjunto de baterias e cargas elétricas que correspondem a eletrodomésticos comumente encontradas nos lares brasileiros. São apresentados os cálculos para obtenção da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico, quais as cargas consideradas e suas respectivas potências e parâmetros, o desenvolvimento do modelo do SAE que considera baterias do tipo chumbo ácido, e o modelo para previsão de energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

O gerenciamento do HEMS em conjunto com DSM resulta na solução de um problema MILP que contempla funções objetivos e restrições operacionais, e depende dos submodelos que descrevem o comportamento de todos os elementos que fazem parte da microrrede.

Portanto, para que seja possível a validação computacional da estratégia proposta, faz-se necessário a modelagem do sistema fotovoltaico que a partir da irradiância diária gera energia elétrica e com base nesses dados é possível desenvolver o modelo de previsão de potência utilizando séries temporais que auxilia nas tomadas de decisões referentes ao consumo e/ou armazenamento de energia. Também é necessário a elaboração do modelo matemático que descreve o comportamento dinâmico do SAE como proposto por Manwell e McGowan (1993), o qual possibilita o controle da unidade, adequando-a aos dados fornecidos pelo fabricante de acordo com a bateria adotada. Por fim é feita a definição das cargas elétricas que irão compor o conjunto de eletrodomésticos que descrevam o consumo de um domicílio brasileiro padrão em um período de 24 horas, juntamente com seus parâmetros de gerenciamento, viabilizando as aplicações dos submodelos no modelo de gerenciamento proposto.

A seguir são apresentados detalhadamente cada um dos submodelos que compõem a abordagem MILP combinada com DSM proposta.

3.2 MODELO DAS CARGAS

O gerenciamento de cargas residenciais proposto no Capítulo 4 é desenvolvido a partir de dados de consumo de eletrodomésticos/eletrônicos comumente encontrados nas residências dos consumidores brasileiros, ou seja, ar condicionado, bomba d'água, chuveiro elétrico, geladeira, freezer, sistema de iluminação, lava-roupas, notebook, TVs, microondas, entre outros.

Com intuito de proporcionar maior veracidade nos resultados deste estudo, foram consideradas potências de consumo de equipamentos comerciais oriundas de manuais dos fabricantes, para que seja possível retratar o consumo de 01 dia (24 horas). Os valores de consumo das cargas elétricas utilizadas são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Descrição das cargas

	Cargas	Quantidade	Consumo [kWh]
1	Geladeira	01	0,054
2	Freezer	01	0,044
3	Chuveiro	01	7,5
4	Ar Condicionado	01	2,4
5	Lâmpada	12	0,15
6	TV	01	0,12
7	Notebook	01	0,045
8	Bba D'água 1/3cv	01	0,245
9	Lava-Roupa	01	0,9
10	Microondas	01	1,1

Fonte: Autoria própria.

A estratégia desenvolvida consiste na alocação operacional das cargas de forma otimizada atendendo aos parâmetros operacionais estabelecidos pelo prosumidor, visando minimizar a compra de energia e considerando a quantidade de energia armazenada no SAE, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico e o custo tarifário da energia fornecido pela concessionária, sem prejudicar o conforto do prosumidor. Os parâmetros operacionais de cada carga são divididos em: a quantidade de *slots* (intervalos de tempo) que a carga obrigatoriamente deve ser ativa durante o dia ($Slots_{obg}$), a quantidade mínima de *slots* que a carga deve permanecer ativa ($Slots_{min}^{on}$), após ser ativada, a quantidade de mínima de *slots* que deve permanecer desativada ($Slots_{min}^{off}$), para posteriormente ser ativada novamente e a janela de operação W_{op} , a qual a carga pode ser alocada. A Tabela 3 apresenta os parâmetros operacionais de cada carga residencial considerada nesse estudo.

A divisão das 24h diárias em *slots* de tempo nesta aplicação, considera *slots* de 10min, ou seja, 24h correspondem a 144 *slots*. Estabelecido a quantidade de *slots* diários, é necessário

Tabela 3 – Parâmetros operacionais das cargas

	Cargas	$Slots_{obg}$	$Slots_{min}^{on}$	$Slots_{min}^{off}$	W_{op}
1	Geladeira	144	144	0	00-24h
2	Freezer	144	144	0	00-24h
3	Chuveiro	4	1	1	17-22h
4	Ar Condicionado	30	6	2	11-13h / 18-24h
5	Lâmpada	36	2	1	05-08h / 18-00h
6	TV	30	3	1	11-13h / 18-23h
7	Notebook	48	6	2	08-23h
8	Bba D'água 1/3cv	18	1	2	00-07h
9	Lava-Roupa	12	3	2	08-22h
10	Microondas	4	1	1	11-13h / 18-22h

Fonte: Autoria própria.

definir as janelas de tempo na qual as cargas podem efetivamente ser ativadas, e posteriormente, a quantidade de *slots* que devem permanecer ativadas e desativadas. Por exemplo, o chuveiro elétrico pode ser ativado 04 vezes durante o dia, porém, somente 01 *slots* de tempo, caso queira utilizá-lo novamente deve-se aguardar no mínimo 01 *slots* de tempo e sua janela de operação corresponde entre 17 às 22h.

Definido os parâmetros de $Slots_{min}^{on}$, $Slots_{min}^{off}$, $Slots_{obg}$, e W_{op} , a estratégia proposta juntamente com o modelo de previsão de potência do sistema fotovoltaico, é capaz de fornecer uma alocação operacional ótima para as cargas residenciais de modo que o prosumidor possa se planejar para obter os benefícios do cenário construído. Entretanto, a utilização, ou não, do gerenciamento obtido a partir do modelo MILP combinado com DSM fica a critério do prosumidor.

Para que seja possível calcular o consumo residencial de energia elétrica a cada instante k , utiliza-se a Eq. 7, respeitando o cronograma operacional apresentado na Tabela 3.

$$P_{cargas}(k) = \sum_{n_{ld}=1}^{N_{ld}} P_{ld}(n_{ld}) \times \delta_{ld}(n_{ld}, k), \quad \forall k \in N \quad (7)$$

onde, P_{cargas} é a soma da potência de todas as cargas ativas a cada instante k , P_{ld} o conjunto de potência de todas as cargas presentes na residência e δ_{ld} a variável binária $[0,1]$ associada a cada carga elétrica.

3.3 MICRO-GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

A micro-geração de energia residencial considerada é baseada em uma FERs, no caso, um sistema fotovoltaico. O HEMS proposto opera conectado na rede da concessionária de

energia, não sendo necessário atender toda a demanda residencial. Sistemas conectados à rede da concessionária local tem por característica operarem de forma a complementar à energia extraída da rede de distribuição. Nesta seção, será apresentado o desenvolvimento do modelo fotovoltaico para geração da energia complementar que possibilite o gerenciamento de cargas e a redução da compra de energia pelo prosumidor.

3.3.1 Cálculo da Energia Produzida pelos Módulos Fotovoltaicos

Visto que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico com base na irradiância solar, utilizada na proposta apresentada no Capítulo 4, não dispõe de uma unidade geradora física (real), foi necessário a modelagem de um sistema gerador fotovoltaico que possibilitasse obter a potência necessária para suprir em parte a demanda residencial.

Logo, para o início do dimensionamento do gerador fotovoltaico é necessário realizar o levantamento do consumo médio diário de cada aparelho elétrico ou eletrônico da residência. A energia elétrica consumida por um aparelho eletroeletrônico é calculada por:

$$E_c = P \cdot T, \quad (8)$$

onde E_c é a energia consumida em (Wh), P a potência do eletrodoméstico/eletrônico em (W) e T o tempo de uso em (h). Assim, considerando as cargas residenciais evidenciadas pela Tabela 2 o consumo médio diário corresponde a 15,46 kWh.

Uma vez que o sistema fotovoltaico opera conectado à rede elétrica e tem a característica de complementar a energia consumida da rede da concessionária, é necessário estipular uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o gerador fotovoltaico. Nesse estudo será projetado um gerador fotovoltaico de maneira a suprir aproximadamente 50% da energia consumida da rede local que corresponde a 7,7 kWh.

Para esse projeto é utilizado o Método da Insolação descrito em (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Esse método pode ser empregado quando se tem a informação da energia solar disponível diariamente no local de instalação expressa em (Wh/m²/dia) obtida nos mapas solarimétricos. A utilização desse método tem como vantagem o uso de controladores de carga com o recurso MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) que possibilita extrair o máximo de energia a partir energia do sol disponível diariamente.

Inicialmente no cálculo da energia produzida pelos módulos através desse método, é

necessário obter as características técnicas do módulo fotovoltaico em sua folha de dados. Os módulos utilizados foram os da marca Yingli modelo YL275D-30b fabricados com células de silício monocristalino (YINGLI, 2020). Os dados necessários para dimensionamento são suas dimensões físicas e estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados do módulo Yingli YL275D-30b

Módulo Yingli YL275D-30b	
Altura	1,64 m
Largura	0,99 m
Área	1,623 m
Eficiência do módulo	16,9%

Fonte: Yingli (2020).

Através da Eq. 9, é possível o cálculo da energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos.

$$P_{PV} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot Irrad \cdot N_{mod}, \quad (9)$$

onde P_{PV} é a potência gerada pelo módulo, η_{PV} é a eficiência do módulo, A_{PV} a área do módulo, $Irrad$ a irradiância e N_{mod} o número de módulo necessários.

Esse estudo considera uma residência instalada na região da cidade de Curitiba-Pr, que tem uma irradiância média diária anual de 3796,66 (Wh/m²), dado obtido através do software Radiasol2 desenvolvido pelo Laboratório de Energia solar - LABSOL da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Portanto, a partir da Eq. 9 e dos dados de dimensão física do módulo e irradiância, cada módulo produz uma potência de 1,04 kWh.

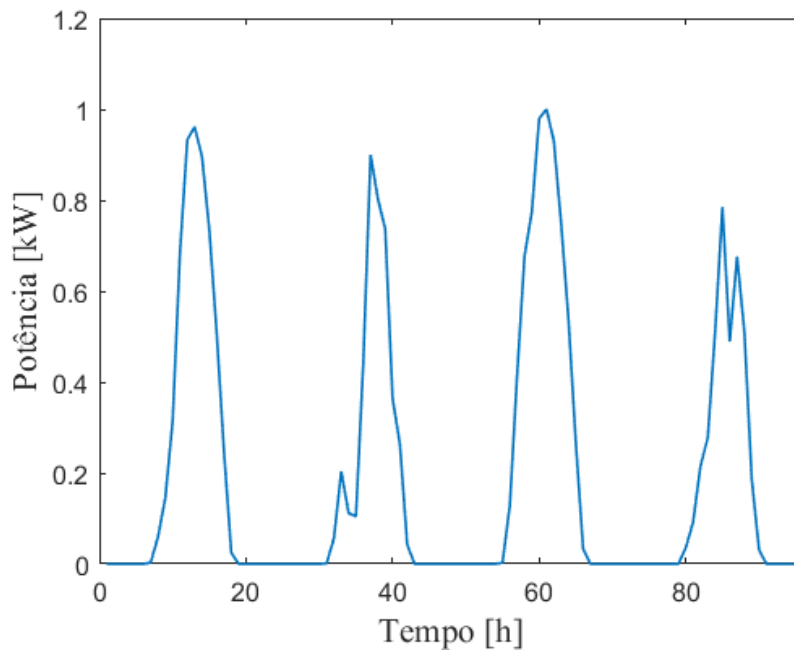
Consequentemente, o número de módulos necessários para essa aplicação é calculado por:

$$N_{mod} = \frac{E_c}{P_{PV}}, \quad (10)$$

Assim, para esta aplicação são necessários 08 módulos fotovoltaicos Yingli modelo YL275D-30b que suprem a demanda de 7,7 kWh que corresponde aproximadamente a 50% da demanda total da residência.

A partir da quantidade de módulos empregados no sistema fotovoltaico, é possível obter a potência gerada que será usada no modelo MILP aplicado ao DSM considerando dados de irradiância amostrados, a cada 01 hora, obtidos pelo Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR). A Figura 9 exemplifica a potência gerada pelo sistema fotovoltaico projetado para um período de 96 horas.

Figura 9 – Potência gerada pelo sistema fotovoltaico para uma semana do mês de Maio de 2016



Fonte: Autoria própria.

3.4 MODELO DE PREVISÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Conforme foi descrito na Seção 2.7, na abordagem HEMS combinado com o DSM serão desenvolvidos modelos de previsão baseados em séries temporais do tipo ARIMA proposto inicialmente por Box e Jenkins em 1976. Essa técnica analisa o comportamento da correlação seriada ou autocorrelação entre os valores da série temporal, e com base nesse comportamento realiza previsões futuras (BOX; JENKINS, 1976).

Na formulação MILP proposta, faz-se necessário o desenvolvimento de modelos de previsão capazes de inferir num horizonte de tempo futuro, a geração de energia a partir do sistema fotovoltaico. Essas previsões irão alimentar o modelo nas tomadas de decisões referentes à alocação das cargas elétricas e ao consumo e/ou armazenamento de energia em resposta ao valor da tarifa energética, contribuindo na construção de cenários de utilização que auxiliam o planejamento do prosumidor na busca de reduzir do custo da fatura de energia elétrica paga.

3.4.1 Previsão de Energia Fotovoltaica

A partir do sistema de micro-geração de energia fotovoltaica, dimensionado conforme apresentado na Seção 3.3, torna-se possível a obtenção dos dados de potência gerada através da

irradiância diária, criando uma base de dados que possibilite o desenvolvimento dos modelos de previsão.

Visto que modelos de previsão são modelos que envolvem base de dados observados no passado e presente, na geração da energia fotovoltaica é considerado um histórico de irradiância (W/m^2) compreendidos entre 01/01/2009 à 31/12/2016 fornecidos pelo SIMEPAR. Os modelos baseados em séries temporais serão desenvolvidos limitados a um horizonte de previsão pré-definido dentro de um intervalo de confiança.

Em específico nesse estudo, serão abordados dois modelos prevendo a produção de energia do sistema fotovoltaico, o primeiro considera dados de um mês na estação do verão e o segundo dados de um mês na estação do inverno. Isso possibilita uma análise comparativa do comportamento da microrrede em estações do ano, proporcionando assim dois cenários distintos fazendo com que o HEMS combinado com o DSM seja testado para condições climáticas diferentes. Já que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é dependente da temperatura, umidade e principalmente da irradiância solar que são variáveis instáveis que apresentam comportamentos distintos durante os dias, meses e principalmente nas diferentes estações do ano. Assim modelos de previsão com dados de um mês específico de uma estação pré-definida irá minimizar os erros de previsão pois representam características climáticas típicas do mês em questão.

A notação do modelo ARIMA que considera os aspectos não-sazonais e sazonais dos dados é apresentado na Eq. 11.

$$ARIMA \underbrace{(p,d,q)}_{\substack{\text{parte} \\ \text{não sazonal} \\ \text{do modelo}}} \underbrace{(P,D,Q)_s}_{\substack{\text{parte} \\ \text{sazonal do} \\ \text{modelo}}} \quad (11)$$

onde:

$AR \rightarrow p =$ ordem do polinômio que descreve a parte autoregressiva;

$I \rightarrow d =$ ordem da diferenciação;

$MA \rightarrow q =$ ordem do polinômio que descreve a parte de médias móveis.

Já P, D e Q , correspondem à ordem dos polinômios da parte sazonal do modelo, e s o parâmetro que indica o padrão de repetição dos dados.

De acordo com Makridakis *et al.* (2008), a obtenção dos valores que correspondem à ordem e aos parâmetros que definem um modelo ARIMA pode ser realizado com a utilização de programas computacionais ou rotinas que realizam os cálculos usando o critério dos mínimos quadrados ou a estimativa por máxima verossimilhança de forma iterativa.

A partir da obtenção da ordem e parâmetros, um modelo ARIMA pode ser representado algebricamente considerando a forma geral apresentada nas Eq. 12 e 13, descrito em (MAKRIDAKIS *et al.*, 2008).

$$ARIMA(1,1,1)(1,1,1)_4 \quad (12)$$

$$(1 - \phi_1 B) (1 - \Phi_1 B^4) (1 - B) (1 - B^4) Y_t = (1 - \theta_1 B) (1 - \Theta_1 B^4) e_t \quad (13)$$

Onde ϕ representa o parâmetro da parte regressiva não sazonal, Φ é o parâmetro da parte regressiva sazonal, θ o parâmetro da média móvel não sazonal e Θ o parâmetro da média móvel sazonal. Já B é o operador de deslocamento para trás, Y_t é a variável que representa os dados de entrada num instante t e e_t o erro entre o valor real e o valor previsto.

Contudo, priorizando a ordem e parâmetros adequados são encontrados vários modelos candidatos que podem satisfazer a necessidade da aplicação, tornando fundamental o uso de critérios ou índice de seleção que auxiliem na determinação do melhor modelo de previsão. Nesse trabalho serão considerados 04 índices e/ou indicadores de desempenho descritos a seguir.

O Coeficiente de Determinação R^2 é um índice usado no contexto de modelos estatísticos cuja finalidade é a previsão de resultados com base em outras informações relacionadas. Ele fornece uma medida de quão bem os resultados observados são replicados, com base na proporção da variação total dos resultados explicada pelo modelo. O valor de R^2 varia entre 0 e 1, indicando, em percentagem, o quanto o modelo consegue representar os valores observados, quanto maior o valor, mais representativo é o modelo, isto é, melhor ele se ajusta às amostras (DRAPER; SMITH, 1998).

$$R^2 = \frac{\sum_{k=1}^N (\hat{y}(k) - \bar{y})^2}{\sum_{k=1}^N (y(k) - \bar{y})^2} \quad (14)$$

Para determinar o desvio padrão residual (erro de previsão) é utilizado o RMSE conforme a Eq. 15.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y(k) - \hat{y}(k))^2} \quad (15)$$

Onde, nas Eq. 14 e 15, N corresponde ao número total de dados, \bar{y} à média dos dados reais $y(k)$ e $\hat{y}(k)$ são as previsões.

Um dos critérios utilizados na seleção de modelos de previsão dentre um conjunto de modelos de mesma estrutura é o Critério de Informação Bayesiano, do inglês, *Bayesian Information Criteria* (BIC) proposto por (SCHWARZ, 1978). Esse critério é baseado na função de verossimilhança apresentado na Eq. 16, descrito em (MAKRIDAKIS *et al.*, 2008).

$$2 \log L \approx N [1 + \log (2\pi)] + N \log \sigma^2, \quad (16)$$

com $\sigma^2 = RMSE^2$ e L representando a função de verossimilhança dada por:

$$L(N_p|N) = f(N|N_p) \quad (17)$$

Sendo assim, o critério BIC é representado por,

$$BIC = -2 \log L + 2N_p \log (N). \quad (18)$$

Onde, N_p representa o número de parâmetros do modelo. Para fins de análise, o modelo selecionado é o modelo que apresenta o menor valor de BIC e RMSE.

Por fim, o último indicador considerado é o MAPE que transforma os erros percentuais negativos em erros percentuais positivos e posteriormente calcula o valor médio.

$$MAPE (\%) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left| \left(\frac{y(k) - \hat{y}(k)}{y(k)} \right) 100 \right| \quad (19)$$

3.4.2 Resultados do Modelo de Previsão

O modelo de previsão de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico utilizou o histórico de dados de irradiância (W/m^2) da cidade de Curitiba-Pr obtidos junto ao SIMEPAR. Foram abordados dois modelos prevendo a produção de energia do sistema fotovoltaico, o primeiro considerando dados do mês Janeiro, e o segundo dados do mês de Julho, caracterizando meses de verão e inverno que possibilitam uma análise comparativa. Para isso, o desenvolvimento dos modelos de previsão utilizou 5952 dados amostrados a cada 01 hora compreendidos para os

meses de Janeiro entre 01/01 00:00h - 31/01 23:00h dos anos de 2009 à 2016, e para o meses de Julho entre 01/07 00:00h - 31/07 23:00h dos anos de 2009 à 2016.

Esta etapa de identificação e validação do modelo de previsão ocorre de modo *off-line*, entretanto, definido o modelo o mesmo opera *on-line* na solução do problema de gerenciamento de cargas e energia elétrica. Assim, definido o horizonte de previsão, no caso da abordagem MILP aplicado ao DSM 24 horas, as previsões são realizadas de modo *on-line* e atualizadas a cada instante k a partir de dados passados. Para obter os modelos de previsão foi utilizado a versão de demonstração do software ForecastPro[®] (FORECAST, 2020) que avalia diferentes métodos de previsão e seleciona o modelo que melhor representa e se ajusta aos dados. A partir das informações fornecidas considerando os índices R^2 , RMSE, BIC e o MAPE, o método que melhor representou e se ajustou aos dados foi o *Box and Jenkins* popularmente conhecido como modelo ARIMA, descrito na Seção 2.7. O modelo com sua ordem e parâmetros escolhido para calcular a potência prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Janeiro, foi o modelo apresentado na Eq. 20.

$$ARIMA(2,0,4)(1,0,1)_{24}$$

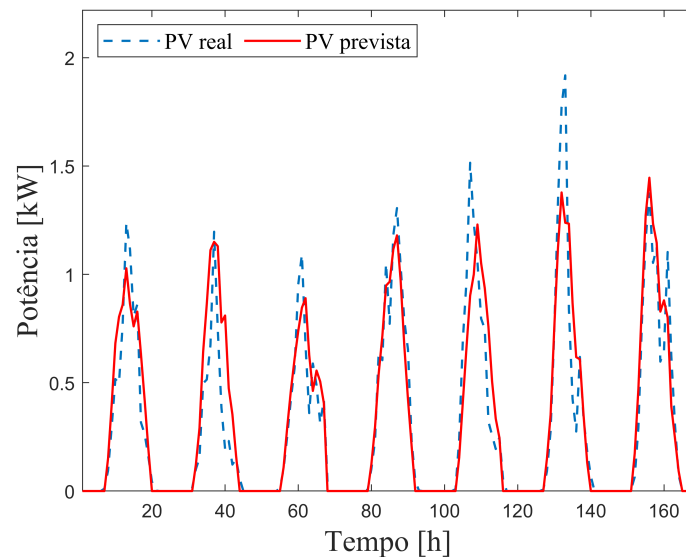
$$\begin{aligned} Ppv_{BCC}(k+i) = & \Phi_1 Ppv_{BCC}(k+i-24) + \varphi_1 Ppv_{BCC}(k+i-1) + \varphi_2 Ppv_{BCC}(k+i-2) - \\ & - \varphi_1 \Phi_1 Ppv_{BCC}(k+i-25) - \varphi_2 \Phi_1 Ppv_{BCC}(k+i-26) + e(k+i) - \\ & - \Theta_1 e(k+i-24) - \theta_1 e(k+i-24) + \theta_1 \Theta_1 e(k+i-48) - \\ & - \theta_2 e(k+i-48) + \theta_2 \Theta_1 e(k+i-72) - \theta_3 e(k+i-72) + \\ & + \theta_3 \Theta_1 e(k+i-96) - \theta_4 e(k+i-96) + \theta_4 \Theta_1 e(k+i-120) \end{aligned} \quad (20)$$

sendo os parâmetros,

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= 1,440 & \varphi_2 &= -0,5722 \\ \Theta_1 &= 0,8795 & \Phi_1 &= 0,9952 \\ \theta_1 &= 0,7967 & \theta_2 &= -0,0868 \\ \theta_3 &= -0,0779 & \theta_4 &= -0,0332 \end{aligned}$$

Onde $Ppv_{BCC}(k)$ representa a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico ao barramento CC (BCC) e $Ppv_{BCC}(k+i)$ corresponde à potência prevista i passos a frente. A Figura 10, ilustra a curva da potência real do sistema fotovoltaico e a curva de potência prevista com a estrutura $ARIMA(2,0,4)(1,0,1)_{24}$ para o mês de Janeiro num intervalo de 168 horas.

Figura 10 – Potência real e prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Janeiro para um intervalo de 168 horas



Fonte: Autoria própria.

Os valores dos indicadores estatísticos utilizados no cálculo e validação do modelo escolhido são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Indicadores de avaliação do modelo de previsão fotovoltaica para o mês de Janeiro

Estação	MAPE	R ²	RMSE	BIC
Verão	853,72%	0,83	116,66	117,34

Fonte: Autoria própria.

Analisando os resultados evidenciados na Tabela 5, o modelo escolhido apresenta um desempenho satisfatório com valor maior de R^2 e valores menores para BIC e RMSE, de acordo com o descrito na Subseção 3.4.1.

Para previsão de potência do sistema fotovoltaico para o mês de Julho o modelo escolhido é apresentado na Eq. 21.

$$ARIMA(2,0,3)(1,0,1)_{24}$$

$$\begin{aligned}
 Ppv_{BCC}(k+i) = & \Phi_1 Ppv_{BCC}(k+i-24) + \varphi_1 Ppv_{BCC}(k+i-1) + \varphi_2 Ppv_{BCC}(k+i-2) - \\
 & - \varphi_1 \Phi_1 Ppv_{BCC}(k+i-25) - \varphi_2 \Phi_1 Ppv_{BCC}(k+i-26) + e(k+i) - \\
 & - \Theta_1 e(k+i-24) - \theta_1 e(k+i-24) + \theta_1 \Theta_1 e(k+i-48) - \\
 & - \theta_2 e(k+i-48) + \theta_2 \Theta_1 e(k+i-72) - \theta_3 e(k+i-72) + \\
 & + \theta_3 \Theta_1 e(k+i-96)
 \end{aligned}$$

(21)

sendo os parâmetros,

$$\begin{aligned}\varphi_1 &= 1,422 & \varphi_2 &= -0,5622 \\ \Theta_1 &= 0,8550 & \Phi_1 &= 0,9911 \\ \theta_1 &= 0,3917 & \theta_2 &= -0,0969 & \theta_3 &= -0,0712\end{aligned}$$

Os valores dos indicadores estatísticos utilizados no cálculo e validação do modelo escolhido para previsão do mês de Julho são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Indicadores de avaliação do modelo de previsão fotovoltaica para o mês de Julho

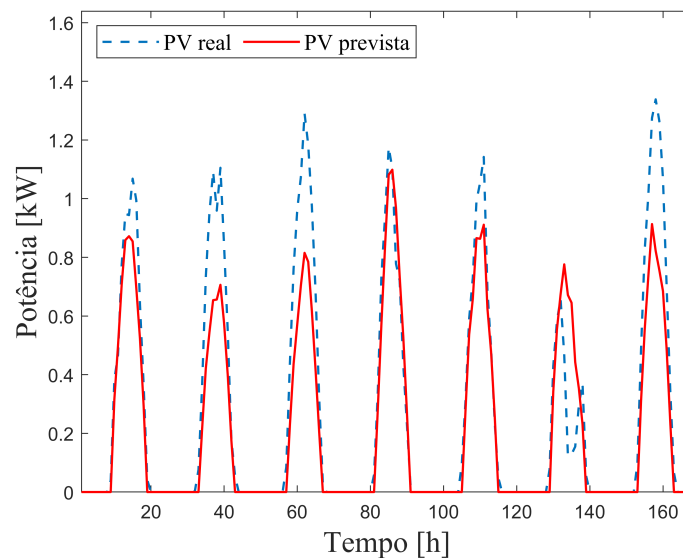
Estação	MAPE	R^2	RMSE	BIC
Inverno	1055,8%	0,93	44,03	44,26

Fonte: Autoria própria.

Também para o mês de Julho, os resultados evidenciados na Tabela 6 demonstram que o modelo escolhido teve um desempenho satisfatório com valor maior de R^2 e valores menores para BIC e RMSE como evidenciado na Subseção 3.4.1.

A Figura 11 ilustra a curva da potência real gerada pelo sistema fotovoltaico e a curva de potência prevista com a estrutura $ARIMA(2,0,3)(1,0,1)_{24}$ para um intervalo de 168 horas.

Figura 11 – Potência real e prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Julho para um intervalo de 168 horas



Fonte: Autoria própria.

3.5 MODELO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Conforme descrito na Seção 2.8, o modelo do sistema de armazenamento de energia é baseado no modelo químico cinético desenvolvido por (MANWELL; MCGOWAN, 1993). Modelo que reproduz detalhadamente a dinâmica de funcionamento da bateria possibilitando determinar a quantidade de energia que pode ser armazenada ou fornecida pela bateria a cada iteração. A seguir são apresentadas as equações que permitem a obtenção dos parâmetros q_{max} (Ah), c (adimensional), k_{bat} (1/h), definidos na Seção 2.8.

De posse das especificações técnicas de capacidade da bateria fornecida pelos fabricantes é possível o cálculo de k_{bat} e c . Para isso, faz-se necessário normalizar as capacidades da bateria indicadas para diferentes regimes, em relação à capacidade para uma descarga lenta (por exemplo, para o regime de 20 horas, ou seja, C20). Os dados deverão ser expressos como uma relação de capacidade entre dois instantes de tempo, conforme a Eq. 22:

$$F_{t_1,t_2} = \frac{q_{T=t_1}}{q_{T=t_2}} = \frac{t_1 I_{T=t_1}}{t_2 I_{T=t_2}}, \quad (22)$$

onde $q_{T=t}$ é a capacidade para um regime de descarga em $T = t$ e $I_{T=t}$ é a corrente de descarga necessária para esvaziar a bateria no tempo $T = t$. Assim, se for assumido uma bateria totalmente carregada, $I_{T=t}$ pode ser obtida em função de c e k_{bat} por meio da Eq. 23, conforme apresentado em (MANWELL; MCGOWAN, 1993).

$$I_{T=t} = \frac{q_{max} c k_{bat}}{(1 - e^{-k_{bat}t})(1 - c) + k_{bat} c t} \quad (23)$$

Já para o cálculo das constantes k_{bat} e c , é necessário substituir a Eq. 23 na Eq. 22 para duas condições de corrente de descarga da bateria, assim:

$$F_{t_1,t_2} = \frac{t_1}{t_2} \left[\frac{(1 - e^{-k_{bat}t_2})(1 - c) + k_{bat} c t_2}{(1 - e^{-k_{bat}t_1})(1 - c) + k_{bat} c t_1} \right] \quad (24)$$

Conhecidos dois valores qualquer de F_{t_1,t_2} é possível calcular as constantes k_{bat} e c . Quando se conhece mais de dois valores de F_{t_1,t_2} , é possível obter os valores das constantes a partir de um ajuste utilizando o método dos mínimos quadrados para encontrar os melhores valores de k_{bat} e c . Obtido os valores de k_{bat} e c , a máxima capacidade da bateria q_{max} é calculada considerando uma corrente de descarga lenta (por exemplo, a corrente C20), como se segue:

$$q_{max} = \frac{I_{T=t} [(1 - e^{-k_{bat}t})(1 - c) + k_{bat} c t]}{c k_{bat}} \quad (25)$$

De acordo com modelo cinético apresentado por Manwell e McGowan (1993) que considera a bateria como um sistema composto por dois tanques separados por uma condutância, as Eq. 26 que corresponde a carga disponível q_1 (Ah) e Eq. 27 e a carga limite q_2 (Ah) representam o estado de carga da bateria a cada iteração num período t , que são calculadas em função da corrente I_B (A) que pode ser positiva (carga) ou negativa (descarga) e das condições iniciais q_{1_0} e q_{2_0} , sendo:

$$q_1 = q_{1_0} e^{-k_{bat}t} + \frac{(q_0 k_{bat} c - I_B)(1 - e^{-k_{bat}t})}{k_{bat}} - \frac{I_B c (k_{bat}t - 1 + e^{-k_{bat}t})}{k_{bat}} \quad (26)$$

$$q_2 = q_{2_0} e^{-k_{bat}t} + q_0 (1 - c) (1 - e^{-k_{bat}t}) - \frac{I_B (1-c)(k_{bat}t - 1 + e^{-k_{bat}t})}{k_{bat}} \quad (27)$$

Ou seja, q_0 corresponde à carga inicial armazenada, dada por:

$$q_0 = q_{1_0} + q_{2_0} \quad (28)$$

Sendo q_t ¹ a carga total armazenada na bateria a cada iteração definida por:

$$q_t = q_1 + q_2 \quad (29)$$

Através da manipulação das Eq. 26 e 27, é possível modelar o comportamento dinâmico da bateria por meio de equações de estado chegando nas Eq. 30 e 31 que possibilita controlar a potência fornecida e consumida da bateria a cada iteração (SALAMANCA, 2018).

$$\begin{bmatrix} Q_1(k) \\ Q_2(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho_1 + \rho_2 & \rho_2 \\ \rho_3 & \rho_1 + \rho_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1(k-1) \\ Q_2(k-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \epsilon_1 + \epsilon_2 \\ \epsilon_3 \end{bmatrix} u(k) \quad (30)$$

$$Q(k) = \begin{bmatrix} 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1(k) \\ Q_2(k) \end{bmatrix} \quad (31)$$

com $u(k)$ é definido por,

$$u(k) = -PBS(k) + PBC(k) \quad (32)$$

¹ Por convenção de notação, capacidade da bateria em (Ah) é definida pela variável q , uma vez que na formulação proposta, a energia da bateria em (kWh) será representada com a variável Q .

Os estados do modelo são a energia disponível Q_1 (kWh) e a energia limite Q_2 (kWh), e a variável de controle utilizada na otimização corresponde à potência fornecida PBS (kW) ou consumida pela bateria PBC (kW), ambas definidas positivas.

Os parâmetros ρ_1 a ρ_3 e ϵ_1 a ϵ_3 derivam das constantes k_{bat} , c e t que de acordo com o trabalho de Manwell e McGowan (1993) e correspondem as Eq. 33 a 38, respectivamente.

$$\rho_1 = e^{(-k_{bat}t)} \quad (33)$$

$$\rho_2 = \frac{1}{k_{bat}} (1 - e^{(-k_{bat}t)}) k_{bat}c \quad (34)$$

$$\rho_3 = (1 - c) (1 - e^{(-k_{bat}t)}) \quad (35)$$

$$\epsilon_1 = \frac{1}{k_{bat}} (1 - e^{(-k_{bat}t)}) \quad (36)$$

$$\epsilon_2 = \frac{c}{k_{bat}} ((k_{bat}t) - 1 + e^{(-k_{bat}t)}) \quad (37)$$

$$\epsilon_3 = \frac{1 - c}{k_{bat}} ((k_{bat}t) - 1 + e^{(-k_{bat}t)}) \quad (38)$$

3.5.1 Resultados no Modelo da Unidade de Armazenamento

A aplicação do modelo proposto por Manwell e McGowan (1993) se dá pelo cálculo dos parâmetros q_{max} (Ah), c (adimensional), k_{bat} (1/h) que possibilitam determinar a quantidade de energia que pode ser armazenada ou fornecida pela bateria a cada iteração.

Para o cálculo dos parâmetros do modelo foi considerado uma bateria Moura Clean 12MF220 do tipo chumbo ácido e utilizado os seguintes dados obtidos na tabela de especificações técnica fornecida pelo fabricante para estabelecer a capacidade da bateria em relação ao seu tempo de descarga: na coluna “capacidade nominal da bateria (Ah) a 25° C”, adotou-se a capacidade de descarga lenta de 20 h, ou seja, de acordo com fabricante $q_{20} = 220$ Ah, como pode ser visto através da Figura 12. De posse da informação de capacidade da bateria em relação ao seu tempo de descarga os dados são normalizados e expressos como uma relação de capacidade conforme a Eq. 22.

Figura 12 – Capacidade nominal (Ah) a 25° C para diferentes regimes das baterias Moura

Modelo	Horas																	
	20	10	9	8	7	6	5	4,5	4	3,5	3	2,5	2	1,5	1	0,75	0,5	0,25
12MF36 12MC36	36,1	32,2	31,8	31,1	30,4	29,6	28,6	28,0	27,3	26,6	25,8	24,8	23,6	22,0	19,8	18,2	16,0	12,2
12MF45 12MC45	45	41	40	39	38	37	36	35	34	33	32	31	30	28	25	23	20	15
12MF55 12MC55	55	50	49	47	46	45	44	43	42	41	39	38	36	34	30	28	24	18
12MF63 12MC63	63	57	56	54	53	52	50	49	48	47	45	43	41	39	35	32	28	21
12MF80 12MC80	80	72	71	69	67	66	63	62	60	59	57	55	52	49	44	40	35	27
12MF100 12MC100	100	90	88	86	84	82	79	77	76	74	71	68	65	61	55	50	44	33
12MF105 12MC105	105	94	93	91	89	86	83	82	80	78	75	72	69	64	58	53	47	36
12MF150 12MC150	151	135	132	130	127	123	119	116	113	110	107	103	97	91	81	75	65	49
12MF175 12MC175	174	156	154	150	146	142	137	134	131	128	124	119	113	105	95	87	76	58
12MF220 12MC220	218	195	193	188	183	178	172	169	165	160	155	149	141	132	118	109	95	72

Fonte: Moura (2020).

Como visto na Seção 3.5, para quaisquer dois valores de F_{t_1,t_2} é possível calcular os respectivos c e k_{bat} , porém, foram consideradas dez capacidades para definir os melhores parâmetros. Reescrevendo a Eq. 24, é possível calcular c em função de k_{bat} a partir da Eq. 39, sendo t o tempo de descarga lenta.

$$c = \frac{F_{t_1,t_2} (1 - e^{-k_{bat}t_1}) t_2 - (1 - e^{-k_{bat}t_2}) t_1}{F_{t_1,t_2} (1 - e^{-k_{bat}t_1}) t_2 - (1 - e^{-k_{bat}t_2}) t_1 - k_{bat}F_{t_1,t_2}t_1t_2 + k_{bat}t_1t_2} \quad (39)$$

Considerando dez capacidades, a obtenção dos valores de c e k_{bat} foi realizado considerando 45 combinações de pares diferentes de F_{t_1,t_2} . Para cada combinação foi variado o valor de k_{bat} de 0,001 até 1 com passo de 0,001 e determinado o valor de k_{bat} que gerou o menor erro quando calculados dois valores de c para cada par de F_{t_1,t_2} .

A partir valor de k_{bat} e c para cada uma das 45 combinações, foi calculada a relação de capacidades \hat{F}_{t_1,t_2} estimada usando a Eq. 24 e comparada com as dez relações de F_{t_1,t_2} .

Para cada par de k_{bat} e c foi calculado o erro entre os valores estimados \hat{F}_{t_1,t_2} e os valores de F_{t_1,t_2} e realizada a soma quadrática dos erros descrito na Eq. 40.

$$SSE = \sum_{i=1}^{10} \left(F_{t_1,t_2_i} - \hat{F}_{t_1,t_2_i} \right)^2 \quad (40)$$

Os valores escolhidos de k_{bat} e c foram os que apresentaram o menor valor de SSE . Sendo $SSE = 0,0047$ o menor valor obtido, os valores dos parâmetros referentes a bateria

Moura Clean 12MF220 juntamente com o valor da carga máxima q_{max} calculada a partir da Eq. 25 para uma descarga lenta de 20 h são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros da bateria

Parâmetros	Valores
k_{bat}	0,6430 (1/h)
c	0,3978
q_{max}	243,66 (Ah)

Fonte: Autoria própria.

Calculado os valores k_{bat} e c é possível obter os parâmetros ρ_1 a ρ_3 e ϵ_1 a ϵ_3 que são aplicados na Eq. 30 que determina os valores de energia disponível na bateria, energia limite da bateria e os limites de potência fornecida e consumida pela bateria.

3.6 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste Capítulo foi apresentado a modelagem da microrrede que será utilizada no HEMS combinado com DSM que resulta na solução de um problema de otimização MILP.

Foram evidenciados os modelos matemáticos e características dos elementos que permitem integrar a microrrede residencial eletricamente. As cargas elétricas residenciais utilizadas na abordagem são apresentadas, bem como, seu consumo (kWh), e os parâmetros operacionais de cada carga que viabiliza o gerenciamento e alocação ótimo em resposta à energia fornecida pela FERs, a quantidade energia armazenada e custo tarifário. Como a FERs considerada não conta com um fornecimento real de energia, foi modelado um sistema fotovoltaico para atender parcialmente a demanda de energia elétrica residencial estabelecendo a quantidade de painéis necessários a partir de dados reais dos módulos e irradiância média anual da região da cidade de Curitiba-Pr.

Foi apresentado a técnica aplicada na identificação e validação dos modelos de previsão de energia do sistema fotovoltaico. A técnica utilizada foi a quantitativa de séries temporais para o desenvolvimento de modelos do tipo ARIMA, que resultam em modelos satisfatórios quando se considera dados com características sazonais como a energia gerada por um sistema fotovoltaico que resulta da irradiância solar. A seleção do modelo apropriado se baseou na análise de indicadores estatísticos como R^2 , BIC, RMSE e MAPE.

Na modelagem da bateria, foi considerada baterias do tipo chumbo-ácido que apresentam baixo custo quando comparado com outras tecnologias o que viabiliza a aplicação residencial. O modelo químico cinético abordado possibilita obter a quantidade de energia fornecida ou

consumida a cada iteração a partir do cálculo de 03 parâmetros considerando dados obtidos em manuais técnicos fornecidos pelos fabricantes, fazendo com que o modelo se aproxime mais do comportamento real das baterias do tipo chumbo-ácido.

Finalmente, um aspecto que contribui com a modelagem, é que todos os elementos modelados consideraram dados de fácil acesso, oriundos de manuais e/ou catálogos técnicos de fabricantes e dados de medição que podem ser acessados ou solicitados a institutos meteorológicos. A utilização de tais informações possibilita desenvolver modelos mais realistas conferindo veracidade aos resultados obtidos, além de viabilizar aplicações práticas que se adequem às características técnicas de diversos problemas. Mais detalhes referentes às características técnicas e aspectos econômicos da microrrede computacional são apresentados no Capítulo a seguir, que apresenta a abordagem MILP com gerenciamento de cargas.

4 ABORDAGEM MILP COM GERENCIAMENTO DE CARGAS

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a formulação do HEMS combinado com estratégias que possibilite o DSM que resulta na solução de um problema MILP. A abordagem propõe uma microrrede residencial situada na cidade Curitiba no estado Paraná composta por um sistema de micro-geração de energia fotovoltaica, um SAE formado por um conjunto de baterias do tipo chumbo-ácido e o consumo de cargas derivadas de eletrodomésticos comumente encontradas nos lares brasileiros. Um modelo MILP é desenvolvido para explorar o problema de gerenciamento de energia incluindo o gerenciamento das cargas elétricas através da alocação operacional ótima respeitando critérios previamente definidos pelo prosumidor. Com isso, pretende-se maximizar os benefícios energéticos e apresentar um cenário operacional otimizado das cargas de modo a auxiliar o prosumidor no planejamento econômico residencial na busca de minimizar a compra de energia da rede elétrica da concessionária. Neste capítulo também será apresentado as características técnicas e aspectos econômicos dos elementos que fazem parte da microrrede proposta e o desenvolvimento das funções objetivo juntamente com a definição e elaboração das restrições técnicas operacionais do sistema a partir de parâmetros definidos pelos fabricantes.

Por fim, são evidenciados os resultados computacionais obtidos que apresentam dois estudos de caso para diferentes condições climáticas (verão e inverno) considerando a potência fornecida ou exportada para rede concessionária local, a potência injetada pelo sistema fotovoltaico, a potência fornecida ou consumida pelo SAE e o consumo resultante da alocação operacional das cargas elétricas. Considerando ainda, restrições técnicas, operacionais e normativas do sistema elétrico no contexto Brasileiro.

4.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Conforme descrito no Capítulo 1, esta tese aborda o HEMS combinado com DSM, em específico neste Capítulo será tratado o problema para um prosumidor considerando especificações técnicas, operacionais e econômicas definidas a priori com base nas diretrizes e normas do mercado energético brasileiro. Objetivamente, propõe-se desenvolver um sistema de gerenciamento do fluxo de energia e alocação operacional das cargas elétricas para uma

residência comumente encontrada na região sul do Brasil.

Tal proposta baseia-se na possibilidade do prosumidor gerenciar o fluxo de energia e se planejar quanto a utilização dos eletrodomésticos/eletrônicos em sua residência de modo a armazenar, exportar ou comprar energia de maneira a não comprometer a operação de seus dispositivos independente da hora do dia, extraindo o máximo dos recursos energéticos fornecidos pela microrrede.

De acordo com o que foi apresentado na Seção 3.1, o problema de otimização resultante envolve uma microrrede que abrange diversos elementos que podem assumir diferentes estados de operação. Para determinar os estados operacionais desses elementos são consideradas as variáveis do tipo binária onde para cada dispositivo são usadas duas variáveis, ou seja, (0) e (1). Por exemplo, para definir o estado operacional de cada carga uma variável assume o valor (1) para definir ligado e (0) para definir desligado. Outra utilização, se dá no SAE em que uma variável assume o valor (1) para indicar a condição de carga e (0) para a condição neutra, no mesmo sentido, outra variável assume o valor (1) para indicar a condição descarga e (0) para condição neutra. O mesmo ocorre para o estado dos conversores de energia onde há fluxo nos dois sentidos, seja fornecendo energia para os barramentos CA ou CC ou em condição neutra.

O problema abordado além de considerar o gerenciamento das cargas elétricas envolve a otimização de um HEMS que basicamente é um problema de gerenciamento do fluxo de energia, em vista disso, surgem também variáveis como energias e potências que são caracterizadas como variáveis do tipo contínua que possibilitam estabelecer a energia/potência fornecidas e/ou consumidas seja pelas FER's, baterias ou rede concessionária.

Uma vez que esta proposta explora um modelo do tipo MILP, para as variáveis do tipo binária e contínua, existe a necessidade de conectar ou relacionar tais variáveis de modo a manter a linearidade das equações. Para isso, é considerado uma formulação do tipo *Big M* que é descrito em (GRIVA *et al.*, 2009; MAGATÃO, 2005). Vale ressaltar que, todas as variáveis contínuas do modelo proposto são definidas não-negativas, ou seja, $\in \mathbb{R}_+$.

4.2.1 Características técnicas e aspectos econômicos

Visto que uma microrrede é composta por diversos elementos, cada um com vários atributos diferentes, a seguir são apresentadas as características técnicas e econômicas dos elementos presentes no sistema.

4.2.1.1 Características Técnicas

A microrrede proposta para o HEMS combinado com DSM é constituído pelos seguintes elementos juntamente com suas características:

Fonte de Energia Renovável (FER). – A FER considerada é um sistema fotovoltaico em que a potência gerada e fornecida não é controlável pois dependente da irradiância diária que incide em suas placas. Tais valores de irradiância diária são coletados e armazenados afim de gerar uma base de dados que possibilite o desenvolvimento dos modelos de previsão de potência que irão auxiliar a formulação proposta em suas tomadas de decisão.

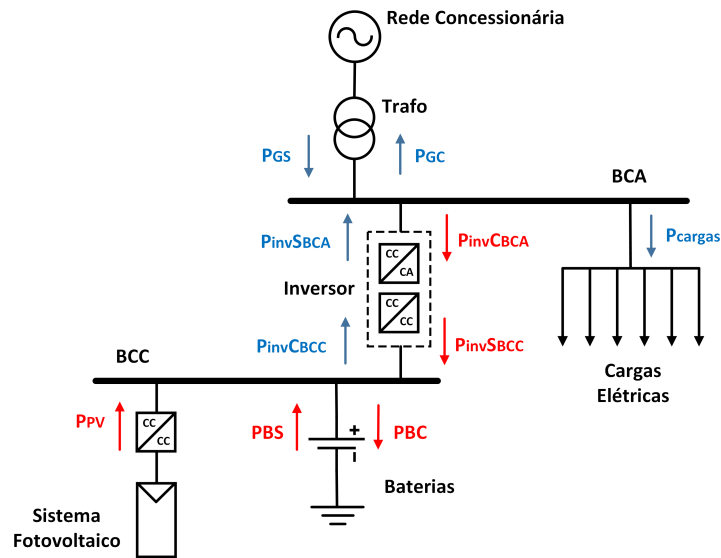
Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). O SAE é composto por baterias do tipo chumbo-ácido. A unidade de armazenamento desempenha um importante papel na formulação proposta sendo um elemento de decisão que controla a variável, que determina a potência, destinada a carregar e descarregar as baterias. Para que isso seja possível, é necessário o conhecimento detalhado de suas especificações técnicas, fornecidas pelo fabricante para estabelecer suas restrições operacionais e desenvolver os modelos matemáticos que descrevam o comportamento dinâmico das baterias.

Conversores CC/CA. São inversores de potência bidirecionais não controlados neste estudo, mas que executam função fundamental, conectando os barramentos CA e CC e realizando o intercâmbio de energia entre o sistema de armazenamento, cargas e concessionária distribuidora de energia. De posse das informações fornecidas pelo fabricante de tais conversores, será possível determinar os limites operacionais dos conversores de energia, estabelecendo assim as restrições de troca de energia elétrica nos pontos de acoplamento dos elementos do sistema. A Figura 13 ilustra o diagrama unifilar de conexão entre os barramentos CC e CA por meio do inversor de potência.

Cargas. As cargas consideradas no presente estudo são aparelhos eletrodomésticos constantemente encontrados nas residências dos consumidores brasileiros. Para modelar as cargas foram utilizadas as potências de consumo oriundas de manuais e catálogos técnicos fornecidos pelos fabricantes definidos na Tabela 2, que possibilitam estabelecer o consumo num intervalo de 24h.

Rede Concessionária. A rede concessionária considerada nesta abordagem é a fornecida pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) que abastece o estado do Paraná. Será necessário estabelecer os critérios operacionais considerados, dados da concessionária para

Figura 13 – Diagrama unifilar de conexão dos barramentos CC e CA



Fonte: Autoria própria.

desenvolver restrições operacionais de fornecimento e compensação de energia que atendam o consumidor residencial.

4.2.1.2 Aspectos Econômicos

As características econômicas referem-se aos custos relativos à operação e manutenção do sistema, que incluem as TE e TUSD, que compõem a tarifa paga pelo consumidor de acordo com sua modalidade tarifária, conforme descrito na Seção 2.9. Contudo, em específico nesse estudo, não é considerado o custo operacional do SAE, ou seja, os custos de manutenção e depreciação das baterias não serão inseridos na formulação do modelo nem a manutenção das FER's.

O problema abordado considera um microrrede residencial, segundo a Subseção 2.9.2, se enquadra no Grupo B pertencendo a modalidade tarifária horária branca, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização durante o dia.

A partir da definição da modalidade tarifária que será utilizada no modelo, faz-se necessário determinar a máxima demanda permitida para essa modalidade, delimitar as horas de atuação para os postos tarifários horário ponta, intermediário e fora de ponta e também estabelecer o valor da tarifa para cada posto tarifário.

4.3 MODELO MILP APLICADO AO HEMS

Nesta seção, é apresentada a função objetivo com diferentes termos que tem por finalidade representar o consumo de energia da rede concessionária, a estratégia de gerenciamento para as cargas elétricas com intuito de minimizar o custo da tarifa paga pelo prosumidor, as restrições de operação do SAE e balanço energético entre os barramentos B_{CA} e B_{CC} . As formulações do problema de otimização utilizam uma abordagem MILP considerando a modalidade tarifária branca atendendo a Resolução Normativa ANEEL 414 de 2010 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010).

4.3.1 Função Objetivo MILP

Para o desenvolvimento da função objetivo é fundamental o entendimento das condições gerais de fornecimento de energia elétrica de acordo com a modalidade tarifária, neste estudo considerou-se a modalidade tarifária branca.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL N°414/2010, as modalidades tarifárias são divididas quanto ao fornecimento por níveis de tensão em dois grandes grupos A e B destinadas as unidades consumidoras. Porém, considera-se somente o Grupo B que atende a consumidores com fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV na qual se enquadra os consumidores residenciais.

A modalidade tarifária branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia delimitadas pelo seu posto tarifário. Conforme a Resolução Normativa ANEEL N°414/2010, os postos tarifários são definidos pela distribuidora de energia considerando a curva de seu sistema elétrico, sendo assim, a divisão a seguir é referente aos postos tarifários adotados pela COPEL que é a concessionária de fornecimento de energia elétrica do Estado do Paraná de acordo com a Resolução Homologatória N°2.886 de 22 de Junho de 2021 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2018), apresentado na Subseção 2.9.3.

A Tabela 8, apresenta os parâmetros relativos às divisões tarifárias da modalidade branca para seus respectivos horários de vigência (coluna descrição). A partir da Tabela 8, é possível estabelecer as tarifas considerando os tributos para cada horário de vigência da modalidade tarifária branca.

Tabela 8 – Divisão por posto tarifário

Tarifa	Descrição	Horas
T_{fp}	H_{fp}^{inf1}	0
T_{fp}	H_{fp}^{sup1}	16
T_{int}	H_{int}^{inf}	17
T_p	H_p^{inf}	18
T_p	H_p^{sup}	21
T_{int}	H_{int}^{sup}	22
T_{fp}	H_{fp}^{inf2}	23
T_{fp}	H_{fp}^{sup2}	24

Fonte: Autoria própria.

Entretanto, a tarifa aplicada (T_{ap}) durante cada posto tarifário é composta por duas parcelas: TE e TUSD. Assim, T_{ap} é dada por,

$$T_{ap}(k) = TE(k) + TUSD(k) \quad (41)$$

Visto que a modalidade tarifária branca apresenta tarifas diferenciadas de acordo com seu posto tarifário. A Eq. 42 apresenta cada tarifa delimitada pelo seu horário de vigência, descritos na Tabela 8.

$$TE(k) = \begin{cases} T_{fp}(k) & \forall k > 0 : H_{fp}^{inf1} \leq k \leq H_{fp}^{sup1} \vee H_{fp}^{inf2} \leq k \leq H_{fp}^{sup2} \\ T_{int}(k) & \forall k > 0 : k = H_{int}^{inf} \vee k = H_{int}^{sup} \\ T_p(k) & \forall k > 0 : H_p^{inf} \leq k \leq H_p^{sup} \end{cases} \quad (42)$$

onde, $T_{fp}(k)$ corresponde à tarifa fora de ponta delimitada para dois intervalos do dia: $[H_{fp}^{inf1}, H_{fp}^{sup1}]$ e $[H_{fp}^{inf2}, H_{fp}^{sup2}]$, $T_{int}(k)$ é a tarifa do posto intermediário, delimitada para a hora $[H_{int}^{inf}]$ e $[H_{int}^{sup}]$ uma hora antes e uma hora depois, respectivamente, do período de ponta e $T_p(k)$ corresponde à tarifa de ponta definida para um período de três horas do dia $[H_p^{inf}, H_p^{sup}]$. A Eq. 43 apresenta o cálculo da tarifa cobrada do consumidor incluindo tributos.

$$T_{(fp,int,p)} = \left(\frac{T_{ap(fp,int,p)}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right) \quad \forall k > 0 : 1 \leq k \leq 24 \quad (43)$$

sendo, $TE(k)$ a tarifa de energia, $TUSD(k)$ a tarifa de uso do sistema de distribuição e COFINS, ICMS e PIS são os tributos federais, estaduais e municipais, respectivamente.

Entendido as considerações gerais das modalidades tarifárias, dos postos tarifários, suas tarifas e horários de vigência, são apresentadas a seguir os termos que compõem a função objetivo F que visa minimizar a compra de energia em cada posto tarifário, considerando a modalidade tarifária horária branca.

4.3.1.1 Termo 1 da Função objetivo para o posto tarifário fora de ponta

A Eq. 44 representa o termo 1 da função objetivo considerando o posto tarifário horário fora de ponta, sendo P_{GS} a energia injetada pela rede da concessionária e P_{GC} a energia exportada para rede da concessionária.

$$f_1 = \sum_{k=1}^N [P_{GS}(k)T_{fp}(k) - P_{GC}(k)T_{fpa}(k)] \quad (44)$$

4.3.1.2 Termo 2 da Função objetivo para o posto tarifário intermediário

A Eq. 45 corresponde ao termo 2 da função objetivo para o posto tarifário horário intermediário e é semelhante ao termo 1.

$$f_2 = \sum_{k=1}^N [P_{GS}(k)T_{int}(k) - P_{GC}(k)T_{intap}(k)] \quad (45)$$

4.3.1.3 Termo 3 da Função objetivo para o posto tarifário de ponta

A Eq. 46 representa o termo 3 da função objetivo para o posto tarifário horário ponta.

$$f_3 = \sum_{k=1}^N [P_{GS}(k)T_p(k) - P_{GC}(k)T_{pap}(k)] \quad (46)$$

onde, para todos os termos da função objetivo e tarifa aplicada, N é o horizonte de tempo de 24 horas, contudo pode ser consideradas horizontes de tempo com previsões semanais e mensais. P_{GS} é a potência fornecida pela rede concessionária, no intervalo delimitado pelo horizonte de tempo e calculadas no instante $k \in N$.

Definidos os termos que correspondem a cada posto tarifário delimitados por seu horário de vigência, a Eq. 47 descreve a função objetivo que pretende minimizar o consumo de energia da microrrede residencial aplicado a modalidade tarifária horária branca.

$$\min F = \sum_{i=1}^3 f_i \quad (47)$$

$$\text{s.a. } g(k) = 0$$

$$h(k) \leq 0$$

Sendo, $g(k) = 0$ e $h(k) \leq 0$ as restrições de igualdade e desigualdade que descrevem o comportamento dinâmico operacional do banco de baterias, assim como, as restrições relativas ao fluxo e balanço energético de potência entre os barramentos B_{CC} e B_{CA} . Nas subseções a seguir são apresentados as referidas restrições.

4.3.2 Formulação para Gerenciamento de Cargas

O gerenciamento de cargas elétricas residenciais proposto neste estudo é desenvolvido com base em parâmetros previamente definidos pelo prosumidor, conforme Tabela 3, que permite ao DSM alocar as cargas de maneira otimizada em janelas de operação (W_{op}), a partir dos recursos energéticos disponíveis e do custo horário da tarifa de energia elétrica. Com isso, pretende-se minimizar a necessidade de compra da rede da concessionária local viabilizando cenários operacionais, de modo a auxiliar o prosumidor no planejamento e tomadas de decisão no uso de seus dispositivos domésticos sem prejudicar seu conforto. A Figura 14, exemplifica de maneira generalizada o funcionamento da formulação proposta para o gerenciamento das cargas residenciais.

Figura 14 – Exemplo funcional do modelo de gerenciamento de cargas

W_{op}	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
δ_{ld}	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Ld_{on}	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ld_{off}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Ld_{ts}	0	0	0	0	1	2	3	4	5	0	0	0	0
Ld_{ds}	1	2	3	4	0	0	0	0	0	1	2	3	4

Fonte: Autoria própria.

Através da Figura 14, é possível evidenciar a operação de cada variável associada as cargas residenciais. Uma vez definida a janela de operação (W_{op}) onde a carga pode ser

ativada, decidindo o modelo por ativar a carga, a variável (δ_{ld}) relacionada a carga é ativada (1). No mesmo instante, a variável (Ld_{on}) identifica que a respectiva carga foi acionada (1) e se inicia a contagem da quantidade de *slots* que a carga permanece ativa através de (Ld_{ls}), respeitando o estabelecido por $Slots_{min}^{on}$ e interrompendo a contagem de *slots* em que a carga permanecia desativada por meio de (Ld_{ds}). Do mesmo modo, cumprindo a quantidade de *slots* ativos estabelecido por ($Slots_{obg}$) ou (W_{op}) atingindo seu limite, a carga é desativada (0), por meio de (δ_{ld}). No mesmo instante, (Ld_{off}) identifica que a respectiva carga foi desacionada (1) e se inicia novamente a contagem de *slots* que a carga permanece desativada, pois uma vez cumprindo a quantidade mínima de *slots* desativada estabelecido por $Slots_{min}^{off}$ a carga pode ser ativa novamente. Vale ressaltar, que esse gerenciamento é estabelecido para um período de 24h, respeitando os parâmetros definidos pelo prosumidor evidenciados na Tabela 3, para cada carga residencial.

O gerenciamento das cargas residenciais proposto é introduzido a partir das restrições operacionais descritas a seguir. As restrições 48 e 49 estabelecem as janelas de operação e a quantidade de *slots* em que cada carga pode obrigatoriamente ser ativada durante o dia.

$$\delta_{ld}(n_{ld},k) \leq W_{op}(n_{ld},k), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N \quad (48)$$

$$\sum_{k=1}^N \delta_{ld}(n_{ld},k) \geq Slots_{obg}(n_{ld}), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld} \quad (49)$$

sendo $\delta_{ld}(n_{ld},k)$ a variável binária $\{0,1\}$ associada a cada carga que determina sua ativação, $W_{op}(n_{ld},k)$ as janelas de operação e $Slots_{obg}(n_{ld})$ a quantidade obrigatória de *slots* que as cargas devem ser ativadas. Vale ressaltar que os *slots* são diretamente relacionados ao período amostral adotado para o gerenciamento, ou seja, para um período amostral de 10min, cada *slot* de tempo corresponde também a um intervalo de 10min.

Para que uma carga possa ser ativada algumas condições devem ser satisfeitas. Essas condições correspondem às restrições 50 a 53, uma vez que para uma carga ser ativada é necessário garantir que no instante anterior esteja desativada, e após ser ativada indique seu status.

$$Ld_{on}(n_{ld},k) \geq \delta_{ld}(n_{ld},k), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k = 1 \quad (50)$$

$$Ld_{on}(n_{ld},k) \leq 1 - \delta_{ld}(n_{ld},k - 1), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k > 1 \quad (51)$$

$$Ld_{on}(n_{ld},k) \leq \delta_{ld}(n_{ld},k), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (52)$$

$$Ld_{on}(n_{ld},k) \geq \delta_{ld}(n_{ld},k) - \delta_{ld}(n_{ld},k-1), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (53)$$

onde, $Ld_{on}(n_{ld},k)$ é a variável binária $\{0,1\}$ que indica o status da carga para ativada. Do mesmo modo, para a carga ser desativada algumas condições devem ser satisfeitas, como visto nas restrições 54 a 57.

$$Ld_{off}(n_{ld},k) \leq 0, \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k = 1 \quad (54)$$

$$Ld_{off}(n_{ld},k) \leq \delta_{ld}(n_{ld},k-1), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (55)$$

$$Ld_{off}(n_{ld},k) \leq 1 - \delta_{ld}(n_{ld},k), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (56)$$

$$Ld_{off}(n_{ld},k) \geq \delta_{ld}(n_{ld},k-1) - \delta_{ld}(n_{ld},k), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (57)$$

sendo, $Ld_{off}(n_{ld},k)$ a variável binária $\{0,1\}$ que indica o status da carga desativada. As Eq. 58 a 62 tem a finalidade de garantir que seja respeitado a quantidade de *slots* definido pelo prosumidor para $Slots_{min}^{on}$, ou seja, a quantidade mínima de *slots* continuamente ativos.

$$Ld_{ls}(n_{ld},k) = \delta_{ld}(n_{ld},k), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k = 1 \quad (58)$$

$$Ld_{ls}(n_{ld},k) \geq -M \times (1 - \delta_{ld}(n_{ld},k)) + (Ld_{ls}(n_{ld},k-1) + 1), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (59)$$

$$Ld_{ls}(n_{ld},k) \leq Ld_{ls}(n_{ld},k-1) + 1, \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (60)$$

$$Ld_{ls}(n_{ld},k) \leq Ld(n_{ld},k) \times M, \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (61)$$

$$Ld_{ls}(n_{ld},k-1) \geq -M \times (1 - Ld_{off}(n_{ld},k)) + Slots_{min}^{on}(n_{ld}), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N|k > 1 \quad (62)$$

sendo, $Ld_{ls}(n_{ld},k)$ a variável inteira que determina a quantidade de *slots* contínuos ativados. Da mesma maneira, faz-se necessário para que seja respeitado as quantidades de *slots* definido para $Slots_{min}^{off}$, ou seja, a quantidade mínima continuamente desativada. Para isso, considera-se as restrições 63 a 67.

$$Ld_{ds}(n_{ld},k) = Slots_{min}^{off}(n_{ld}) \times (1 - \delta_{ld}(n_{ld},k)), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k = 1 \quad (63)$$

$$Ld_{ds}(n_{ld},k) \geq -M \times \delta_{ld}(n_{ld},k) + (Ld_{ds}(n_{ld},k-1) + 1), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k > 1 \quad (64)$$

$$Ld_{ds}(n_{ld},k) \leq Ld_{ds}(n_{ld},k-1) + 1, \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k > 1 \quad (65)$$

$$Ld_{ds}(n_{ld},k) \leq (1 - \delta_{ld}(n_{ld},k)) \times M, \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k > 1 \quad (66)$$

$$Ld_{ds}(n_{ld},k-1) \geq -M \times (1 - Ld_{on}(n_{ld},k)) + Slots_{min}^{off}(n_{ld}), \quad \forall n_{ld} \in N_{ld}, k \in N | k > 1 \quad (67)$$

onde, $Ld_{ds}(n_{ld},k)$ representa a variável inteira que determina a quantidade de *slots* contínuos desativados.

Assim, estabelecido todas as restrições operacionais para o gerenciamento das cargas, o modelo proposto de HEMS combinado com DSM é capaz de realizar o deslocamento e alocação dentro das janelas de operação W_{op} das cargas elétricas de maneira ótima contribuindo para se alcançar os benefícios econômicos definidos a priori.

4.3.3 Restrições Operacionais

As restrições apresentadas e detalhadas nessa subseção descrevem a operação dinâmica das baterias do tipo chumbo-ácido utilizadas no SAE, bem como, as restrições relativas ao acoplamento e fluxo de potência entre B_{CC} e B_{CA} .

4.3.3.1 Restrições de Operação do SAE

As restrições que estabelecem limites físicos operacionais ao modelo dinâmico da bateria correspondem às Eq. 68 a 81. Lembrando, que as restrições relativas a operação do SAE

foram baseadas nos trabalhos de (MANWELL; MCGOWAN, 1993; SALAMANCA, 2018).

$$Q_1(k) = (\rho_1 + \rho_2) Q_1(k-1) + \rho_2 Q_2(k-1) + (\epsilon_1 + \epsilon_2) (-PBS(k) + PBC(k)), \quad \forall k \in N \quad (68)$$

$$Q_2(k) = \rho_3 Q_1(k-1) + (\rho_1 + \rho_3) Q_2(k-1) + (\epsilon_3) (-PBS(k) + PBC(k)), \quad \forall k \in N \quad (69)$$

onde, $Q_1(k)$ e $Q_2(k)$ expressas em (kWh) são as variáveis contínuas que representam as condições iniciais conhecidas da energia da bateria, disponível e limite, respectivamente calculadas a cada iteração. Já, a Eq. 70 ($PBS(k)$) e Eq. 71 ($PBC(k)$) dadas em (kW) correspondem a variáveis contínuas que expressam a potência fornecida e/ou consumida pela bateria calculadas a cada instante k .

$$PBS(k) \leq (\beta_1 + \beta_2) Q_1(k) + \beta_2 Q_2(k), \quad \forall k \in N \quad (70)$$

$$PBC(k) \leq \beta_3 Q_{\max} - \beta_1 Q_1(k), \quad \forall k \in N \quad (71)$$

Os parâmetros ρ_1 a ρ_3 e ϵ_1 a ϵ_3 são calculados em função dos parâmetros k_{bat} , c e t definidos na Seção 3.5, assim como os parâmetros β_1 , β_2 e β_3 que correspondem as Eq. 72, 73 e 74 descritas em (MANWELL; MCGOWAN, 1993).

$$\beta_1 = \frac{k_{bat} e^{(-k_{bat}t)}}{1 - e^{(-k_{bat}t)} + c(k_{bat}t - 1 + e^{(-k_{bat}t)})} \quad (72)$$

$$\beta_2 = \frac{k_{bat} (1 - e^{(-k_{bat}t)})}{1 - e^{(-k_{bat}t)} + c(k_{bat}t - 1 + e^{(-k_{bat}t)})} \quad (73)$$

$$\beta_3 = \frac{k_{bat} c (1 - e^{(-k_{bat}t)})}{1 - e^{(-k_{bat}t)} + c(k_{bat}t - 1 + e^{(-k_{bat}t)})} \quad (74)$$

Q_{\max} e Q_{\min} são parâmetros que estabelecem respectivamente as capacidades máxima e mínima do SAE, expressas em (kWh) e definidas a partir de dados fornecidos pelo fabricante da bateria.

$$Q_1(k) + Q_2(k) \leq Q_{\max}, \quad \forall k \in N \quad (75)$$

$$Q_1(k) + Q_2(k) \geq Q_{\min}, \quad \forall k \in N \quad (76)$$

$BS(k)$ e $BC(k) \in \{0,1\}$ são as variáveis binárias responsáveis por definir se o SAE está consumindo (carga) ou fornecendo (descarga) energia. As variáveis controlam as condições de carga e descarga do SAE regidas pela Eq. 77, que garantem que o SAE a cada iteração forneça ou consuma potência de maneira a assegurar que não ocorra as duas condições simultaneamente.

$$BS(k) + BC(k) = 1, \quad \forall k \in N \quad (77)$$

$$PBS(k) \leq BS(k) M, \quad \forall k \in N \quad (78)$$

$$PBC(k) \leq BC(k) M, \quad \forall k \in N \quad (79)$$

As variáveis $BS(k)$ e $BC(k)$ são aplicadas nas Eq. 78 e 79 através de uma formulação *Big M* onde a representação M realiza a conexão lógica entre as variáveis contínuas $PBS(k)$ e $PBC(k)$ e as variáveis binárias $BC(k)$ e $BS(k)$.

A variável binária $BC(k) = 1$ define que o SAE está consumindo potência, caso contrário, ela se encontra em condição neutra, $BC(k) = 0$, que possibilita nesse momento o SAE fornecer potência, descrita pela condição apresentada na Eq. 80.

$$BC(k) = \begin{cases} 1 & \text{bateria consumindo} \\ 0 & \text{condição neutra} \end{cases}, \quad \forall k \in N \quad (80)$$

Já a variável binária $BS(k) = 1$ define se o SAE está fornecendo potência, caso contrário, ela se encontra em condição neutra, ou seja, $BS(k) = 0$ que possibilita nesse momento o SAE estar consumindo potência, descrita pela condição apresentada na Eq. 81.

$$BS(k) = \begin{cases} 1 & \text{bateria carregando} \\ 0 & \text{condição neutra} \end{cases}, \quad \forall k \in N \quad (81)$$

4.3.3.2 Restrições do Fluxo de Potência entre os Barramentos B_{CC} e B_{CA}

As Eq. 82 a 105 são restrições referentes ao gerenciamento, acoplamento e o balanço energético do fluxo de potência entre os barramentos B_{CC} e B_{CA} , como ilustrado através da

Figura 13. São estabelecidos os limites operacionais no intercâmbio de energia entre os barramentos, garantindo também, que o fluxo de potência ocorra somente em uma direção a cada iteração. As restrições do fluxo de potência entre os barramentos B_{CC} e B_{CA} consideram as eficiências de todos os elementos presentes no sistema de micro-geração (sistema fotovoltaico, SAE e conversores de potência).

As Eq. 82 e 83 são responsáveis por garantir o equilíbrio energético entre B_{CC} e B_{CA} incluindo o fluxo de energia entre todos os elementos.

$$Ppv_{BCC}(k) + PBS_{BCC}(k) + Pinv_{S_{BCC}}(k) = PBC_{BCC}(k) + Pinv_{C_{BCC}}(k), \quad \forall k \in N \quad (82)$$

$$P_{GS}(k) + Pinv_{S_{BCA}}(k) = P_{GC}(k) + Pinv_{C_{BCC}}(k) + P_{cargas}(k), \quad \forall k \in N \quad (83)$$

$Ppv_{prev}(k)$ e $Ppv_{BCC}(k)$ são as variáveis contínuas que correspondem à potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e à potência ativa injetada no barramento CC proveniente do sistema fotovoltaico, relacionadas pelo parâmetro η_{PV} , conforme a igualdade presente na Eq. 84. A eficiência que corresponde ao sistema fotovoltaico é dada por $\eta_{PV} = 1$, pois é considerado a medição da potência na saída do controlador de carga, ou seja, em B_{CC} . Outra consideração, é que pelo fato da potência ser gerada a partir de um modelo matemático que considera a irradiância (W/m^2) descrito na Seção 3.3, a eficiência dos módulos fotovoltaicos já é considerada no modelo.

$$Ppv_{BCC}(k) = Ppv_{prev}(k) \eta_{PV}, \quad \forall k \in N \quad (84)$$

As eficiências referentes ao processo de carga e descarga do SAE correspondem a $\eta_{Bat_{carga}}$ para a eficiência durante a carga e $\eta_{Bat_{desc}}$ a eficiência de descarga com valores solicitados aos fabricantes ou caso seja possível calculados por meio de ensaios laboratoriais. $PBS_{BCC}(k)$ e $PBS(k)$ são variáveis contínuas que representam a potência ativa injetada no barramento CC proveniente do SAE e a potência ativa fornecida não considerando perdas, relacionadas por $\eta_{Bat_{desc}}$.

$$PBS_{BCC}(k) = PBS(k) \eta_{Bat_{desc}}, \quad \forall k \in N \quad (85)$$

As variáveis contínuas que representam a potência ativa consumida pelo SAE e a potência ativa proveniente do barramento CC para carregar o SAE, correspondem a $PBC(k)$ e $PBC_{BCC}(k)$ respectivamente, relacionadas por $\eta_{Bat_{carga}}$, descrito na igualdade presente na Eq. 86.

$$PBC(k) = PBC_{BCC}(k) \eta_{Bat_{carga}}, \quad \forall k \in N \quad (86)$$

Visto que o fluxo de potência pode ocorrer em ambos os sentidos no ponto de conexão da rede elétrica da concessionária com a microrrede residencial, faz-se necessário garantir que o fluxo não aconteça ao mesmo instante. A garantia que somente uma das condições seja válida por vez, ou seja, fornecendo potência ($P_{GS}(k)$) para a microrrede ou exportando o excedente de potência ($P_{GC}(k)$) da microrrede, é gerida pelas restrições 87 a 89.

$$GS(k) + GC(k) = 1, \quad \forall k \in N \quad (87)$$

$$P_{GS}(k) \leq GS(k) M, \quad \forall k \in N \quad (88)$$

$$P_{GC}(k) \leq GC(k) M, \quad \forall k \in N \quad (89)$$

sendo $GS(k)$ e $GC(k) \in \{0,1\}$, as variáveis binárias que definem se a rede da concessionária está fornecendo ou consumindo potência.

$P_{\max GS}$ e $P_{\max GC}$ correspondem às potências máximas injetada e exportada pela rede da concessionária, respectivamente. Esse limite pode ser calculado por limites técnicos, como por exemplo, conhecendo a corrente do disjuntor de entrada da instalação, ou por limites do grupo e da modalidade tarifária. No presente trabalho, foi adotado o valor de 75 kW de acordo com Resolução ANEEL N°414/2010.

$$P_{GS} \leq P_{\max GS}, \quad \forall k \in N \quad (90)$$

$$P_{GC} \leq P_{\max GC}, \quad \forall k \in N \quad (91)$$

A eficiência dos inversores bidirecionais variam de acordo com a marca escolhida e tecnologia aplicada em seu desenvolvimento. η_{inv} corresponde à eficiência do inversor tanto para a conversão CC/CA quanto para CA/CC com valores obtidos através de manuais técnicos fornecidos pelos fabricantes. $P_{invS_BCC}(k)$ corresponde à potência ativa injetada pelo inversor no barramento B_{CC} transformada a partir da potência $P_{invC_BCA}(k)$ fornecida pelo barramento B_{CA} , relacionadas por meio do parâmetro η_{inv} , como visto na Eq. 92.

$$P_{invS_BCC}(k) = P_{invS_BCA}(k) \eta_{inv}, \quad \forall k \in N \quad (92)$$

$P_{invC_BCC}(k)$ corresponde à potência ativa injetada pelo inversor no barramento B_{CA} transformada a partir da potência $P_{invS_BCC}(k)$ fornecida pelo barramento B_{CC} , relacionadas por meio do parâmetro η_{inv} , conforme Eq. 93.

$$P_{invS_BCA}(k) = P_{invC_BCC}(k) \eta_{inv}, \quad \forall k \in N \quad (93)$$

Para inversores bidirecionais, a maioria dos fabricantes considera o mesmo limite máximo de potência para a saída CC e saída CA. Nesta formulação $P_{\max Inv}$ corresponde à potência máxima de saída do inversor para saída CC e CA que atuam como limitantes operacionais para as potências fornecidas ou consumidas dos barramentos B_{CA} e B_{CC} .

$$P_{invS_BCA}(k) \leq P_{\max Inv}, \quad \forall k \in N \quad (94)$$

$$P_{invS_BCC}(k) \leq P_{\max Inv}, \quad \forall k \in N \quad (95)$$

$$P_{invC_BCA}(k) \leq P_{\max Inv}, \quad \forall k \in N \quad (96)$$

$$P_{invC_BCC}(k) \leq P_{\max Inv}, \quad \forall k \in N \quad (97)$$

O balanço energético no barramento B_{CC} é descrito na Eq. 82 que utiliza uma formulação *Big M* para garantir que condições operacionais não ocorram ao mesmo tempo, sendo apenas uma condição válida por vez. As condições que garantem que a potência do SAE seja injetada ($PBS_{BCC}(k)$) ou extraída ($PBC_{BCC}(k)$) são descritas nas Eq. 77 a 79, o mesmo ocorre com a potência relativa ao B_{CA} , seja fornecida ($P_{invS_BCC}(k)$) ou consumida, ($P_{invC_BCC}(k)$) onde as condições operacionais são garantidas por meio das Eq. 98 a 100.

$$InvS_{BCC}(k) + InvC_{BCC}(k) = 1, \quad \forall k \in N \quad (98)$$

$$P_{invS-BCC}(k) \leq InvS_{BCC}(k) M, \quad \forall k \in N \quad (99)$$

$$P_{invC-BCC}(k) \leq InvC_{BCC}(k) M, \quad \forall k \in N \quad (100)$$

O balanço energético no barramento B_{CA} é descrito na Eq. 83. Através da formulação *Big M* presente nas Eq. 87 a 89 é garantido que no barramento B_{CA} , a potência da rede concessionária seja fornecida ou o excedente da microrrede exportada, de modo que, as condições não ocorram simultaneamente. As restrições 101 a 103 asseguram as mesmas condições, porém para que o fluxo de potência relativo ao B_{CC} seja fornecida ($P_{invS-BCA}(k)$) ou consumida ($P_{invC-BCA}(k)$).

$$InvS_{BCA}(k) + InvC_{BCA}(k) = 1, \quad \forall k \in N \quad (101)$$

$$P_{invS-BCA}(k) \leq InvS_{BCA}(k) M, \quad \forall k \in N \quad (102)$$

$$P_{invC-BCA}(k) \leq InvC_{BCA}(k) M, \quad \forall k \in N \quad (103)$$

Já as restrições 104 e 105 têm a finalidade de reforçar a garantia que não haja fluxo de potência de B_{CC} para B_{CA} , ou o contrário, no mesmo instante de tempo.

$$InvS_{BCA}(k) + InvC_{BCC}(k) = 1, \quad \forall k \in N \quad (104)$$

$$InvC_{BCA}(k) + InvC_{BCC}(k) = 1, \quad \forall k \in N \quad (105)$$

As variáveis binárias $InvS_{BCA}$, $InvC_{BCA}$, $InvS_{BCC}$ e $InvC_{BCC} \in \{0,1\}$ definem se o fluxo de potência no inversor é proveniente do barramento B_{CC} para B_{CA} , $InvS_{BCA}$ e $InvC_{BCC} = 1$, ou se é proveniente do barramento B_{CA} para B_{CC} , $InvC_{BCA}$ e $InvS_{BCC} = 1$.

Definidas as restrições operacionais que estabelecem a dinâmica do SAE e restrições relativas ao acoplamento e fluxo de potência entre B_{CC} e B_{CA} , a seguir, são apresentados os resultados computacionais obtidos a partir do modelo MILP proposto.

4.4 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Nesta seção são evidenciados os resultados obtidos considerando a microrrede residencial proposta situada na cidade Curitiba-Pr e modelada no Capítulo 3, juntamente com os modelos propostos desenvolvidos neste Capítulo. O modelo MILP formulado tem por finalidade o gerenciamento do fluxo de energia residencial, bem como, o gerenciamento das cargas elétricas através de uma alocação operacional ótima a partir de parâmetros previamente definidos pelo prosumidor, de modo a extrair ao máximo, os benefícios energéticos da microrrede que resultem em vantagens econômicas, considerando-se as regulamentações e normas vigentes do sistema tarifário de energia elétrica Brasileiro.

Os resultados foram obtidos a partir de simulações computacionais utilizando o software Matlab[®] e o problema MILP resolvido pelo software GUSEK (GLPK Under Scite Extended Kit) de livre distribuição (GUSEK, 2018). Os modelos são implementados em um microcomputador com 8 GB de memória RAM e com processador Intel[®] i7 Core[™] de 2,40 GHz, com um tempo para encontrar uma solução ótima de aproximadamente 8 segundos.

Nesta seção são apresentados dois estudos de caso para diferentes condições climáticas (verão e inverno) considerando a potência fornecida ou exportada para rede concessionária local, a potência injetada pelo sistema fotovoltaico, a potência fornecida ou consumida pelo SAE e o consumo resultante da alocação operacional das cargas elétricas. Considerando ainda as restrições técnicas, operacionais e normativas do sistema elétrico brasileiro.

Como apresentado na subseção 3.3, os dados de irradiância fornecidos pelo SIMEPAR foram amostrados a cada 01 hora. Contudo, para que fosse possível a aplicação desses dados neste estudo foi realizada uma interpolação polinomial de ordem 1 que possibilitou considerar um período amostral de 10 minutos. Para validação computacional, são necessários considerar características técnicas e operacionais, bem como, parâmetros que são aplicados nas simulações do modelo proposto, evidenciados a seguir.

4.4.1 Características Técnicas

As características técnicas e parâmetros operacionais dos elementos que compõem a microrrede proposta são detalhados abaixo.

- **Rede de Distribuição** - Neste trabalho é considerada a modalidade tarifária branca per-

tendente ao Grupo B de fornecimento de tensão aérea inferior a 2,3 kV. Assim, a carga instalada na unidade consumidora deve ser menor ou igual a 75 kW.

- **Sistema Fotovoltaico** - o sistema é composto por 8 painéis de 275 Wp da marca Yingli modelo YL275D-30b, fabricados com células de silício monocristalino. Os painéis são distribuídos em 04 blocos em paralelo contendo cada bloco 02 painéis em série, potência total de 2,2 kWp.
- **Banco de Baterias** - o sistema de armazenamento de energia é composto por baterias de chumbo ácido estacionárias da marca Moura, modelo MouraClean 12MF220. O banco de baterias é formado por 2 conjuntos conectados em paralelo contendo 4 baterias em série.
- **Inversores** - O sistema de inversores é constituído por 3 inversores da marca Outback modelo GVFX3648LA com tensão de entrada de 48 Vcc e tensão de saída de 127 Vca com uma potência máxima de 3,6 kW, apresentando uma eficiência de 93%.
- **Cargas** - As cargas consideradas no presente estudo são aparelhos eletrodomésticos constantemente encontrados nas residências dos consumidores brasileiros. Com intuito de proporcionar maior veracidade nos resultados desta proposta foram utilizados valores de consumo oriundos de manuais e catálogos técnicos fornecidos pelos fabricantes o que possibilita estabelecer o consumo para 24h, conforme apresentado na Tabela 2.

A Tabela 9 evidencia os parâmetros dos elementos utilizados para todas simulações dos estudos de caso.

Tabela 9 – Parâmetros dos componentes da microrrede

Componentes	Parâmetros	Valores
Sist. Fotovoltaico	η_{PV}	100%
Banco de Baterias	$\eta_{Bat_{carga}}$	100%
	$\eta_{Bat_{desc}}$	80%
	Q_{max}	11,7 kWh
	Q_{min}	50% Q_{max}
Inversores	η_{Inv}	93%
	P_{maxInv}	1,5 kW
Rede	P_{maxGS}	75 kW
	P_{maxGC}	75 kW

Fonte: Autoria própria.

4.4.2 Aspectos Econômicos (Tarifas de Aplicação)

Os aspectos econômicos considerados são referentes a modalidade tarifária horária branca, regulamentada pela Resolução Normativa ANELL N°414/2010. As tarifas diferenciadas aplicadas na modalidade tarifária horária branca que pertence ao Grupo B, Subgrupo B1, são delimitadas pelo seu posto tarifário que são períodos de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL N°414 de 2010, os postos tarifários são definidos pela distribuidora de energia considerando a curva de seu sistema elétrico, sendo assim, a divisão referente aos postos tarifários adotada é de responsabilidade da Copel Distribuição S/A que é a concessionária de fornecimento de energia elétrica do Estado do Paraná de acordo com a Resolução Homologatória N°2.886 de 22 de Junho de 2021 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2021). Nessa resolução são definidos os respectivos valores de Tarifa de Energia - TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD que compõem as tarifas de energia juntamente com os tributos federais, estaduais e municipais.

Considerando a Resolução Homologatória N°2.886 de 22 de Junho de 2021, os valores estipulados pela COPEL para modalidade tarifária branca são apresentadas na Tabela 10 para cada posto tarifário.

Tabela 10 – Tarifas de energia

Posto Tarifário	TE ($R\$/kWh$)	TUSD ($R\$/kWh$)
$T_{p_{ap}}$	0,4378	0,5618
$T_{int_{ap}}$	0,2753	0,3801
$T_{f_{p_{ap}}}$	0,2753	0,1985

Fonte: Adaptado de ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021).

Para o estado do Paraná, os valores das alíquotas cobradas pela Copel Distribuição S/A pertinentes aos tributos são evidenciados na Tabela 11.

Tabela 11 – Tributos

Tributos	Alíquota
PIS	1,53%
COFINS	7,07%
ICMS	29%

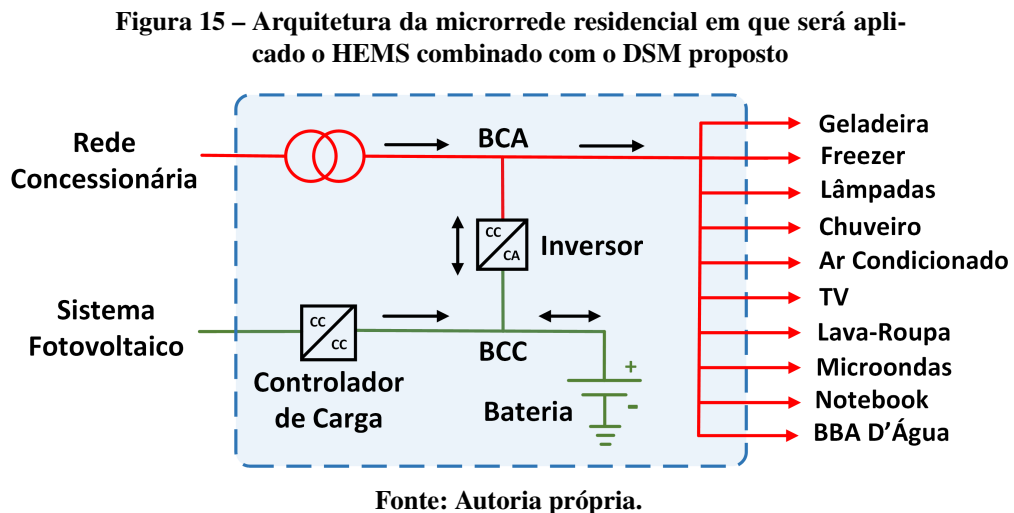
Fonte: COPEL (2021b).

Definidos as características técnicas e operacionais dos elementos que compõem a microrrede hipotética e os aspectos econômicos referentes à tarifa horária branca, nas Seções

a seguir são apresentados os resultados obtidos para o modelo de otimização MILP aplicado ao HEMS combinado com DSM proposto.

4.4.3 Resultados do Modelo MILP Proposto

Conforme foi descrito na Seção 4.1, essa investigação considera dois estudos de caso para diferentes condições climáticas, ou seja, verão (Janeiro) e inverno (Julho), onde é possível verificar o comportamento do modelo proposto uma vez que o sistema fotovoltaico apresenta desempenho diferenciado ao longo do ano, de acordo com o nível de insolação durante as estações do ano. O modelo MILP desenvolvido para o gerenciamento é validado em uma microrrede residencial proposta e modelada para fins do estudo, visto no Capítulo 3. A Figura 15, ilustra a arquitetura da microrrede residencial abordada para o gerenciamento em ambos os estudos de caso.



Através da Figura 15, é possível verificar a disposição de todos elementos que compõem a microrrede, assim como, o sentido do fluxo das potências, as cargas elétricas e o acoplamento entre os barramentos B_{CC} e B_{CA} .

O período de análise para os estudos de caso que considera o mês de Janeiro e o mês de Julho é de 02 dias (48 horas) e corresponde à terceira semana de ambos os meses. Já os modelos de previsão de potência fotovoltaica foram desenvolvidos utilizando dados reais de irradiância da cidade de Curitiba-PR monitorados entre 2009 à 2016 fornecidos pelo SIMEPAR. Assim como para as cargas elétricas, para o modelo do SAE foi assumido em seu desenvolvimento informações oriundas de manuais e fichas técnicas disponibilizados pelos fabricantes. A utilização de dados reais na construção dos submodelos usados na formulação MILP tem um importante papel na

validação subsequentes dos resultados obtidos, uma vez que possibilita analisar o comportamento do modelo proposto próximo ao que seria sua operação real.

Para os dois estudos avaliados, a tarifa aplicada é a modalidade tarifária horária branca que de acordo com a Resolução ANEEL N°414/2010 pertence ao Grupo B, Subgrupo B1, que atende consumidores residenciais com fornecimento de tensão inferior a 2,3kV, cuja a adesão já pode ser feita conforme cronograma definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), descrito na Subseção 2.9.2. Quanto ao repasse de tarifas diferenciadas referentes a bandeira tarifária, para os dois estudos de caso é adotado a bandeira verde que não se aplica nenhum acréscimo, pois é considerado para as simulações condições favoráveis de geração de energia, conforme descrito na Subseção 2.9.5.

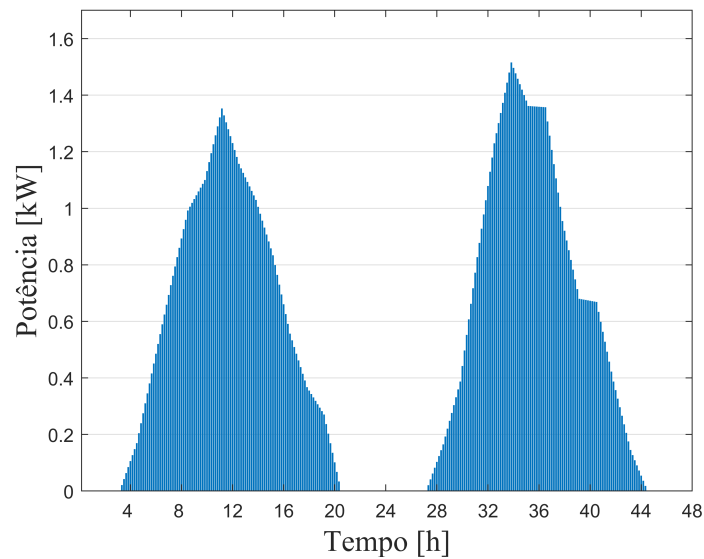
4.4.3.1 Resultados do Estudo de Caso 1

O estudo de caso 1 analisa o modelo MILP proposto para o HEMS combinado com a estratégia de DSM, operando na estação do verão, em específico o mês de Janeiro, onde se tem uma maior incidência de irradiação solar que resulta no aumento da produção do sistema fotovoltaico. Os resultados apresentam a operação de uma microrrede residencial proposta, como citado anteriormente, evidenciando o fornecimento previsto de energia do sistema fotovoltaico, a potência injetada e exportada pela rede da concessionária Copel Distribuição S/A, as operações de carga/descarga do SAE e todas as cargas elétricas coordenadas de maneira ótima pela estratégia desenvolvida, aplicada a modalidade tarifária horária branca.

A Figura 16, ilustra a potência prevista do sistema fotovoltaico para dois dias (48h) do mês de Janeiro, que é fornecida para a microrrede proposta, onde é possível notar os picos maiores de geração de potência no mês de Janeiro quando comparado com o mês de Julho (estudo de caso 2), o que de fato, isso é característico da estação de verão devido a maior incidência de irradiação. Essa maior geração do sistema fotovoltaico beneficia também o sistema de gerenciamento pois proporciona maior autonomia operacional para a microrrede.

Através das Figuras 17(a) e 17(b), é possível verificar a alocação operacional (liga/delisa) das cargas elétricas resultantes da otimização do modelo MILP desenvolvido. É evidenciada a operação do aparelho de TV e do notebook, por exemplo, que são acionados dentro de suas janelas de operação (W_{op}) respeitando o estabelecido pela Tabela 3 apresentada no Capítulo 3. Essa alocação se baseia nos recursos energéticos dispostos na microrrede, como também no custo da tarifa de energia para que o modelo decida onde a carga deve ser ligada ou

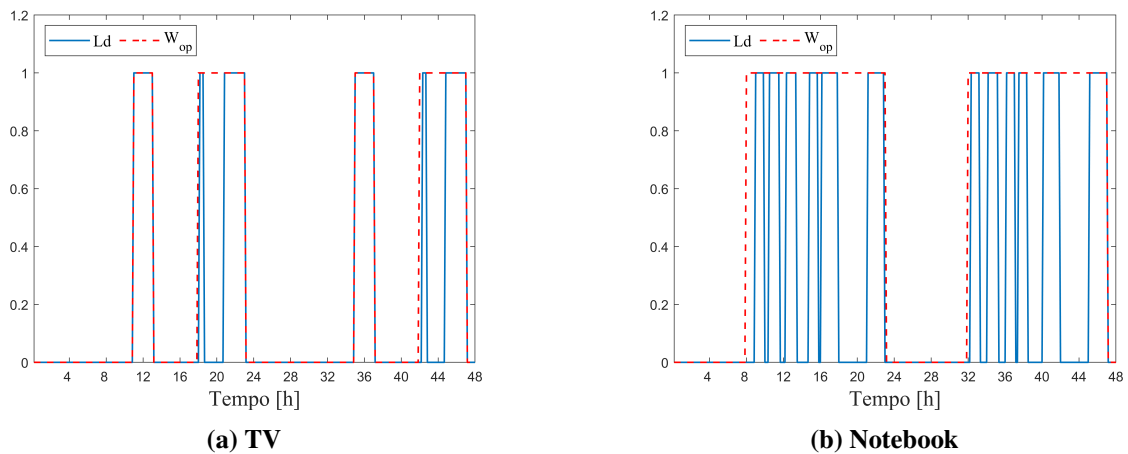
Figura 16 – Potência prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Janeiro



Fonte: Autoria própria.

desliga. Com isso, auxilia o prosumidor na utilização e planejamento de suas cargas residenciais para o alcance dos objetivos econômicos definidos a priori.

Figura 17 – Alocação das cargas residenciais - Caso 1



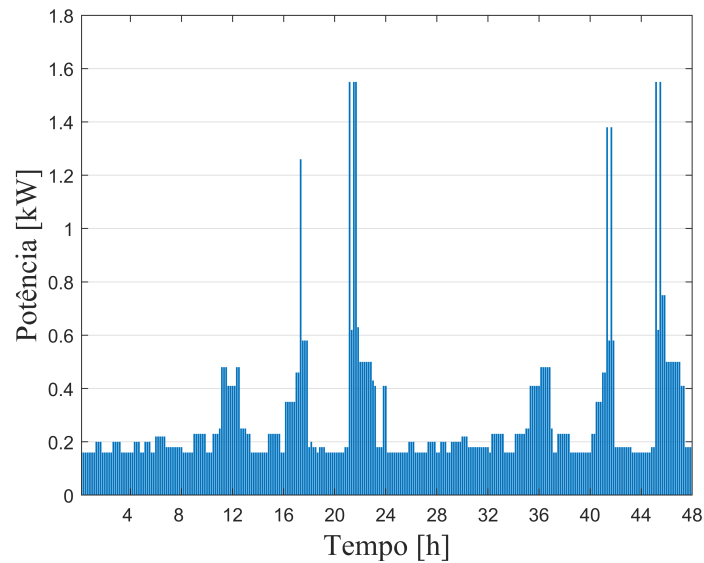
(a) TV

(b) Notebook

Fonte: Autoria própria.

Já a Figura 18, ilustra a demanda total otimizada das 48h de operação da microrrede proposta com picos de consumo nos dois dias de verão analisados, entre as 11-13h, sendo possível notar que os picos de consumo no período da noite não ocorrem no horário de ponta onde a tarifação é mais custosa. O modelo aloca o mínimo de carga possível entre as 18-21h de modo que o SAE consiga suprir a demanda, não havendo a necessidade de compra de energia da rede concessionária local.

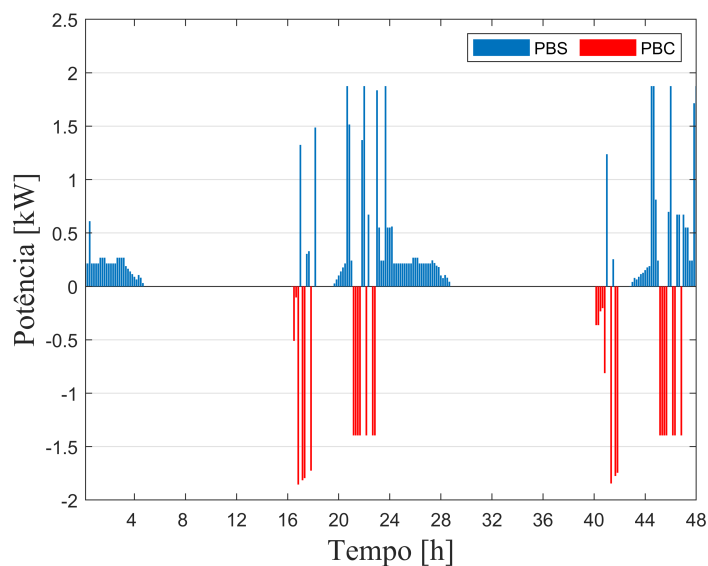
Figura 18 – Demanda das cargas otimizadas - Caso 1



Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 19, fica evidente que o SAE prioriza o fornecimento de potência durante o posto tarifário ponta, evitando a compra de energia da rede concessionária, sempre carregando durante o dia, hora que o fornecimento de potência tem o auxílio do sistema fotovoltaico e logo após o horário da tarifa ponta.

Figura 19 – Potência fornecida e consumida pelo SAE - Caso 1

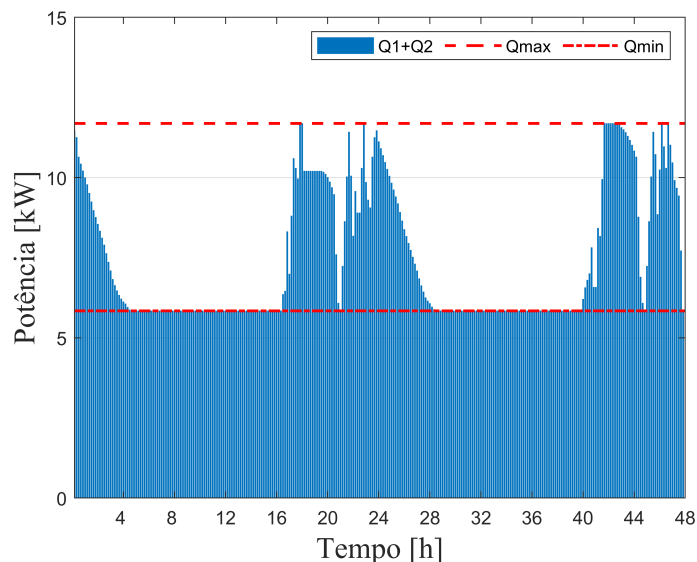


Fonte: Autoria própria.

Mas esse suprimento da demanda pelo SAE no horário ponta, é possível pela combinação da estratégia de gerenciamento das cargas elétricas com o gerenciamento de carga/descarga do SAE, caso contrário, seria necessário o auxílio da rede concessionária local para cumprir a

demanda. É possível verificar através da Figura 20 a evolução temporal do nível de energia das baterias, onde as restrições de carga máxima (Q_{max}) e carga mínima (Q_{min}) são atendidas para todo ciclo de carga e descarga do SAE, em todo o período de simulação, o que garante a vida útil das baterias que é diretamente relacionada com a profundidade de descarga. A carga do SAE ocorre nos horários fora de ponta e intermediário, onde se têm uma maior geração do sistema fotovoltaico, e as maiores descargas também acontecem no horário fora de ponta, resultante do perfil de consumo otimizado proposto pelo modelo MILP, visto que o HEMS opta sempre por atender as demandas pela combinação de fornecimento entre o SAE e o sistema fotovoltaico.

Figura 20 – Estado de carga do SAE - Caso 1

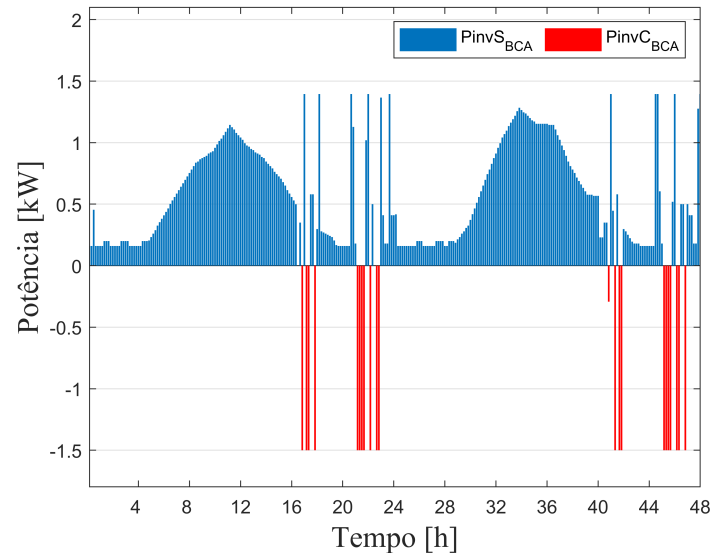


Fonte: Autoria própria.

A Figura 21, evidencia o intercâmbio de potência entre os barramentos B_{CA} e B_{CC} , onde verifica-se que grande parte da potência gerada pelo sistema fotovoltaico é enviado para o barramento B_{CA} para cumprir a demanda das cargas e exportar para a rede elétrica concessionária local que ocorre em sua maior parte no horário fora de ponta. Nota-se, que pouca potência é consumida do barramento B_{CA} para carregar o SAE, contudo, a compra da rede concessionária acontece no horário fora de ponta sendo o posto tarifário mais barato da modelidade tarifária branca.

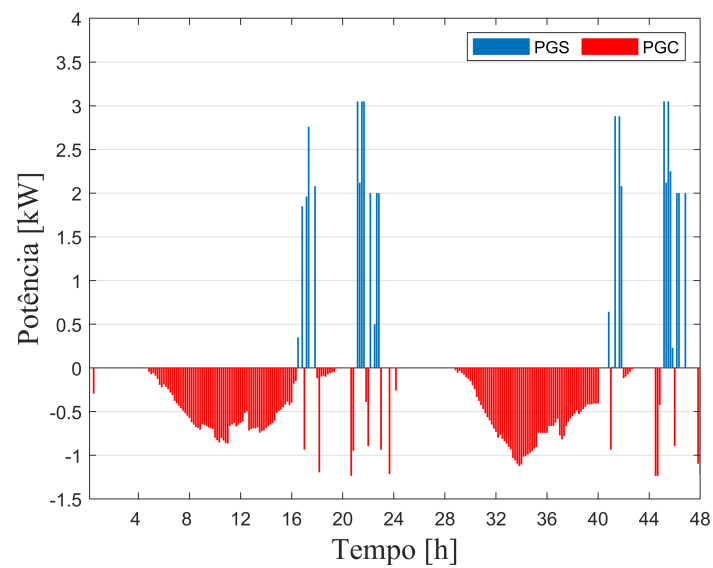
Já a Figura 22, expõe as potências consumidas e exportadas para a rede da concessionária local evidenciando que a potência não consumida pelas cargas durante o dia, oriunda do sistema fotovoltaico, é exportada para rede da concessionária. Essa exportação, como já comentado, ocorre em sua maior parte no horário fora de ponta, entre as 8h até aproximadamente 19h.

Figura 21 – Potência intercambiada entre os barramentos B_{CA} e B_{CC} - Caso 1



Fonte: Autoria própria.

Figura 22 – Potência injetada e exportada para rede da concessionária local - Caso 1



Fonte: Autoria própria.

Por outro lado, visto que a alocação das cargas elétricas feita pelo modelo MILP faz com que o perfil demanda tenha o mínimo possível de cargas operando no horário de ponta, isso resulta em picos de consumo nos horários fora de ponta e intermediário. Como pode ser visto, para se cumprir as demandas desses horários e para que o SAE tenha carga para atender a demanda do horário ponta, é necessário a compra de energia da rede elétrica da concessionária. Contudo, em pouca quantidade e em postos tarifários menos custosos.

A Tabela 12, evidência numericamente os resultados obtidos através do modelo MILP proposto para o HEMS combinado com a estratégia de DSM, onde é possível verificar que esta combinação apresentou resultados satisfatórios, minimizando a compra de energia da rede elétrica da concessionária local e realizando a alocação operacional, atendendo todos os parâmetros apresentados na Tabela 3, gerando cenários de operação que auxiliem o prosumidor em suas tomadas de decisão quanto à utilização de suas cargas.

Tabela 12 – Resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede concessionária - Caso 1

Estação Posto Tarifário	Verão (Janeiro)		
	Ponta	Intermediário	Fora de ponta
Energia elétrica consumida [kWh]	—	—	5,87
Energia elétrica exportada [kWh]	7,26	3,66	37,58
Energia elétrica consumida [R\$]	—	—	4,46
Energia elétrica exportada [R\$]	7,26	2,41	17,66

Fonte: Autoria própria.

Analisando a Tabela 12, é possível notar que o HEMS se beneficiou da maior incidência de irradiação típica dos meses de verão, cumprindo a demanda das cargas durante o dia e exportando uma quantia considerável do excedente de energia para rede da concessionária local. O modelo de gerenciamento das cargas residenciais contribuiu para o alcance dos benefícios econômicos apresentados, ativando o mínimo de cargas para que o SAE fosse capaz de cumprir a demanda no horário tarifário ponta, não sendo necessário a compra de energia. O gerenciamento MILP proposto resultou em um consumo da rede concessionária de R\$ 5,87 e exportou

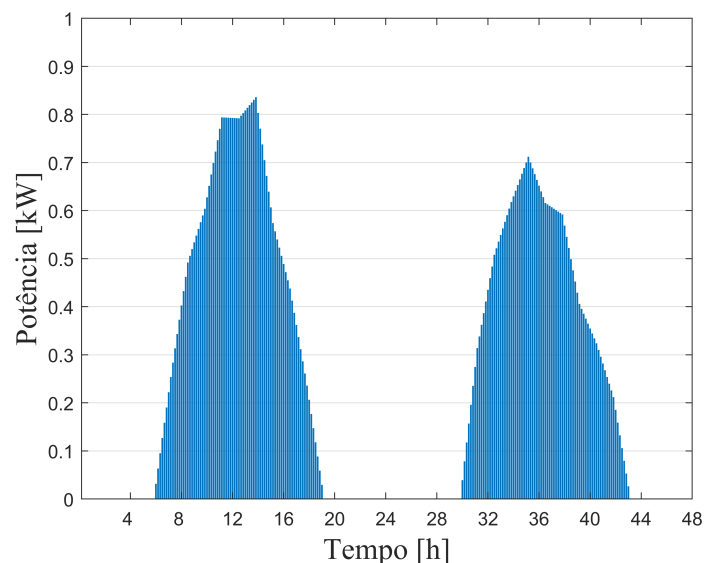
R\$ 17,66, valor esse que é convertido em créditos de energia para que o prosumidor possa utilizar em um prazo de 60 meses, uma vez que o valor exportado foi superior ao consumido.

4.4.3.2 Resultados do Estudo de Caso 2

Do mesmo modo que o estudo caso 1, este estudo considera o gerenciamento da microrrede proposta para a arquitetura ilustrada na Figura 15. Contudo, o modelo MILP proposto para o HEMS combinado com a estratégia de DSM opera na estação de inverno, em específico o mês de Julho, onde se tem menor incidência de irradiação solar que resulta em menor produção do sistema fotovoltaico. Isso faz com que o sistema tenha que buscar alternativas através do gerenciamento do fluxo de potência entre os elementos da microrrede, bem como, a alocação das cargas elétricas que devem cumprir condições pré-definidas, de modo a maximizar os benefícios econômicos estabelecidos a priori, cumprir a demanda residencial e minimizar a compra de energia da rede da concessionária elétrica local. Os resultados evidenciam o fornecimento de energia previsto pelo sistema fotovoltaico, a potência consumida e exportada pela rede da concessionária local, as operações de carga/descarga do SAE e operação das cargas elétricas.

A Figura 23, ilustra a potência prevista do sistema fotovoltaico para dois dias (48h) do mês de Julho, que é fornecida para a microrrede proposta, onde é possível notar os picos menores de geração de potência quando comparado com o mês de Janeiro (estudo de caso 1).

Figura 23 – Potência prevista do sistema fotovoltaico para o mês de Julho

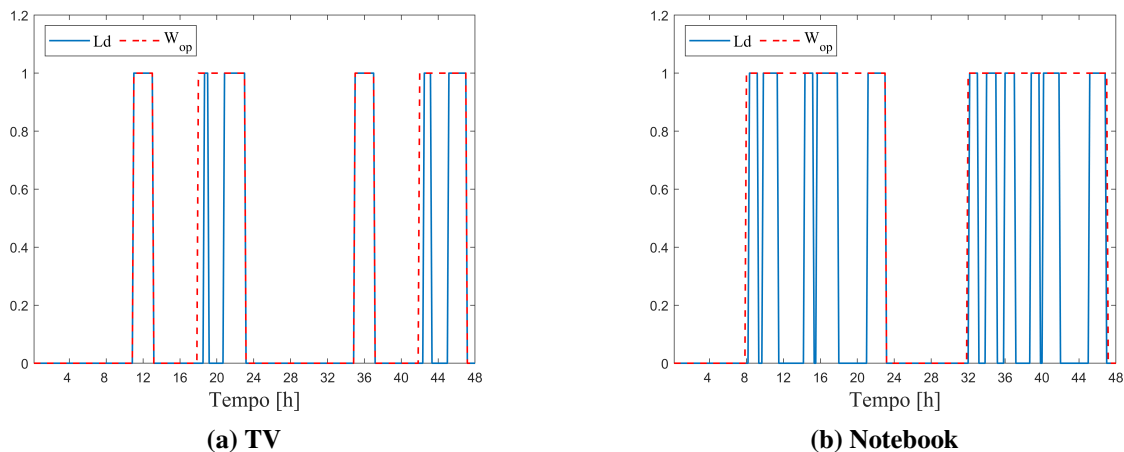


Fonte: Autoria própria.

Isso exige do modelo de gerenciamento uma solução que combine a alocação das cargas, juntamente com a carga/descarga do SAE, afim de superar a limitação de geração do sistema fotovoltaico causado pela baixa incidência de irradiação.

Através das Figuras 24(a) e 24(b), é possível verificar a alocação operacional (liga/delisa) das cargas elétricas definida pelo modelo MILP de otimização desenvolvido. É evidenciada a operação do aparelho de TV e do notebook, assim como no estudo de caso 1, que são acionados dentro de suas janelas de operação (W_{op}), respeitando os parâmetros de ($Slots_{obg}$), ($Slots_{min}^{on}$) e ($Slots_{min}^{off}$) estabelecidos pela Tabela 3, apresentada no Capítulo 3. A alocação é feita partir dos recursos energéticos disponíveis na microrrede proposta, tanto da potência prevista do sistema fotovoltaico quanto da quantidade de carga do SAE, como também o custo da tarifa de energia para que o modelo decida onde a carga deve ser ligada/desliga dentro dos limites definidos por (W_{op}).

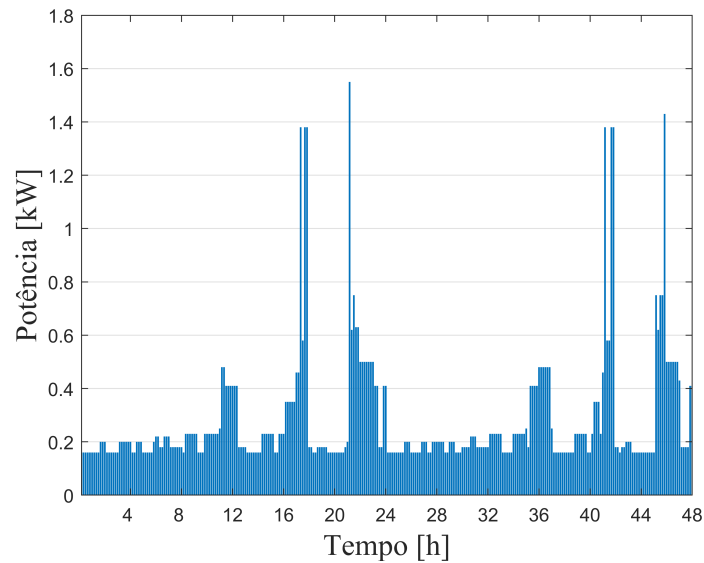
Figura 24 – Alocação das cargas residenciais - Caso 2



Fonte: Autoria própria.

A Figura 25, apresenta o cenário operacional da demanda total resultante da otimização para as 48h analisadas durante o mês de Julho, onde ficam evidentes os picos de consumo entre os horários de 11-13h, característicos da utilização dos eletrodomésticos, causado pela presença dos prosumidores em suas residências para refeição de meio-dia. É possível notar também, que mais uma vez que o HEMS evita a utilização das cargas elétricas durante o horário tarifário ponta evitando a compra de energia da rede concessionária local, de maneira que somente o SAE seja capaz de cumprir a demanda neste horário. Entretanto, caso esse cenário operacional proposto não atenda as necessidades do prosumidor, parâmetros podem ser alterados de acordo com sua conveniência e outros cenários de utilização de cargas podem ser obtidos.

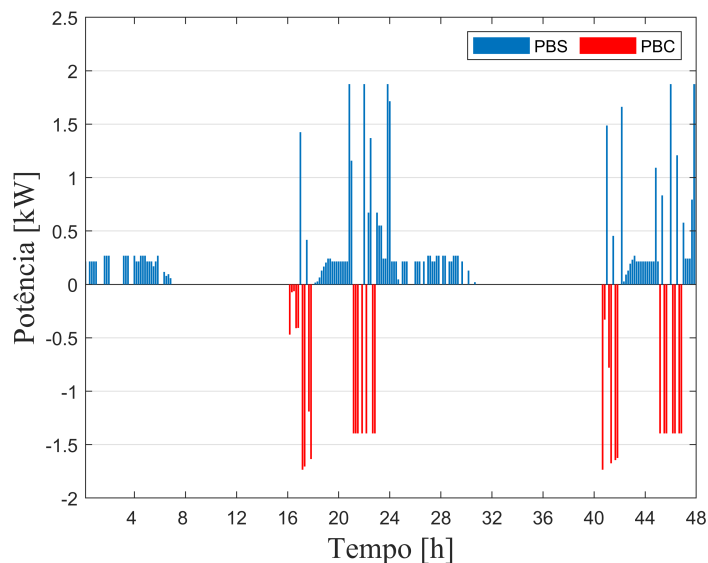
Figura 25 – Demanda das cargas otimizadas - Caso 2.



Fonte: Autoria própria.

Em análise a Figura 26, verifica-se que o SAE fornece potência para o posto tarifário ponta evitando a compra de energia no posto tarifário mais custoso, sempre carregando as baterias nas demais horas do dia. Outra constatação, é que durante os horários das 8h até aproximadamente 16h o SAE praticamente não é usado, sendo o sistema fotovoltaico responsável por cumprir a demanda, possibilitando que o SAE opere mais ativamente no posto tarifário mais custoso.

Figura 26 – Potência fornecida e consumida pelo SAE - Caso 2

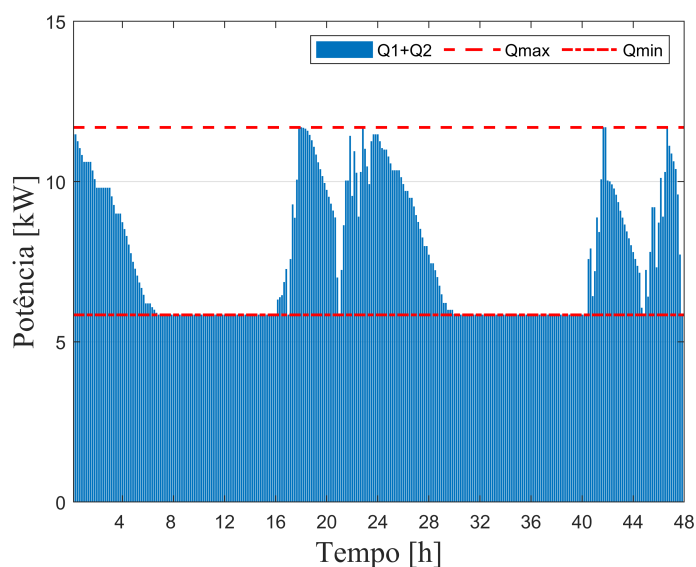


Fonte: Autoria própria.

Também no estudo de Caso 2 para o mês de Julho, é possível verificar através Figura 27 que as restrições de carga máxima Q_{max} e carga mínima Q_{min} são atendidas para todo ciclo

de carga e descarga das baterias para todo o período de simulação, contribuindo assim com o aumento da vida útil das baterias que compõem o SAE. Analisando a Figura 27, fica evidente a descarga do SAE durante o horário de ponta para os dois dias considerados confirmando o exposto na Figura 26.

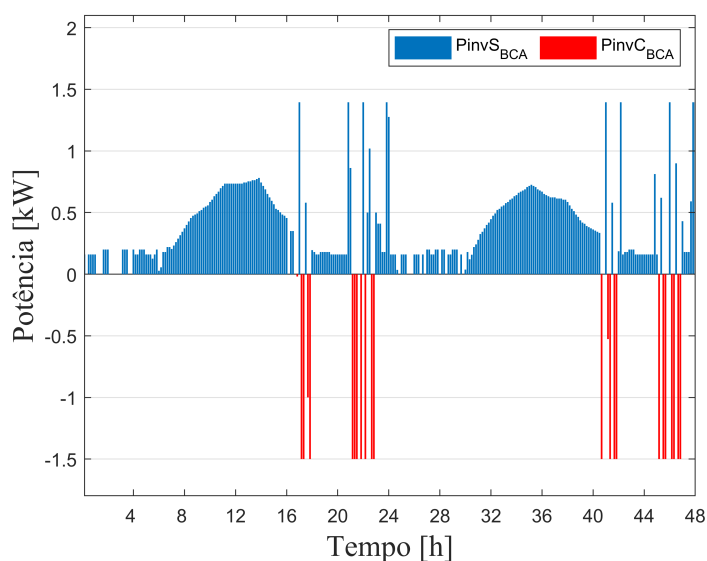
Figura 27 – Estado de carga do SAE - Caso 2



Fonte: Autoria própria.

Os resultados no que se refere ao intercâmbio de potência entre os barramentos B_{CA} e B_{CC} e relação ao estudo de caso 2, são ilustrados através da Figura 28.

Figura 28 – Potência fornecida e consumida pelos conversores do BCA - Caso 2

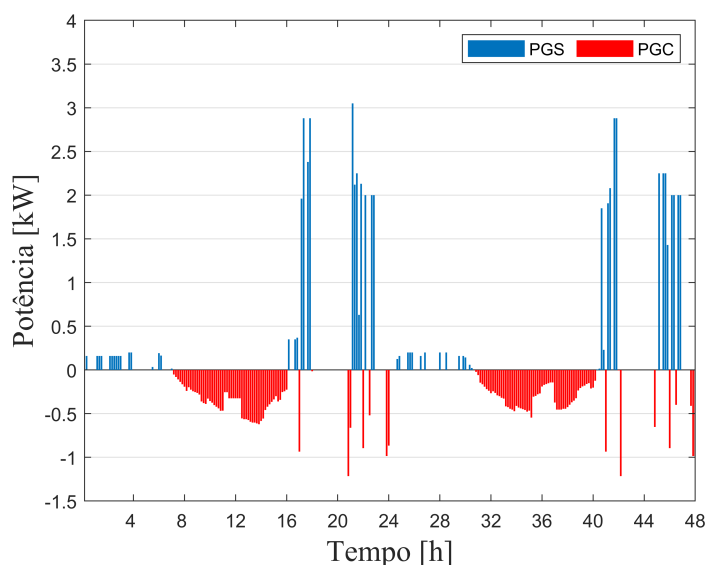


Fonte: Autoria própria.

Verifica-se que em sua maioria a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico é enviado para o barramento B_{CA} para cumprir a demanda das cargas e exportar o excedente para a rede elétrica concessionária local que ocorre por sua vez durante o dia no horário fora de ponta, assim como acontece no estudo de caso 1. É possível notar que pouca potência é consumida do barramento B_{CA} para a carregar o SAE, contudo, a compra da rede concessionária também ocorre no horário fora de ponta sendo o posto tarifário mais barato da modelidade tarifária branca.

Por fim, a Figura 29 ilustra a potência consumida pelo prosumidor da rede concessionária local (PGS) e o excedente exportado (PGC), para o estudo de caso 2. A potência consumida da rede elétrica da concessionária local sempre ocorre no posto tarifário fora de ponta atendendo as funções objetivo de minimizar a tarifa paga, entretanto, atingido picos de aproximadamente 3 kW, resultantes da demanda estabelecida pela estratégia de gerenciamento de cargas. Esse consumo (PGS) basicamente ocorre nos horários da madrugada, como auxílio ao SAE, e nos horários que antecedem o posto tarifário ponta, contribuindo na carga do SAE e no cumprimento dos picos de demanda. Em contrapartida, mesmo com a pouca incidência de irradiação típica dos meses de inverno, o sistema fotovoltaico gerou excedentes possibilitando exportação de energia, o que contribui com a diminuição da tarifa mensal cobrada pela rede de distribuição.

Figura 29 – Potência injetada e exportada para rede da concessionária local - Caso 2



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 13 apresenta as respostas numéricas de compra e venda de energia obtidas através do modelo MILP de gerenciamento onde é possível verificar que a arquitetura do HEMS

combinada com estratégias de DSM abordada no estudo de caso 2, alcançou mesmo em condição mais crítica com baixa geração do sistema fotovoltaico, resultados satisfatórios. Essa condição exigiu do modelo uma alocação operacional das cargas de modo que fosse consumido o mínimo de potência da rede da concessionária, mas que ao mesmo tempo restasse um excedente para ser exportado, sempre respeitando os parâmetros operacionais de $(Slots_{obg})$, $(Slots_{min}^{on})$ e $(Slots_{min}^{off})$ estabelecidos pelo prosumidor.

Tabela 13 – Resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede concessionária - Caso 2

Estação Posto Tarifário	Inverno (Julho)		
	Ponta	Intermediário	Fora de ponta
Energia elétrica consumida [kWh]	---	---	4,58
Energia elétrica exportada [kWh]	3,76	3,66	24,72
Energia elétrica consumida [R\$]	---	---	3,48
Energia elétrica exportada [R\$]	3,76	2,41	11,61

Fonte: Autoria própria.

Em comparação com os resultados obtidos no estudo de caso 1, o gerenciamento para o mês de Julho atingiu resultado similar quanto ao consumo de energia com valor de R\$ 4,58, ficando a maior distinção na quantidade de energia exportada com valor de R\$ 17,78, que tem como contribuição a menor produção do sistema fotovoltaico resultante da baixa incidência de irradiação solar.

4.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Uma abordagem HEMS combinada com estratégias de DSM aplicada a uma microrrede residencial proposta que resultou na solução de um problema de otimização MILP, foi evidenciada neste Capítulo. Foi exposto o modelo MILP desenvolvido para explorar o problema de gerenciamento de fluxo de energia juntamente com o gerenciamento operacional das cargas elétricas. O presente capítulo evidencia a elaboração da função custo, responsável por minimizar

a compra de energia da rede concessionária local, a estratégia para a alocação operacional otimizada das cargas domésticas atendendo critérios pré-definidos, as características técnicas e aspectos econômicos dos elementos que fazem parte da microrrede proposta e a definição e elaboração das restrições técnicas operacionais do sistema a partir de parâmetros fornecidos pelos fabricantes.

Em análise aos dois estudos de caso apresentados fica evidente que os objetivos foram atingidos, sendo possível verificar a eficácia e a aplicabilidade da estratégia de gerenciamento proposta. Em resumo, a modelo MILP desenvolvido gerenciou a microrrede residencial proposta de maneira satisfatória, cumprindo os objetivos estabelecidos pela função custo, consumindo o mínimo de energia da rede concessionária local e, quando necessário, sempre no posto tarifário fora de ponta. A alocação operacional das cargas de maneira ótima contribuiu para que os recursos energéticos presentes na microrrede fosse quase em sua totalidade suficientes para atender a demanda. Vale ressaltar, que o modelo MILP proposto para o HEMS combinado com estratégias de DSM não tem o intuito de gerenciar a microrrede efetivamente de modo que o prosumidor fique obrigado a utilizar suas cargas como estabelecido pelo modelo, mas sim, atuar como uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão quanto à utilização de seus dispositivos elétricos ou eletroeletrônicos, ou seja, a decisão se dá por adotar ou não o cenário operacional ótimo proposto, para que se alcance os benefícios econômicos definidos a priori. O cenário operacional das cargas residenciais é resultado da previsão de potência do sistema fotovoltaico para os dias futuros juntamente com a carga armazenada no SAE aplicando o sistema tarifário adotado pelo prosumidor, que nesse estudo foi a modalidade tarifária branca.

Em análise aos resultados numéricos apresentados nos estudos, fica evidente a influência causada no gerenciamento provocada pelas diferenças climáticas das estações do ano, mais específico as estações de inverno e verão, contudo, isso não foi um fator impeditivo para que o modelo apresentasse uma solução aceitável. Com compra de R\$ 5,87 e exportação de R\$ 27,33 para o mês de Janeiro e compra de R\$ 4,58 e exportação de R\$ 17,78 para o mês de Julho. Nos dois casos estudados o prosumidor terá que pagar somente o custo de disponibilidade - valores em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Como nos dois gerenciamentos a energia injetada na rede foi superior ao consumo, esse excedente é convertido em créditos de energia ativa válidos por 60 meses.

Outra consideração, é que a formulação desenvolvida contribui apresentando uma única solução englobando duas metodologias, no caso, o HEMS e o DSM onde o modelo gerencia

o fluxo de potência entre os elementos da microrrede proposta e ao mesmo tempo fornece uma alocação ótima das cargas residenciais sem prejudicar as atividades diárias do prosumidor, colaborando com a literatura onde muitos trabalhos direcionam somente ao HEMS ou ao DSM na busca de benefícios econômicos. Além disso, a utilização de um software de otimização como o GUSEK (GLPK Under Scite Extended Kit) de livre distribuição é um atrativo para o desenvolvimento de soluções comerciais de baixo custo.

Por fim, destaca-se que os resultados computacionais apresentados não tiveram o intuito de avaliar o retorno financeiro versus o custo do investimento necessário para a montagem física da microrrede proposta, mas apenas mostrar as vantagens operacionais e econômicas que poderiam ser alcançadas se a solução proposta fosse adotada.

5 ABORDAGEM MPC COM RESPOSTA À DEMANDA

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo propõe um HEMS juntamente com uma estratégia de DSM MPC para gerenciar os recursos de energia de uma microrrede residencial experimental combinada com técnicas como a DR, como a redução de carga, que promove a redução de curto prazo da demanda de energia elétrica em horários pré-definidos. Em particular, esta abordagem abrange questões de degradação do SAE, o custo da eletricidade, geração de energia renovável e outras restrições operacionais. A estratégia de controle e gerenciamento desenvolvida é capaz de maximizar o benefício econômico da microrrede, enquanto minimiza a degradação do SAE, reduzindo o consumo de eletricidade durante o dia, e cumprindo as diferentes restrições operacionais. A estratégia proposta é validada em uma plataforma experimental de microrrede baseada em energia renovável para diferentes condições climáticas.

5.2 DESCRIÇÃO DA MICRORREDE EXPERIMENTAL

Uma plataforma experimental de microrrede baseada em energia renovável é usada para avaliar e testar a estratégia MPC proposta para o HEMS. Esta plataforma está instalada na *Universidad de Sevilla* (US), Espanha (VALVERDE *et al.*, 2016). A microrrede é baseada em FERs, SAE e cargas elétricas, permitindo validar modelos em condições semelhantes ao mundo real.

As FERs são painéis fotovoltaicos e/ou turbinas eólicas que podem ser replicadas por uma fonte de potência programável capaz de emular o comportamento dinâmico de tais sistemas. As unidades de armazenamento são compostas por dois tipos de baterias (chumbo-ácido e íon-lítio) reais e a demanda é composta por cargas elétricas tipicamente encontradas em residências. O perfil de cargas é emulado por uma carga eletrônica. Além disso, a microrrede não está conectada diretamente a rede elétrica da concessionária, mas a compra e venda de energia é emulado por uma fonte de potência eletrônica. A Figura 30, ilustra a plataforma de microrrede utilizada neste estudo, destacando seus principais componentes.

Uma breve descrição das especificações técnicas dos equipamentos presentes na microrrede utilizada nesta abordagem é apresentada considerando os itens evidenciados na Figura 30.

Figura 30 – Microrrede experimental (Hylab)



1. Baterias de íon lítio
2. Conversor CC/CC baterias de íon lítio
3. Baterias de chumbo ácido
4. Campo fotovoltaico
5. Carga eletrônica programável
6. Fonte de potência programável
7. Controlador lógico programável (CLP)
8. Estação de trabalho

Fonte: Autoria própria.

1. **Baterias de íon lítio:** O banco de baterias de íon lítio é formado por 16 baterias da marca GBS modelo LFP 100 Ah distribuídas em 04 blocos de 04 baterias cada. O banco de baterias possui ainda um Sistema de Gerenciamento de Baterias, do inglês, *Battery Management System* (BMS) e um módulo de monitoramento, sua conexão ao barramento CC é feita através de um conversor CC/CC que possui um controlador integrado que possibilita enviar referências operacionais remotamente. As características técnicas das baterias de íon lítio são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Características técnicas das baterias de íon lítio

Baterias LFP 100 Ah	Valores
Tipo da bateria	LiFePO4
Tensão nominal	4 V
Capacidade nominal	100 Ah / 1,2 kWh
Capacidade descarga	0,2 C
Impedância interna	$\leq 2,8m \Omega$
Ciclos de vida	2000 ciclos 80 DOD
Temperatura carregando	0 - 65°C
Temperatura descarregando	-20 - 65°C
Temperatura de armazenamento	-20 - 65°C

Fonte: Autoria própria.

2. **Conversor CC/CC das bateria de íon lítio:** O conversor utilizado para as baterias de íon lítio não é comercial, foi desenvolvido por um Grupo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da *Escuela Técnica Superior de Ingeniería* (ETSI) da US especificamente para satisfazer as características de desempenho da microrrede experimental. A Tabela 15 apresenta as características técnicas do conversor utilizado nas baterias de íon lítio.
3. **Baterias de chumbo ácido:** As baterias de chumbo ácido formam um banco de baterias

Tabela 15 – Características técnicas do conversor CC/CC para as baterias de íon lítio

Conversor ESS3-CC/CC	Valores
Tipo	buck-boost bidirecional
Potência nominal	3 kW
Tensão nominal	48 V
Corrente nominal	62,5 A
Rendimento	95 %
Controlador	PID
Comunicação	Modbus TCP/IP

Fonte: Autoria própria.

composto por 24 baterias da marca Exide Technologies modelo Classic Solar Enersol T-370. As baterias são conectadas diretamente no barramento 48 Vcc sem a presença de um conversor, estabelecendo o nível de tensão do barramento e compensando suas flutuações instantâneas. A Tabela 16 apresenta as características técnicas das baterias Enersol T-370.

Tabela 16 – Características técnicas das baterias de chumbo ácido

Baterias Enersol T-370	Valores
Tensão nominal	0 - 60 V
Capacidade nominal C120 1,85V	376 Ah / 0,752 kWh
Corrente de curto-circuito	290 A
Banco de baterias	
Tensão nominal	48 V
Capacidade nominal C120 1,85V	9024 Ah / 18,048 kWh

Fonte: Autoria própria.

4. **Sistema fotovoltaico:** É composto por 20 painéis fotovoltaicos da marca Artesa do Grupo Elecnor modelo A-250M de silício monocristalino. Os painéis são conectados ao barramento através de um conversor CC/CC que conta com um controlador de carga interno, e faz sua comunicação com o Controlador Lógico Programável (CLP) usando o protocolo TCP/IP-CAN. A Tabela 17 apresenta as características técnicas do campo fotovoltaico.

Tabela 17 – Características técnicas dos painéis fotovoltaico A-250M

Características elétricas	Valores
Potência nominal (0/+5W)	250 W
Eficiência do módulo	15,35%
Corrente de MPP (I_{mp})	8,24 A
Tensão de MPP (I_{mp})	30,35 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,79 A
Tensão de curto-circuito (V_{oc})	37,62 V
Parâmetros térmicos	
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}(\alpha)$	0,03% / °C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}(\beta)$	0,34% / °C
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}(\gamma)$	0,43% / °C
Dimensões físicas	
Dimensões (mm)	1645 x 990 x 40

Fonte: Autoria própria.

5. **Carga eletrônica programável:** É uma carga eletrônica da fabricante AMETEK da série AMREL PLA modelo 2,5K-60-1000. O uso da carga eletrônica possibilita emular o comportamento dinâmico de diversos perfis de demanda. Outra vantagem, é que devido a microrrede experimental não estar conectada diretamente à rede elétrica da concessionária, seu uso viabiliza emular o intercâmbio de energia elétrica entre a microrrede e o sistema de distribuição. As características técnicas da carga eletrônica são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Características técnicas da carga eletrônica AMREL PLA

Características de saída	Valores
Tensão	0 - 60 V
Corrente	0 - 1000 A
Potência máxima	2,5 kW

Fonte: Autoria própria.

6. **Fonte de potência programável:** Como a microrrede experimental não está conectada diretamente com rede elétrica da concessionária, se faz necessário o uso de uma fonte de potência programável para emular o intercâmbio de energia com rede. Outra funcionalidade disponível, é a emulação do comportamento de diferentes fontes de energia renovável. A fonte utilizada é da fabricante PowerBox modelo LBS 60-100. A Tabela 19 apresenta as características técnicas da fonte de potência programável.

Tabela 19 – Características técnicas da fonte eletrônica PowerBox

Características de saída	Valores
Tensão	0 - 60 V
Corrente	0 - 100 A
Potência máxima	6 kW
Eficiência	
Nominal	89%
Mínima	82%

Fonte: Autoria própria.

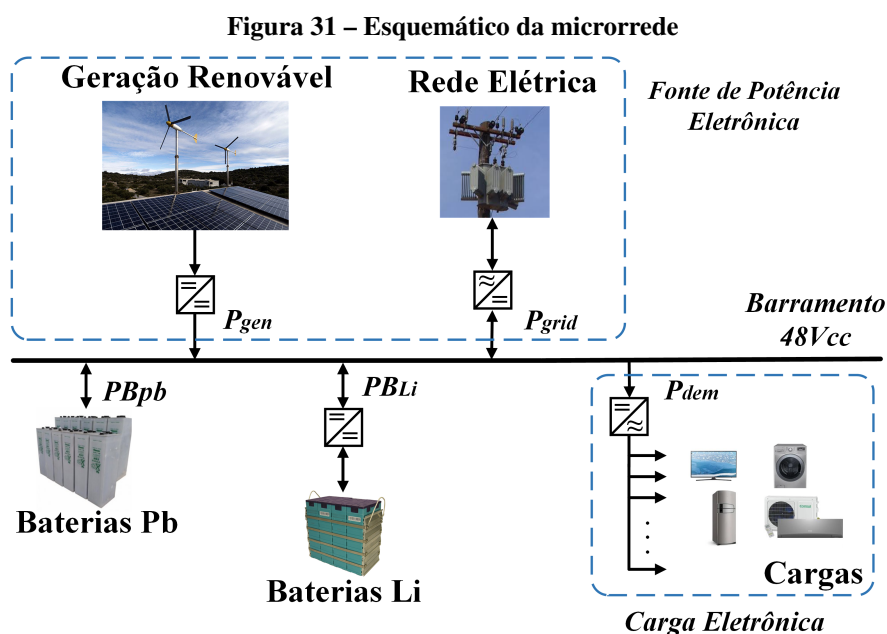
7. **Controlador lógico programável (CLP):** O CLP é utilizado como interface entre a estratégia de controle e gerenciamento implementada no MatLab[®]/Simulink e os equipamentos presentes na microrrede experimental mediante um cliente OLE for Control Process (OPC). O CLP tem a função de transmitir as ações de controle e sinais de referência para os diversos equipamentos, e da mesma forma, receber os sinais dos diferentes sensores instalados na microrrede. O CLP utilizado é um modelo Modicon Electric série M340 da Schneider Electric. As características técnicas do CLP são apresentadas na Tabela 20.
8. **Estação de trabalho:** A estação de trabalho é composta por um computador PC WorkStation II Intel Core i7 8700/16GB de RAM DDR4 a 3000MHz com duas telas de 17".

Tabela 20 – Características técnicas do CLP Modicon Electric série M340

Descrição	Dados
CPU	BMC P34 20302
Módulos de entrada digital	DDI 1602
Módulos de saída digital	DDO 1602
Módulos de entrada analógica	AMI 0402
Módulos de saída analógica	AMO 0210

Fonte: Autoria própria.

Uma representação esquemática da microrrede completa com os respectivos componentes é mostrada na Figura 31.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 31, todos os equipamentos da microrrede são conectados a um barramento 48Vcc. Esta tensão é igual à do sistema de baterias e também da fonte eletrônica de potência, simplificando a topologia, pois as baterias de chumbo-ácido são conectadas diretamente ao barramento sem conversor. Segundo Little *et al.* (2007), essa estratégia é comum em microrredes CC, uma vez que as baterias atuam para compensar o desequilíbrio do sistema, beneficiando a instalação, reduzindo custos e aumentando a disponibilidade. Observe que a troca de energia com a rede elétrica da concessionária também é emulada eletronicamente. Nessa topologia, a microrrede pode operar tanto conectada à rede elétrica como em um sistema isolado.

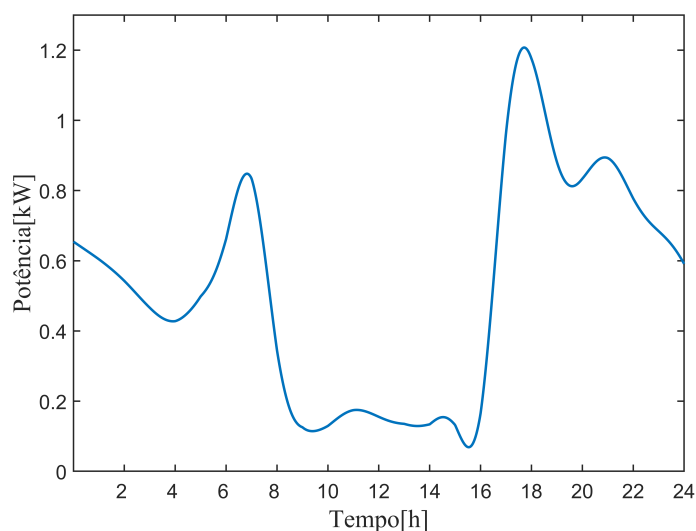
O perfil de demanda residencial adotado descreve o consumo de uma casa qualquer obtida a partir de informações do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) de acordo com o nível de renda das classes C ou B do Brasil. Este perfil contém os aparelhos residenciais (cargas) descrito na Tabela 21.

Tabela 21 – Descrição da demanda

	Cargas	Quantidade	Consumo diário [kWh]
1	Geladeira	01	1,197
2	Freezer	01	0,525
3	Iluminação	10	0,640
4	Chuveiro	02	3,758
5	Ar condicionado	02	4,838
6	TV	02	1,032
7	Lava-roupas	01	0,028
8	Micro-ondas	01	0,008
9	Notebook	02	0,160
10	Bomba d'água 1/3cv	01	0,205

Fonte: Adaptado de PROCEL (2019b).

Esta curva de perfil de consumo foi fornecida pela Eletrobrás/Procel e é uma informação fundamental para a orientação e planejamento das ações do Sistema Elétrico Brasileiro (PROCEL, 2019b; PROCEL, 2019a). O consumo residencial total é dado pela soma de todas as cargas operando em um período de 24 horas que em condições normais (sem redução de carga) resulta no perfil de demanda ilustrado na Figura 32.

Figura 32 – Curva de demanda de carga residencial

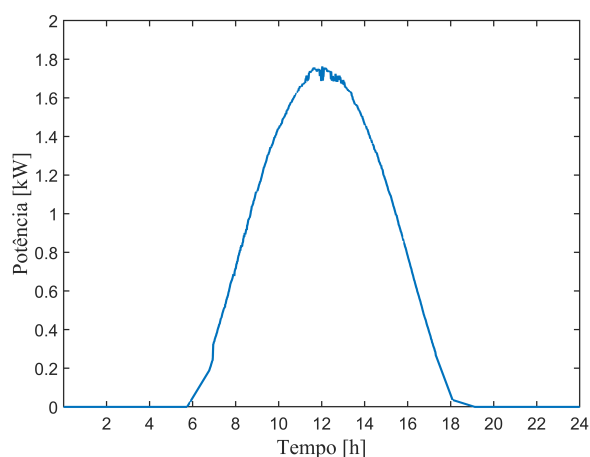
Fonte: Autoria própria.

O regime tarifário considerado é fornecido pela Copel Distribuição S.A., que é a concessionária de energia elétrica do Estado do Paraná. Existem várias modalidades tarifárias divididas em grupos de acordo com o nível de tensão contratado, conforme descrito na Seção 2.9. Como este estudo aborda um microrrede residencial, a regulamentação considerada é a modalidade tarifária branca tarifa (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010). Esta modalidade é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de eletricidade de acordo com o horário

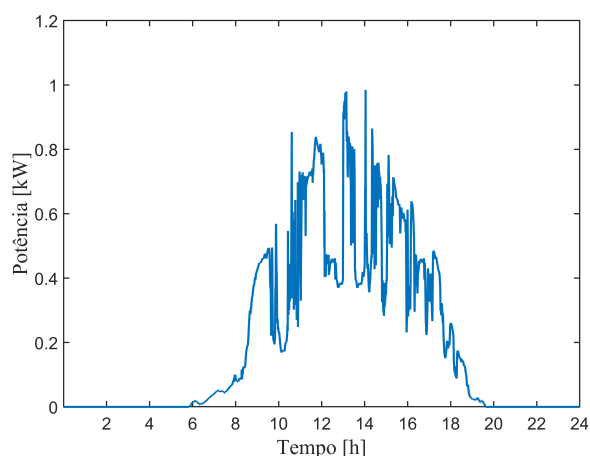
de uso durante o dia e é dividido em três postos tarifários, de acordo com as políticas de *net metering* estabelecidas pela ANEEL (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016).

Neste estudo, o projeto e a análise de desempenho do controlador MPC para o DSM levam em consideração diferentes condições climáticas para verificar o comportamento da microrrede sob variações consideráveis de FERs. Para isso, são utilizadas várias curvas geradoras com características diferentes. Essas curvas são baseadas no desempenho de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas coletados na cidade de Sevilla, na Espanha, no mês de Abril. Por exemplo, as Figuras 33(a) e 33(b) ilustram as curvas de potência dos painéis fotovoltaicos em um dia ensolarado e nublado, e a Figura 34 representa a curva de potência da turbina eólica.

Figura 33 – Curvas de potência da FER fotovoltaica

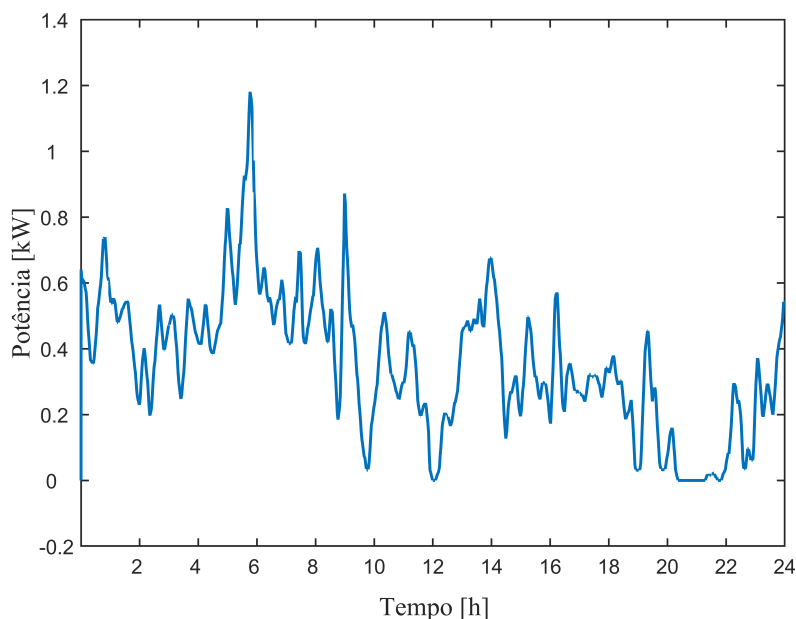


(a) Potência para um dia ensolarado



(b) Potência para um dia nublado

Fonte: Autoria própria

Figura 34 – Curvas de potência da turbina eólica

Fonte: Autoria própria.

5.3 CONTROLE PREDITIVO BASEADO EM MODELO PARA DSM

Esta seção apresenta a descrição do problema e os objetivos do HEMS proposto para o controle e gerenciamento de uma microrrede experimental o qual é baseado numa formulação MPC. O modelo de HEMS proposto deve aplicar técnicas de DSM, especificamente de redução de carga, que resultem em benefícios para a concessionária e o prosumidor. Assim, o foco da estratégia de controle é garantir o fornecimento estável de energia aos prosumidores, mesmo durante as variações da demanda devido à redução de carga. Além disso, a estratégia de controle engloba métodos de otimização de restrições para evitar danos ao SAE. Os modelos desenvolvidos são implementados em MatLab[®]/Simulink e descrevem os comportamentos dinâmicos dos SAE, rede elétrica da concessionária, FERs e cargas elétricas.

5.3.1 Objetivo do Controle

Basicamente, a estratégia MPC proposta visa cumprir os seguintes objetivos: 1) Manter o fornecimento de energia elétrica, assegurando a estabilidade operacional da microrrede residencial durante redução de carga. 2) Maximizar os benefícios econômicos do prosumidor, fazendo mais uso de FERs e baterias. 3) Executar a redução da demanda através de redução de carga pré-definidas, sem comprometer as atividades dos prosumidores. 4) Evitar grandes flutuações

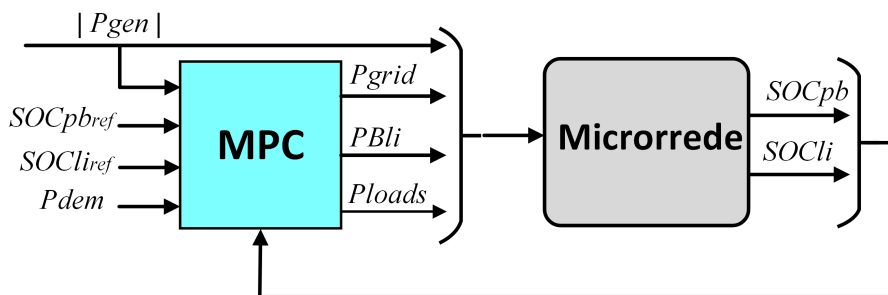
do SAE em relação ao seu Estado de Carga, do inglês, *State of Charge* (SOC), evitando descargas profundas e sobrecargas. 5) Assegurar um menor intercâmbio de energia com a rede elétrica da concessionária, proporcionando maior autonomia operacional à microrrede.

Devido às várias restrições operacionais da microrrede, alguns dos objetivos citados acima podem ser conflitantes enquanto outros podem ser considerados complementares. Assim, para abranger tais objetivos ao mesmo tempo que seja possível alcançar a alocação ideal de recursos de energia, a estratégia visa principalmente gerenciar mudanças repentinas no fornecimento de energia e variações rápidas na demanda bem como evitar o uso intensivo do SAE.

5.3.2 Arquitetura de Controle MPC

A arquitetura de controle é desenvolvida através de três variáveis manipuladas que se prestam ao gerenciamento do sistema: a troca de energia com a rede elétrica da concessionária P_{grid} , a energia da bateria de íon-lítio P_{Bli} e P_{loads} denotando a energia elétrica que atende a demanda residencial P_{dem} . A estratégia de controle visa calcular os sinais de referência para tais variáveis manipuladas a fim de lidar com a diferença entre a demanda elétrica e a energia gerada pelas FERs. A arquitetura do controle proposto é ilustrada pela Figura 35.

Figura 35 – Arquitetura de controle proposto para o HEMS



Fonte: Autoria própria.

Vale a pena observar que a adição de FERs de energia através do P_{gen} introduz distúrbios no esquema de controle, uma vez que a energia gerada por tais fontes dependem de condições climáticas variáveis. Conseqüentemente, durante a operação, o MPC também mantém as saídas desejadas em torno de um determinado nível de energia armazenada $[SOCpb_{ref}, SOCliref]$, garantindo assim a disponibilidade de carga/descarga do SAE. Observe que, para implementar o procedimento de redução de carga, a variável P_{loads} foi adicionada à formulação do MPC. Esta nova variável manipulada está associada ao DR e será calculada de forma otimizada pelo controlador garantindo a redução de carga quando necessário.

5.3.3 Modelo Linear da Microrrede Experimental

O uso de técnicas de MPC linear requer a obtenção de um modelo linear do sistema a ser controlado em torno de um ponto de trabalho (x^*, y^*) . Um Sistema Linear Invariante no Tempo, do inglês, *Linear Time-Invariant System* (LTI) descrito pela seguinte representação de espaço de estado é adotado,

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k) + Bd d(k) \\ y(k) &= Cx(k) \end{aligned} \quad (106)$$

onde $x(k) \in \mathbb{R}^n$ representa os estados do sistema, $u(k) \in \mathbb{R}^m$ são as ações de controle, $y(k) \in \mathbb{R}^p$ são as variáveis controladas, $d(k) \in \mathbb{R}^{nd}$ é o distúrbio e k representa o período amostral.

O modelo dinâmico é obtido a partir das equações de equilíbrio que modelam a evolução do SOC das baterias durante o processo de carga/descarga, conforme descrito em (BORDONS *et al.*, 2019a). Os parâmetros do modelo foram identificados realizando um conjunto de experimentos na microrrede como mostrado em (VALVERDE *et al.*, 2013). O sistema linear contínuo é discretizado usando o método Tustin's com um período amostral de $T_s = 30s$, que resulta no sistema expresso por,

$$x(k+1) = x(k) + \begin{bmatrix} 0.0936 & 0.0936 & 0 \\ 0 & 0.0752 & 0 \end{bmatrix} u(k) + \begin{bmatrix} 0.0936 \\ 0 \end{bmatrix} d(k), \quad (107)$$

onde $x(k) = [SOC_{pb}(k), SOC_{li}(k)]^T$ é vetor de estado, $u(k) = [P_{grid}(k), PB_{li}(k), P_{loads}(k)]^T$ corresponde ao vetor de variáveis manipuladas e $d(k) = P_{gen}(k)$ representa o distúrbio do sistema.

Além disso, o modelo inclui uma variável adicional relacionada à potência das baterias de chumbo-ácido $PB_{pb}(k)$, que não é controlado diretamente, uma vez que não há um conversor de energia dedicado para isso. Seu controle ocorre indiretamente por meio de uma equação de equilíbrio que gerencia o excesso ou déficit de energia no barramento CC. A equação que cumpre o balanço de energia no barramento CC pode ser expressa como

$$PB_{pb}(k) + PB_{li}(k) + P_{grid}(k) + (P_{gen}(k) - P_{loads}(k)) = 0 \quad (108)$$

onde a energia renovável $P_{gen}(k)$ é dada, a potência trocada pela bateria de íon-lítio $PB_{li}(k)$, a

rede elétrica da concessionária $P_{grid}(k)$ e a energia consumida $P_{loads}(k)$ são resultantes a partir da minimização de uma função de custo J , como será explicado nas próximas Seções.

5.3.4 Restrições Operacionais

Uma microrrede contém diversos componentes que possuem restrições específicas que devem ser levadas em consideração durante o seu funcionamento. A faixa operacional do SAE é limitada por valores conservadores para SOC_{pb} e SOC_{li} . Essa premissa, segundo os fabricantes, evita sobrecargas e subcargas, que reduzem drasticamente a vida útil das baterias. Esses limites são dados por,

$$SOC_{pb,min} = 40\% \leq SOC_{pb} \leq 75\% = SOC_{pb,max} \quad (109)$$

$$SOC_{li,min} = 20\% \leq SOC_{li} \leq 85\% = SOC_{li,max} \quad (110)$$

A potência de consumo máximo e mínimo do conjunto de cargas residenciais são conhecidas, como apresentadas na Tabela 21. Assim, seus limites operacionais devem estar de acordo com os valores exigidos pela demanda. O menor valor respeita a operação de dispositivos que estão sempre ligados, como geladeira e freezer, ou seja,

$$Pload_{min} = 0,06kW \leq Pload \leq 1,50kW = Pload_{max} \quad (111)$$

Para a rede elétrica, as amplitudes são definidas pelo limite máximo permitido pela Copel S/A para o fornecimento residencial, que é de 75kW, conforme (COPEL DISTRIBUIÇÃO., 2020).

$$P_{grid,min} \leq P_{grid} \leq P_{grid,max} \quad (112)$$

Já os limites máximo e mínimo para a energia das baterias de íon lítio foram obtidos a partir das recomendações do fabricante, eles são dados pela Eq. 113.

$$PB_{li,min} \leq PB_{li} \leq PB_{li,max} \quad (113)$$

Em relação às variações de potência para cargas, rede elétrica e energia da bateria, presumimos que eles são eletricamente capazes de responder rápido o suficiente para atender aos requisitos do problema. Assim, as restrições são definidas como,

$$\Delta P_{grid,min} \leq \Delta P_{grid} \leq \Delta P_{grid,max} \quad (114)$$

$$\Delta PB_{li,min} \leq \Delta PB_{li} \leq \Delta PB_{li,max} \quad (115)$$

$$\Delta Pload_{min} \leq \Delta Pload \leq \Delta Pload_{max} \quad (116)$$

5.3.5 Estimação do Estado de Carga

Como visto na Figura 35, o SOC das baterias são as variáveis controladas do sistema, que não podem ser medidas diretamente. No entanto, existem algumas técnicas *offline* e *online* que possibilitam inferir valores SOC por meio de algumas outras variáveis mensuráveis. Neste trabalho, uma técnica de estimativa *online* conhecido como integração das correntes é usada, que calcula o SOC medindo a corrente da bateria e integrando-a no tempo, que resulta na capacidade da bateria (Ah), expressa por

$$C_{bat}(t) = \int_0^t I_{bat}(t) dt, \quad (117)$$

De acordo com (BORDONS *et al.*, 2019a), o SOC pode ser computado através de uma relação entre a capacidade da bateria dada pela Eq. 117 e sua capacidade máxima $C_{max,bat}$ fornecida pelo fabricante:

$$SOC_{bat}(t) = \frac{C_{bat}(t)}{C_{max,bat}} \quad (118)$$

Assim, a Eq. 118 é usada para calcular o SOC para os dois tipos de baterias que compõem a microrrede abordada.

5.3.6 Redução de Cargas (Curtailment Loads)

Nesta tese, o gerenciamento de cargas residenciais por meio de DR é realizada por corte de carga, que visa a redução do consumo de energia elétrica nos picos de demanda e/ou outro período de tempo. Esses períodos de tempo são geralmente acordados entre a concessionária e os prosumidores. Nesta abordagem, são considerados dois períodos de tempo limitados para a redução de carga. Eles correspondem aos picos de consumo diário, que são das 5 às 8hrs e das 17

às 21hrs. A escolha das cargas para cada período de redução pressupõe que a não utilização da carga não comprometa as atividades diárias do prosumidor. Duas variáveis binárias θ e σ estão associadas a cada aparelho elétrico a ser ligado ou desligado pelo método de redução:

$$\theta = \begin{cases} 0, & \text{se } t_{1_{init}} \leq t \leq t_{1_{end}} \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (119)$$

$$\sigma = \begin{cases} 0, & \text{se } t_{2_{init}} \leq t \leq t_{2_{end}} \\ 1, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (120)$$

onde $t_{1_{init}}$ e $t_{1_{end}}$ correspondem a redução no intervalo da manhã e $t_{2_{init}}$ e $t_{2_{end}}$ é a redução no intervalo da noite.

A equação que descreve a demanda residencial total é dada por,

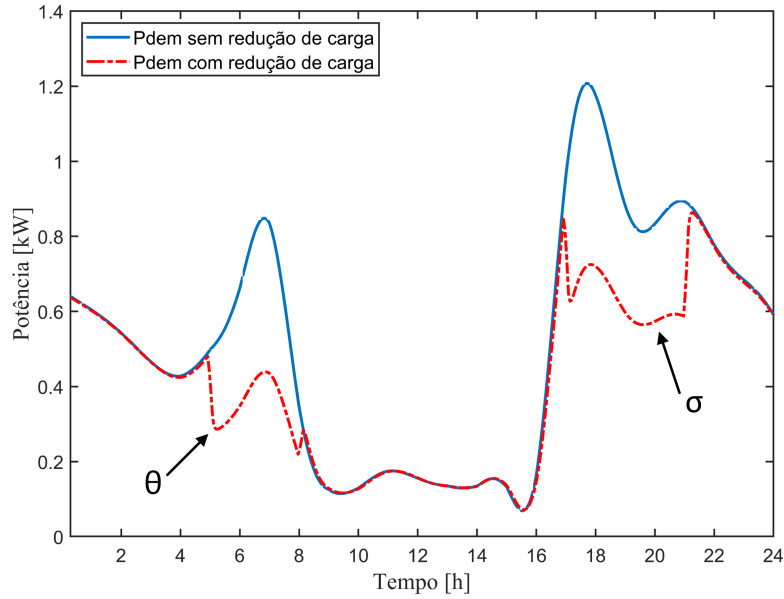
$$\begin{aligned} P_{dem}(t) = & \sum_{t=1}^{Np} P_{Gelad}(t) + P_{Fzr}(t) + P_{Illum}(t) + \theta P_{Chuv}^a(t) + \sigma P_{Chuv}^b(t) + \theta P_{Ac}^a(t) + \\ & + \sigma P_{Ac}^b(t) + P_{Mondas}(t) + \sigma P_{TV}^a(t) + \theta P_{TV}^b(t) + (\theta\sigma)P_{Bba}(t) + \\ & + \sigma P_{Not}^a(t) + \theta P_{Not}^b(t) + (\theta\sigma)P_{Lroup}(t) \end{aligned} \quad (121)$$

Assim, a partir da Eq. 119 e da Eq. 120, quando e/ou assume o valor “0”, o aparelho elétrico está “desligado” e não impacta na demanda total, caso contrário, se o valor for “1”, o aparelho elétrico está “ligado” e seu consumo é considerado na demanda residencial. A Figura 36 ilustra a demanda residencial com e sem redução de carga, destacando os períodos pré-definidos de atuação de θ e σ , respectivamente.

5.3.7 Função Custo MPC

Conforme discutido na Subseção 5.3.1, o problema de otimização visa satisfazer os diferentes objetivos de forma ponderada para atender um objetivo comum. Como geralmente é feito em problema com múltiplos objetivos, esse problema é simplificado para uma equação monobjetiva por meio de uma função de custo ponderada. Neste estudo, a função objetivo é dada pelos benefícios econômicos da compra e venda de energia evitando o uso intensivo do SAE e executando a redução de cargas em períodos de tempo pré-definidos.

Figura 36 – Curva de demanda com e sem redução de carga



Fonte: Autoria própria.

Como resultado, a função de custo J pode ser escrita como,

$$J = J_{grid}(t+k) + J_{SOC}^{pb}(t+k) + J_{SOC}^{li}(t+k) + J_{bat}^{pb}(t+k) + J_{bat}^{li}(t+k) + J_{loads}(t+k) \quad (122)$$

Assim, o problema de otimização que deve ser resolvido pela estratégia MPC corresponde a calcular o sinal de controle $u(k) = [P_{grid}(k), PB_{li}(k), P_{loads}(k)]^T$ que minimiza a função objetivo apresentada na Eq. 122 em cada instante de tempo k , respeitando todas as restrições operacionais, ou seja,

$$\underset{P_{grid}, PB_{li}, P_{loads}}{\text{Minimizar } J} \quad (123)$$

$$\text{sujeito a (109) – (116)}. \quad (124)$$

Para isso, de acordo com a abordagem MPC, a função objetivo J minimiza a norma quadrática do erro entre a saída do sistema e o perfil ótimo desejado enquanto introduz as restrições nos estados do sistema, ações de controle e variáveis controladas. Como resultado, cada termo da função custo quadrática é escrita assumindo a formulação MPC descrita na Eq. 5 presente na Seção 2.3.

5.3.7.1 Função Custo da Rede Elétrica

A função custo da rede elétrica da concessionária é dada pelos benefícios econômicos da compra e venda de energia, ou seja,

$$J_{grid}(t+k) = \sum_{k=1}^{Np} \delta_1 (P_{grid}^2(t+k)\Gamma(t+k)) + \sum_{k=1}^{Nu} \alpha_1 P_{grid}^2(t+k) + \lambda_1 \Delta P_{grid}^2(t+k), \quad (125)$$

assim, se o SAE e as FERs não forem suficientes para cumprir o balanço energético, a rede elétrica é utilizada. $\Gamma(t+k)$ representa o custo do sistema tarifário, que considera como regulação a modalidade tarifária branca, descrita na Subseção 2.9.2.

5.3.7.2 Função Custo do SAE

O problema de degradação das baterias deve ser levado em consideração na função de custo, pois reduz a vida útil de ambas as baterias. Essa vida útil é estendida assim que o número de ciclos de carga e descarga das baterias são minimizados. Visto que as duas baterias são dispositivos de tecnologias diferentes, as parcelas de custo correspondentes na função de custo devem ser diferentes. Inicialmente, as parcelas da função de custo visando manter o armazenamento de energia em níveis desejados e também evitando o uso intensivo das baterias, são dadas por,

$$J_{SOC}^{pb}(t+k) = \sum_{k=1}^{Np} \delta_2 (SOC_{pb}(t+k) - SOC_{pb,ref})^2 \quad (126)$$

$$J_{SOC}^{li}(t+k) = \sum_{k=1}^{Np} \delta_3 (SOC_{li}(t+k) - SOC_{li,ref})^2 + \sum_{k=1}^{Nu} \alpha_2 P B_{li}^2(t+k) + \lambda_2 \Delta P B_{li}^2(t+k) \quad (127)$$

Entretanto, as Eq. 126 e 127 não levam em conta o custo operacional de cada bateria. Para isso, duas parcelas são introduzidas na função custo com base em parâmetros fornecidos pelos fabricantes. Os custos de aquisição também são considerados nestas parcelas. A parcela associada ao custo de operação da bateria de chumbo-ácido é apresentada em (DUFO-LÓPEZ *et al.*, 2007). Ela corresponde à Eq. 128 e esta parcela deve ser minimizada.

$$J_{bat}^{pb} = \sum_{k=1}^{Np} \left(\frac{CC_{bat}^{pb} PB_{pb}^2(k)}{Cycles_{bat}^{pb} C_{bat}^{pb} Vcc_{bus} \eta_{bat}^{pb}} Ts \right) \quad (128)$$

De acordo com Garcia-Torres e Bordons (2015), Arora *et al.* (1998), a parcela da função custo correspondente ao custo operacional das baterias de íon-lítio é dada por,

$$J_{bat}^{li} = \sum_{k=1}^{Np} \frac{CC_{bat}^{li}}{2 Cycles_{bat}^{li} C_{bat}^{li}} PB_{li}(k) Ts \eta_{bat}^{li} + Cost_{degr} PB_{li}^2(k), \quad (129)$$

onde, CC_{bat} refere-se ao custo de aquisição, $Cycles_{bat}$ é o número de ciclos de vida fornecido pelo fabricante, Vcc_{bus} é o nível de tensão do barramento Vcc, e η_{bat} é a eficiência de carga/descarga. O PB_{pb} e PB_{li} são potências de intercâmbio com o Vcc_{bus} . Finalmente, $Cost_{degr}$ é o fator que penaliza o processo de degradação da bateria devido à alta sobrecarga no processo de carga e descarga. A Tabela 22 mostra os valores dos parâmetros usados para cada tipo de bateria.

Tabela 22 – Parâmetros das baterias

	Chumbo-Ácido	Íon-Lítio
<i>Cycles</i>	1500	3000
<i>CC</i> [R\$/kWh]	1060,2	1661,9
<i>C</i> [Ah]	367	100
<i>Vcc_{bus}</i> [V]	48	48
<i>η</i> [%]	92	94
<i>Cost_{degr}</i> [R\$/W ² h]	—	10 ⁻⁹

Fonte: Adaptado de Garcia-Torres e Bordons (2015).

5.3.7.3 Função Custo das Cargas Elétricas

A parcela da função de custo correspondente às cargas residenciais atende à demanda exigida de acordo com a Eq. 121. Esta parcela é dada pela seguinte equação,

$$J_{loads}(t+k) = \sum_{k=1}^{Np} \delta_4 (P_{loads}(t+k) - P_{dem}(t+k))^2 + \sum_{k=1}^{Nu} \alpha_3 P_{loads}^2(t+k) + \lambda_3 \Delta P_{loads}^2(t+k) \quad (130)$$

A Eq. 130 permite satisfazer a demanda residencial do prosumidor e também controlar o incremento de potência para rastreamento de P_{dem} com uma rápida resposta sem mudanças bruscas.

A estratégia proposta nesta tese corresponde à minimização da função de custo na Eq. 122 composta por todos os termos detalhados acima. Cada termo contribui para a realização

de um dos objetivos apresentados na Subseção 5.3.1. Conforme discutido acima, essa minimização é realizada por meio de uma abordagem MPC em que cada termo da função custo é reescrito como na Eq. 5 e somados para compor a função custo final J que deve ser minimizada. Para isso, o controlador deve cumprir o balanço energético, mantendo os níveis de armazenamento de energia para ambas as baterias e evitando também seu uso intensivo. Da Eq. 125 a Eq. 127 e Eq. 130, existem três conjuntos de pesos para cada termo da função objetivo final:

- δ – penaliza o erro no rastreamento de referência dada a flexibilidade da operação da microrrede;
- α – pondera o uso de variáveis manipuladas que afetam diretamente o gerenciamento da microrrede, determinando a prioridade de uso do equipamento;
- λ – é um conjunto de pesos que protege o componente do uso intensivo.

A Tabela 23, apresenta os valores de cada grupo de pesos utilizado neste trabalho que foi obtido empiricamente através de vários testes computacionais. A escolha dos pesos define a prioridade entre os objetivos.

Tabela 23 – Fatores de ponderação para função custo

Fatores de ponderação			
	δ_i	α_i	λ_i
P_{grid}	1.5	5.10^{-2}	5.10^{-1}
SOC_{pb}	5.10^{-3}	—	—
SOC_{li}	6.10^{-5}	2.10^{-2}	2.10^{-2}
P_{loads}	8.10^{-2}	1.10^{-2}	8.10^{-2}

Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Tabela 23, os pesos associados à P_{grid} são maiores penalizando assim, a troca de energia com a rede elétrica concessionária. Um peso alto também foi atribuído ao SOC_{pb} se comparado com SOC_{li} . Assim, $P_{B_{pb}}$ é forçada a zero por ser definido um elevado peso na função custo, em concordância com as restrições físicas, uma vez que o banco de baterias de chumbo-ácido não tem um conversor de energia dedicado, que, portanto, não é controlado diretamente. No cenário onde o banco de baterias de chumbo-ácido é equipado com um conversor de energia dedicado, esta pode ser considerada apenas mais uma das variáveis manipuladas. Conseqüentemente, o peso δ associado às baterias de íon-lítio tem um valor baixo dando mais flexibilidade no fornecimento de energia, já α e λ são maiores para proteger as baterias contra mudanças bruscas evitando assim sua degradação. Finalmente, valores mais altos são escolhidos

para os pesos das cargas elétricas dando uma grande penalidade no rastreamento da referência, garantindo o fornecimento de carga necessária e evitando que distúrbios repentinos possam afetar os eletrodomésticos.

Por fim, os valores do horizonte de predição (Np), horizonte de controle (Nu) e período de amostragem (Ts) da abordagem MPC são definidos com base na análise de vários experimentos. Vale a pena observar que aumentar o horizonte de controle e/ou horizonte de predição não resulta em melhores resultados. Assim, os valores escolhidos para essas variáveis são: $Np = 6$, $Nu = 2$ e $Ts = 30s$.

5.4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

A fim de validar a estratégia de gerenciamento e controle proposto, alguns experimentos são realizados utilizando a plataforma experimental de microrrede mostrada na Figura 30, para verificar o desempenho do controlador MPC atuando em conjunto com o DR por meio do monitoramento do comportamento da microrrede durante um período de 24h. Os experimentos são implementados na plataforma MatLab[®]/Simulink em um PC WorkStation II Intel Core i7 8700/16GB de RAM DDR4 a 3000MHz, onde todos os parâmetros operacionais dos equipamentos presentes na microrrede são descritos, assim como a estrutura estabelecida para o controlador MPC. Para comunicação com meio externo o controlador está conectado a um CLP que faz o *link* operacional entre os equipamentos presentes na microrrede.

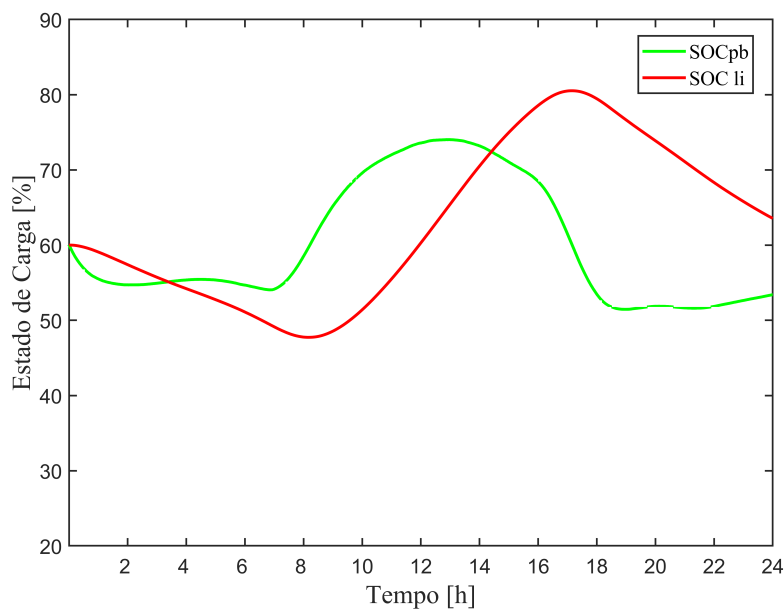
São apresentados e analisados três experimentos que consideram o mesmo perfil de demanda e dois períodos de redução de carga durante o dia que correspondem aos períodos da manhã e noite, a geração renovável corresponde ao perfil de energia coletado de painéis fotovoltaicos para um dia ensolarado (primeiro experimento), um dia nublado (segundo experimento) e de vento para uma turbina eólica (terceiro experimento). O valor de referência que o controlador deve buscar para atender o SOC das baterias é de 60% tanto para as baterias de íon-lítio quanto para as baterias de chumbo-ácido.

As Figuras 37 e 38 referem-se a microrrede residencial sob o controle da estratégia MPC proposta, mas operando sem redução de cargas, este cenário é usado como uma referência para uma análise comparativa.

O controlador MPC operando sem redução de carga executa satisfatoriamente o gerenciamento de energia residencial, respeitando os limites estabelecidos pelas restrições operacionais. No entanto, ocorre uma variação considerável na SOC das SAE devido aos picos de consumo e a

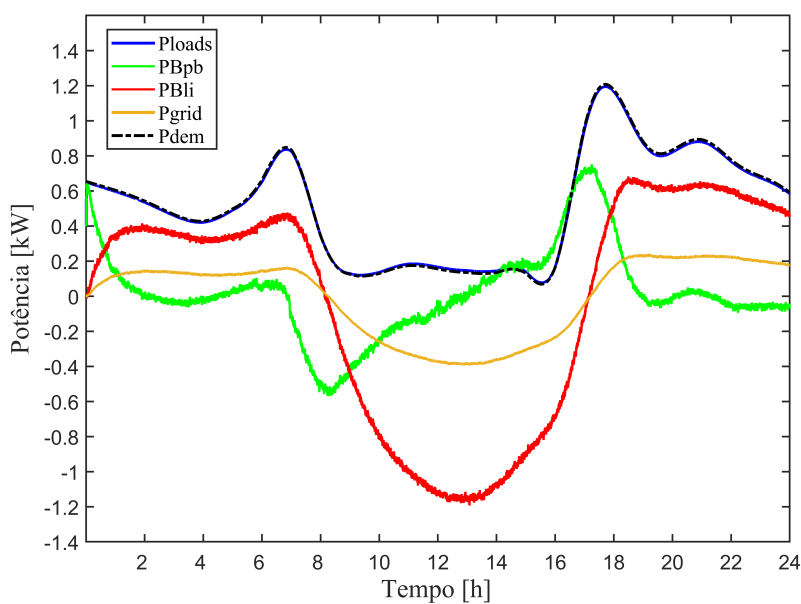
grande irradiação de um dia ensolarado, principalmente ao meio-dia. Esta variação é mostrada na Figura 37 e o intercâmbio de potência entre os equipamentos da microrrede é vista na Figura 38.

Figura 37 – SOC para um dia ensolarado sem redução de cargas



Fonte: Autoria própria.

Figura 38 – Curvas de potência para um dia ensolarado sem redução de cargas



Fonte: Autoria própria.

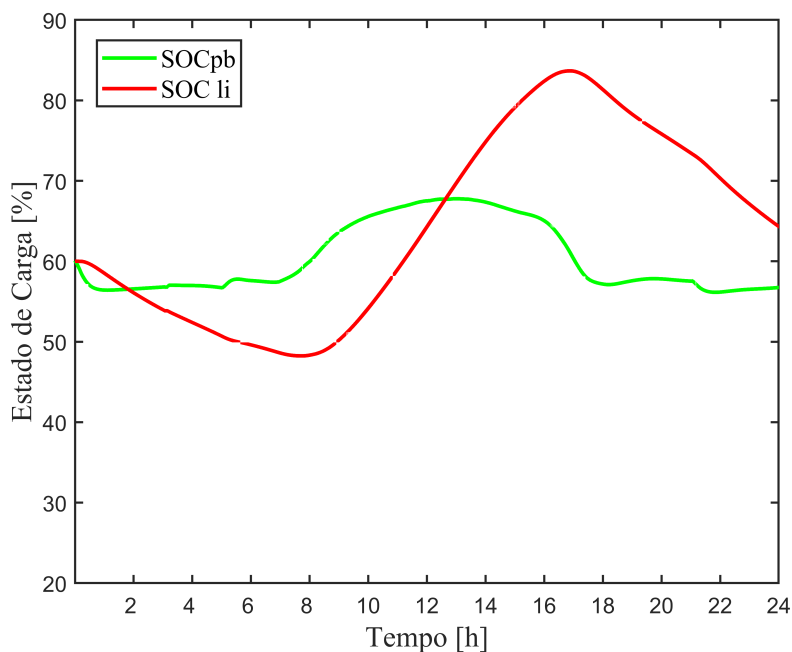
É possível verificar que a demanda global exigida é atendida. Esta demanda é suprida pela combinação de todas as fontes de energia presentes na microrrede, sendo as SAE responsá-

veis pela maior parte deste fornecimento, minimizando o uso da rede elétrica da concessionária. Também vale a pena notar que durante o pico de consumo, as baterias de chumbo-ácido têm apresentado uma resposta rápida que é complementada pelas baterias de íon-lítio, para que não seja necessário comprar energia. Este comportamento da microrrede destaca o bom desempenho do controlador que atua de acordo com seu projeto objetivo.

5.4.1 Resultados Experimentais para um dia Ensolarado

A evolução do SOC das baterias durante um dia ensolarado com redução de carga é ilustrado pela Figura 39. Uma variação maior no SOC das baterias de íon-lítio é observado devido os valores dos pesos descritos na Eq. 127. Esses valores dão mais liberdade para operações de carga/descarga permitindo armazenar a maior parte da energia fotovoltaica e quase atingindo a restrição de limite operacional das baterias de íon-lítio dado por $SOC_{li,max}$.

Figura 39 – SOC para um dia ensolarado com redução de cargas

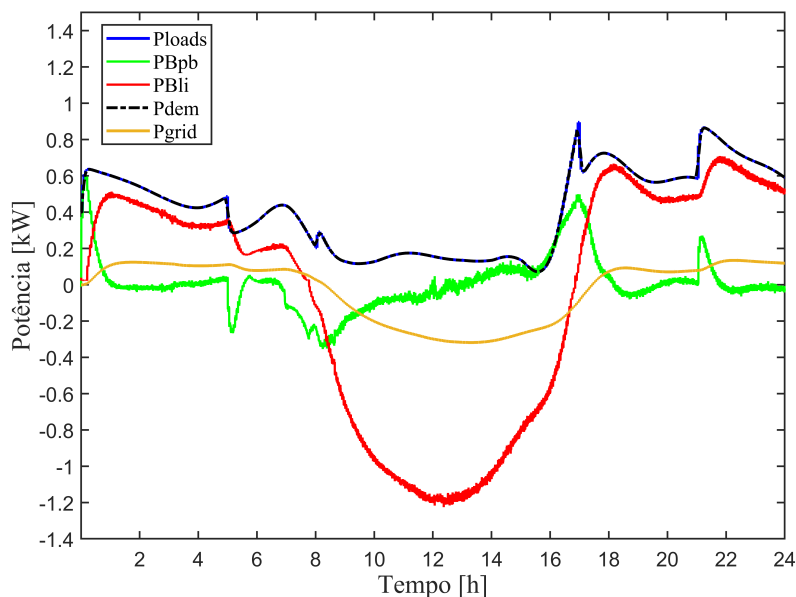


Fonte: Autoria própria.

Por outro lado, o SOC das baterias de chumbo-ácido permanece próximo ao valor de referência limitados pelos valores dados na Eq. 109 e guiado pelos pesos associados na função de custo. Como esperado, as baterias de chumbo-ácido apresentam uma resposta rápida à mudança repentina no consumo causada pela DR.

Por meio da Figura 40, é possível verificar que a maior parte da potência exigida pela demanda é fornecida pelas baterias de íon-lítio combinada com a rede elétrica da concessionária. Devido a este uso excessivo do SAE, grande parte da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é usado para carregar as baterias de íon de lítio.

Figura 40 – Curvas de potência para um dia ensolarado com redução de cargas



Fonte: Autoria própria.

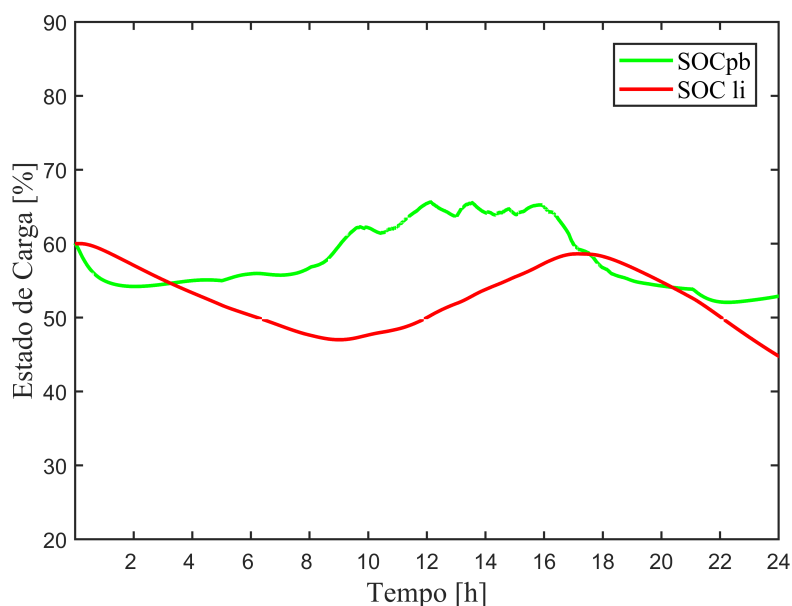
Porém, com o aumento da energia renovável resultante de um dia de sol, o controlador decide aproveitar o pico de energia e vender a energia excedente para a concessionária, assumindo que as baterias de chumbo-ácido podem suprir a demanda necessária. É importante notar que a redução do consumo de eletricidade ocorre nos horários definidos a priori, ou seja, 5-8hrs e 17-21hrs através das reduções de carga. Portanto, o uso da rede elétrica da concessionária é reduzida nesses momentos.

Para todas as situações, o controlador MPC combinado com DR tem apresentado desempenho satisfatório, gerenciando o balanço energético em diversos pontos de operação durante o dia e cumprindo as diversas restrições operacionais impostas pelos equipamentos presentes na microrrede.

5.4.2 Resultados Experimentais para um dia Nublado

O experimento usando geração fotovoltaica durante um dia nublado cria um déficit de energia que impacta diretamente no comportamento de microrrede. A Figura 41 mostra que o déficit de energia renovável afeta o SOC das baterias, forçando os SAE a operar com baixos níveis de armazenamento.

Figura 41 – SOC para um dia nublado com redução de cargas

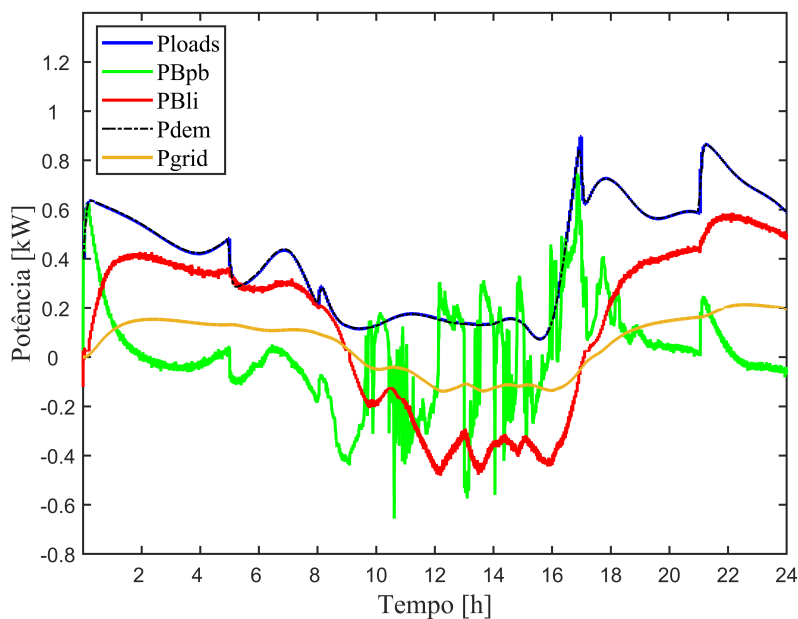


Fonte: Autoria própria.

Na verdade, o controlador MPC reconhece que o custo de comprar energia da rede elétrica da concessionária é muito caro e isso leva o SAE a serem dependentes de fontes renováveis. Como resultado, mesmo na presença de reduções de carga a compra de energia da concessionária é reduzida, uma vez que os dois SAE são capazes de atender a demanda necessária mesmo com baixos níveis de armazenamento e apesar de níveis de geração renovável insuficientes. No entanto, quando os painéis fotovoltaicos atingem maiores picos de potência no meio-dia, o controlador carrega as baterias de forma balanceada, exportando também energia para a concessionária. Este comportamento é ilustrado na Figura 42.

A partir dessa figura, é possível ver que a energia em um dia nublado apresenta grandes flutuações (ver Figura 42) que são absorvidas na grande maioria pelas baterias de chumbo ácido. Como resultado, as baterias de íon-lítio tornam-se responsáveis por atender a maior parte da demanda exigida, não percebendo as flutuações repentinas de carga.

Figura 42 – Curvas de potência para um dia nublado com redução de cargas



Fonte: Autoria própria.

Esses resultados mostram que mesmo sob condições severas para os SAE e operando com variações de cargas, o controlador MPC proposto atua para satisfazer os objetivos a priori definidos pela função de custo, exatamente como foi projetado.

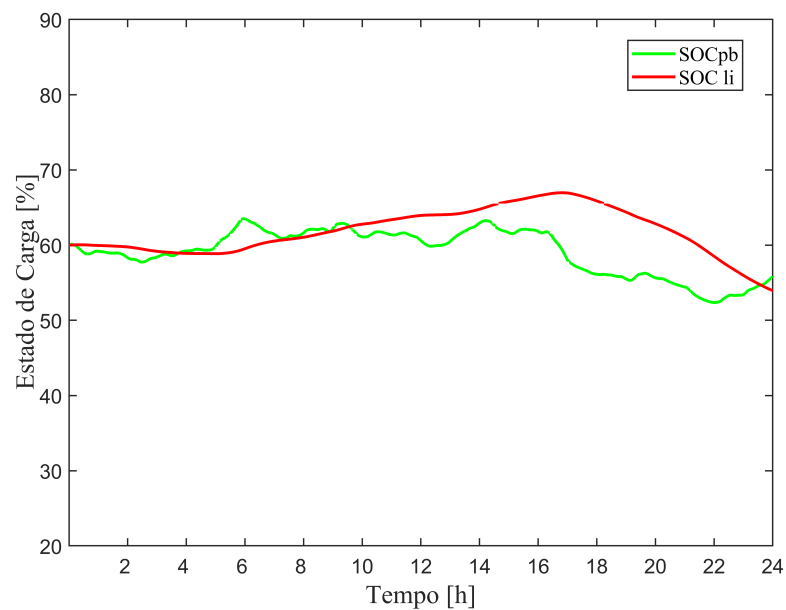
5.4.3 Resultados Experimentais para um dia com Vento

Neste experimento, a FERs utilizada é uma turbina eólica cujo perfil de potência diário é dado na Figura 34. Apesar de apresentar fortes flutuações de energia, a turbina eólica fornece um valor médio de energia durante quase todo o dia. Este fato se reflete no SOC das baterias que permanecem próximos às referências estabelecidas durante todo o experimento como pode ser observado na Figura 43.

Uma variação significativa do SOC ocorre apenas próximo ao final do dia, quando o consumo é mais alto. Esta redução na variação do SOC pode não ser notável para uma análise de um dia, mas pode representar uma grande diferença ao longo da vida útil das baterias.

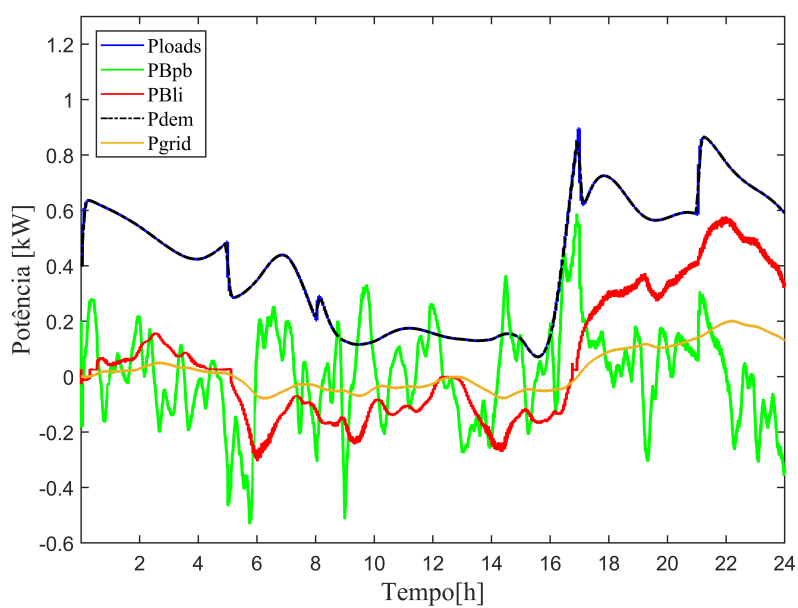
Através da Figura 44, pode-se ver que a maior parte da demanda é atendida pela energia gerada pelo aerogerador, o que contribui para minimizar o uso de SAE e a troca de energia com a rede elétrica da concessionária.

Figura 43 – SOC para um dia com vento com redução de cargas



Fonte: Autoria própria.

Figura 44 – Curvas de potência para um dia com vento com redução de cargas



Fonte: Autoria própria.

A forte flutuação da energia eólica é percebida pelas baterias de íon-lítio, embora as baterias de chumbo-ácido compensem as mudanças bruscas enquanto atendem a demanda. Conseqüentemente, os efeitos das reduções de carga são mais evidente em um dia de vento, reduzindo a compra de energia elétrica da concessionária em períodos de DR, o que é um benefício direto para o prosumidor. Na verdade, o comportamento da microrrede durante um dia de vento é bem-sucedido. O controlador MPC mantém o SAE com pequenas variações e garante menor intercâmbio de energia com rede elétrica da concessionária, atendendo a demanda necessária de acordo com a otimização da função de custo.

A Tabela 24, apresenta os resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede da concessionária obtidos para os cenários analisados, destacando os benefícios econômicos que podem ser alcançados com a estratégia de controle proposta. A tabela evidencia os resultados em relação a quantidade de energia (kWh) consumida e exportada e os valores em (R\$) resultantes desse intercâmbio aplicado a modalidade tarifária branca.

Tabela 24 – Resultados de consumo e exportação de energia elétrica para rede concessionária

Dias	Sem Corte de Carga		Com corte de Carga	
	Ensolarado	Ensolarado	Nublado	Vento
Energia elétrica consumida [kWh]	2,35	1,37	2,03	1,03
Energia elétrica exportada [kWh]	2,42	2,04	0,75	0,48
Energia elétrica consumida [R\$]	2,24	1,16	1,75	1,05
Energia elétrica exportada [R\$]	1,06	0,92	0,33	0,21

Fonte: Autoria própria.

Para os mesmos cenários, a redução do consumo de energia elétrica proporcionou maiores benefícios, entretanto, é evidente que tais benefícios econômicos dependem das condições climáticas, uma vez que um dia ensolarado sem redução de carga, consumindo 2,35 kWh e exportando 2,42 kWh, é economicamente mais vantajoso do que um dia nublado com redução de carga que consome 2,03 kWh e exporta 0,75 kWh. Por outro lado, os maiores incentivos econômicos para o DSM são oferecidos pelas concessionárias de energia elétrica durante os meses de verão, um período com alta incidência de irradiação solar. É precisamente para estes cenários que a estratégia de gerenciamento e controle baseado em MPC combinado com DR alcançou os maiores benefícios econômicos para os prosumidores e concessionárias.

5.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

A análise dos resultados experimentais permite vislumbrar as vantagens econômicas que poderiam ser alcançadas se a solução proposta fosse adotada. Para todos os cenários analisados, com ou sem redução de carga e sob diferentes condições climáticas, o controlador MPC combinado com DR tem operado satisfatoriamente, cumprindo a objetivos propostos incluídos na função custo e respeitando os limites estabelecidos pelas restrições operacionais. No entanto, uma análise econômica considerando o custo de instalação das FERs, em especial das turbinas eólicas que são mais caras, torna-se necessária para determinar o tempo de retorno do investimento.

Com a abordagem MPC desenvolvida, a maior parte da energia fornecida para satisfazer a demanda residencial necessária nos diversos cenários é fornecida pelo SAE, já que o intercâmbio de energia com a concessionária de energia elétrica é minimizada. Além disso, durante todos os experimentos, as baterias funcionaram minimizando o seu uso intensivo a fim de prolongar sua vida útil. A estratégia DR demonstrou ser eficaz. Uma redução de 20,4% no consumo de eletricidade durante os períodos pré-estabelecidos foram alcançados pelas cargas residenciais dadas pela Eq. 121. Além disso, esta estratégia DR provou ser aplicável, permitindo que o prosumidor escolha quando ocorrerá as reduções de carga, a duração dos períodos de redução e quais cargas elétricas participarão beneficiando os prosumidores e as concessionárias. Além disso, esta estratégia tem baixa complexidade e é de fácil implementação o que é uma vantagem para o desenvolvimento de um produto, que possa vir a ser comercializado no futuro.

Por fim, é importante destacar que o controlador MPC gerenciou a microrrede experimental em uma ampla gama de pontos operações com apenas um conjunto de pesos, não sendo necessário adaptar esses pesos para os diferentes cenários abordados, diferente do que é relatado em outros trabalhos da literatura.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta tese foram apresentadas duas abordagens de HEMS combinadas com estratégias de DSM aplicadas em microrredes residenciais constituídas por um ponto de acesso à rede da concessionária local, fontes de energias renováveis (fotovoltaica e eólica), sistema de armazenamento de energia (SAE) composto por baterias (chumbo-ácido e íon-lítio) e cargas comumente encontradas no domicílio dos consumidores. A primeira abordagem apresentada do Capítulo 4 resultou em um problema de otimização de Programação Linear Inteira Mista (MILP) que gerenciou o fluxo energético entre os equipamentos presentes na microrrede residencial proposta, gerenciando a alocação das cargas elétricas de maneira ótima a partir dos recursos energéticos disponíveis, a quantidade de carga do SAE e a modalidade tarifária branca, que se divide em 3 postos tarifários durante o dia, buscando minimizar o consumo de energia elétrica da rede concessionária a fim de reduzir a tarifa paga pelo prosumidor. Para a validação computacional desta abordagem foi necessário modelar uma microrrede virtual que se deu através do desenvolvimento de submodelos que descrevem a dinâmica operacional de todos elementos que compõem a microrrede proposta, a partir de dados reais obtidos em manuais e catálogos dos fabricantes.

A abordagem HEMS que considerou um modelo MILP foi validada por meio de dois estudos de caso considerando a operação da microrrede proposta em diferentes condições climáticas, ou seja, nos meses de inverno e verão. Em resumo, o modelo MILP desenvolvido gerenciou a microrrede residencial proposta de maneira satisfatória, cumprindo os objetivos estabelecidos pela função custo, consumindo o mínimo de energia da rede concessionária local e quando necessário sempre no posto tarifário fora de ponta, o menos custoso. A alocação operacional das cargas de maneira ótima contribuiu para que os recursos energéticos presentes na microrrede fossem quase em sua totalidade suficientes para atender a demanda estabelecida pelo modelo. Analisando os resultados numéricos obtidos nos estudos, fica evidente a influência causada no gerenciamento provocada pelas diferenças climáticas das estações do ano, contudo, mesmo em condições desfavoráveis o modelo apresentou uma solução aceitável. Com compra de R\$ 5,87 e exportação de R\$ 41,43 para o mês de Janeiro e compra de R\$ 4,58 e exportação de R\$25,30 para o mês de Julho. Nos dois casos estudados o prosumidor terá que pagar somente o custo de disponibilidade - valores em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Como nos dois gerenciamentos a energia injetada na rede foi superior ao

consumo, esse excedente é convertido em créditos de energia ativa válidos por 60 meses. Outra contribuição, é que a formulação MILP desenvolvida contribui apresentando uma única solução, englobando duas metodologias, no caso, o HEMS e o DSM onde o modelo gerencia o fluxo de potência entre os elementos da microrrede proposta e ao mesmo tempo fornece uma alocação ótima das cargas residenciais sem prejudicar as atividades diárias do prosumidor, colaborando com a literatura onde muitos trabalhos direcionam somente ao HEMS ou ao DSM na busca de benefícios econômicos. Além disso, a utilização de um software de otimização como o GUSEK (GLPK Under Scite Extended Kit) de livre distribuição é um atrativo para o desenvolvimento de soluções comerciais de baixo custo.

A segunda abordagem apresentada no Capítulo 5, propôs uma estratégia de controle preditivo baseado em modelo (MPC) para gerenciar e controlar os recursos energéticos de uma microrrede experimental combinando técnicas de resposta à demanda (DR), como a redução de carga (*Curtailment Loads*), que promove a curto prazo a redução da demanda de energia elétrica em horários pré-definidos. O modelo estabeleceu uma única solução integrada para as seguintes questões: gestão dos diferentes recursos energéticos presentes na microrrede para maximizar os benefícios econômicos, estabelecendo cortes de carga em horários pré-definidos e, minimizando o uso intensivo das baterias que compõem o SAE aumentando sua vida útil. Os resultados foram validados em uma plataforma experimental de microrrede baseada em energia renovável que oferece condições semelhantes às do mundo real, o que aumentou o desafio, uma vez que uma microrrede é composta por diferentes componentes com comportamentos distintos. Neste estudo, a estratégia de gerenciamento e controle foi aplicada em uma microrrede residencial, porém, esta abordagem tem o atrativo de não depender de parâmetros como a potência operacional dos componentes, consequentemente, este modelo pode ser aplicado em microrredes de diferentes portes.

O controlador MPC proposto demonstrou ser capaz de gerenciar com eficácia a energia na microrrede residencial. A demanda elétrica necessária foi atendida maximizando os benefícios econômicos, minimizando a degradação e o uso intensivo do SAE, prolongando sua vida útil, reduzindo a troca de energia com a rede elétrica da concessionária local e respeitando as restrições operacionais de todo o sistema. O DR contribuiu significativamente para a redução do consumo de energia elétrica, em torno de 20,4% nos horários de pico, e também se mostrou uma alternativa lucrativa para prosumidores e concessionárias. Assim, pode-se concluir que a estratégia proposta de gerenciamento e controle aliada ao DR, em particular o corte de carga, pode contribuir para

a melhoria no gerenciamento dos recursos energéticos de microrredes incluindo seus diversos componentes e cargas elétricas.

Por fim, vale ressaltar que nenhuma das abordagens apresentadas nesta tese tiveram o intuito de avaliar o retorno financeiro versus o custo do investimento necessário para a montagem física das microrredes consideradas, mas apenas mostrar as vantagens operacionais e econômicas que poderiam ser alcançadas se as soluções propostas fossem adotadas.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Os temas de gerenciamento de energia residencial (HEMS) e gerenciamento pelo lado da demanda (DSM) são assuntos que estão em evidência no momento e conseqüentemente devem ter um crescimento nos próximos anos, uma vez que o uso fontes de energia renováveis e o conceito de *Smart Grid* é uma tendência mundial. Em vista disso, alguns encaminhamentos para a continuação da pesquisa tratada nesta tese são apresentados a seguir:

- Aprimorar a formulação proposta no Capítulo 4 considerando outras FERs como o hidrogênio, e outras tecnologias para o SAE como os supercapacitores incluindo os custos operacionais e de degradação;
- Implementar o HEMS desenvolvido em um microrrede real, utilizando os recursos disponíveis como software e hardware comerciais;
- Incluir o sistema de compensação de energia permitindo que o prosumidor possa utilizar seus créditos de energia ativa para compensar o consumo em outros postos tarifários;
- Integrar novas estratégias para contribuir com o DR que possam ser combinadas com a redução de cargas, tal como o deslocamento de cargas, do inglês, *shifting loads*;
- Analisar a possibilidade de incluir restrições probabilísticas na abordagem MPC, uma vez que as microrredes operam com incertezas da demanda e no fornecimento de energia renovável;
- Estudar a possibilidade de incluir as formulações proposta para o gerenciamento de plantas industriais ou conjuntos habitacionais considerando o conceito de comercialização de Energia Ponto a Ponto, do inglês, *Peer-to-Peer Energy* (P2P);

REFERÊNCIAS

AIN, Q.U. **User Comfort Enhancement in Home Energy Management Systems using Fuzzy Logic**. 2018. Dissertação (Mestrado) — National University of Sciences and Technology (NUST), Islamabad, PK, 2018.

AL-AMMAR, E. A.; HABIB, H. U. R.; KOTB, K. M.; WANG, S.; KO, W.; ELMORSHEDY, M. F.; WAQAR, A. Residential community load management based on optimal design of standalone HRES with model predictive control. **IEEE Access**, v. 8, p. 12542–12572, Jan 2020.

ANEEL. **Sistema de Bandeiras Tarifárias**. Brasília, DF, BRA, 2020. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 13.01.2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 414**. 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 482**. 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2016. Cadernos Temáticos ANEEL.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 733**. 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória N.2.402**. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória N.2.886**. 2021.

ARORA, P.; WHITE, R. E.; DOYLE, M. Capacity fade mechanisms and side reactions in lithium ion batteries. **Journal Electrochemical Society**, v. 145, n. 10, p. 3647–3667, Oct 1998.

BARNHART, Cynthia; JOHNSON, Ellis L.; NEMHAUSER, George L.; SAVELSBERGH, Martin W. P.; VANCE, Pamela H. Branch-and-price: Column generation for solving huge integer programs. **Operations Research**, v. 46, n. 3, p. 316–329, 1998.

BARTHELMIE, R.J.; MURRAY, F.; PRYOR, S.C. The economic benefit of short-term forecasting for wind energy in the uk electricity market. **Energy Policy**, v. 36, n. 5, p. 1687 – 1696, 2008.

BEAUDIN, Marc; ZAREIPOUR, Hamidreza. Home energy management systems: A review of modelling and complexity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 318 – 335, 2015.

BORDONS, C.; GARCIA-TORRES, Felix; RIDAO, M. A. **Model Predictive Control of Microgrids**. London: Springer, 2019.

BORDONS, Carlos; TENO, Guillermo; MARQUEZ, Juan J.; RIDAO, Miguel A. Effect of the integration of disturbances prediction in energy management systems for microgrids. *In: 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. Porto, Portugal: IEEE, 2019.

BOX, G.E.P.; JENKINS, G.M. **Time Series Analysis: Forecasting and Control**. San Francisco: Holden-Day, 1976.

BOX, G.E.P.; JENKINS, G.M.; REINSEL, G.C.; LJUNG, G.M. **Time Series Analysis: forecasting and control**. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2015. (Wiley Series in Probability and Statistics).

CAMACHO, E.F.; BORDONS, C. **Model Predictive Control**. London: Springer, 2013. (Advanced Textbooks in Control and Signal Processing).

CHEN, X.; CAO, W.; ZHANG, Q.; HU, S.; ZHANG, J. Artificial intelligence-aided model predictive control for a grid-tied wind-hydrogen-fuel cell system. **IEEE Access**, v. 8, p. 92418–92430, May 2020.

CIABATTONI, L.; IPPOLITI, G.; BENINI, A.; LONGHI, S.; PIRRO, M. Design of a home energy management system by online neural networks. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 46, n. 11, p. 677 – 682, 2013.

COPEL. **Tarifa Branca B1**. Curitiba, PR, BRA, 2021. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/residencial/>. Acesso em: 14.09.2021.

COPEL. **Taxas e Tarifas**. Curitiba, PR, BRA, 2021. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tributos/>. Acesso em: 14.09.2021.

COPEL DISTRIBUIÇÃO. **Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição**. 2020. Norma Técnica Copel - NTC 901100.

DEBNATH, Kumar Biswajit; MOURSHED, Monjur. Forecasting methods in energy planning models. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 88, p. 297 – 325, 2018.

DIETRICH, J.D.V. **Contribuições ao controle preditivo e otimização com aplicação em energias renováveis**. 2020. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020.

DOE, U.S. Department of Energy. **Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them: A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.** 2006.

DRAPER, N.R.; SMITH, H. **Applied Regression Analysis.** USA: Wiley, 1998. (Wiley Series in Probability and Statistics).

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; BERNAL-AGUSTÍN, José L.; CONTRERAS, Javier. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. **Renewable Energy**, v. 32, n. 7, p. 1102 – 1126, 2007.

ELMA, Onur; TASCIKARAOGLU, Akin; INCE, A. Tahir; SELAMOGULLARI, Ugur S. Implementation of a dynamic energy management system using real time pricing and local renewable energy generation forecasts. **Energy**, v. 134, p. 206 – 220, 2017.

FORECAST. **Forecast Demo Pack.** Waltham, MA, USA, 2020. Disponível em: <http://www.forecastpro.com/products/litdemos/index.htm>. Acesso em: 27.03.2020.

FREIRE, Vlademir A.; MARQUEZ, Juan José; BORDONS, Carlos; ZAFRA-CABEZA, Ascención; ARRUDA, Lúcia Valéria R. de. Energy management system for microgrid considering operational faults in power supply. *In: 2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST).* Istanbul, Turkey: IEEE, 2020.

GARCIA-TORRES, F.; BORDONS, C. Optimal economical schedule of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model predictive control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 8, p. 5195–5207, Aug 2015.

GELAZANSKAS, Linas; GAMAGE, Kelum A.A. Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. **Sustainable Cities and Society**, v. 11, p. 22 – 30, Feb 2014.

GELLINGS, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

GOLDBARG, M.C.; LUNA, H.P.L. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos.** 2. ed. Rio de Janeiro: CAMPUS, 2005.

GOMES, A.G. **Modelo Computacional de Cortes para Otimizar o potencial de Geração de Usinas Hidrelétricas.** 2011. Tese (Doutorado) — Universidade de Campinas, Campinas, SP, 2011.

GOMORY, Ralph E. Outline of an algorithm for integer solutions to linear programs. **Bull. Amer. Math. Soc.**, American Mathematical Society, v. 64, n. 5, p. 275–278, 09 1958.

GRIVA, I.; NASH, S.G.; SOFER, A. **Linear and Nonlinear Optimization: Second Edition**. Philadelphia, PA: Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), 2009.

GUSEK. **Under Scite Extended Kit - GUSEK (GLPK)**. Curitiba, PR, BRA, 2018. Disponível em: <http://gusek.sourceforge.net/gusek.html>. Acesso em: 10.06.2018.

HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids: Architectures and Control**. Hoboken: Wiley, 2014. (Wiley - IEEE). ISBN 9781118720684.

HATZIARGYRIOU, Nikos; ASANO, Hiroshi; IRAVANI, Reza; MARNAY, Chris. Microgrids. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007.

HOSSEINI, Seyed Mohsen; CARLI, Raffaele; DOTOLI, Mariagrazia. Robust optimal energy management of a residential microgrid under uncertainties on demand and renewable power generation. **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**, v. 18, n. 2, p. 618–637, 2021.

IEA, International Energy Agency. **The Power to Choose: Demand Response in Liberalized Electricity Markets**. 2003.

JIFRI, M. H.; HASSAN, E. E.; MISWAN, N. H. Forecasting performance of time series and regression in modeling electricity load demand. *In: 2017 7th IEEE International Conference on System Engineering and Technology (ICSET)*. Shah Alam, Malaysia: IEEE, 2017. p. 12–16.

KANCHEV, H.; LU, D.; COLAS, F.; LAZAROV, V.; FRANCOIS, B. Energy management and operational planning of a microgrid with a pv-based active generator for smart grid applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4583–4592, Oct 2011.

KUMAR, R. S.; RAGHAV, L. P.; RAJU, D. K.; SINGH, A. R. Impact of multiple demand side management programs on the optimal operation of grid-connected microgrids. **Applied Energy**, v. 301, p. 117466, 2021.

LAND, A. H.; DOIG, A. G. An automatic method of solving discrete programming problems. **Econometrica**, [Wiley, Econometric Society], v. 28, n. 3, p. 497–520, 1960.

LITTLE, M.; THONSON, M.; INFIELD, D. Electrical integration of renewable energy into stand-alone power supplies incorporating hydrogen storage. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier BV, v. 32, n. 10-11, p. 1582–1588, Jul 2007.

LÓPEZ-SALAMANCA, H. L.; ARRUDA, L. V. R.; MAGATÃO, L; NORMEY-RICO, J. E. Optimization of grid-tied microgrids under binomial differentiated tariff and net metering

policies: A Brazilian Case Study. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 29, p. 731 – 741, Jul 2018.

LOURENCO, L. F. N.; SALLES, M. B. de Camargo; GEMIGNANI, M. M. F.; GOUVEA, M. R.; KAGAN, N. Time series modelling for solar irradiance estimation in northeast brazil. *In: 2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. San Diego, California: IEEE, 2017. p. 401–405.

MAGATÃO, L. **Mixed integer linear programming and constraint logic programming : towards a unified modeling framework**. 2005. Tese (Doutorado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

MAKRIDAKIS, S.; WHEELWRIGHT, S.C.; HYNDMAN, R.J. **Forecasting Methods and Applications**,. 3. ed. Hoboken: Wiley India Pvt. Limited, 2008.

MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G. Lead acid battery storage model for hybrid energy. **Solar Energy**, v. 50, n. 5, p. 399 – 405, 1993.

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Agosto/21**. 2021.

MOURA, Acumuladores. **Moura Clean (Estacionárias)**. Belo Jardim, PE, BRA, 2020. Disponível em: <http://www.moura.com.br/produtos/estacionarias/moura-clean/>. Acesso em: 24.01.2020.

NEMHAUSER, G.L.; WOLSEY, L.A. **Integer and Combinatorial Optimization**. New York, USA: John Wiley & Sons, 2014.

PADBERG, Manfred; RINALDI, Giovanni. A branch-and-cut algorithm for the resolution of large-scale symmetric traveling salesman problems. **SIAM Review**, v. 33, n. 1, p. 60–100, 1991.

PANDA, Subhasis; ROUT, Pravat Kumar; SAHU, Binod Kumar. Residential sector demand side management: A review. *In: 1st Odisha International Conference on Electrical Power Engineering, Communication and Computing Technology (ODICON)*. Bhubaneswar, India: IEEE, 2021.

PIMENTA, C.M. **Modelagem de Cenário de Armazenamento de Energia com Deslocamento de Carga**. 2015. Dissertação (Mestrado) — Institutos Lactec e Instituto de Engenharia do Paraná, Curitiba, PR, 2015.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2008.

PROCEL. **Pesquisa de Posse e Hábitos de Consumo de Energia - PPH**. Rio de Janeiro, RJ, BRA, 2019. Disponível em: <http://www.procel.gov.br/main.asp?View=4A5E324F-A3B0-482A-B1CD-F75A2A150480>. Acesso em: 13.05.2019.

PROCEL. **Sistema de Informações de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo - SINPHA**. Rio de Janeiro, RJ, BRA, 2019. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/sinpha/sobre.asp>. Acesso em: 10.05.2019.

SALAMANCA, H.L.L. **Sistema para Otimização e Controle da Operação de Micro Redes em Baixa Tensão no Contexto Brasileiro**. 2018. Tese (Doutorado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2018.

SCHWARZ, Gideon. Estimating the dimension of a model. **Ann. Statist.**, The Institute of Mathematical Statistics, v. 6, n. 2, p. 461–464, 03 1978.

SHAKERI, Mohammad; SHAYESTEGAN, Mohsen; ABUNIMA, Hamza; REZA, S.M. Salim; AKHTARUZZAMAN, M.; ALAMOUD, A.R.M.; SOPIAN, Kamaruzzaman; AMIN, Nowshad. An intelligent system architecture in home energy management systems (HEMS) for efficient demand response in smart grid. **Energy and Buildings**, v. 138, n. Supplement C, p. 154 – 164, 2017.

SHAREEF, H.; AHMED, M. S.; MOHAMED, A.; HASSAN, E. Al. Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers. **IEEE Access**, v. 6, p. 24498–24509, Apr 2018.

SHARMA, Amandeep; KAKKAR, Ajay. Forecasting daily global solar irradiance generation using machine learning. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2254 – 2269, 2018.

STADLER, Michael; NASLÉ, Adib. Planning and implementation of bankable microgrids. **The Electricity Journal**, v. 32, n. 5, p. 24–29, 2019. ISSN 1040-6190.

VALVERDE, L.; ROSA, F.; BORDONS, C.; GUERRA, J. Energy management strategies in hydrogen smart-grids: A laboratory experience. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 31, p. 13715 – 13725, May 2016.

VALVERDE, L.; ROSA, F.; REAL, A.J. del; ARCE, A.; BORDONS, C. Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier BV, v. 38, n. 27, p. 11672–11684, Sep 2013.

VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: ERICA, 2012.

WERON, Rafa. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. **International Journal of Forecasting**, v. 30, n. 4, p. 1030 – 1081, 2014.

WILLIAMS, H.P. **Model Building in Mathematical Programming**. 5. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2013.

YINGLI. **Yingli Solar**. Baoding, CHN, 2020. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/br/products/multicrystalline/yge-60-cell-series/>. Acesso em: 22.05.2020.

ZHOU, Bin; LI, Wentao; CHAN, Ka Wing; CAO, Yijia; KUANG, Yonghong; LIU, Xi; WANG, Xiong. Smart home energy management systems: Concept, configurations, and scheduling strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, n. Supplement C, p. 30 – 40, 2016.