

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

WESLEY DA SILVA RODRIGUES

CONTROLE PREDITIVO EM NÍVEIS SECUNDÁRIO E
TERCIÁRIO PARA GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM
MICRORREDES COM SUPERCAPACITORES UTILIZANDO
OTIMIZAÇÃO MILP

CURITIBA - PR

2025

WESLEY DA SILVA RODRIGUES

CONTROLE PREDITIVO EM NÍVEIS SECUNDÁRIO E
TERCIÁRIO PARA GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM
MICRORREDES COM SUPERCAPACITORES UTILIZANDO
OTIMIZAÇÃO MILP

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná.

Área de concentração: *Sistemas de Energia*.

Orientador: Gustavo Henrique da Costa Oliveira.

Coorientador: Ricardo Schumacher.

CURITIBA - PR

2025

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Rodrigues, Wesley da Silva

Controle preditivo em níveis secundário e terciário para gerenciamento de energia em microrredes com supercapacitores utilizando otimização MILP / Wesley da Silva Rodrigues. – Curitiba, 2025.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Gustavo Henrique da Costa Oliveira

Coorientador: Ricardo Schumacher

1. Microrredes (Redes elétricas inteligentes). 2. Programação Linear. 3. Supercapacitores. 4. Sistemas de energia elétrica - Controle. I. Universidade Federal do Paraná. II. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Oliveira, Gustavo Henrique da Costa. IV. Schumacher, Ricardo. V. Título.

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **WESLEY DA SILVA RODRIGUES** intitulada: **CONTROLE PREDITIVO EM NÍVEIS SECUNDÁRIO E TERCIÁRIO PARA GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM MICRORREDES COM SUPERCAPACITORES UTILIZANDO OTIMIZAÇÃO MILP**, sob orientação do Prof. Dr. GUSTAVO HENRIQUE DA COSTA OLIVEIRA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 06 de Fevereiro de 2025.

Assinatura Eletrônica

17/02/2025 13:37:30.0

GUSTAVO HENRIQUE DA COSTA OLIVEIRA
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

11/02/2025 20:29:12.0

JOAO AMERICO VILELA JUNIOR
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

11/02/2025 14:38:51.0

GIDEON VILLAR LEANDRO
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

20/02/2025 21:27:06.0

ELDER OROSKI
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

*À minha noiva Jéssica Bertage.
Aos meus pais, Claudeci Rodrigues e Raquel Lopes, e à minha
irmã, Adrielly.*

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus, pela saúde, sabedoria e força para alcançar este momento tão significativo da minha vida.

À minha noiva e companheira, Jéssica Loren da Rocha Bertage, por ser meu alicerce, por compartilhar comigo as alegrias e desafios, e por me apoiar incondicionalmente.

Aos meus pais, Claudeci Rodrigues e Raquel Lopes, e à minha irmã Adrielly, por todo o amor, apoio e dedicação que sempre me ofereceram, sendo pilares fundamentais em minha trajetória.

Ao meu orientador, Gustavo Henrique da Costa Oliveira, sou profundamente grato pela sua dedicação, orientação e paciência. Agradeço por sempre estar disponível para me ajudar a crescer, tanto acadêmica quanto pessoalmente, com tanto cuidado, atenção e comprometimento.

Ao coorientador, Ricardo Schumacher, sou muito grato pelo apoio e pela motivação em continuar com um dos seus projetos, que foi essencial para meu desenvolvimento.

Aos meus colegas, Leonardo Fuchs e Henry Salamanca, minha sincera gratidão pela parceria e pelo apoio contínuo, sempre prontos a esclarecer minhas dúvidas e colaborar no meu crescimento acadêmico e profissional.

Agradeço à Universidade Federal do Paraná pela oportunidade de cursar o mestrado, pela infraestrutura e pelos recursos oferecidos, que foram fundamentais para o meu desenvolvimento acadêmico e pessoal. Agradeço também à toda a comunidade acadêmica, cujos estudos e referências embasaram este trabalho e, de alguma forma, contribuíram para a construção deste momento tão importante da minha trajetória.

RESUMO

As microrredes são sistemas de energia de pequena escala que combinam fontes de energia e armazenamento, podendo operar de forma independente ou conectadas à rede elétrica. Para garantir um fornecimento estável e eficiente, é necessário um sistema de gerenciamento de energia que otimize o uso dos recursos e lide com as variações de potência nas fontes e cargas. A falta de controle nas variações rápidas de potência pode causar instabilidade e danificar equipamentos, especialmente as baterias. Nesse cenário, os supercapacitores surgem como uma solução para mitigar essas variações, absorvendo ou fornecendo energia rapidamente, reduzindo o impacto nos equipamentos. Nesse contexto, o presente trabalho propõe a implementação de um algoritmo de controle para o gerenciamento de energia em microrredes com supercapacitores integrados ao sistema de armazenamento de energia. A proposta é possibilitar que os supercapacitores lidem com variações rápidas de potência, enquanto as baterias ficam responsáveis pela operação de longo período. O algoritmo é projetado para operar nos níveis secundário e terciário da hierarquia de controle, sendo aplicado tanto em microrredes isoladas quanto conectadas à rede principal. Além disso, o sistema pode integrar uma fonte de energia renovável intermitente e um sistema de armazenamento híbrido composto por baterias e supercapacitores, conectados à carga. A estratégia de controle adotada foi o Modelo de Controle Preditivo aplicado aos níveis secundário e terciário da hierarquia de controle. A formulação do problema matemático foi realizada de modo que possa ser solucionada por meio de Programação Linear Inteira Mista. No problema de otimização, foi considerada a minimização das oscilações de potência das baterias. Além disso, são consideradas as restrições operacionais da microrrede. Os resultados de simulação mostraram que o controle terciário foi capaz de realizar o gerenciamento de longo prazo, garantindo que a demanda de energia fosse atendida de maneira eficiente na falta de fontes renováveis. O controle secundário, por sua vez, gerenciou as flutuações de curto prazo, direcionando as oscilações rápidas de potência para os supercapacitores, o que permitiu suavizar a curva de potência das baterias e otimizar a operação do sistema. Portanto, a integração dos níveis de controle terciário e secundário, utilizando controle preditivo e modelado com programação linear inteira mista, demonstrou-se uma boa opção para o gerenciamento de energia em microrredes, garantindo não apenas a eficiência no controle de longo prazo, mas também o ajuste adequado às flutuações rápidas de potência.

Palavras-chave: Microrredes. Gerenciamento de Energia. Controle Preditivo. Programação Linear Inteira Mista. Supercapacitores.

ABSTRACT

Microgrids are small-scale energy systems that integrate energy sources and storage, and can operate either independently or connected to the power grid. To ensure stable and efficient operation, an energy management system is necessary to optimize resource use and manage power fluctuations in both the energy sources and loads. Lack of control over rapid power fluctuations can lead to instability and damage to equipment, especially batteries. In this context, supercapacitors offer a solution to mitigate these variations by quickly absorbing or supplying energy, thereby reducing the impact on other equipment. In this scenario, this work proposes the implementation of a control algorithm for energy management in microgrids with supercapacitors integrated into the energy storage system. The goal is to enable supercapacitors to handle rapid power variations, while batteries are responsible for long-term energy supply. The algorithm is designed to operate at both the secondary and tertiary levels of the control hierarchy, and is applied to both isolated and grid-connected microgrids. Additionally, the system can integrate an intermittent renewable energy source and a hybrid energy storage system consisting of batteries and supercapacitors, connected to the load. The control strategy adopted was Model Predictive Control applied to the secondary and tertiary levels of the control hierarchy. The mathematical problem formulation was designed to be solved using Mixed-Integer Linear Programming. In the optimization problem, the minimization of battery power fluctuations was considered. Furthermore, the operational constraints of the microgrid were incorporated. Simulation results showed that the tertiary control level was able to manage long-term operations, ensuring that energy demand was met efficiently in the absence of renewable sources. The secondary control, on the other hand, managed short-term fluctuations by directing rapid power oscillations to the supercapacitors, which helped smooth the battery power curve and optimize overall system performance. Therefore, the integration of the tertiary and secondary control levels, using predictive control and modeled with mixed-integer linear programming, proved to be an effective approach for energy management in microgrids, ensuring both long-term operational efficiency and proper handling of rapid power fluctuations.

Keywords: Microgrids. Energy Management. Predictive Control. Mixed Integer Linear Programming. Supercapacitors.

Lista de Figuras

1.1	Conceito de microrredes	20
1.2	Hierarquia de controle de microrredes	23
1.3	Representação de um EMS	24
2.1	Microrredes AC, DC e Híbridas	38
2.2	Hierarquia de controle	42
3.1	Estratégia do MPC	46
3.2	Estrutura Básica de um MPC	47
4.1	Sinais do Controle Terciário	69
4.2	Sinais do Controle Secundário	71
4.3	Estrutura Computacional	74
4.4	Fluxo de um ciclo otimização	76
4.5	Fluxo Geral do Algoritmo	77
4.6	Escala temporal do dos níveis de controle secundário e terciário	78
5.1	Estudo de caso	83
5.2	Curva de carga do dia anterior	85
5.3	Curva de geração PV do dia anterior	85
5.4	Perfil de Potência para Simulação do Controle Secundário	86
6.1	Comparação da Potência de Carga: Histórico vs Projeção	90
6.2	Comparação da Potência da Fonte PV: Histórico vs Projeção	91
6.3	Perfil de Potência em Modo Ilhado - Terciário	92
6.4	Perfil do SOC da Bateria em Modo Ilhado - Terciário	93
6.5	Perfil do Fator de Redução k_{pv} em Modo Ilhado - Terciário	93
6.6	Perfil de Potência em Modo Conectado - Terciário	94
6.7	Perfil do SOC da Bateria em Modo Conectado - Terciário	95
6.8	Perfil do Fator de Redução k_{pv} em Modo Conectado - Terciário	95
6.9	Perfil de P_{grid} e $P_{grid,cost}$ em Modo Conectado - Terciário	96
6.10	Perfil de Potência em Modo Ilhado - Secundário	97

6.11	Perfil do SOC em Modo Ilhado - Secundário	98
6.12	Perfil de Potência em Modo Conectado - Secundário	99
6.13	Perfil do SOC em Modo Conectado - Secundário	99
6.14	Perfil de Potência em Modo Ilhado - Secundário	101
6.15	Perfil do SOC em modo Ilhado - Secundário	102
6.16	Perfil de Potência em Modo Conectado - Secundário	103
6.17	Perfil do SOC em modo Conectado - Secundário	103

Lista de Tabelas

1.1	Trabalhos que aplicaram EMS em MG com HESS	32
5.1	Dados técnicos da MG do Lactec	84
5.2	Parâmetros de configuração para o Algoritmo de Controle	88

Lista de Acrônimos

DG	Distributed Generation
MG	Microgrid
ESS	Energy Storage Systems
DER	Distributed Energy Resources
RES	Renewable Energy Sources
SOC	State of Charge
HESS	Hybrid Energy Storage System
EMS	Energy Management System
EMS-API	Energy Management System Application Program Interface
MPC	Model Predictive Control
HBC	Hysteresis Band Control
OF	Object Function
LP	Linear Programming
QP	Quadratic Programming
NLP	Nonlinear Programming
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MIQP	Mixed Integer Quadratic Programming
MINLP	Mixed Integer Nonlinear Programming
DP	Dynamic Programming
MIMO	Multiple Input, Multiple Output
H-MPC	Hybrid-Model Predictive Control
EMPC	Economic-Model Predictive Control
PV	Photovoltaic Panel
WT	Wind Turbine
MPC-DP	Model Predictive Control - Dynamic Programming
SVM	Support Vector Machine
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
PCC	Point of Common Coupling

Lista de Símbolos

J	Função objetivo genérica para o problema de otimização
$J_{\text{terciario}}^{\text{isolado}}$	Função objetivo do problema de otimização do controle terciário para a MG em modo ilhado
$J_{\text{terciario}}^{\text{conectado}}$	Função objetivo do problema de otimização do controle terciário para a MG em modo conectado
$J_{\text{secundario}}^{\text{isolado}}$	Função objetivo do problema de otimização do controle secundário para a MG em modo ilhado
$J_{\text{secundario}}^{\text{conectado}}$	Função objetivo do problema de otimização do controle secundário para a MG em modo conectado
\mathcal{R}_{op}	Conjunto de restrições do problema de otimização
\mathcal{R}_{bat}	Conjunto de restrições operacionais da bateria
\mathcal{R}_{sc}	Conjunto de restrições operacionais do supercapacitor
\mathcal{R}_{grid}	Conjunto de restrições operacionais da rede externa
\mathcal{R}_{of}	Conjunto de restrições auxiliares para a função objetivo
$\mathcal{R}_{\text{terciario}}^{\text{isolado}}$	Conjunto de restrições auxiliares para controle terciário em modo isolado
$\mathcal{R}_{\text{terciario}}^{\text{conectado}}$	Conjunto de restrições auxiliares para controle terciário em modo conectado
$\mathcal{R}_{\text{secundario}}^{\text{isolado}}$	Conjunto de restrições auxiliares para controle secundário em modo isolado
$\mathcal{R}_{\text{secundario}}^{\text{conectado}}$	Conjunto de restrições auxiliares para controle secundário em modo conectado
\mathcal{R}_{pv}	Conjunto de restrições auxiliares a geração fotovoltaica
t	Instante de tempo
$\hat{y}(t+k t)$	Sinais de saída previstos
N_p	Horizonte de previsão
N_c	Horizonte de controle
$u(t+k t)$	Sequência de sinais de controle calculada pelo otimizador

$y(t)$	Sinais de saída do sistema medidos no instante de tempo t
$P_{bat,ch}(t+k t)$	Potência de carga da bateria (kWh)
$P_{bat,dis}(t+k t)$	Potência de descarga da bateria (kWh)
$P_{sc,ch}(t+k t)$	Potência de carga do supercapacitor (kWh)
$P_{sc,dis}(t+k t)$	Potência de descarga do supercapacitor (kWh)
$P_{bat,ch}^{\max}$	Potência máxima da bateria (kWh)
P_{sc}^{\max}	Potência máxima do supercapacitor (kWh)
$\delta_{bat,ch}(t+k t)$	Variável binária que indica o processo de carga da bateria
$\delta_{bat,dis}(t+k t)$	Variável binária que indica o processo de descarga da bateria
$\delta_{sc,ch}(t+k t)$	Variável binária que indica a carga do supercapacitor
$\delta_{sc,dis}(t+k t)$	Variável binária que indica a descarga do supercapacitor
$\hat{SOC}_{bat}(t+k t)$	SOC previsto para a bateria
$SOC_{bat,medido}$	SOC da bateria medido no instante t
$\eta_{bat,dis}$	Eficiência de carga da bateria
$\eta_{bat,cah}$	Eficiência de descarga da bateria
t_s	Período de amostragem
C_{bat}	Capacidade de armazenamento de energia da bateria (kWh)
$\hat{SOC}_{sc}(t+k t)$	SOC previsto para o supercapacitor
$SOC_{sc,medido}$	SOC do supercapacitor medido no instante t
$\eta_{sc,dis}$	Eficiência de carga do supercapacitor
$\eta_{sc,cah}$	Eficiência de descarga do supercapacitor
t_s	Período de amostragem
C_{sc}	Capacidade de armazenamento do supercapacitor (kWh)
$\tilde{P}_{pv}(t+k t)$	Potência prevista para a geração fotovoltaica (kW)
$\tilde{P}_{load}(t+k t)$	Potência prevista para o consumo da carga (kW)
$k_{pv}(t+k t)$	Fator de redução da potência da geração fotovoltaica
$P_{grid,imp}(t+k t)$	Potência de importação da rede externa (kW)
$P_{grid,exp}(t+k t)$	Potência de exportação para a rede externa (kW)
P_{grid}^{\max}	Potência máxima da rede externa (kW)
$\delta_{grid,imp}(t+k t)$	Variável binária que indica importação da rede externa
$\delta_{grid,exp}(t+k t)$	Variável binária que indica exportação à rede externa
P_{entram}	Potência genérica que entra no barramento da microrrede
P_{saem}	Potência genérica que sai do barramento da microrrede
α_i	Peso genérico para a função objetivo
J_i	Parcela objetivo genérica da função objetivo
$J_{grid,imp}^{ref}$	Parcela da OF que visa importar energia da rede externa seguindo uma referência

$P_{grid,imp}^{ref}$	Referência para a potência de importação para a rede externa
$A_{grid,imp}^a(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar o módulo entre a potência de importação e sua referência quando a diferença é positiva
$A_{grid,imp}^b(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar o módulo entre a potência de importação e sua referência quando a diferença é negativa
$\delta_{grid,imp}^a(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre a potência de importação e sua referência é positiva
$\delta_{grid,imp}^b(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre a potência de importação e sua referência é negativa
$J_{grid,exp}^{ref}$	Parcela da OF que visa exportar energia para a rede externa seguindo uma referência
$P_{grid,exp}^{ref}$	Referência para a potência de exportação para a rede externa
$A_{grid,exp}^a(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar o módulo entre a potência de exportação e sua referência quando a diferença é positiva
$A_{grid,exp}^b(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar o módulo entre a potência de exportação e sua referência quando a diferença é negativa
$\delta_{grid,exp}^a(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre a potência de exportação e sua referência é positiva
$\delta_{grid,exp}^b(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre a potência de exportação e sua referência é negativa
$J_{k_{pv}}^{ref}$	Parcela da OF que busca maximizar a utilização da geração PV
k_{pv}^{ref}	Referência para o fator de redução $k_{pv}(t+k t)$
$A_{k_{pv}}^{ref,a}(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar o módulo da diferença entre $k_{pv}(t+k t)$ e k_{pv}^{ref} , quando positiva
$A_{k_{pv}}^{ref,b}(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar o módulo da diferença entre $k_{pv}(t+k t)$ e k_{pv}^{ref} , quando negativa
$\delta_{k_{pv}}^{ref,a}(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre $k_{pv}(t+k t)$ e k_{pv}^{ref} é positiva
$\delta_{k_{pv}}^{ref,b}(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre $k_{pv}(t+k t)$ e k_{pv}^{ref} é negativa
$J_{k_{pv}}^{var}$	Parcela da OF que busca reduzir a variação de $k_{pv}(t+k t)$
$A_{k_{pv}}^{var,a}(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar variação positiva de $k_{pv}(t+k t)$

$A_{k_{pv}}^{var,b}(t+k t)$	Variável auxiliar utilizada para armazenar variação negativa de $k_{pv}(t+k t)$
$\delta_{k_{pv}}^{var,a}(t+k t)$	Variável binária que indica se a variação de $k_{pv}(t+k t)$ é positiva
$\delta_{k_{pv}}^{var,b}(t+k t)$	Variável binária que indica se a variação de $k_{pv}(t+k t)$ é negativa
$J_{bat,ch}^{var}$	Parcela da OF que busca reduzir a variação da potência de carga da bateria $P_{bat,ch}(t+k t)$
$A_{bat,ch}^{var,a}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{bat,ch}(t+k t)$ quando positiva
$A_{bat,ch}^{var,b}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{bat,ch}(t+k t)$ quando negativa
$\delta_{bat,ch}^{var,a}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{bat,ch}(t+k t)$ é positiva
$\delta_{bat,ch}^{var,b}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{bat,ch}(t+k t)$ é negativa
$J_{bat,dis}^{var}$	Parcela da OF que busca reduzir a variação da potência de descarga da bateria $P_{bat,dis}(t+k t)$
$A_{bat,dis}^{var,a}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{bat,dis}(t+k t)$ quando positiva
$A_{bat,dis}^{var,b}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{bat,dis}(t+k t)$ quando negativa
$\delta_{bat,dis}^{var,a}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{bat,dis}(t+k t)$ é positiva
$\delta_{bat,dis}^{var,b}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{bat,dis}(t+k t)$ é negativa
$\Delta_{P_{bat}}^{max,edge}$	Varição máxima desejada para a potência da bateria
$J_{bat,var}^{max,edge}$	Parcela da função objetivo que visa penalizar quando a variação da potência da bateria for maior que $\Delta_{P_{bat}}^{max,edge}$
$\xi_{bat}^{var}(t+k t)$	Variável binária que recebe valor um quando a variação da potência da bateria ultrapassa $\Delta_{P_{bat}}^{max,edge}$
U_{bat}	Variável auxiliar para a formulação Big-M
L_{bat}	Variável auxiliar para a formulação Big-M
ϵ_{bat}	Variável auxiliar para a formulação Big-M
$J_{bat,soc}^{ref}$	Parcela da função objetivo que busca seguir a referência do SOC da bateria
$SOC_{bat,ref}$	SOC de referência para a bateria

$A_{bat,soc}^{ref,a}(t+k t)$	Variável que armazena o módulo da diferença positiva entre o SOC da bateria e sua referência
$A_{bat,soc}^{ref,b}(t+k t)$	Variável que armazena o módulo da diferença negativa entre o SOC da bateria e sua referência
$\delta_{bat,soc}^{ref,a}(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre o SOC da bateria e sua referência é positiva
$\delta_{bat,soc}^{ref,b}(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre o SOC da bateria e sua referência é negativa
$J_{sc,ch}^{var}$	Parcela da OF que busca reduzir a variação da potência de carga do supercapacitor $P_{sc,ch}(t+k t)$
$A_{sc,ch}^{var,a}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{sc,ch}(t+k t)$ quando positiva
$A_{sc,ch}^{var,b}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{sc,ch}(t+k t)$ quando negativa
$\delta_{sc,ch}^{var,a}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{sc,ch}(t+k t)$ é positiva
$\delta_{sc,ch}^{var,b}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{sc,ch}(t+k t)$ é negativa
$J_{sc,dis}^{var}$	Parcela da OF que busca reduzir a variação da potência de descarga do supercapacitor $P_{sc,dis}(t+k t)$
$A_{sc,dis}^{var,a}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{sc,dis}(t+k t)$ quando positiva
$A_{sc,dis}^{var,b}(t+k t)$	Variável auxiliar que armazena a variação de $P_{sc,dis}(t+k t)$ quando negativa
$\delta_{sc,dis}^{var,a}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{sc,dis}(t+k t)$ é positiva
$\delta_{sc,dis}^{var,b}(t+k t)$	Variável binária que indica quando a variação de $P_{sc,dis}(t+k t)$ é negativa
$J_{sc,soc}^{ref}$	Parcela da função objetivo que busca seguir a referência do SOC do supercapacitor
$SOC_{sc,ref}$	SOC de referência para a bateria
$A_{sc,soc}^{ref,a}(t+k t)$	Variável que armazena o módulo da diferença positiva entre o SOC do supercapacitor e sua referência
$A_{sc,soc}^{ref,b}(t+k t)$	Variável que armazena o módulo da diferença negativa entre o SOC do supercapacitor e sua referência
$\delta_{sc,soc}^{ref,a}(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre o SOC do supercapacitor e sua referência é positiva

$\delta_{sc,soc}^{ref,b}(t+k t)$	Variável binária que indica se a diferença entre o SOC do supercapacitor e sua referência é negativa
$J_{sc,soc}^{lim,edge}$	Parcela da OF para penalizar a ultrapassagem dos limites desejado do SOC do supercapacitor
$\xi_{sc,soc}^{min,edge}$	Variável binária que indica se o SOC do supercapacitor é menor que o limite $SOC_{sc}^{min,edge}$
$\xi_{sc,soc}^{max,edge}$	Variável binária que indica se o SOC do supercapacitor é maior que o limite $SOC_{sc}^{max,edge}$
U_{sc}^{edge}	Variável auxiliar para a formulação Big-M
L_{sc}^{edge}	Variável auxiliar para a formulação Big-M
ϵ_{sc}^{edge}	Variável auxiliar para a formulação Big-M
$J_{P_{grid}}^{market}$	Parcela da função objetivo associada ao custo de importação de energia e ao ganho de exportação de energia com a rede externa
$\tilde{\lambda}_{P_{grid}}(t+k t)$	Custo previsto de energia elétrica (R\$/kWh)
J_{bat}^{cost}	Parcela da função objetivo associada ao custo do uso da bateria
λ_{bat}	Coefficiente de custo de degradação da bateria linearizado (R\$/kWh)
λ_b	Representa o preço pago pela bateria (R\$/kWh)

SUMÁRIO

1	Introdução	19
1.1	Controle de Microrredes	22
1.1.1	Gerenciamento de Energia com Métodos Heurísticos	25
1.1.2	Gerenciamento de Energia com Métodos Baseados em Otimização	25
1.2	Justificativa	33
1.3	Objetivos	34
1.4	Organização do Trabalho	34
2	Microrredes: Operação e Controle	36
2.1	Tipos de microrredes	36
2.2	Modos de operação	37
2.2.1	Modo Conectado	37
2.2.2	Modo Ilhado	38
2.2.3	Modo Transição	39
2.3	Controle de microrredes	39
2.3.1	Controle Hierárquico	40
3	Fundamentos de Controle Preditivo e a Modelagem Orientada a Gestão de Potência em MG	44
3.1	Controle Preditivo	44
3.2	Modelagem Orientada a Gestão de Potência	47
3.2.1	Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias e Supercapacitores	48
3.2.2	Sinais de entrada para o sistema de controle da microrrede	51
3.2.3	Potências de importação e exportação da rede externa	52
3.2.4	O balanço de potência	52
3.2.5	Função Objetivo	53
3.3	Resumo do Capítulo	64

4	Estratégia de controle Proposta	66
4.1	Controlador Terciário	68
4.1.1	Balanço de potência	68
4.1.2	Função Objetivo	70
4.2	Controlador Secundário	70
4.2.1	Balanço de potência	71
4.2.2	Função Objetivo	72
4.3	Estrutura computacional do algoritmo	73
4.4	Dinâmica de um ciclo de otimização	74
4.5	Fluxo de controle	75
4.6	Algoritmo de previsão	79
5	Estudo de Caso	82
6	Resultados	89
6.1	Resultados de Simulação do Controle Terciário	89
6.1.1	Algoritmo de Previsão	89
6.1.2	Resultado de Otimização	91
6.2	Resultados de Simulação do Controle Secundário para 200 Amostras . .	96
6.3	Resultados de Simulação do Controle Secundário para Um Dia	100
7	Conclusão	104
	Referências Bibliográficas	106

Capítulo 1

Introdução

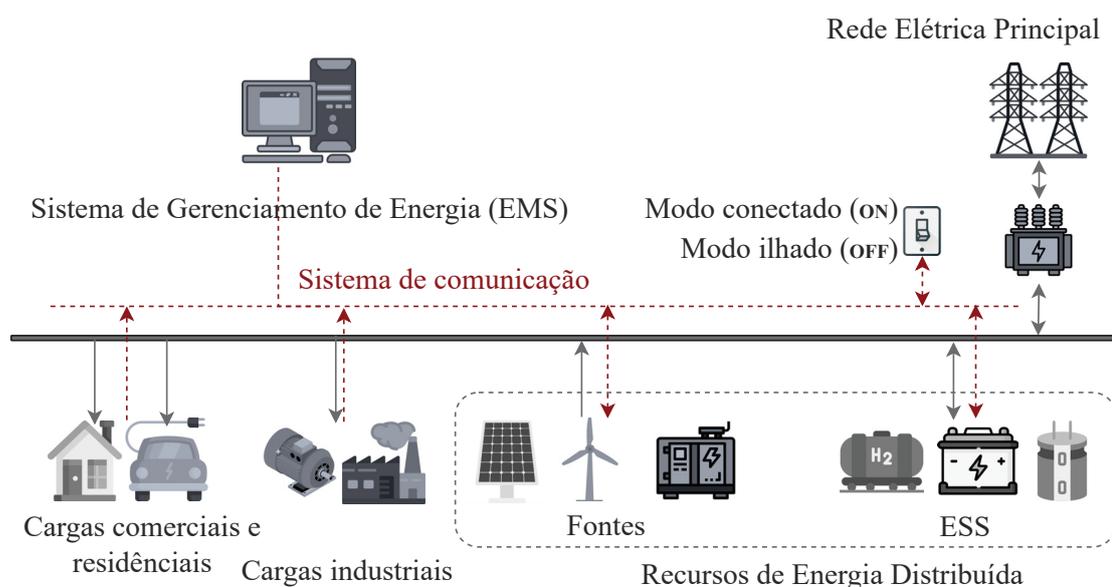
O sistema elétrico de potência é composto por diversos equipamentos e infraestruturas que permitem a geração, a transmissão, a distribuição e o consumo de energia (ANEEL, 2023a). Tradicionalmente, a energia elétrica é gerada por grandes usinas centralizadas que abrangem uma ampla área geográfica. No entanto, com o avanço da tecnologia e da viabilidade econômica de pequenos geradores elétricos, a Geração Distribuída (DG, do inglês *Distributed Generation*) surgiu como uma alternativa à geração centralizada (ABRADEE, 2019). A DG pode incluir várias fontes de energia renováveis, como painéis solares e geradores eólicos, ou não renováveis, como geradores a diesel ou a gás. Esses recursos permitem que a energia seja gerada em locais próximos ao local de consumo, o que pode resultar em redução de perdas durante o transporte de energia e uma distribuição mais eficiente (INEE, 2023). Portanto, a DG desempenha um papel importante na promoção da sustentabilidade do sistema elétrico de potência.

A Resolução Normativa nº 1.059 estabelece as condições para conectar as centrais de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como para o faturamento desses serviços em todo o Brasil. Por efeito desta resolução, foram adotadas as seguintes definições: uma microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, conectada na rede de distribuição e que utilize fontes renováveis ou cogeração qualificada. Enquanto que uma minigeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para centrais geradoras de fontes despacháveis ou unidades consumidoras já conectadas em sete de janeiro de 2022, ou menor ou igual a 3 MW para as demais fontes não enquadradas como fontes despacháveis (ANEEL, 2023b).

Aliado ao contexto de micro e mini geração distribuída, tem-se o conceito de microrrede (MG, do inglês, Microgrid), que por sua vez, é mais abrangente e engloba não apenas a geração de energia elétrica, mas também a distribuição, o armazenamento e o gerenciamento da energia. As microrredes permitem integrar fontes de energia

distribuída, Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS, do inglês, Energy Storage Systems) e cargas de forma inteligente e controlada (Neoenergia, 2023; Olivares et al., 2014b; Farrokhhabadi et al., 2020). Além disso, algumas dessas redes são projetadas com a possibilidade de operar de forma independente da rede elétrica principal, garantindo a continuidade do fornecimento de energia, mesmo em caso de interrupção ou na ausência do sistema elétrico principal (NREL, 2023). Para formar uma microrrede é possível utilizar diversos tipos de fontes de energia distribuída e ESS. Esses recursos são conhecidos como Recursos de Energia Distribuída (DERs, do inglês, Distributed Energy Resources) e podem ser utilizados para fornecer energia elétrica para cargas residenciais, comerciais e até industriais. Diante disso, a Figura 1.1 traz de forma ilustrativa a estrutura de uma microrrede.

Figura 1.1: Conceito de microrredes



Fonte: O autor (2024).

Como pode ser notado na Figura 1.1, dentre os DERs estão as Fontes Renováveis de Energia (RES, do inglês, Renewable Energy Sources). A energia gerada a partir de RES representa uma energia gerada por fontes naturais e que se regeneram naturalmente ao longo do tempo. O sol, o vento e a água são exemplos de fontes de energia renováveis (NATIONALGEOGRAPHIC, 2023; energy, 2023). Embora as fontes renováveis de energia sejam naturalmente reabastecidas, sua disponibilidade de energia é limitada dentro de um determinado período de tempo (eia, 2023). A título de exemplo, a energia solar está disponível apenas durante o dia, isto é, quando a irradiação está presente, e a energia eólica depende da presença de ventos para girar a turbina e gerar eletricidade.

Sendo assim, as limitações de disponibilidade das RES podem trazer desafios para garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica, principalmente em microrredes sem conexão com o sistema elétrico principal. Para isso, em certos cenários, pode ser viável instalar tecnologias para armazenar energia. Dessa forma, o sistema de armazenamento de energia pode fornecer energia na falta das fontes renováveis e evitar o desperdício quando a oferta de energia superar a demanda, garantindo a eficiência do sistema. O ESS também pode ser útil para microrredes conectadas à rede elétrica, pois, estrategicamente, pode deslocar os excedentes de energia de períodos de oferta barata para momentos em que a energia é mais onerosa, contribuindo para a redução de custos e para a otimização dos recursos de energia distribuída (INEE, 2020).

Um ESS pode ser elaborado por meio de uma variedade de tecnologias, as quais são selecionadas com base na disponibilidade financeira e nas exigências técnicas do sistema. Entre suas principais tecnologias, encontram-se as baterias, responsáveis pelo armazenamento de energia química; armazenamento de hidrogênio, que geralmente é armazenado em estado gasoso por meio da eletrólise da água e, quando necessário, convertido em eletricidade através de uma célula de combustível; os sistemas de armazenamento térmico, que capturam e retêm energia térmica; os reservatórios de ar comprimido, destinados à retenção de energia mecânica; e os supercapacitores, que armazenam energia elétrica em campo magnético.

O método mais popular de armazenamento de energia em microrredes é por meio de baterias. Essas baterias podem ser constituídas de materiais como íons de lítio, chumbo-ácido, entre outros. As baterias utilizadas em microrredes permitem armazenar energia durante os períodos de baixa demanda na microrrede ou de alta disponibilidade de geração das fontes renováveis e fornecê-la durante os momentos de pico de demanda na microrrede ou na falta de geração renovável.

As baterias se destacam pela alta densidade de energia que pode ser armazenada, permitindo o backup de energia, a estratégia de compra e a venda na presença de tarifas variáveis e a compensação da variabilidade da geração renovável. As baterias também contribuem para a redução das emissões de gases de efeito estufa (EPE, 2019), uma vez que reduzem a dependência de fontes não renováveis para lidar com a intermitência das fontes renováveis, como, por exemplo, o uso de gerador a diesel no período noturno, quando a energia solar não está disponível. No entanto, as baterias apresentam algumas limitações que podem reduzir seu tempo de vida. Por exemplo, operar baterias em temperaturas extremas, tanto altas quanto baixas, pode aumentar a taxa de degradação do material eletrodo. O carregamento rápido ou a descarga profunda podem aumentar a formação de placas de lítio e a degradação do material do eletrodo. Também, o carregamento rápido ou a descarga rápida podem aumentar a taxa de degradação (Xiaosong Hu, 2020).

O armazenamento de energia também pode utilizar supercapacitores. Essa tecnologia tem sido uma opção promissora para o armazenamento de energia em microrredes devido a algumas vantagens específicas, como a alta densidade de potência de carga e descarga, permitindo uma resposta mais ágil às variações de potência, auxiliando na estabilização da tensão e frequência da rede. Os supercapacitores possuem longa vida útil quando comparados com muitas baterias, pois não sofrem degradação química significativa durante o ciclo de carga e descarga, e possuem a capacidade de suportar grandes números de ciclos de carga e descarga, o que os torna adequados para aplicações que exigem alta durabilidade. Também apresentam alta eficiência de armazenamento, permitindo uma conversão mais eficiente de energia. No entanto, é importante observar que os supercapacitores têm uma densidade de energia mais baixa em comparação com as baterias convencionais, como as de íons de lítio e chumbo-ácido (Zhang et al., 2020). Ao operar supercapacitores, é importante evitar baixos níveis de Estado de Carga (SOC, do inglês, State of Charge), pois podem apresentar um comportamento de um curto circuito, devido à sua alta densidade de potência. E altos níveis de SOC podem danificar os supercapacitores (Garcia-Torres and Bordons, 2015) (Burke, 2000).

Em suma, torna-se evidente que cada tipo de tecnologia de armazenamento de energia apresenta suas próprias vantagens e desvantagens. Diante disso, o recente interesse dos pesquisadores e das empresas na integração de múltiplos sistemas de armazenamento em uma única microrrede tem proporcionado bons resultados, visando explorar estrategicamente as qualidades distintas de cada tecnologia. A concepção desse arranjo resulta em um Sistema de Armazenamento de Energia Híbrido (HESS, do inglês, Hybrid Energy Storage System), revelando-se como uma solução promissora para aplicações em microrredes (Fabre, 2023). Entretanto, é crucial reconhecer que, ao combinar tecnologias diversas, surgem desafios no gerenciamento de energia na microrrede.

1.1 Controle de Microrredes

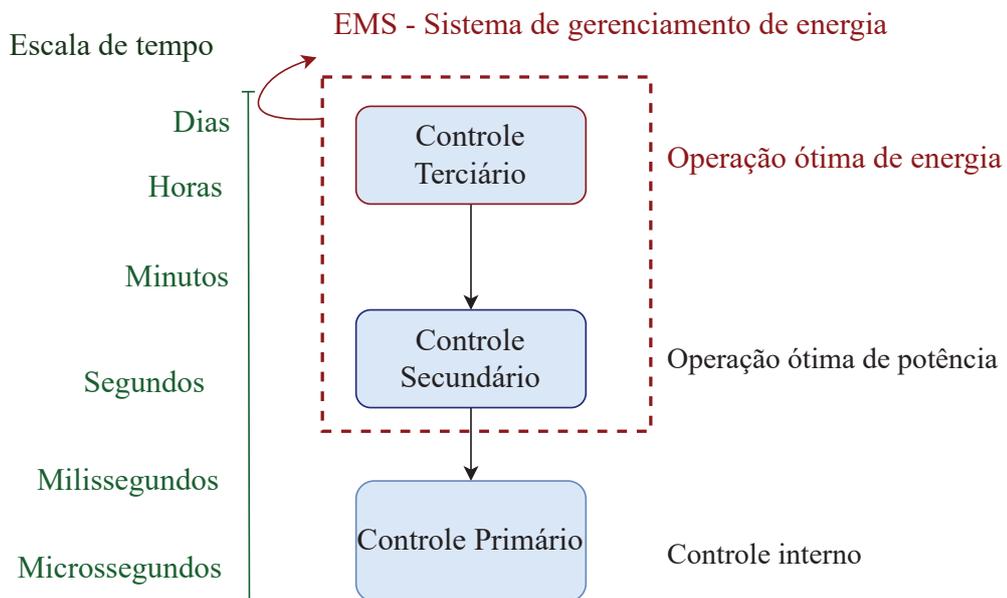
A eficácia das microrredes, em especial aquelas que contam com HESS, depende da implementação de estratégias de controle. A arquitetura do sistema de controle de uma microrrede pode ser delineada por meio de uma hierarquia estruturada, composta pelas camadas de controle primário, secundário e terciário. A interação coordenada entre essas camadas assegura tanto o controle em tempo real quanto o planejamento otimizado a longo prazo. As diferenças entre esses níveis são a perspectiva de controle e a escala temporal (Perez, 2020; Bordons et al., 2020; Bidram and Davoudi, 2012).

O controle primário é desenvolvido geralmente mediante às equações diferenciais do modelo matemático do sistema. Ele opera em escala de tempo de milissegundos e mantém a estabilidade de tensão e frequência de uma microrrede (Bordons et al., 2020).

O controle secundário atua na coordenação dos dispositivos controlados pelo controle primário, garantindo a operação eficiente da microrrede como um todo. O nível secundário trabalha com o balanço de potência entre o sistema de armazenamento de energia, as fontes e as cargas, com tempo de resposta de alguns segundos a minutos.

O nível de controle terciário é responsável por gerenciar a MG como um todo, definindo a estratégia de operação e planejamento a longo prazo. Esse nível também pode atuar no mercado financeiro e pode ser considerado como o nível econômico da MG. O objetivo principal do controle terciário é garantir a sustentabilidade da operação, a otimização do uso dos recursos energéticos e a integração com outros sistemas de energia elétrica. Sendo assim, a Figura 1.2 apresenta a hierarquia de controle, oferecendo uma visão dos objetivos específicos e a escala temporal de cada camada.

Figura 1.2: Hierarquia de controle de microrredes



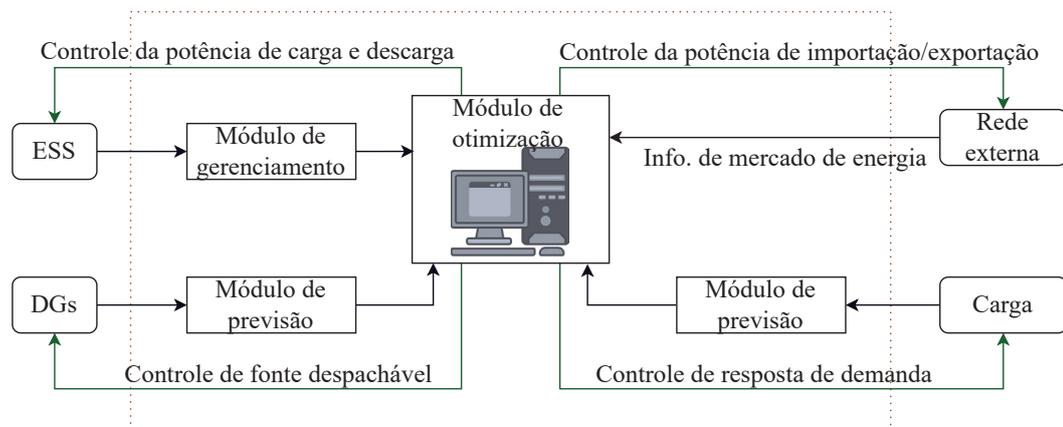
Fonte: O autor (2024).

Conforme ilustrado na Figura 1.2 o Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS, do inglês Energy Management System) é um sistema que integra os níveis de controle secundário e terciário em microrredes. O EMS engloba as funções de otimizar a geração e o armazenamento de energia, considerando um planejamento econômico de longo prazo e curto prazo. De acordo com Zia et al. (2018), a Comissão Eletrotécnica Internacional, na norma IEC 61970, tem como definição para EMS:

Um sistema de computador que compreende uma plataforma de software que fornece serviços básicos de suporte e um conjunto de aplicativos que fornecem a funcionalidade necessária para a operação eficaz das instalações de geração e transmissão de energia elétrica de modo a garantir a segurança adequada do fornecimento de energia a um custo mínimo (Zia et al., 2018, p. 1036)¹.

Em uma microrrede, as funcionalidades de um EMS também se aplicam. Um EMS típico para microrrede é ilustrado na Figura 1.3, no qual é composto pela combinação de módulos de previsão para a geração e o consumo de energia, módulo para interface de comunicação, controle e supervisor. A combinação desses módulos tem como objetivo gerar pontos de ajustes adequados para todas as fontes de energia e para os ESSs de forma que o despacho de energia seja otimizado para atender à demanda da melhor forma possível (Chen et al., 2010) (Zia et al., 2018). Vale destacar que o desenvolvimento de um EMS requer o emprego de técnicas de otimização e controle avançadas. Diante disso, um amplo conjunto de estudos tem se dedicado a explorar diversas abordagens para o desenvolvimento de EMS em microrredes.

Figura 1.3: Representação de um EMS



Fonte: O autor (2024).

Na literatura encontram-se basicamente duas famílias de metodologias que podem ser utilizadas para desenvolver sistemas de gerenciamento para microrredes: os métodos baseados em heurística e os métodos baseados em algum tipo de otimização (Bordons et al., 2020; Zia et al., 2018; Joshal and Gupta, 2023). Dessa forma, a seguinte subseção tem como objetivo revisar as principais metodologias de controle e gerenciamento aplicadas ao gerenciamento de energia em microrredes. Uma atenção será dada para a metodologia baseada em Modelo de Controle Preditivo (MPC, do inglês *Model Predictive Control*), pois é a estratégia de controle tomada como base na literatura para o desenvolvimento do presente trabalho.

¹IEC 61970: Energy Management System Application Program Interface (EMS-API), 2005.

1.1.1 Gerenciamento de Energia com Métodos Heurísticos

No geral, os métodos heurísticos aplicados ao gerenciamento de energia em MGs são algoritmos baseados em regras para lidar com o desequilíbrio energético. Eles são caracterizados por sua simplicidade e confiabilidade, o que os torna muito populares para a implementação de microrredes (Bordons et al., 2020).

Uma das técnicas heurísticas muito utilizadas é o Controle de Faixa de Histerese (HBC, do inglês, *Hysteresis Band Control*). Nesse método, a operação dos ESSs segue uma faixa de histerese, cujos limites são definidos de acordo com o SOC das unidades de armazenamento de energia. Por exemplo, dado um ESS com uma bateria, a operação é simples: a bateria absorve o desequilíbrio entre a geração e a demanda, desde que seu SOC esteja dentro do limite inferior e superior. Caso o limite superior seja alcançado, a geração de energia deve ser interrompida ou, se possível, vendida para a rede elétrica. Por outro lado, se o limite inferior for alcançado, algumas cargas devem ser desconectadas ou deve ser comprada energia adicional da rede elétrica. Se houver mais de um tipo de sistema de armazenamento, o critério utiliza múltiplas faixas de histerese e geralmente dá prioridade ao sistema com maior eficiência (Bordons et al., 2020; Ipsakis et al., 2008).

Outra classe de método heurístico popular é aquela que faz uso da Lógica Nebulosa e Conjuntos Nebulosos (do inglês, *Fuzzy Logic*) para tomada de decisão. A Lógica Nebulosa é empregada em diversas aplicações em microrredes, podendo fazer parte do controlador principal ou estar combinada com outra metodologia de controle (Bordons et al., 2020; Ahmad et al., 2023).

Embora os métodos baseados em regras apresentem características mais simples de implementar, suas principais desvantagens são que a solução não é ótima e quanto maior for a quantidade de ESSs, maior será a complexidade do problema computacional, ou seja, a complexidade do algoritmo aumenta à medida que mais regras são adicionadas (Bordons et al., 2020).

1.1.2 Gerenciamento de Energia com Métodos Baseados em Otimização

Métodos baseados em otimização referem-se a abordagens que buscam encontrar a melhor solução possível para um problema, minimizando uma função objetivo (OF, do inglês, *Object Function*) e respeitando um conjunto de restrições. A solução do problema de otimização fornece os valores ótimos das variáveis de decisão, que em geral representam os sinais de controle ideais para cada DER. Normalmente, a OF do problema é uma combinação ponderada das potências dos DERs, na qual os pesos aplicados a cada unidade refletem seus custos de utilização (Bordons et al., 2020). A função custo pode ser uma combinação linear de variáveis (Parisio et al., 2014; Bordons et al., 2020), mas também combinações quadráticas (Garcia-Torres et al., 2016; Bordons et al., 2020).

As restrições do problema de otimização são representadas por inequações lineares nas variáveis de decisão e geralmente representam limites de operação dos DERs, como por exemplo, potências máxima e mínima de operação. Por outro lado, a função objetivo pode ser linear ou quadrática. Quando a OF for linear com restrições lineares, o problema de otimização pode ser solucionado por meio de Programação Linear (LP, do inglês, Linear Programming) e quando a OF for quadrática com restrições lineares, o problema pode ser resolvido por Programação Quadrática (QP, do inglês, Quadratic Programming). Quando a OF ou as restrições forem não lineares, o problema pode ser resolvido por Programação Não Linear (NLP, do inglês, Nonlinear Programming). Em casos em que o problema considera variáveis contínuas e binárias, o problema se torna “inteiro misto ou mixed Integer”, originando nas técnicas: Programação Linear Inteira Mista (MILP, do inglês, Mixed Integer Linear Programming), Programação Quadrática Inteira Mista (MIQP, do inglês, Mixed Integer Quadratic Programming) e Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP, do inglês, Mixed Integer Nonlinear Programming) (Bordons et al., 2020).

Além disso, tem-se também a Programação Dinâmica (DP, do inglês, Dynamic Programming), que é outra abordagem comumente utilizada para resolver problemas de otimização (Bordons et al., 2020). Essa metodologia divide o problema principal em subproblemas separados (Ahmad et al., 2023). No entanto, essa abordagem possui limitação atrelada à complexidade dos problemas, pois o número de soluções parciais cresce junto com a complexidade (Bordons et al., 2020).

Meta-Heurística

Ainda em relação aos métodos baseados em otimização, têm-se os algoritmos meta-heurísticos. São técnicas que podem resolver muitos tipos de problemas, encontrando valores adequados para as variáveis de decisão a fim de obter a melhor solução possível. Esses algoritmos são especialmente úteis para resolver problemas complexos que outros métodos de otimização, como, por exemplo, MILP, MIQP e MINLP, têm dificuldade. Entre os algoritmos tradicionais dessa técnica estão o algoritmo genético, a otimização de enxame de partículas e a otimização de colônia de formigas distribuídas (Suresh et al., 2023).

Modelo de Controle Preditivo

O MPC é uma técnica de controle avançada baseada em otimização que utiliza um modelo matemático da microrrede para prever o comportamento futuro e otimizar as ações de controle em um horizonte de tempo. O MPC não se refere a uma estratégia específica de controle, mas abrange uma ampla gama de métodos de controle e pode

incorporar diversas abordagens de otimização dependendo do tipo de modelagem da planta (linear, não linear ou híbrida) e da função objetivo (Garcia-Torres et al., 2021; Bordons et al., 2020). Sua maior vantagem em relação às outras estratégias baseadas em otimização é sua capacidade de integrar o modelo realimentado da microrrede com a previsão dos sinais de entrada dentro de um modelo de otimização. Isso permite que o controle preditivo calcule os sinais de controle com base em uma análise antecipada dos sinais de realimentação futuros, resultando em uma resposta mais adaptável às condições intermitentes da microrrede (Bordons et al., 2020). O MPC também é capaz de lidar com distúrbios e erros de modelagem, pois as ações de controle são atualizadas periodicamente quando um novo estado da microrrede estiver disponível (Bordons et al., 2020). Entre os benefícios associados à utilização de MPC estão: a capacidade de controlar sistemas complexos, incluindo incertezas e não linearidades; o fato de utilizar a dinâmica da planta em seus cálculos; poder manipular e controlar sistemas multivariáveis, ou seja, sistemas de Múltiplas Entradas e Múltiplas Saídas (MIMO, do inglês, *Multiple Input, Multiple Output*) (Xu and Li, 2007; Joshal and Gupta, 2023); bom comportamento em regime permanente; manipulação de distúrbios futuros previstos e antecipação do sinal de controle (Xi and Chou, 2007; Joshal and Gupta, 2023); capacidade de gerenciar restrições físicas, como a variação máxima de potência de geradores e capacidade máxima e mínima das tecnologias de armazenamento de energia (Joshal and Gupta, 2023).

Estudos recentes vêm sendo publicados na literatura utilizando MPC para o controle de microrredes (Sanchez and Nazari, 2017). No geral, o MPC aparece como uma ferramenta poderosa para lidar com todos os níveis da hierarquia de controle (Garcia-Torres and Bordons, 2015) (Garcia-Torres et al., 2021). Sendo assim, o MPC pode ser utilizado para resolver diversos problemas dentro de uma microrrede.

Diferentes estratégias de MPC para desenvolvimento de EMS

Nos últimos anos, diversos trabalhos têm explorado o uso do MPC para desenvolver EMS em microrredes, aplicando uma variedade de métodos e estratégias. Esses estudos têm demonstrado a versatilidade e eficácia do MPC, que pode incorporar diferentes abordagens de otimização. Alguns exemplos desses métodos incluem o MPC estocástico (Cominesi et al., 2018); MPC com restrições de lógica mista (Garcia-Torres et al., 2016); esquemas de MPC-MILP (Parisio et al., 2014); MPC-MIQP (Garcia-Torres and Bordons, 2015); MPC com lógica Fuzzy embutida (Zhang et al., 2020); MPC Híbrido (H-MPC) (Olama et al., 2018); H-MPC baseado em Lyapunov (Olama et al., 2018); MPC baseado em otimização MINLP (Sachs and Sawodny, 2016), MPC econômico (EMPC) (Nassourou et al., 2017). Portanto, essas abordagens têm se mostrado eficientes para alcançar as necessidades de cada problema, como por exemplo: o gerenciamento ideal de energia

de forma econômica (Cominesi et al., 2018); otimização das questões operacionais das unidades de armazenamento de microrredes, visando aumentar a vida útil dessas unidades (Garcia-Torres et al., 2016); uma operação econômica, minimizando os custos ao longo do dia para atender à demanda prevista (Parisio et al., 2014; Nassourou et al., 2017).

Aplicações de MPC para EMS de microrredes com HESS

O MPC tem se mostrado uma abordagem eficaz para o gerenciamento de energia em microrredes que contam com HESS e diferentes fontes de energia distribuída. Em sistemas de microrredes híbridas, é comum combinar fontes de energia renovável para produzir energia limpa, como painéis fotovoltaicos (PV, do inglês *Photovoltaic Panel*) e turbinas eólicas (WT, do inglês *Wind Turbine*), juntamente com um HESS. O MPC permite explorar as vantagens de cada tipo de ESS ao otimizar a utilização individual de cada tecnologia, maximizando a eficiência e prolongando a vida útil de alguns componentes. Como já dito anteriormente, as baterias são promissoras para armazenamento de energia a médio e longo prazo, com alta densidade de energia, mas possuem limitações em termos de ciclos de carga/descarga e variação de potência. Por outro lado, os supercapacitores são ideais para fornecer picos de potência em curto prazo devido à sua resposta rápida. No entanto, têm menor densidade de energia. Nesse caso, o MPC pode minimizar os ciclos de carga/descarga das baterias utilizando supercapacitores para responder rapidamente a flutuações instantâneas de demanda ou oferta de energia, deixando as baterias responsáveis pelo balanceamento energético de longo prazo.

Nesse contexto, encontra-se na literatura diversos trabalhos que exploram o gerenciamento de HESS. A título de exemplo, Garcia-Torres and Bordons (2015), propõem um algoritmo de controle para gerenciamento de uma microrrede simulada conectada com um sistema de RES equipado com turbinas eólicas e painéis solares. O ESS compõe baterias, armazenamento com hidrogênio e supercapacitor. O objetivo do trabalho foi desenvolver o gerenciamento ótimo do ESS da microrrede com base no mercado de energia utilizando MPC-MIQP. Os autores destacam que cada tipo de ESS possui suas próprias limitações em termos de densidade de energia, tempo de resposta, autonomia e custos de aquisição. Destacam também que as baterias e os supercapacitores têm uma melhor resposta transitória, mas não oferecem a mesma densidade de energia que o sistema de armazenamento com hidrogênio. O trabalho aborda a degradação dos sistemas de armazenamento, incorporando na função objetivo do problema o custo de utilização de cada sistema. Com isso, a função objetivo foi modelada de forma a reduzir o número de ciclos de carga/descarga e a potência máxima da bateria. Para o sistema com hidrogênio, o foco foi reduzir o número ciclos de ligar/desligar e as flutuações de potência, com o objetivo de evitar danos ao sistema. O sistema de controle proposto

realiza o gerenciamento de energia da microrrede utilizando quatro camadas de controle em cascata. Os três primeiros níveis têm como objetivo realizar o gerenciamento a longo prazo, como um horizonte de previsão de 24 horas e com passo de amostragem de uma hora. O nível mais baixo, caracterizado como curto prazo, faz o planejamento para um horizonte de três horas, com intervalo de tempo de dez minutos. Devido a baixa densidade de energia e a resposta rápida do supercapacitor, apenas o nível de curto prazo leva em consideração a dinâmica do supercapacitor.

Em uma microrrede experimental, Garcia-Torres et al. (2016) aplicaram um sistema de controle baseado em MPC-MIQP para otimizar o compartilhamento de carga entre baterias, hidrogênio e supercapacitor. O trabalho desenvolveu um sistema de controle para compartilhamento de energia com horizonte de controle de 15 segundos, com passo de um segundo. O planejamento a longo prazo, que disponibiliza as referências para o atual controle, foi desenvolvido em Garcia-Torres and Bordons (2015). O MPC-MIQP permitiu a suavização da potência na bateria e a minimização de ciclos de ligar/desligar a célula de combustível a curto prazo. Os resultados mostraram o eletrolisador sendo desligado de forma gradual e a potência da bateria variando suavemente, enquanto todas as oscilações de potência foram absorvidas pelo supercapacitor.

O trabalho de Fuchs (2021) aplica MPC para a operação otimizada de uma microrrede conectada à rede elétrica de distribuição. A microrrede considerada é composta por cargas alimentadas por uma rede de média tensão, um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento de energia com baterias de íon-lítio. Ambos os sistemas estão conectados à saída da subestação da rede externa. Para a implementação do controle preditivo, são considerados três modos de operação: Peak Shaving, Suavização da Geração Fotovoltaica e Regulação de Tensão. Problemas de otimização são formulados utilizando MILP para cada modo de operação. Simulações computacionais com o software GridLab-D avaliam o impacto de cada modo no desempenho da microrrede, evidenciando melhorias significativas com a aplicação do controle preditivo desenvolvido.

A tese de Salamanca (2018) propõe um algoritmo de controle que combina MPC e MILP para otimizar a operação de microrredes acopladas em CC e interconectadas com a rede de distribuição. O objetivo é reduzir os custos de energia e prolongar a vida útil dos ESSs, considerando restrições operacionais e regulatórias. Uma abordagem probabilística é empregada para lidar com incertezas na previsão da produção de energia das RESs e no perfil de carga. O estudo de caso e as validações experimentais em laboratório demonstram a viabilidade da solução, incentivando o uso de RESs em países em desenvolvimento.

Li et al. (2020), destacam que as microrredes estão ganhando uma atenção especial dado a alta eficiência energética a *eco-friendly*. A geração distribuída tem vantagens de baixas perdas de geração e transmissão. No entanto, o comportamento

intermitente da geração distribuída dificulta a geração contínua e estável de energia elétrica. Para isso, os autores destacam a necessidade de otimizar e regular a interação energética entre várias fontes de energia, unidades de armazenamento e redes elétricas, de modo a destacar as vantagens complementares de cada unidade da microrrede e melhorar a eficiência energética do sistema. O método proposto no trabalho combina MPC e Programação Dinâmica (MPC-DP), para otimizar a utilização dos recursos de energia renovável, garantindo a estabilidade e reduzindo os custos de operação. O trabalho comparou os resultados obtidos com o algoritmo MPC-DP, com os resultados obtidos com as técnicas DP, MPC-MILP e o método baseado em lógica. Os resultados mostraram que o custo de utilização do sistema de hidrogênio quando controlado com MPC-DP, comparado com o método baseado em lógica, foi bastante reduzido. Quando comparado MPC-DP com DP, a complexidade dos cálculos diminuiu e a velocidade de processamento aumentou, enquanto que o custo operacional não ficou muito diferente. Comparado ao método MPC-, os custos de operação com o MPC-DP reduziram bastante, enquanto que o tempo de processamento dos métodos permaneceu próximo. Em suma, o trabalho cita que o MPC-DP pode garantir uma operação estável do sistema, e que é altamente afetado pelo horizonte de previsão e controle.

Parisio et al. (2013), publicaram uma abordagem com MPC aplicado em uma microrrede experimental localizada em Atenas, na Grécia. A MG continha duas fontes de PV, dois bancos de baterias, um banco de carga resistiva variável, um dessalinizador e uma célula de combustível. O problema de otimização foi formulado por meio da técnica MILP, em que os autores mencionam que utilizaram uma abordagem inédita para evitar simultaneidade de carga e descarga da bateria utilizando apenas uma variável discreta na formulação. O objetivo do algoritmo envolveu o custo de manutenção do gerador distribuído e do ESS. Para realizar a previsão do PV e da demanda de energia utilizou-se uma *toolbox* para Máquinas de Vetores de Suporte (SVM, do inglês *Support Vector Machine*). A comunicação entre os equipamentos da microrrede foi realizada por Ethernet e protocolo Modbus. O problema de otimização MILP foi resolvido pelo solver CPLEX, em ambiente Matlab. Os resultados apresentados evidenciam a eficácia do algoritmo MPC-MILP para reduzir o custo de operação da microrrede.

O estudo de Zhang et al. (2020), apresenta uma estratégia de controle de gerenciamento de energia em tempo real, utilizando uma combinação da transformada de Wavelet, de uma rede neural e da lógica fuzzy. A plataforma experimental conta com um sistema de armazenamento com baterias e com supercapacitores, simulando um sistema de armazenamento de energia de um veículo elétrico. A demanda de energia de alta frequência é calculada em tempo real e direcionada para o supercapacitor. O controle baseado em lógica fuzzy é desenvolvido para manter a tensão do supercapacitor dentro de uma faixa adequada. A estratégia de controle visou lidar com os picos e a variação de

potência. Os resultados mostraram que o custo de vida útil da bateria foi reduzido em 18%, ao passo que 44,22% mais energia de frenagem regenerativa é recuperada quando comparada com estratégias convencionais baseadas em filtragem para a mesma aplicação.

Sendo assim, para visualizar alguns trabalhos publicados nos últimos anos de forma holística e analisar as diferentes técnicas de controle, os diferentes tipos de validação e de dispositivos utilizados em HESS, a Tabela 1.1 traz um apanhado de alguns trabalhos encontrados na literatura. Com isso, ao analisar os trabalhos citados acima e a tabela, nota-se que as baterias são uma tecnologia promissora e bem consolidada para realizar o armazenamento de energia em microrredes, mas que precisam de cuidados relacionados com a ciclagem e as variações rápidas de potência para prolongar a vida útil. Em todos os trabalhos listados na Tabela 1.1 que realizam o gerenciamento de energia por meio de MPC, exceto Zhang et al., 2020 que utilizou Lógica fuzzy, levou-se em consideração na função objetivo a suavização da potência da bateria e a redução do pico de potência. Nota-se também que os supercapacitores são menos explorados que as baterias, utilizados nos trabalhos de Garcia-Torres e Bordons 2015, Garcia-Torres et al. 2016, Li et al. 2020, Mane et al. 2016, Morstyn et al. 2018, González et al. 2019 e Chen et al. 2021. Nestes trabalhos que fizeram o uso dos supercapacitores, tendem a utilizar os benefícios de alta densidade de potência para suprir as variações rápidas de potência e, assim, suavizar a curva de potência da bateria.

Ao analisar os trabalhos selecionados, observa-se que a combinação da técnica MILP para gerenciamento de energia com o uso de supercapacitores no ESS não foi explorada. Nos estudos que utilizaram supercapacitores, o gerenciamento foi feito com MPC-MIQP, HB, Lógica Fuzzy e MPC, mas não com MILP. Por outro lado, nos trabalhos que aplicaram MILP, os supercapacitores não foram empregados, destacando uma lacuna na integração dessas duas abordagens.

Tabela 1.1: Trabalhos que aplicaram EMS em MG com HESS

Referência	Metodologia	Software/ Solver	Validação	Bat	SC	FC	PV	WT	Outros
Garcia-Torres e Bordons, 2015	MPC-MIQP	MATLAB/ CPLEX	Simulação	x	x	x	x	x	
Garcia-Torres et al., 2016	MPC-MIQP e HB	MATLAB/ CPLEX	Laboratório	x	emu.	x	x		
Fuchs, 2021	MPC-MILP	Python e GridLab-D	Simulação	x			x		
Salamanca, 2018	MPC-MILP	MATLAB Simulink e GUSEK	Laboratório	x			x		
Zhong et al., 2020	MPC-MILP e Política Míope	MATLAB/ YALMIP e CPLEX	Simulação			x		x	
Li et al., 2020	MPC-DP, DP e MPC-MILP	Não identificado	Simulação	x		x	x		
Parisio et al., 2013	MPC-MILP	MATLAB/ CPLEX	Laboratório	x			x	x	
Zhang et al., 2020	Lógica Fuzzy	MATLAB Simulink	Laboratório	x	x				
Mane et al., 2016	MPC-QP	MATLAB Simulink	Simulação		x	x			
Olivares et al., 2014a	MPC-MILP	GAMS/ CPLEX	Simulação	x		x	x	x	Diesel
Sanchez e Nazari, 2017	MPC-MILP	MATLAB Simulink/ CPLEX	Simulação	x			x		
Morstyn et al., 2018	MPC	MATLAB	Simulação	x	x		x		
González et al., 2019	MPC	MATLAB Simulink	Simulação	x	x	x		x	
Chen et al., 2021	MPC	PSCAD/ EMTDC	Simulação	x	x		x		

Fonte: O autor (2024).

1.2 Justificativa

Ao analisar a literatura sobre tecnologias de armazenamento de energia e os estudos que implementam EMS para microrredes, nota-se que a aplicação do controle preditivo para gerenciamento de energia, envolvendo baterias e supercapacitores, possui um potencial ainda não totalmente explorado. Esse potencial é particularmente notável no contexto do gerenciamento de transientes rápidos de potência decorrentes de fontes renováveis e de variações de carga, empregando supercapacitores para suavizar a potência da bateria e aumentar sua vida útil. Portanto, há oportunidades de aprimorar a pesquisa nesse campo, contribuindo para a solidez nos avanços futuros na utilização de supercapacitores.

A maior parte dos trabalhos encontrados na literatura se concentra no desenvolvimento de um único nível de controle, seja primário, secundário ou terciário, com pouca ênfase na integração entre diferentes níveis de controle. Sob esse viés, seria de grande valia realizar uma contribuição no gerenciamento de energia em microrredes, abordando a interação entre os níveis de controle secundário e terciário. O nível terciário é voltado para o planejamento a longo prazo, responsável por estabelecer as diretrizes estratégicas para a operação ao longo do tempo, considerando as previsões de demanda de energia e geração. Por outro lado, o nível secundário, focado em otimização a curto prazo, teria a função de ajustar a operação da microrrede, buscando soluções rápidas para o equilíbrio de potência, levando em consideração as flutuações imediatas na geração e consumo de energia. Uma abordagem interessante seria explorar a interação entre esses dois níveis, de modo que o controlador secundário não apenas otimize a operação de curto prazo, mas também procure alinhar suas decisões com o planejamento estratégico de longo prazo definido pelo controlador terciário, garantindo que as soluções adotadas a curto prazo estejam alinhadas com as metas de longo prazo.

Nesse contexto, seria valioso para a comunidade acadêmica investigar as implicações do uso da metodologia MILP como método de otimização para o desenvolvimento de controle preditivo no gerenciamento de energia em microrredes, empregando supercapacitores como parte do ESS. A aplicação dessa técnica de otimização traz uma série de desafios, principalmente pela necessidade de trabalhar com expressões lineares, o que dificulta a modelagem da função objetivo, especialmente ao tentar incluir penalidades por variações. Modelar a função objetivo com o foco em penalizar variações é mais simples de realizar em abordagens como a programação quadrática, onde a representação de comportamentos não lineares é mais flexível.

1.3 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo geral o desenvolvimento de um algoritmo de controle preditivo para otimizar o gerenciamento do fluxo de potência ativa de microrredes que integram baterias e supercapacitores no sistema de armazenamento de energia. A partir desse objetivo geral, os seguintes objetivos específicos são estabelecidos:

1. Em ambiente simulado, analisar a técnica MILP no gerenciamento de potência de uma microrrede com supercapacitores, baterias e geração fotovoltaica, trabalhando em regime conectado e desconectado à rede elétrica.
2. Analisar a aplicação do controle terciário no gerenciamento de potência ativa a longo prazo na microrrede simulada, considerando os modos de operação conectada e desconectada à rede elétrica.
3. Verificar a eficiência da metodologia MILP na modelagem do controle secundário para gerenciar o fluxo de potência em microrredes, com o objetivo de suavizar as variações de potência da bateria e garantir que as flutuações de potência rápidas e de curta duração sejam prontamente atendidas pelo supercapacitor.
4. Investigar o desempenho do controle de nível secundário, tal que, diante de uma mudança súbita e significativa na potência da carga, o controlador seja capaz de utilizar o supercapacitor para absorver rapidamente a variação inicial. Posteriormente, a bateria deve assumir gradualmente o novo valor da carga, permitindo uma transição suave e controlada ao longo do tempo.
5. Analisar o comportamento do estado de carga do supercapacitor em resposta aos comandos do sistema de controle secundário, de maneira que o estado de carga seja mantido próximo de 50%, garantindo que o supercapacitor esteja sempre pronto para absorver e fornecer potência de forma eficiente, especialmente em situações de variações rápidas de potência no sistema.

1.4 Organização do Trabalho

Os capítulos que compõem este documento foram organizados com o intuito de proporcionar uma compreensão clara do estudo realizado. Espera-se que este trabalho contribua para a aplicação da técnica de otimização MILP no desenvolvimento de soluções práticas em contextos semelhantes aos discutidos nesta dissertação.

O capítulo de introdução abordou o conceito de geração distribuída, focando nas microrredes e nos componentes que as integram. Apresentou uma definição breve

da hierarquia de controle aplicada às microrredes e discutiu as diferentes técnicas de gerenciamento de energia, além de revisar a literatura com trabalhos relacionados ao tema da dissertação. Em seguida, foram apresentadas a justificativa e os objetivos do trabalho.

Com base nisso, o Capítulo 2 oferece uma abordagem mais detalhada sobre a operação e controle das microrredes, fornecendo ao leitor os conceitos necessários para entender a aplicação do trabalho.

Após a exposição dos conceitos fundamentais de microrredes, o Capítulo 3 introduz o conceito de controle preditivo, abordando conceitos como horizonte de previsão, horizonte de controle, função objetivo e restrições. Este capítulo também descreve a modelagem simplificada dos componentes do ESS da microrrede, apresentando as restrições operacionais dos componentes e também explicando o balanço de potência. A seguir, são formuladas as parcelas que compõem as funções objetivo do trabalho, apresentando primeiro as versões mais comuns e, em seguida, as versões adaptadas para resolução por um solucionador MILP. Para cada parcela da função objetivo, são elaboradas expressões de restrição para garantir o funcionamento correto da função objetivo. Esses conceitos são essenciais para a compreensão da estratégia de controle proposta.

O Capítulo 4 descreve a estratégia de controle proposta. Nele, são discutidos os sinais de entrada, controle e saída do sistema, e o balanço de potência é explicado para os dois níveis de controle (terciário e secundário) e para os dois modos de operação (ilhado e conectado). A estrutura computacional do algoritmo, incluindo a linguagem de programação e as bibliotecas utilizadas, também é apresentada. O capítulo apresenta ainda a estrutura computacional do algoritmo, a linguagem de programação e as bibliotecas utilizadas são detalhadas. Além disso, são apresentadas a dinâmica do ciclo de otimização, que inclui os processos de previsão e otimização, o fluxo de controle e a noção temporal que define as escalas de tempo de cada nível de controle. Também é abordado como foi realizada a previsão dos sinais de demanda e geração PV.

O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso, com a microrrede simulada e a comunicação entre o sistema de controle e a microrrede.

O Capítulo 6 exibe os resultados das simulações nos modos ilhado e conectado. Primeiramente, apresenta-se o planejamento do controle terciário e, em seguida, o comportamento do controle secundário.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho, fazendo a conexão com os objetivos estabelecidos. Além disso, discute direções para trabalhos futuros, sugerindo a aplicação do controle proposto em uma microrrede real, com o objetivo de validar e aprimorar a estratégia em um ambiente prático e dinâmico.

Capítulo 2

Microrredes: Operação e Controle

Neste capítulo serão abordados os fundamentos essenciais para a compreensão dos desafios de controle inerentes às microrredes. Serão descritos os diferentes tipos de microrredes, incluindo as de Corrente Alternada (AC, do inglês *Alternating Current*), Corrente Contínua (DC, do inglês *Direct Current*) e as híbridas, analisando suas características distintas operacionais. Também serão discutidos os modos de operação, tais como a operação conectada, ilhada ou em transição, destacando as peculiaridades associadas a cada um desses modos. Além disso, será discutida a hierarquia de controle, que compreende os níveis primário, secundário e terciário, abordando suas funções na gestão integrada da microrrede. Portanto, essa análise abrangente proporcionará uma base sólida para a compreensão do problema abordado neste trabalho.

2.1 Tipos de microrredes

As microrredes podem ser classificadas como DC, AC e híbridas AC/DC, de acordo com a disposição da rede de distribuição e das cargas conectadas. Uma microrrede DC tem a vantagem de ser mais simples que as demais, pois não estão presentes questões relacionadas a fase, frequência, fator de potência e potência reativa. Com isso, pode-se esperar a redução em custos de instalação e o aumento da eficiência de transmissão de energia. Por outro lado, as microrredes AC inicialmente destacam-se pela disponibilidade de produtos encontrados no mercado voltados para o sistema de distribuição atual. Contudo, devido à natureza da corrente alternada, as microrredes AC demandam considerações adicionais. Por exemplo, muitas fontes de energia distribuída geram corrente contínua, o que implica a conversão para AC ao integrá-las ao sistema AC. Além disso, em escala ampliada, as microrredes AC enfrentam desafios de estabilidade e fator de potência. Portanto, como uma opção promissora, surgem as microrredes híbridas AC/DC, permitindo a integração com sistemas AC existentes. Nesse cenário, conversores

bidirecionais com controle de tensão e potência são empregados para interligar as redes AC e DC (Kang et al., 2021; Kim et al., 2023).

A Figura 2.1 ilustra os tipos de microrredes. Na Figura 2.1 (a), observa-se uma microrrede AC, onde todas as cargas e as fontes estão conectadas ao barramento AC. Nesse arranjo, a integração com cargas industriais ou com a rede da concessionária ocorre de forma direta. No entanto, sistemas de armazenamento DC necessitam de um conversor AC/DC para injetar ou absorver energia do barramento AC, e fontes de energia baseadas em turbina eólica ou painel solar requerem conversão de energia em duas etapas. Cargas AC são conectadas diretamente ao barramento, enquanto cargas DC utilizam conversores AC/DC. Por outro lado, na microrrede DC, Figura 2.1 (b), é necessária a utilização de conversores AC/DC para integrar cargas industriais ou a rede da concessionária. Sistemas de armazenamento de energia DC e fontes como solar e eólica utilizam apenas um conversor de energia para integração com o barramento DC. As cargas DC são conectadas diretamente ao barramento, enquanto as cargas AC necessitam de um conversor. Portanto, como dito antes, as microrredes DC são mais simples em termos de conversão de energia, quando comparadas com as microrredes AC. Na Figura 2.1 (c), é ilustrada uma microrrede híbrida com dois barramentos, AC e DC, interligados por um conversor bidirecional. Nesse caso, é possível aproveitar os benefícios e a disponibilidade de equipamentos, facilitando a construção e integração de sistemas.

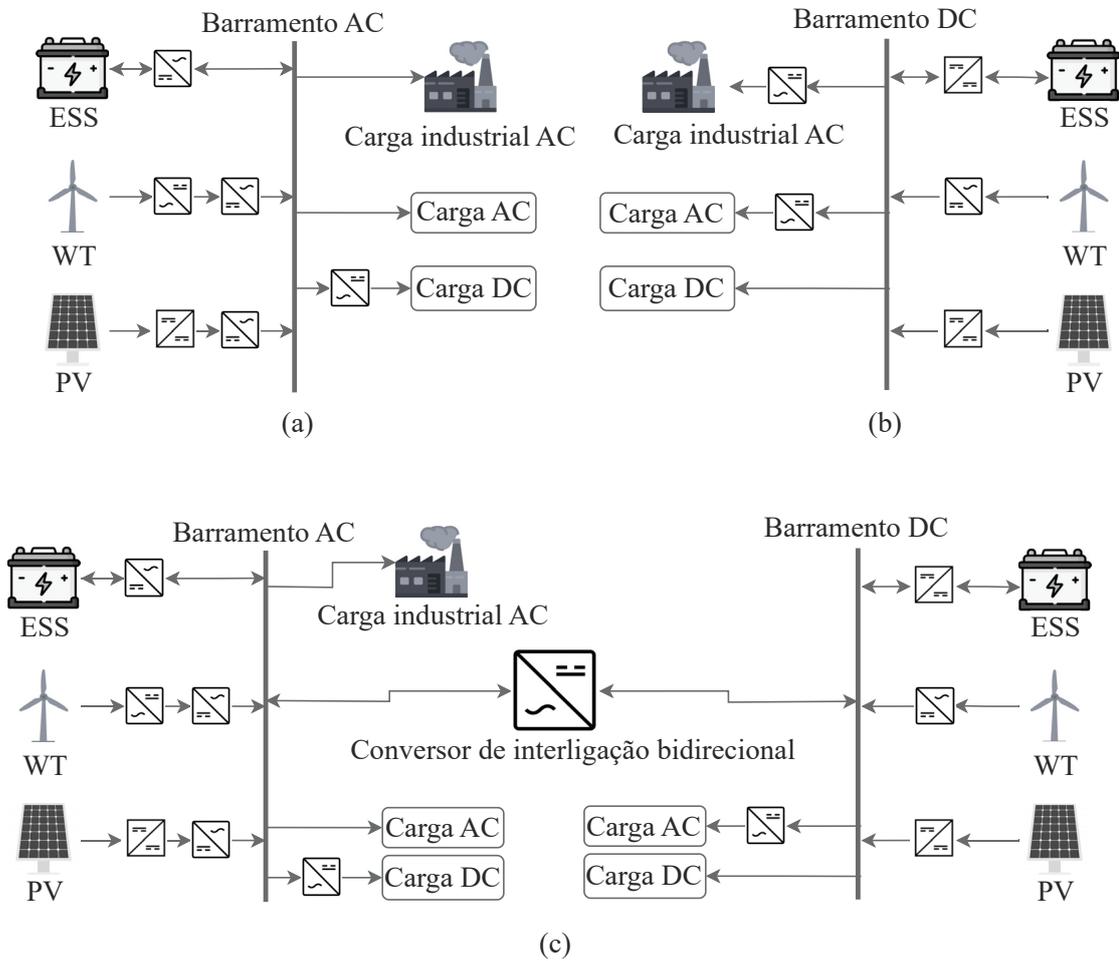
2.2 Modos de operação

As microrredes podem operar em três modos de operação: o modo conectado, quando a MG está interligada com a rede da concessionária; o modo ilhado, quando a MG está operando de forma autônoma; e o modo transiente, quando a MG transita do modo conectado para o ilhado ou vice-versa.

2.2.1 Modo Conectado

Uma microrrede operando em modo conectado com a rede da concessionária trabalha importando ou exportando energia da ou para a rede. A microrrede pode auxiliar a rede para garantir o equilíbrio do fluxo de energia, por meio de serviços ancilares, como, por exemplo, a regulação de tensão e de frequência e na gestão da reserva girante de energia. Em geral, a rede da concessionária regula a amplitude, a frequência e a fase da tensão da microrrede no Ponto de Acoplamento Comum (PCC, do inglês, *Point of Common Coupling*). Nesse modo de operação, os conversores da microrrede agem como seguidores de tensão ou *Grid Following*. Os conversores devem operar sempre

Figura 2.1: Microrredes AC, DC e Híbridas



Fonte: Adaptado de Kang et al. (2021) e de Kim et al. (2023).

sincronizados com a rede principal e são configurados para operar de forma equivalente à fonte de corrente (Andrade et al., 2020; Olivares et al., 2014b).

2.2.2 Modo Ilhado

Uma microrrede opera em modo ilhado quando não há conexão com a rede da concessionária. Esse modo de operação pode ser intencional ou não. O ilhamento intencional pode ocorrer em casos de manutenção agendada ou quando é detectado que a qualidade da energia da rede principal pode prejudicar a operação da microrrede. De outra forma, o ilhamento não proposital ocorre na falta, contingência ou algum outro motivo não programado. No entanto, isso implica que a microrrede deve ter capacidade de geração maior que o consumo das cargas críticas. Além disso, nesse modo de operação, as fontes de geração distribuídas são responsáveis por controlar a tensão e a frequência da microrrede (Andrade et al., 2020; Olivares et al., 2014b; Souza and Castilla, 2019).

No modo de operação ilhado de uma microrrede, pelo menos um dos conversores deve atuar como formador de rede ou *Grid Forming*, estabelecendo as condições de tensão e a qualidade da energia, as quais os outros conversores, em modo seguidor, devem respeitar. Nessa configuração, o conversor funciona como uma fonte de tensão. Quando mais de um conversor está operando como formador de rede de maneira autônoma, é necessário sincronizá-los utilizando o PLL (*Phase Locked Loop*) para que eles forneçam, de forma colaborativa, a potência necessária para atender às cargas (Andrade et al., 2020).

2.2.3 Modo Transição

O modo de operação transiente ocorre durante a transição entre os modos ilhado e conectado à rede, ou vice-versa, e representa um desafio adicional para a estabilidade do fornecimento de eletricidade e proteção da rede. Essa transição pode ser intencional ou acidental, exigindo que a desconexão ou reconexão do PCC seja contínua e o mais rápida possível para garantir um processo de restauração confiável e sem perturbações. Durante esse período, é essencial sincronizar os parâmetros de fase, frequência e tensão, além de coordenar a sequência de conexões das unidades de geração distribuída, assegurando uma transição suave (Andrade et al., 2020).

2.3 Controle de microrredes

O sistema de controle de microrredes tem como principal finalidade garantir a entrega confiável e estável de energia elétrica aos consumidores locais, aproveitando de forma eficiente os DERs e os ESSs. O sistema de controle deve garantir uma operação segura tanto em condições normais quanto em situações de contingência, independentemente da conexão com a rede externa. Além de assegurar a qualidade e continuidade do fornecimento, o sistema de controle desempenha um papel crucial na otimização de custos e na proteção dos equipamentos. Os benefícios econômicos e ambientais das microrredes, assim como sua aceitação e integração no sistema elétrico, estão fortemente associados à capacidade e ao desempenho desses sistemas de controle, que são fundamentais para melhorar a eficiência e garantir a sustentabilidade da operação (Bordons et al., 2020).

Microrredes e a integração de unidades de DERs em geral apresentam uma série de desafios que precisam ser enfrentados no projeto de um sistema de controle e de proteção, a fim de garantir um funcionamento seguro e eficiente. Esses desafios envolvem diversos aspectos técnicos que exigem soluções específicas. Entre os principais obstáculos está o fluxo de potência bidirecional, que surge devido à baixa tensão das unidades de DG e à sua capacidade de injetar energia na rede elétrica. Nas redes elétricas

convencionais, a energia flui de maneira unidirecional, das grandes usinas geradoras para os consumidores. No entanto, com a introdução de fontes distribuídas, como painéis solares e baterias, a eletricidade pode tanto ser consumida quanto injetada de volta na rede. Esse fluxo bidirecional pode causar sobretensões, alterar o equilíbrio de carga e interferir no funcionamento dos sistemas de proteção convencionais, que foram projetados para operar considerando apenas um fluxo unidirecional (Olivares et al., 2014b).

A operação de microrredes em modo ilhada também é um desafio, pois pode comprometer a estabilidade da rede devido à baixa inércia das unidades de DG, o que afeta a resposta dinâmica do sistema em situações de variações rápidas de carga ou falhas. Outro desafio é a incerteza associada tanto à demanda quanto à geração proveniente de RESs, que pode afetar o desempenho do sistema. Além disso, o desequilíbrio de carga nas linhas de transmissão e distribuição, causado por variações na geração e na demanda, também representa um desafio importante na manutenção da estabilidade da microrrede. Além desses desafios, existem diversos fatores específicos que podem afetar o desempenho da microrrede (Olivares et al., 2014b).

Diante dos desafios citados acima, um sistema de controle para microrredes deve ser capaz de garantir uma operação confiável e econômica. Sendo assim, é esperado que um sistema de controle inclua algumas das seguintes características: regular a tensão, garantindo que seus níveis permaneçam dentro dos limites aceitáveis para evitar sobretensões e subtensões que possam comprometer a estabilidade do sistema e os equipamentos conectados; regular a corrente em situações específicas, como no controle de conversores eletrônicos de potência, onde o rastreamento de corrente de referência é utilizado para controlar a injeção de potência ativa e reativa; manter a frequência e a tensão dentro de intervalos aceitáveis frente aos desbalanços de potência causados pelas unidades DER; gestão pelo lado da demanda, permitindo gerenciar as cargas para se adaptar às necessidades da microrrede; realizar uma operação transiente suave entre os modos de operação conectado e ilhado; detectar a necessidade de alterar entre os modos de operação; gerenciar o fluxo de potência entre as unidades de DGs e de ESSs; reduzir os custos operacionais, mantendo a confiabilidade e a segurança; gerenciar o fluxo de potência entre a microrrede e a rede da concessionária e possivelmente com outras microrredes (Bordons et al., 2020).

2.3.1 Controle Hierárquico

Sob o ponto de vista dos desafios enfrentados pelo sistema de controle em microrredes, envolvendo diversas perspectivas de controle, muitos autores concordaram na existência de três níveis de controle para microrredes. Cada nível trabalha em resolver diferentes problemas em diferentes escalas de tempo. O controle de fase, frequência e

tensão de cada unidade da microrrede deve ser feito em escala de micro a milissegundos, enquanto o despacho de potência e a otimização de energia podem ser realizados em uma escala de tempo maior, como segundos, minutos e horas (Bordons et al., 2020). Para melhor compreender a hierarquia de controle, a Figura 2.2 apresenta uma ilustração das funções gerenciadas por cada nível de controle.

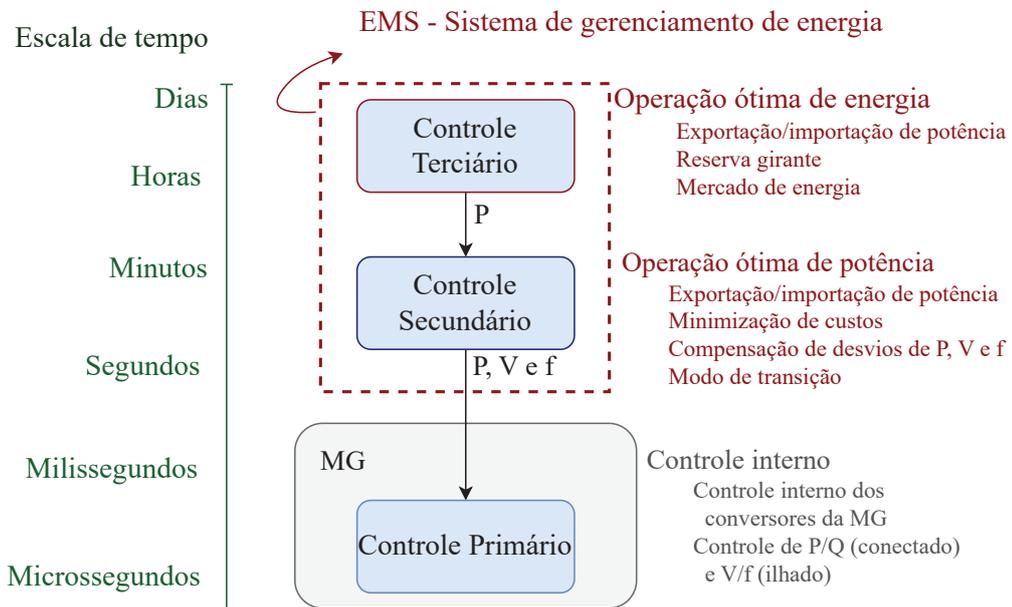
Controle terciário

O nível de controle terciário em microrredes pode ser visto como a camada responsável pela otimização econômica do sistema. Ele desempenha um papel fundamental, pois a viabilidade econômica é crucial para que qualquer tecnologia seja amplamente adotada pela sociedade. Esse controle realiza a minimização de custos através do planejamento da potência a ser fornecida por cada unidade da microrrede, considerando variáveis externas, como previsões meteorológicas, estimativas de consumo, custos operacionais e o preço da energia. Ao processar esses dados, o controle terciário consegue elaborar estratégias de longo prazo para otimizar tanto a geração quanto o armazenamento de energia (Bordons et al., 2020). Os resultados desse planejamento são então repassados ao controle secundário, que ajusta a operação da microrrede com base nessas diretrizes. Em sistemas conectados à rede, esse nível de controle define quando e quanto de energia deve ser comprada ou vendida, maximizando os ganhos econômicos e garantindo a operação dentro dos limites estabelecidos pelos contratos de fornecimento de energia. Para microrredes isoladas, é crucial garantir a autossuficiência energética, utilizando de forma eficiente as fontes renováveis e o ESS, de forma que a microrrede tenha capacidade de suprir a diferença entre a demanda e a geração de energia a longo prazo.

Controle secundário

O controle secundário integra o controle terciário ao controle primário, sendo responsável por consolidar o planejamento energético definido para longo prazo. Ele assegura que as estratégias de controle estabelecidas no nível terciário sejam implementadas de forma eficaz, ajustando a distribuição de potência e otimizando o desempenho da microrrede conforme o planejamento. Esse processo torna-se especialmente desafiador em microrredes isoladas que utilizam fontes de energia com grande variabilidade, pois a necessidade de correções frequentes para compensar desvios de frequência e tensão exige algoritmos de controle mais robustos. Nesses casos, a interação entre os níveis de controle deve ser cuidadosamente ajustada para garantir a estabilidade do sistema diante das oscilações na demanda e na geração não despachável (Olivares et al., 2014b). O controle secundário também pode ter a função de regular e corrigir desvios de frequência e tensão que surgem após variações na geração ou na demanda de energia. Ele atua

Figura 2.2: Hierarquia de controle



Fonte: O autor (2024).

medindo continuamente a frequência e a amplitude da tensão, comparando esses valores com suas referências pré-estabelecidas e realizando os ajustes necessários para restaurar os parâmetros ao nível ideal, garantindo assim a estabilidade da microrrede no longo prazo (Bordons et al., 2020).

Os comandos de controle calculados no nível secundário são transmitidos para os controladores de nível primário, que são responsáveis por realizar ajustes mais diretos e imediatos nos parâmetros da microrrede, como potência, tensão ou frequência. Sua resposta é mais rápida em comparação ao controle terciário e mais lenta em comparação ao controle primário, com tempo de atuação na ordem dos segundos (Salamanca, 2018).

O controle secundário lida com variações de potência que o controle terciário não percebe devido à sua visão mais ampla e maior período de amostragem. Com um período de amostragem mais curto, o controle secundário ajusta os parâmetros de potência para buscar garantir o planejamento estratégico do controle terciário, enquanto simultaneamente busca minimizar as variações de potência no ESS.

Controle Primário

O controle primário, também conhecido como controle local ou interno, compõe o primeiro nível da hierarquia de controle, caracterizado pela resposta mais rápida. Esse controle é projetado internamente nas unidades das microrredes, é baseado exclusivamente

em medidas locais e não necessita de comunicação com as outras unidades da microrrede (Olivares et al., 2014b). O objetivo desse controle é compensar instantaneamente a diferença entre a potência gerada e a potência demandada (Bordons et al., 2020).

Os modos de operação dos conversores de potência como seguidores de rede ou formadores de rede são implementados no nível primário da hierarquia. A função do conversor formador de rede, em modo ilhado, é definir os valores de referência de tensão e frequência para os outros conversores, garantindo a estabilidade da rede em microrredes de corrente alternada. Por outro lado, os conversores que operam como seguidores de rede são responsáveis por entregar corrente à rede principal quando operam no modo conectado à rede ou como seguidores do conversor formador de rede (Palizban et al., 2014). Na Figura 2.2, nota-se as funções do nível primário, bem como a escala de tempo de trabalho, em microssegundos a milissegundos. Nota-se também que o sistema de controle primário recebe sinais de referência vindos do nível secundário.

Em resumo, a hierarquia de controle em microrredes desempenha um papel essencial na gestão eficiente e segura da geração e armazenamento de energia. O controle primário é responsável pela resposta rápida e fica alocado internamente nos inversores, garantindo a estabilidade de parâmetros como tensão e frequência. O controle secundário, por sua vez, atua de maneira mais refinada, corrigindo desvios de frequência e tensão, além de otimizar a operação em função das variações de demanda e geração. Já o controle terciário, com um viés mais estratégico, foca na otimização econômica a longo prazo, considerando variáveis externas e assegurando a melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis. Juntos, esses três níveis de controle proporcionam uma operação integrada, eficiente e economicamente viável para microrredes.

Capítulo 3

Fundamentos de Controle Preditivo e a Modelagem Orientada a Gestão de Potência em MG

Este capítulo introduz os conceitos fundamentais de controle preditivo, visando fornecer uma base para a compreensão do problema de otimização e controle proposto. Dado que a aplicação do controle preditivo neste trabalho está voltada para a gestão de energia em microrredes, será apresentada uma modelagem sucinta do ESS e do balanço de potência da microrrede, essenciais para o desenvolvimento da abordagem proposta.

3.1 Controle Preditivo

Um algoritmo de controle preditivo pode ser caracterizado como parte de uma família de controladores que calculam os sinais de controle para um horizonte de tempo futuro. Para isso, leva em consideração a previsão, o conhecimento do estado atual e de estados anteriores das variáveis do sistema. O controle preditivo é estruturado a partir de um problema de otimização, o qual contém uma função objetivo que deve ser minimizada e um conjunto de restrições que devem ser respeitadas. A função objetivo é minimizada por meio de um algoritmo de otimização, que busca encontrar a melhor solução entre as soluções viáveis, levando em consideração tanto as restrições do problema quanto as previsões das variáveis de entrada. No contexto de microrredes, o foco principal da minimização da função objetivo geralmente é minimizar os custos operacionais. As restrições impostas garantem que as soluções encontradas sejam viáveis, não somente no instante atual, mas também em cenários futuros.

A equação 3.1 é uma representação geral de um problema de otimização, onde J é a função objetivo a ser minimizada, que pode representar algum tipo de custo ou erro

que se deseja reduzir. A minimização da função objetivo está sujeita a um conjunto de restrições do problema de otimização \mathcal{R}_{op} , do inglês *Constraints of the Optimization Problem*, que limitam as condições que o sistema ou processo deve obedecer. As restrições podem ser equações ou desigualdades que impõem limitações no sistema. O conjunto de restrições \mathcal{R}_{op} pode incluir os conjuntos de restrições específicos de cada módulo da microrrede, por exemplo, o conjunto de restrições para a operação da bateria \mathcal{R}_{bat} , do supercapacitor \mathcal{R}_{sc} , da rede externa \mathcal{R}_{grid} e da função objetivo \mathcal{R}_{of} .

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } J \\ & \text{Sujeito a } \mathcal{R}_{op} \end{aligned} \tag{3.1}$$

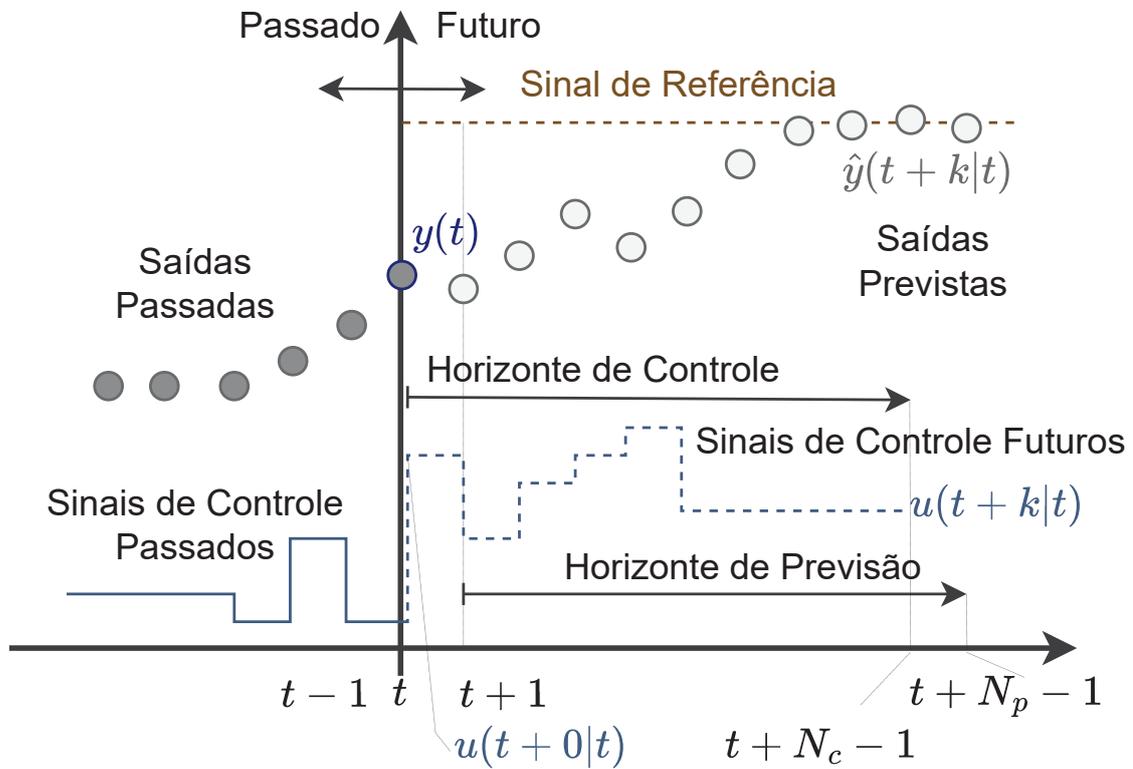
A estratégia utilizada pelos controladores da família MPC é fundamentada na previsão das saídas futuras a partir do modelo dinâmico do sistema, seguida pela otimização dos sinais de controle. Por fim, o controle é aplicado e o processo é repetido com os dados atualizados. Essas etapas são descritas por Camanho e Bordons (2007) e Bordons *et al.* (2020) conforme os itens abaixo. A Figura 3.1 busca ilustrar essa dinâmica.

1. Para cada instante de tempo t , para $t \in \mathbf{N}^+$, o algoritmo determina as saídas futuras para um horizonte de previsão N_p baseado no modelo dinâmico do sistema. As saídas previstas $\hat{y}(t+k|t)$ ¹, para $k = 1, 2, \dots, N_p$, dependem dos estados conhecidos até o instante t atual e dos sinais de controle $u(t+k|t)$, para $k = 0, 1, 2, \dots, N_c - 1$, sendo N_c o horizonte de controle.
2. A sequência de sinais de controle $u(t+k|t)$ são calculados por um algoritmo de otimização que busca minimizar a função objetivo J para seguir uma referência de trajetória. Nesta etapa, usualmente utiliza-se a modelagem do erro entre as saídas previstas e os sinais de referência. A modelagem do erro é feita na função objetivo do problema de otimização. O erro pode ser equacionado por diferentes formas e as mais comuns são na norma Euclidiana, na norma 1 ou também na norma infinita.
3. O sinal de controle $u(t+0|t)$ é enviado ao sistema e os próximos sinais de controle $u(t+k|t)$, para $k = 1, 2, 3, \dots, N_c - 1$ são desconsiderados, pois no próximo instante de tempo, o sinal de saída $y(t+1)$ será conhecido, devido a estrutura de realimentação. Então, todos os sinais são atualizados e o passo 1 é repetido. Nesse instante $(t+1)$, o sinal de controle $u(t+0|t+1)$ é calculado e, geralmente, é diferente do valor $u(t+1|t)$, pois o estado do sistema foi atualizado, por meio

¹A notação $(t+k|t)$ indica que os valores calculados para as variáveis no tempo futuro $t+k$ são baseados no conhecimento da variável no instante t . A notação \hat{P} , com acento circunflexo, indica que o valor representado é uma **saída** prevista.

do conceito de horizonte deslizante, e outra otimização com sinais de entrada diferentes foi executada.

Figura 3.1: Estratégia do MPC



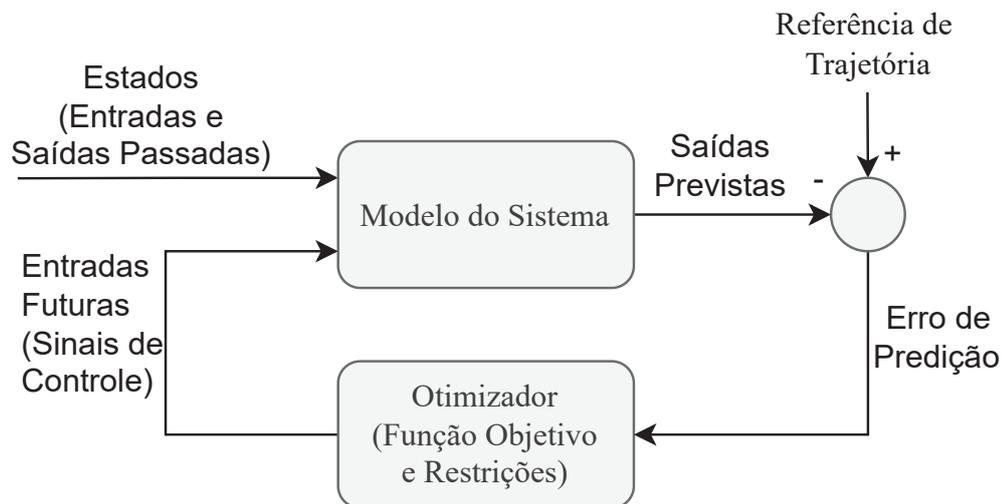
Fonte: O autor (2024)

Ainda no contexto da dinâmica do MPC, é importante observar na Figura 3.1 que no instante t , quando a otimização é executada, são calculados os sinais de controle $u(t+k|t)$. Como mencionado anteriormente, apenas $u(t+0|t)$ é transmitido ao sistema. O sinal $u(t+0|t)$ não afeta a saída $y(t)$, pois $y(t)$ é a saída do instante atual, que não pode mais ser alterada. No entanto, $u(t+0|t)$ tem impacto direto sobre a saída $\hat{y}(t+1|t)$, no próximo instante de tempo. Sendo assim, isso explica o motivo de k iniciar a partir do valor um para as saídas previstas $\hat{y}(t+k|t)$ e iniciar com o valor zero para os sinais de controle $u(t+k|t)$.

Um diagrama que representa a estrutura de controle MPC mais amplamente conhecida pode ser visto na Figura 3.2. Nesta estrutura, o algoritmo de otimização calcula os sinais de controle futuros com base nos erros previstos entre a trajetória de referência e as saídas futuras previstas do sistema. Para gerar essas previsões, utiliza-se um modelo do sistema que considera os sinais de controle futuros, o estado atual e os estados passados. Além disso, o otimizador deve resolver o problema de otimização que visa calcular os sinais de controle de maneira a atender a um conjunto de restrições e

minimizar uma função objetivo predefinida. Este processo iterativo permite que o MPC ajuste continuamente os sinais de controle em resposta a mudanças no estado do sistema e nas condições operacionais.

Figura 3.2: Estrutura Básica de um MPC



Fonte: Adaptado de Bordons et al. (2020)

Como ilustrado na Figura 3.2, as saídas previstas são geradas a partir da saída do modelo matemático do sistema. Assim, a implementação de um MPC depende do conhecimento prévio do modelo do sistema, o qual é essencial para que o MPC possa prever o comportamento futuro com base nas entradas e no estado atual. A obtenção desse modelo envolve um processo de modelagem do sistema, que pode incluir a identificação de parâmetros, a análise dinâmica e a formulação de equações que representem adequadamente o comportamento do sistema. Nesse contexto, a próxima seção tem como objetivo apresentar uma modelagem simplificada de uma bateria e de um supercapacitor, considerando aspectos como potência e o SOC, além do balanço de potência de uma microrrede. Essa modelagem será fundamental para a implementação das restrições e da modelagem do problema de otimização do MPC.

3.2 Modelagem Orientada a Gestão de Potência

Existem diversas formas de modelar um sistema e a escolha da técnica de modelagem depende de vários fatores, incluindo a complexidade do sistema, o grau de precisão necessário e a disponibilidade de dados para a modelagem. No processo de modelagem, é importante buscar um equilíbrio entre a precisão do modelo e a

complexidade computacional do sistema. Em muitos casos, modelos mais complexos são necessários para garantir uma previsão precisa do comportamento do sistema. Em outros casos, um modelo mais simples pode atender e poupar processamento computacional. Portanto, é considerável avaliar o benefício real da complexidade do modelo em relação à sua utilidade prática e à disponibilidade dos recursos necessários para desenvolvê-lo. A complexidade da modelagem dos equipamentos de uma microrrede está diretamente relacionada à hierarquia de controle. No nível primário, o controle ocorre em uma escala de tempo pequena, em milissegundos, e as variáveis controladas são críticas, como discutido na seção 2.3.1. Então, no nível primário, uma modelagem mais detalhada dos equipamentos é fundamental para garantir a confiabilidade na tomada de decisão do sistema de controle. Por outro lado, no controle terciário e secundário, onde os sinais de controle são espaçados no tempo, variando de segundos, minutos e até horas, a modelagem pode ser mais simplificada, uma vez que os níveis inferiores de controle podem corrigir os erros dos níveis superiores ao longo do tempo. Tal modelagem simplificada recebe o nome de modelo orientado a controle (Bordons et al., 2020). Logo, neste capítulo, será realizada uma modelagem mais simplificada dos equipamentos contidos no HESS, uma vez que o principal foco na implementação de EMS está nos níveis de controle secundário e terciário.

3.2.1 Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias e Supercapacitores

No nível de controle secundário e terciário, a modelagem simplificada do SOC e dos limites operacionais de potência tem-se mostrado suficiente para o planejamento de energia das baterias e supercapacitores em microrredes. Esse tipo de abordagem já foi utilizado em estudos anteriores, como evidenciado nos trabalhos de Garcia-Torres et al. (2016); Valverde et al. (2013); Bordons et al. (2020); Matlab and AGERAR (2019), os quais demonstram a eficácia dessa modelagem para a gestão eficiente de energia em sistemas de microrredes.

Para representar a potência de carga e descarga da bateria e do supercapacitor, serão adotadas a potência de carga da bateria $P_{bat,ch}(t+k|t)$, a potência de descarga da bateria $P_{bat,dis}(t+k|t)$, a potência de carga do supercapacitor $P_{sc,ch}(t+k|t)$ e a potência de descarga do supercapacitor $P_{sc,dis}(t+k|t)$. A modelagem deve levar em consideração as extremidades operacionais de cada potência, representadas pelas inequações 3.2 até 3.5.

$$0 \leq P_{bat,ch}(t+k|t) \leq P_{bat}^{\max} \in \mathcal{R}_{bat} \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_{bat,dis}(t+k|t) \leq P_{bat}^{\max} \in \mathcal{R}_{bat} \quad (3.3)$$

$$0 \leq P_{sc,ch}(t+k|t) \leq P_{sc}^{\max} \in \mathcal{R}_{sc} \quad (3.4)$$

$$0 \leq P_{sc,dis}(t+k|t) \leq P_{sc}^{\max} \in \mathcal{R}_{sc} \quad (3.5)$$

Como a bateria e o supercapacitor não podem carregar e descarregar ao mesmo tempo, é necessário implementar restrições para modelar esse comportamento. Assim, utilizam-se as variáveis binárias $\delta_{bat,ch}(t+k|t)$, $\delta_{bat,dis}(t+k|t)$, $\delta_{sc,ch}(t+k|t)$ e $\delta_{sc,dis}(t+k|t)$, nas restrições 3.8 e 3.11 para evitar a simultaneidade entre as potências de carga e descarga.

$$P_{bat,ch}(t+k|t) \leq \delta_{bat,ch}(t+k|t) \cdot P_{bat}^{\max} \in \mathcal{R}_{bat} \quad (3.6)$$

$$P_{bat,dis}(t+k|t) \leq \delta_{bat,dis}(t+k|t) \cdot P_{bat}^{\max} \in \mathcal{R}_{bat} \quad (3.7)$$

$$\delta_{bat,dis}(t+k|t) + \delta_{bat,ch}(t+k|t) \leq 1 \in \mathcal{R}_{bat} \quad (3.8)$$

$$P_{sc,ch}(t+k|t) \leq \delta_{sc,ch}(t+k|t) \cdot P_{sc}^{\max} \in \mathcal{R}_{sc} \quad (3.9)$$

$$P_{sc,dis}(t+k|t) \leq \delta_{sc,dis}(t+k|t) \cdot P_{sc}^{\max} \in \mathcal{R}_{sc} \quad (3.10)$$

$$\delta_{sc,dis}(t+k|t) + \delta_{sc,ch}(t+k|t) \leq 1 \in \mathcal{R}_{sc} \quad (3.11)$$

O SOC da bateria ou do supercapacitor em um determinado instante de tempo t é calculado com base na potência aplicada no instante anterior. O SOC é considerado uma saída prevista, sendo parte do conjunto de saídas $\hat{y}(t+k|t)$, lembrando que $k = 1, 2, 3, \dots, N_p - 1$ para sinais de saída. Na primeira iteração do algoritmo, o SOC dos dispositivos de armazenamento deve receber o valor medido, conforme as equações 3.12 e 3.13, ou seja, não é uma saída prevista e sim um estado atual da microrrede.

$$\hat{SOC}_{bat}(t+k|t) = SOC_{bat,medido} \in \mathcal{R}_{bat}, \text{ para } k = 0 \quad (3.12)$$

$$\hat{SOC}_{sc}(t+k|t) = SOC_{sc,medido} \in \mathcal{R}_{sc}, \text{ para } k = 0 \quad (3.13)$$

O cálculo do SOC, para os instantes em que $k > 0$, considera o SOC no instante anterior, o passo de amostragem t_s , que representa o intervalo de tempo entre as atualizações do SOC, a potência do instante anterior e a eficiência, representado pela equação 3.14. Dessa forma, a energia descarregada no intervalo anterior é subtraída do SOC, sendo obtida pela potência de descarga $P_{bat,dis}(t-1|t)$, multiplicada por t_s e pela eficiência de carga $\eta_{bat,dis}$ e dividida pela capacidade máxima de armazenamento $C_{bat,dis}$ (Ah). Por outro lado, a energia carregada no período é somada ao SOC, calculada pela potência de carga $P_{bat,ch}(t-1)$, multiplicada por t_s e dividida por $\eta_{bat,ch}$ e $C_{bat,ch}$. O mesmo se aplica ao supercapacitor, conforme a equação 3.15.

$$\begin{aligned}
& \hat{S}OC_{bat}(t+k|t) = \\
& \hat{S}OC_{bat}(t+k-1|t) - \frac{P_{bat,dis}(t+k-1|t) \cdot t_s}{C_{bat} \cdot \eta_{bat,dis}} + \frac{P_{bat,ch}(t+k-1|t) \cdot \eta_{bat,ch} \cdot t_s}{C_{bat}} \\
& \in \mathcal{R}_{bat}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_p - 1
\end{aligned} \tag{3.14}$$

$$\begin{aligned}
& \hat{S}OC_{sc}(t+k|t) = \\
& \hat{S}OC_{sc}(t+k-1|t) - \frac{P_{sc,dis}(t+k-1|t) \cdot \eta_{sc,dis} \cdot t_s}{C_{sc}} + \frac{P_{sc,ch}(t+k-1|t) \cdot t_s}{\eta_{sc,ch} \cdot C_{sc}} \\
& \in \mathcal{R}_{sc}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_p - 1
\end{aligned} \tag{3.15}$$

O SOC deve respeitar os limites máximo e mínimo de operação para garantir a longevidade, segurança e eficiência tanto da bateria quanto do supercapacitor. Para isso, as inequações 3.16 e 3.18 representam essas restrições.

$$SOC_{bat}^{min} \leq SOC_{bat}(t+k|t) \leq SOC_{bat}^{max} \in \mathcal{R}_{bat} \tag{3.16}$$

$$SOC_{sc}^{min} \leq SOC_{sc}(t+k|t) \leq SOC_{sc}^{max} \in \mathcal{R}_{sc} \tag{3.17}$$

A bateria é um dos componentes mais caros e críticos de um sistema de armazenamento de energia e sua degradação pode ter um impacto significativo na eficiência energética, na confiabilidade do sistema e também nos custos de operação e manutenção. Por isso, é importante estimar o custo da degradação da bateria para melhor planejar sua operação e manutenção. O trabalho de Shi et al. (2018) traz uma formulação que permite calcular o custo em R\$/kWh para um sistema de energia com baterias de íons de lítio. Essa formulação relaciona a degradação da bateria com a quantidade de potência de carga ou descarga multiplicada por um fator nomeado coeficiente de custo de degradação da bateria linearizado λ_{bat} . Esse coeficiente pode ser obtido pela seguinte equação:

$$\lambda_{bat} = \frac{\lambda_b}{2 \cdot N \cdot (SOC_{bat}^{max} - SOC_{bat}^{min})} \tag{3.18}$$

Nessa fórmula, a constante λ_b representa o preço pago pela bateria em R\$/kWh, N é o número de ciclos que a bateria pode operar dentro dos limites de SOC máximo SOC_{bat}^{max} e o SOC mínimo SOC_{bat}^{min} . Os autores destacam que o coeficiente λ_{bat} se

mantém constante para profundidade de descarga não muito elevada (Fuchs, 2021; Shi et al., 2018).

3.2.2 Sinais de entrada para o sistema de controle da microrrede

No contexto da gestão de energia em microrredes, os sinais de entradas são as potências não controláveis, como potências vindas das RESs e potências de demanda. A geração solar, por exemplo, é variável e depende de fatores climáticos e da irradiância solar, o que torna sua previsão um desafio, embora seja possível modelá-la com base em dados históricos e previsões meteorológicas. Da mesma forma, a demanda de carga é influenciada pelo consumo dos usuários e por padrões de uso, que também são imprevisíveis, embora possam ser estimados com base no comportamento passado ou em modelos de previsão. Essas potências de entrada são, portanto, tratadas como variáveis externas que alteram o comportamento da microrrede, e sua previsão é essencial para a operação eficiente do sistema.

No presente trabalho, a microrrede é composta por uma fonte de geração PV e uma carga. Os sinais de entrada de potência ao longo do horizonte N_p são as potências previstas $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$ ² e $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$, que correspondem, respectivamente, à geração PV e ao consumo da carga. Essas previsões são geradas por um algoritmo de previsão, executado antes da otimização, e servem como inputs para o processo de otimização, com o objetivo de ajustar as ações de controle e garantir o balanço adequado de potência no sistema.

Embora a potência gerada pela fonte PV não seja diretamente controlada, uma vez que depende das condições solares, no processo de balanço de potência é introduzida uma variável $k_{pv}(t+k|t)$, que varia de 0 a 1. Essa variável é multiplicada pela potência gerada pela fonte PV, permitindo ajustar a quantidade de energia injetada pelo sistema fotovoltaico. O valor de $k_{pv}(t+k|t)$ é usado para reduzir a potência fornecida pela fonte PV, se necessário, a fim de garantir o fechamento adequado do balanço de potência. Em situações onde há um excesso de geração solar em relação à demanda, essa variável pode ser ajustada para limitar a quantidade de energia injetada na microrrede, de modo a equilibrar a geração e o consumo de energia de forma eficiente. A variável controlada $k_{pv}(t+k|t)$ deve respeitar a restrição 3.19, ao longo do horizonte de previsão N_p .

$$0 \leq k_{pv}(t+k|t) \leq 1 \in \mathcal{R}_{pv}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_p - 1 \quad (3.19)$$

²A notação \tilde{P} indica que o valor representado é uma **entrada** prevista.

Além disso, o controle terciário incorpora, como sinal de entrada, o custo da energia para a realização do planejamento de longo prazo. Esse custo é representado pela variável $\tilde{\lambda}_{P_{grid}}(t+k|t)$, que expressa o valor em R\$/kWh.

3.2.3 Potências de importação e exportação da rede externa

A potência da rede externa deve respeitar seus limites máximos, conforme mostram as equações 3.20 e 3.21. Além disso, não é possível que a microrrede importe e exporte energia da ou para a rede externa no mesmo instante de tempo, por isso, é necessário declarar as variáveis binárias $\delta_{grid,imp}$ e $\delta_{grid,exp}$ para restringir a simultaneidade das potências de importação e exportação, conforme mostram as equações 3.22, 3.23 e 3.24.

$$0 \leq P_{grid,imp}(t+k|t) \leq P_{grid}^{\max} \in \mathcal{R}_{grid} \quad (3.20)$$

$$0 \leq P_{grid,exp}(t+k|t) \leq P_{grid}^{\max} \in \mathcal{R}_{grid} \quad (3.21)$$

$$P_{grid,imp}(t+k|t) \leq \delta_{grid,imp}(t+k|t) \cdot P_{grid}^{\max} \in \mathcal{R}_{grid} \quad (3.22)$$

$$P_{grid,exp}(t+k|t) \leq \delta_{grid,exp}(t+k|t) \cdot P_{grid}^{\max} \in \mathcal{R}_{grid} \quad (3.23)$$

$$\delta_{grid,imp}(t+k|t) + \delta_{grid,exp}(t+k|t) \leq 1 \in \mathcal{R}_{grid} \quad (3.24)$$

Neste ponto, é importante destacar que as potências da rede externa entram na equação apenas quando a microrrede está operando em modo conectado. Sendo assim, o balanço de potência da microrrede será descrito por duas equações distintas, uma para o modo isolado, onde a potência da rede externa não está presente, e outra para o modo conectado, onde as potências de importação e exportação da rede são consideradas. No modo ilhado, a equação do balanço de potência é dada pela equação 4.10. Já no modo conectado, o balanço de potência é representado pela equação 4.11.

3.2.4 O balanço de potência

A operação em tempo real de uma microrrede deve respeitar o balanço de potência para todo instante de tempo t , garantindo que a quantidade de energia injetada no sistema seja sempre igual à energia consumida ou armazenada. Esse balanço é essencial para assegurar que a microrrede opere de forma segura, sem sobrecarregar seus componentes ou causar falha no fornecimento de energia. O conceito de balanço de potência pode ser explicado com a lei de Kirchhoff, que estabelece os princípios fundamentais de conservação de energia em sistemas elétricos. Assim, de acordo com a lei de Kirchhoff, a soma das correntes que entram em um nó de um circuito elétrico deve ser igual à soma

das correntes que saem desse nó. Essa mesma lógica se aplica às potências injetadas ou consumidas em uma microrrede, considerando as diferentes fontes e consumos do sistema. Portanto, para garantir o equilíbrio energético da microrrede em qualquer momento t , o somatório das potências que entram na microrrede deve ser igual ao somatório das potências que saem da microrrede, conforme mostra a equação 3.25.

$$\sum P_{entram} = \sum P_{saem} \quad (3.25)$$

3.2.5 Função Objetivo

A função objetivo em um problema de otimização é uma expressão matemática que reflete o objetivo que o sistema de controle visa alcançar. No contexto de uma microrrede, a função objetivo é formulada para otimizar diversos aspectos do sistema, como: minimizar o custo de energia, reduzir a dependência da rede externa, maximizar a eficiência no uso de fontes renováveis, e minimizar a degradação do ESS. Uma forma genérica para representar a função objetivo é dada pela seguinte expressão:

$$J = \sum_i \alpha_i \cdot J_i \quad (3.26)$$

Nesta equação, J representa o valor total da função objetivo. Cada J_i é um termo específico que quantifica um objetivo a ser minimizado (como o custo de energia, a degradação do ESS, etc.). As constantes α_i são fatores de ponderação que refletem a importância relativa de cada objetivo na otimização global e devem ser ajustadas pelo usuário conforme a prioridade atribuída a cada critério. A função objetivo é então minimizada de forma a atingir a melhor solução que balanceie todos esses fatores, levando em consideração os valores de α_i . A seguir, descrevem-se as parcelas que podem compor a função objetivo e o significado de cada uma delas, juntamente com a função associada J_i . Cada problema de otimização utiliza uma combinação dos objetivos que serão definidos na sequência.

É importante destacar que, embora a função objetivo do problema de otimização seja composta por várias parcelas que frequentemente envolvem módulos a serem minimizados, é necessário reformulá-las em expressões lineares para que possam ser tratadas adequadamente. Isso se deve ao fato de que o método de modelagem MILP não é capaz de lidar diretamente com funções modulares ou não lineares. Assim, para aplicar esse método de otimização, as expressões que envolvem módulos devem ser transformadas em expressões lineares equivalentes, de forma a garantir que o problema se mantenha viável e solucionável dentro do escopo da programação linear.

Exportação de Energia para a Rede Externa:

Esse termo representa a potência de exportação da microrrede para a rede elétrica externa. Em geral, deseja-se maximizar a exportação de energia, a fim de aumentar a venda de energia. A função $J_{grid,exp}^{ref}$ para este item pode ser dada pela equação 3.27. A constante $P_{grid,exp}^{ref}$ é a potência de referência para $P_{grid,exp}(t+k|t)$.

$$J_{grid,exp}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left| P_{grid,exp}(t+k|t) - P_{grid,exp}^{ref} \right| \quad (3.27)$$

A equação 3.27 precisa ser reformulada em expressões lineares para poder ser minimizada pelo otimizador de problemas MILP. Para isso, a expressão 3.27 é reescrita em 3.28 utilizando variáveis auxiliares contínuas positivas $A_{grid,exp}^a(t+k|t)$ e $A_{grid,exp}^b(t+k|t)$ e as variáveis auxiliares binárias $\delta_{grid,exp}^a(t+k|t)$ e $\delta_{grid,exp}^b(t+k|t)$. Essas variáveis formam expressões que serão inseridas como restrições no problema de otimização para representar o módulo da variação de potência exportada para a rede externa.

$$J_{grid,exp}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left(A_{grid,exp}^a(t+k|t) + A_{grid,exp}^b(t+k|t) \right)$$

$$A_{grid,exp}^a(t+k|t) - A_{grid,exp}^b(t+k|t) = P_{grid,exp}(t+k|t) - P_{grid,exp}^{ref} \quad (3.28)$$

$$0 \leq A_{grid,exp}^a(t+k|t) \leq \delta_{grid,exp}^a(t+k|t) \cdot P_{grid,exp}^{max}$$

$$0 \leq A_{grid,exp}^b(t+k|t) \leq \delta_{grid,exp}^b(t+k|t) \cdot P_{grid,exp}^{max}$$

$$\delta_{grid,exp}^a(t+k|t) + \delta_{grid,exp}^b(t+k|t) \leq 1$$

Importação de energia da rede:

Essa parcela está associada à importação de potência da rede elétrica externa. Minimizar a importação de potência é um objetivo importante para aumentar a independência da microrrede e minimizar os custos de compra de energia. A função $J_{grid,imp}^{ref}$ para este item pode ser dada pela equação 3.29. A constante $P_{grid,imp}^{ref}$ é a potência de referência para $P_{grid,imp}(t+k|t)$.

$$J_{grid,imp}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left| P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,imp}^{ref} \right| \quad (3.29)$$

Análogo ao item anterior, a expressão objetivo 3.29 precisa ser reformulada com as expressões de 3.30 para ser tratada pelo otimizador de problemas MILP.

$$\begin{aligned}
J_{grid,imp}^{ref} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} \left(A_{grid,imp}^a(t+k|t) + A_{grid,imp}^b(t+k|t) \right) \\
A_{grid,imp}^a(t+k|t) - A_{grid,imp}^b(t+k|t) &= P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,imp}^{ref} \\
0 \leq A_{grid,imp}^a(t+k|t) &\leq \delta_{grid,imp}^a(t+k|t) \cdot P_{grid,imp}^{max} \\
0 \leq A_{grid,imp}^b(t+k|t) &\leq \delta_{grid,imp}^b(t+k|t) \cdot P_{grid,imp}^{max} \\
\delta_{grid,imp}^a(t+k|t) + \delta_{grid,imp}^b(t+k|t) &\leq 1 \\
\text{para } k &= 0, 1, 2, \dots, N_c - 1
\end{aligned} \tag{3.30}$$

Variação da Potência Exportada para a Rede:

Para evitar variações desnecessárias na potência de exportação para a rede, a expressão traz o somatório do módulo da variação de potência. Essa expressão tem uma particularidade para $k = 0$, pois o valor de $P_{grid,exp}(t+0-1|t)$ deve ser o valor medido da potência, ou seja, $P_{grid,exp}(t-1|t) = P_{grid,exp}^{medido}(t)$. Quando $k \geq 1$, $P_{grid,exp}(t+k-1|t)$ é calculado pelo otimizador.

$$J_{grid,exp}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |P_{grid,exp}(t+k|t) - P_{grid,exp}(t+k-1|t)| \tag{3.31}$$

Ao adequar a expressão 3.31 ao modelo MILP, têm-se as expressões apresentadas por 3.32.

$$\begin{aligned}
J_{grid,exp}^{var} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{grid,exp}^{var,a}(t+k|t) + A_{grid,exp}^{var,b}(t+k|t)) \\
A_{grid,exp}^{var,a}(t+k|t) - A_{grid,exp}^{var,b}(t+k|t) &= \\
\begin{cases} P_{grid,exp}(t+k|t) - P_{grid,exp}^{medido}(t), & \text{se } k = 0 \\ P_{grid,exp}(t+k|t) - P_{grid,exp}(t+k-1|t), & \text{se } k > 0 \end{cases} \\
0 \leq A_{grid,exp}^{var,a}(t+k|t) &\leq \delta_{grid,exp}^{var,a}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max} \\
0 \leq A_{grid,exp}^{var,b}(t+k|t) &\leq \delta_{grid,exp}^{var,b}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max} \\
\delta_{grid,exp}^{var,a}(t+k|t) + \delta_{grid,exp}^{var,b}(t+k|t) &\leq 1 \\
\text{para } k &= 0, 1, 2, \dots, N_c - 1
\end{aligned} \tag{3.32}$$

Variação da Potência Importada da Rede:

Esse termo busca minimizar as variações de potência de importação da rede, dada pela expressão 3.33.

$$J_{grid,imp}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,imp}(t+k-1|t)| \quad (3.33)$$

Ao adequar a expressão 3.33 ao modelo MILP, têm-se as expressões apresentadas por 3.34.

$$J_{grid,imp}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{grid,imp}^{var,a}(t+k|t) + A_{grid,imp}^{var,b}(t+k|t))$$

$$A_{grid,imp}^{var,a}(t+k|t) - A_{grid,imp}^{var,b}(t+k|t) = \begin{cases} P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,imp}^{medido}(t), & \text{se } k = 0 \\ P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,imp}(t+k-1|t), & \text{se } k > 0 \end{cases} \quad (3.34)$$

$$0 \leq A_{grid,imp}^{var,a}(t+k|t) \leq \delta_{grid,imp}^{var,a}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max}$$

$$0 \leq A_{grid,imp}^{var,b}(t+k|t) \leq \delta_{grid,imp}^{var,b}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max}$$

$$\delta_{grid,imp}^{var,a}(t+k|t) + \delta_{grid,imp}^{var,b}(t+k|t) \leq 1$$

para $k = 0, 1, 2, \dots, N_c - 1$

Custo de Energia da Rede Externa:

A parcela da função objetivo $J_{P_{grid}}^{market}$ tem como objetivo calcular o custo associado à importação de energia e o ganho associado à exportação de energia com a rede elétrica, considerando os preços de mercado da eletricidade $\tilde{\lambda}_{P_{grid}}(t+k|t)$ e as quantidades de energia importada e exportada. A equação para esse custo e ganho é dada por:

$$J_{P_{grid}}^{market} = t_s \cdot \sum_{k=0}^{N_c-1} \tilde{\lambda}_{P_{grid}}(t+k|t) \cdot (P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,exp}(t+k|t)) \quad (3.35)$$

Maximizar a Utilização da Fonte PV:

A eficiência no uso da energia solar é um objetivo-chave. Esse termo busca maximizar a utilização da energia proveniente da fonte fotovoltaica, aproveitando ao máximo a geração de energia renovável, minimizando perdas e garantindo que a energia

solar seja usada de forma eficiente para reduzir a necessidade de fontes de energia convencionais. A função $J_{k_{pv}}^{ref}$ para este item pode ser dada por 3.36. O valor de referência para $k_{pv}(t + k|t)$ é a constante k_{pv}^{ref} e, normalmente, esse valor tende a ser 1.

$$J_{k_{pv}}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left| k_{pv}(t + k|t) - k_{pv}^{ref} \right| \quad (3.36)$$

Reescrevendo essa parcela utilizando expressões lineares:

$$\begin{aligned} J_{k_{pv}}^{ref} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{k_{pv}}^{ref,a}(t + k|t) + A_{k_{pv}}^{ref,b}(t + k|t)) \\ A_{k_{pv}}^{ref,a}(t + k|t) - A_{k_{pv}}^{ref,b}(t + k|t) &= k_{pv}(t + k|t) - k_{pv}^{ref} \\ 0 &\leq A_{k_{pv}}^{ref,a}(t + k|t) \leq \delta_{k_{pv}}^{ref,a}(t + k|t) \\ 0 &\leq A_{k_{pv}}^{ref,b}(t + k|t) \leq \delta_{k_{pv}}^{ref,b}(t + k|t) \\ \delta_{k_{pv}}^{ref,a}(t + k|t) + \delta_{k_{pv}}^{ref,b}(t + k|t) &\leq 1 \\ &\text{para } k = 0, 1, 2, \dots, N_c - 1 \end{aligned} \quad (3.37)$$

Minimizar a Variação do Fator de Redução k_{pv} :

Essa parcela visa minimizar a variação do fator de redução k_{pv} que multiplica a potência gerada pela fonte PV. A ausência dessa parcela pode resultar em variações indesejadas e desnecessárias durante a otimização. A função $J_{k_{pv}}^{var}$ representa essa parcela. Ainda vale destacar que para $k = 0$, a variação deve ser calculada utilizando o k_{pv} do instante atual, que foi medido, pois esse valor não pode mais ser alterado. Portanto, $k_{pv}(t + 0 - 1|t) = k_{pv}^{medido}$.

$$J_{k_{pv}}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left| k_{pv}(t + k|t) - k_{pv}(t + k - 1|t) \right| \quad (3.38)$$

Essa equação em expressões lineares fica:

$$\begin{aligned}
J_{k_{pv}}^{var} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{k_{pv}}^{var,a}(t+k|t) + A_{k_{pv}}^{var,b}(t+k|t)) \\
A_{k_{pv}}^{var,a}(t+k|t) - A_{k_{pv}}^{var,b}(t+k|t) &= k_{pv}(t+k|t) - k_{pv}^{var} \\
0 &\leq A_{k_{pv}}^{var,a}(t+k|t) \leq \delta_{k_{pv}}^{var,a}(t+k|t) \\
0 &\leq A_{k_{pv}}^{var,b}(t+k|t) \leq \delta_{k_{pv}}^{var,b}(t+k|t) \\
\delta_{k_{pv}}^{var,a}(t+k|t) + \delta_{k_{pv}}^{var,b}(t+k|t) &\leq 1 \\
&\text{para } k = 0, 1, 2, \dots, N_c - 1
\end{aligned} \tag{3.39}$$

Variação de Potência de Carga da Bateria:

Esse termo busca controlar a variação na potência de carga das baterias do ESS, buscando um comportamento mais constante e, por consequência, estender a vida útil das baterias. A função $J_{bat,ch}^{var}$ para este item pode ser dada por 3.40. Para $k = 0$ é necessário calcular o módulo da diferença de $P_{bat,ch}(t+k|t)$ em relação a potência medida para o instante t , de forma que $P_{bat,ch}(t+0-1|t) = P_{bat,ch}^{medido}$.

$$J_{bat,ch}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k-1|t)| \tag{3.40}$$

A expressão 3.40 é reescrita na expressão 3.41.

$$\begin{aligned}
J_{bat,ch}^{var} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) + A_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t)) \\
A_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) - A_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t) &= \\
&\begin{cases} P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{bat,ch}^{medido}(t), & \text{se } k = 0 \\ P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k-1|t), & \text{se } k > 0 \end{cases} \\
0 &\leq A_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) \leq \delta_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max} \\
0 &\leq A_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t) \leq \delta_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max} \\
\delta_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) + \delta_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t) &\leq 1
\end{aligned} \tag{3.41}$$

Variação de Potência de Descarga da Bateria:

Similar ao termo anterior, este item está relacionado à variação na potência de descarga das baterias. A minimização dessa variação ajuda a evitar picos de demanda e

garante que a energia armazenada seja liberada de forma controlada. A função $J_{bat,dis}^{var}$ para este item pode ser dada por 3.42. Para $k = 0$, $P_{bat,dis}(t + 0 - 1|t) = P_{bat,dis}$.

$$J_{bat,dis}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |P_{bat,dis}(t + k|t) - P_{bat,dis}(t + k - 1|t)| \quad (3.42)$$

A expressão 3.42 é reescrita na expressão 3.43.

$$\begin{aligned} J_{bat,dis}^{var} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{bat,dis}^{var,a}(t + k|t) + A_{bat,dis}^{var,b}(t + k|t)) \\ A_{bat,dis}^{var,a}(t + k|t) - A_{bat,dis}^{var,b}(t + k|t) &= \begin{cases} P_{bat,dis}(t + k|t) - P_{bat,dis}^{medido}(t), & \text{se } k = 0 \\ P_{bat,dis}(t + k|t) - P_{bat,dis}(t + k - 1|t), & \text{se } k > 0 \end{cases} \\ 0 \leq A_{bat,dis}^{var,a}(t + k|t) &\leq \delta_{bat,dis}^{var,a}(t + k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max} \\ 0 \leq A_{bat,dis}^{var,b}(t + k|t) &\leq \delta_{bat,dis}^{var,b}(t + k|t) \cdot \Delta_{P_{bat}}^{max} \\ \delta_{bat,dis}^{var,a}(t + k|t) + \delta_{bat,dis}^{var,b}(t + k|t) &\leq 1 \end{aligned} \quad (3.43)$$

Penalidade de Variação Brusca de Potência na Bateria:

Essa parcela tem como objetivo penalizar variações de potência que ultrapassem o limite desejado. Para isso, define-se uma variação máxima desejada $\Delta_{P_{bat}}^{max,edge}$, e quando a variação entre os valores consecutivos de potência, no instante $(t + k|t)$, excede esse limite, é ativada a variável binária $\xi_{bat}^{var}(t + k|t)$ com valor igual a 1. Caso a variação esteja dentro do limite estipulado, $\xi_{bat}^{var}(t + k|t)$ assume o valor zero. A inclusão dessa parcela é necessária pois o somatório das variações de potência ao longo de várias iterações, nas parcelas $J_{bat,ch}^{var}$ e $J_{bat,dis}^{var}$, pode resultar no mesmo valor, independentemente de o comportamento ser gradual ou abrupto. Por exemplo, considerando três iterações, as sequências de potência $1.x + 1.x + 1.x$ e $0.x + 0.x + 3.x$ podem ambas resultar em um somatório de $3.x$, embora a segunda sequência envolva uma variação mais acentuada, o que não é desejável em um sistema que busca suavizar as flutuações de potência. Assim, ao adicionar uma penalidade para variações superiores ao limite estabelecido, é possível promover um comportamento mais suave e contínuo da potência ao longo do tempo, alinhando a função objetivo ao objetivo de minimizar as flutuações bruscas.

$$J_{bat,var}^{max,edge} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \xi_{bat}^{var}(t+k|t),$$

para

$$\xi_{bat}^{var}(t+k|t) = \begin{cases} 1, & \text{se } (|P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k-1|t)| + \\ & |P_{bat,dis}(t+k|t) - P_{bat,dis}(t+k-1|t)|) > \Delta_{P_{bat}}^{max,edge} \\ 0, & \text{se } (|P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k-1|t)| + \\ & |P_{bat,dis}(t+k|t) - P_{bat,dis}(t+k-1|t)|) < \Delta_{P_{bat}}^{max,edge} \end{cases} \quad (3.44)$$

Para implementar essa penalidade foi utilizada a formulação *Big-M*, apresentada por Magatão (2013). A formulação *Big-M* é um procedimento que permite realizar a conexão entre variáveis binárias e restrições contínuas. Neste caso, a variável binária $\xi_{bat}^{var}(t+k|t)$ receberá o valor um sempre que a variação da potência da bateria ultrapassar o valor de $\Delta_{P_{bat,var}}^{max,edge}$. A variação total da bateria é representada pela soma das variáveis $A_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t)$, $A_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t)$, $A_{bat,dis}^{var,a}(t+k|t)$ e $A_{bat,dis}^{var,b}(t+k|t)$. Portanto, a formação é dada pelas equações de 3.45.

$$J_{bat,var}^{max,edge} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \xi_{bat}^{var}(t+k|t),$$

$$\begin{aligned} & A_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) + A_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t) + A_{bat,dis}^{var,a}(t+k|t) + A_{bat,dis}^{var,b}(t+k|t) + \\ & - \Delta_{P_{bat}}^{max,edge} \geq L_{bat} \cdot (1 - \xi_{bat}^{var}(t+k|t)) \\ & A_{bat,ch}^{var,a}(t+k|t) + A_{bat,ch}^{var,b}(t+k|t) + A_{bat,dis}^{var,a}(t+k|t) + A_{bat,dis}^{var,b}(t+k|t) + \\ & - \Delta_{P_{bat}}^{max,edge} \leq (U_{bat} + \epsilon_{bat}) \cdot \xi_{bat}^{var}(t+k|t) - \epsilon_{bat} \end{aligned} \quad (3.45)$$

tal que,

$$L_{bat} \leq -\epsilon_{bat}, \text{ para } L_{bat}, \epsilon_{bat} \in \mathbb{R}$$

$$U_{bat} \geq 0, \text{ para } U_{bat} \in \mathbb{R}$$

$$L_{bat} \ll \beta_{bat}^{var}(t+k|t) \text{ para } \forall k, t$$

$$U_{bat} \gg \beta_{bat}^{var}(t+k|t) \text{ para } \forall k, t$$

Seguimento de trajetória para o SOC da bateria:

Este termo visa garantir que o SOC da bateria siga a referência desejada. A função $J_{bat,soc}^{ref}$ para este item pode ser dada por:

$$J_{bat,soc}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |SOC_{bat}(t+k|t) - SOC_{bat,ref}| \quad (3.46)$$

Reescrevendo essa parcela em equações lineares, têm-se:

$$J_{bat,soc}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{bat,soc}^{ref,a}(t+k|t) + A_{bat,soc}^{ref,b}(t+k|t))$$

$$A_{bat,soc}^{ref,a}(t+k|t) - A_{bat,soc}^{ref,b}(t+k|t) = SOC_{bat}(t+k|t) - SOC_{bat}^{ref} \quad (3.47)$$

$$0 \leq A_{bat,soc}^{ref,a}(t+k|t) \leq \delta_{bat,soc}^{ref,a}(t+k|t)$$

$$0 \leq A_{bat,soc}^{ref,b}(t+k|t) \leq \delta_{bat,soc}^{ref,b}(t+k|t)$$

$$\delta_{bat,soc}^{ref,a}(t+k|t) + \delta_{bat,soc}^{ref,b}(t+k|t) \leq 1$$

Custo de Utilização da Bateria:

Essa parcela tem como objetivo minimizar o custo associado ao uso da bateria, reduzindo a quantidade de ciclos desnecessários. O custo da utilização da bateria é calculado levando em consideração tanto a potência de carga ($P_{bat,ch}$) quanto a potência de descarga ($P_{bat,dis}$) em cada instante de tempo. O termo t_s representa o intervalo de tempo (em horas), e a soma é realizada sobre os N_c períodos de operação.

$$J_{bat}^{cost} = \lambda_{bat} \cdot t_s \cdot \sum_{k=0}^{N_c-1} (P_{bat,ch}(t+k|t) + P_{bat,dis}(t+k|t)) \quad (3.48)$$

Variação de potência de carga do supercapacitor:

Este termo busca controlar a variação na potência de carga do supercapacitor, evitando indesejadas. Normalmente, o fator de ponderação que multiplica essa função é menor quando comparado com o da bateria, uma vez que o objetivo do problema como um todo é permitir que o supercapacitor absorva as variações de potência. A função $J_{sc,ch}^{var}$ para este item pode ser dada por:

$$J_{sc,ch}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |P_{sc,ch}(t+k|t) - P_{sc,ch}(t+k-1|t)| \quad (3.49)$$

Ao reformular em equações lineares, fica:

$$\begin{aligned}
J_{sc,ch}^{var} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{sc,ch}^{var,a}(t+k|t) + A_{sc,ch}^{var,b}(t+k|t)) \\
A_{sc,ch}^{var,a}(t+k|t) - A_{sc,ch}^{var,b}(t+k|t) &= \\
&\begin{cases} P_{sc,ch}(t+k|t) - P_{sc,ch}^{medido}(t), & \text{se } k = 0 \\ P_{sc,ch}(t+k|t) - P_{sc,ch}(t+k-1|t), & \text{se } k > 0 \end{cases} \\
0 \leq A_{sc,ch}^{var,a}(t+k|t) &\leq \delta_{sc,ch}^{var,a}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{sc}}^{max} \\
0 \leq A_{sc,ch}^{var,b}(t+k|t) &\leq \delta_{sc,ch}^{var,b}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{sc}}^{max} \\
\delta_{sc,ch}^{var,a}(t+k|t) + \delta_{sc,ch}^{var,b}(t+k|t) &\leq 1
\end{aligned} \tag{3.50}$$

Variação de potência de descarga do supercapacitor:

Similar ao termo anterior, este item está relacionado à variação na potência de descarga do supercapacitor. A função $J_{sc,dis}^{var}$ para este item pode ser dada por:

$$J_{sc,dis}^{var} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |P_{sc,dis}(t+k|t) - P_{sc,dis}(t+k-1|t)| \tag{3.51}$$

Em formato de expressões lineares, fica:

$$\begin{aligned}
J_{sc,dis}^{var} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{sc,dis}^{var,a}(t+k|t) + A_{sc,dis}^{var,b}(t+k|t)) \\
A_{sc,dis}^{var,a}(t+k|t) - A_{sc,dis}^{var,b}(t+k|t) &= \\
&\begin{cases} P_{sc,dis}(t+k|t) - P_{sc,dis}^{medido}(t), & \text{se } k = 0 \\ P_{sc,dis}(t+k|t) - P_{sc,dis}(t+k-1|t), & \text{se } k > 0 \end{cases} \\
0 \leq A_{sc,dis}^{var,a}(t+k|t) &\leq \delta_{sc,dis}^{var,a}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{sc}}^{max} \\
0 \leq A_{sc,dis}^{var,b}(t+k|t) &\leq \delta_{sc,dis}^{var,b}(t+k|t) \cdot \Delta_{P_{sc}}^{max} \\
\delta_{sc,dis}^{var,a}(t+k|t) + \delta_{sc,dis}^{var,b}(t+k|t) &\leq 1
\end{aligned} \tag{3.52}$$

Seguimento de trajetória para o SOC do supercapacitor:

Este termo visa garantir que o SOC do supercapacitor siga o comportamento desejado. Geralmente, a referência para o SOC é definida em torno de 50%, permitindo

que o supercapacitor mantenha sempre uma margem de capacidade para descarregar ou carregar rapidamente, de modo a atender de forma eficiente às flutuações de potência. Este termo visa garantir que o SOC do supercapacitor siga o comportamento desejado. A função J_{sc}^{SOC} para este item pode ser dada por:

$$J_{sc,soc}^{ref} = \sum_{k=0}^{N_c-1} |SOC_{sc}(t+k|t) - SOC_{sc,ref}| \quad (3.53)$$

Reescrevendo a expressão, têm-se:

$$\begin{aligned} J_{sc,soc}^{ref} &= \sum_{k=0}^{N_c-1} (A_{sc,soc}^{ref,a}(t+k|t) + A_{sc,soc}^{ref,b}(t+k|t)) \\ A_{sc,soc}^{ref,a}(t+k|t) - A_{sc,soc}^{ref,b}(t+k|t) &= SOC_{sc}(t+k|t) - SOC_{sc}^{ref} \\ 0 \leq A_{sc,soc}^{ref,a}(t+k|t) &\leq \delta_{sc,soc}^{ref,a}(t+k|t) \\ 0 \leq A_{sc,soc}^{ref,b}(t+k|t) &\leq \delta_{sc,soc}^{ref,b}(t+k|t) \\ \delta_{sc,soc}^{ref,a}(t+k|t) + \delta_{sc,soc}^{ref,b}(t+k|t) &\leq 1 \end{aligned} \quad (3.54)$$

Penalidade por Limite de Borda no SOC do Supercapacitor

Uma das características dos supercapacitores é a sua baixa densidade de energia quando comparada às baterias. Dessa forma, o SOC dos supercapacitores pode variar rapidamente ao atender flutuações de potência. Esse comportamento pode resultar em aproximações dos limites de SOC, tanto no valor máximo quanto no valor mínimo. Quando o algoritmo de otimização trabalha com o SOC próximo desses limites, pequenas variações no sistema podem fazer com que o SOC ultrapasse os limites definidos para a variável definida no problema de otimização, o que leva a um comportamento indesejado. Essa situação torna o problema de otimização inviável na próxima iteração, pois o SOC se encontra fora dos limites definidos. Para mitigar esse risco, foram introduzidos limites de borda ($SOC_{sc}^{min,edge}$ e $SOC_{sc}^{max,edge}$), com $SOC_{sc}^{min,edge} > SOC_{sc}^{min}$ e $SOC_{sc}^{max,edge} < SOC_{sc}^{max}$. Assim sendo, se o SOC ultrapassar o limite de borda mínimo, a variável binária $\xi_{sc,soc}^{min,edge}(t+k|t)$ é ativada, recebendo valor um. Por outro lado, se o SOC ultrapassar o limite de borda máximo, a variável binária $\xi_{sc,soc}^{max,edge}(t+k|t)$ é ativada. Portanto, esse mecanismo permite que o algoritmo de otimização ajuste suas decisões para evitar a inviabilidade do problema nas iterações seguintes.

$$J_{sc,soc}^{lim,edge} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left(\xi_{sc,soc}^{min,edge}(t+k|t) + \xi_{sc,soc}^{max,edge}(t+k|t) \right),$$

para

$$\xi_{sc,soc}^{min,edge}(t+k|t) = \begin{cases} 1, & \text{se } SOC_{sc}(t+k|t) < SOC_{sc}^{min,edge} \\ 0, & \text{se } SOC_{sc}(t+k|t) > SOC_{sc}^{min,edge} \end{cases} \quad (3.55)$$

$$\xi_{sc,soc}^{max,edge}(t+k|t) = \begin{cases} 1, & \text{se } SOC_{sc}(t+k|t) > SOC_{sc}^{max,edge} \\ 0, & \text{se } SOC_{sc}(t+k|t) < SOC_{sc}^{max,edge} \end{cases}$$

Ao reformular as expressões de 3.44 em expressões lineares por meio da formulação Big-M, chega-se em 3.56.

$$J_{sc,soc}^{lim,edge} = \sum_{k=0}^{N_c-1} \left(\xi_{sc,soc}^{lim,max}(t+k|t) + \xi_{sc,soc}^{edge,min}(t+k|t) \right)$$

$$SOC_{sc}(t+k|t) - SOC_{sc,min}^{edge} \leq \left(U_{sc}^{edge} + \epsilon_{soc,sc}^{edge} \right) \cdot \left(1 - \xi_{sc,soc}^{edge,max}(t+k|t) \right) - \epsilon_{soc,sc}^{edge}$$

$$SOC_{sc}(t+k|t) - SOC_{sc,min}^{edge} \geq L_{sc}^{edge} \cdot \xi_{sc,soc}^{edge,min}(t+k|t)$$

$$SOC_{sc}(t+k|t) - SOC_{sc,edge}^{max} \geq \left(L_{sc}^{edge} - \epsilon_{soc,sc}^{edge} \right) \cdot \left(1 - \xi_{sc,soc}^{edge,max}(t+k|t) \right) + \epsilon_{soc,sc}^{edge}$$

$$SOC_{sc}(t+k|t) - SOC_{sc,edge}^{max} \leq U_{sc}^{edge} \cdot \xi_{sc,soc}^{edge,max}(t+k|t)$$

tal que,

$$L_{sc}^{edge} \leq -\epsilon_{soc,sc}^{edge}, \text{ para } L_{sc}^{edge}, \epsilon_{soc,sc}^{edge} \in \mathbb{R}$$

$$U_{sc}^{edge} \geq 0, \text{ para } U_{sc}^{edge} \in \mathbb{R}$$

$$L_{sc}^{edge} \ll \xi_{sc,soc}^{edge,min}(t+k|t) \text{ para } \forall k, t$$

$$L_{sc}^{edge} \gg \xi_{sc,soc}^{edge,min}(t+k|t) \text{ para } \forall k, t$$

(3.56)

3.3 Resumo do Capítulo

Em resumo, este capítulo explorou os princípios fundamentais do controle preditivo aplicados à gestão de energia em microrredes, com ênfase na importância da modelagem dos componentes do sistema, como o ESS e o balanço de potência.

Foram apresentadas as restrições necessárias para modelar adequadamente os componentes do sistema, incluindo o ESS e o balanço de potência. Além disso, discutiram-se os sinais de entrada para o sistema de controle da microrrede, bem como a modelagem de importação e exportação de energia da rede externa.

O capítulo também apresentou uma função objetivo genérica do problema de controle preditivo, apresentando diversas parcelas que podem compor essa função. Entre os objetivos destacados, estão a maximização da exportação de energia para a rede externa, a minimização da importação de energia, a maximização do uso da fonte PV, a redução da variação no fator de redução da geração PV, a minimização das variações de potência de carga da bateria e do supercapacitor, e uma penalidade para prevenir que o SOC do supercapacitor fique próximo aos limites operacionais. Também foi discutido o rastreamento do SOC tanto da bateria quanto do supercapacitor.

Embora as parcelas da função objetivo tenham sido inicialmente apresentadas de forma modular, foi necessário adaptá-las para que fossem compatíveis com a abordagem MILP, que requer funções lineares. Dessa forma, todas as parcelas objetivo foram reimplementadas em formato linear, assegurando que o problema de otimização pudesse ser resolvido por meio de um solucionador de problemas lineares.

Capítulo 4

Estratégia de controle Proposta

O algoritmo proposto neste trabalho foi desenvolvido para realizar o gerenciamento de potência de uma microrrede equipada com um banco de baterias, um banco de supercapacitores, uma fonte de painel solar e uma carga elétrica. A microrrede pode operar de maneira conectada com a rede externa ou em modo ilhado. O algoritmo opera nos níveis de controle terciário e secundário, gerenciando apenas a potência ativa e suportando tanto o modo de operação ilhado quanto o conectado à rede.

O sistema de controle proposto foi dividido em quatro problemas de otimização, correspondentes aos diferentes níveis da hierarquia de controle e o modo de operação da microrrede: controle terciário em modo ilhado, controle terciário em modo conectado, controle secundário em modo ilhado e controle secundário em modo conectado. Esses quatro problemas de otimização são formalizados nas equações 4.1 até 4.4. As equações 4.1, 4.2 estão associadas ao controle terciário. Quando em modo ilhado, a função objetivo a ser minimizada será $J_{terciario}^{isolado}$, sujeita ao conjunto de restrições $\mathcal{R}_{terciario}^{isolado}$. Este conjunto de restrições inclui os subconjuntos \mathcal{R}_{bat} e \mathcal{R}_{pv} , além das restrições específicas do problema de otimização terciário em modo ilhado. O mesmo ocorre no problema de otimização terciário em modo conectado, no qual a função objetivo é $J_{terciario}^{conectado}$, sujeita ao conjunto de restrições $\mathcal{R}_{terciario}^{conectado}$. Vale destacar que o subconjunto de restrições \mathcal{R}_{grid} aparece apenas em $\mathcal{R}_{terciario}^{conectado}$, pois está relacionado com o modo conectado com a rede externa.

$$\begin{aligned}
 &\text{Minimize } J_{terciario}^{isolado} \\
 &\text{Sujeito a } \mathcal{R}_{terciario}^{isolado} \\
 &\text{tal que, } \mathcal{R}_{bat}, \mathcal{R}_{pv} \in \mathcal{R}_{terciario}^{isolado}
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize } J_{\text{terciario}}^{\text{conectado}} \\
& \text{Sujeito a } \mathcal{R}_{\text{terciario}}^{\text{conectado}} \\
& \text{tal que, } \mathcal{R}_{\text{bat}}, \mathcal{R}_{\text{pv}}, \mathcal{R}_{\text{grid}} \in \mathcal{R}_{\text{terciario}}^{\text{conectado}}
\end{aligned} \tag{4.2}$$

No controle secundário, as equações 4.3 e 4.4 representam os problemas de otimização para os modos ilhado e conectado, respectivamente. Nesse contexto, é incluído o conjunto de restrições do supercapacitor, o que não ocorre no problema de otimização do controle terciário. A razão pela qual o supercapacitor é considerado apenas no nível secundário está relacionada à sua baixa densidade de energia, o que implica que seu controle de potência precisa ser realizado no controle secundário, onde a dinâmica é mais rápida em comparação com o controle terciário, permitindo uma regulação mais ágil.

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize } J_{\text{secundario}}^{\text{isolado}} \\
& \text{Sujeito a } \mathcal{R}_{\text{secundario}}^{\text{isolado}} \\
& \text{tal que, } \mathcal{R}_{\text{bat}}, \mathcal{R}_{\text{sc}}, \mathcal{R}_{\text{pv}} \in \mathcal{R}_{\text{secundario}}^{\text{isolado}}
\end{aligned} \tag{4.3}$$

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize } J_{\text{secundario}}^{\text{conectado}} \\
& \text{Sujeito a } \mathcal{R}_{\text{secundario}}^{\text{conectado}} \\
& \text{tal que, } \mathcal{R}_{\text{bat}}, \mathcal{R}_{\text{sc}}, \mathcal{R}_{\text{pv}}, \mathcal{R}_{\text{grid}} \in \mathcal{R}_{\text{secundario}}^{\text{conectado}}
\end{aligned} \tag{4.4}$$

Assim sendo, este capítulo apresenta a formulação matemática dos dois níveis de controle, abordando ambos os modos de operação. Inicialmente, a formulação do controle terciário é detalhada, incluindo o balanço de potência para os modos ilhado e conectado e a definição da função objetivo para ambos os modos. Em seguida, a formulação do controle secundário é apresentada, abordando também o balanço de potência e as funções objetivo. Após a apresentação da formulação matemática, a seção seguinte descreve a estrutura computacional do algoritmo, abordando aspectos como a linguagem de programação utilizada, a dinâmica de um ciclo de otimização, o fluxo de controle implementado e o algoritmo de previsão empregado para antecipar os sinais de entrada.

Para facilitar a visualização gráfica das potências da microrrede, em algumas figuras foi adotada uma representação simplificada, utilizando uma única potência para cada componente. Essa simplificação não é aplicada em todos os casos, mas foi escolhida em situações específicas para tornar a interpretação do sistema mais clara. O sentido das potências foi definido como entrando na microrrede, ou seja, o fluxo de energia é considerado positivo quando entra no sistema. As equações de 4.5 ilustram essa conversão.

$$\begin{aligned}
P_{bat}(t+k|t) &= P_{bat,dis}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k|t) \\
P_{sc}(t+k|t) &= P_{sc,dis}(t+k|t) - P_{sc,ch}(t+k|t) \\
P_{grid}(t+k|t) &= P_{grid,imp}(t+k|t) - P_{grid,exp}(t+k|t) \\
\tilde{P}_{load}(t+k|t) &= -\tilde{P}_{load}(t+k|t) \\
\tilde{P}_{pv}(t+k|t) &= \tilde{P}_{pv}(t+k|t)
\end{aligned} \tag{4.5}$$

4.1 Controlador Terciário

A presente seção tem como objetivo definir as equações de balanço de potência e as funções objetivo do controle terciário, especificando as potências que entram no balanço de energia e os objetivos específicos a serem alcançados. O controle terciário tem a principal função de realizar o planejamento de longo prazo das potências da microrrede, atuando como um guia de referência para o controle secundário.

Os sinais de entrada, referência, controle e as saídas previstas do controle terciário estão ilustrados na Figura 4.1. Nesta figura, $i_{3th}(t)$ representa as entradas no tempo atual, $\tilde{i}_{3th}(t+k|t)$ as entradas previstas para o horizonte de predição, $r_{3th}(t+k|t)$ os sinais de referência, $u_{3th}(t+k|t)$ os sinais de controle e $\hat{y}_{3th}(t+k|t)$ as saídas previstas.

4.1.1 Balanço de potência

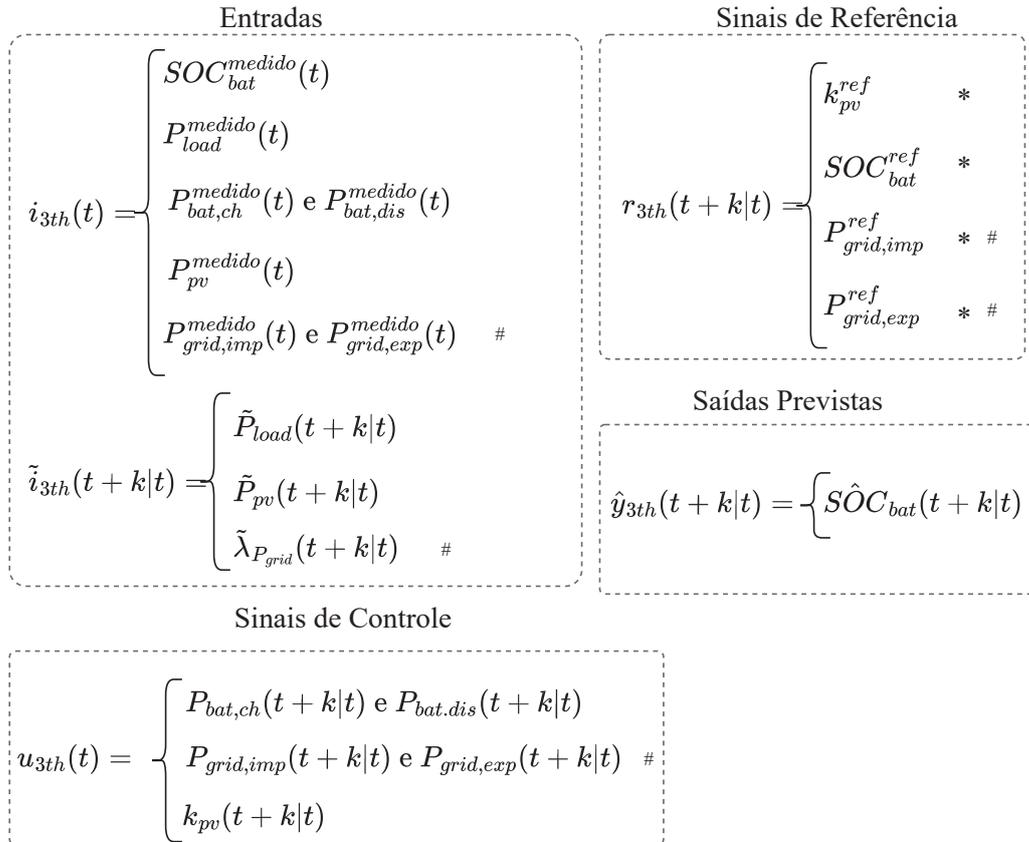
No balanço de potência para o controle terciário, as potências injetadas na microrrede incluem a potência da fonte PV $\tilde{P}_{pv}(t+l|t)$, a potência de descarga da bateria $P_{bat,dis}(t+k|t)$ e a potência de importação da rede externa $P_{grid,imp}(t+k|t)$. Por outro lado, as potências que saem da microrrede incluem a potência fornecida à carga $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$, a potência de carga da bateria $P_{bat,ch}(t+k|t)$ e a potência exportada para a rede externa $P_{grid,exp}(t+k|t)$. As equações 4.6 e 4.7 descrevem o balanço de potência para os dois modos de operação da microrrede.

$$\begin{aligned}
k_{pv}(t+k|t) \cdot \tilde{P}_{pv}(t+k|t) + P_{bat,dis}(t+k|t) - \tilde{P}_{load}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k|t) &= 0 \\
&\in \mathcal{R}_{terciario}^{ilhado}, \text{ para } k = 0, 1, 2, \dots, N_c^{3th} - 1 \\
&\text{Balanço de potência em modoilhado}
\end{aligned} \tag{4.6}$$

$$\begin{aligned}
& k_{pv}(t+k|t) \cdot \tilde{P}_{pv}(t+k|t) + P_{bat,dis}(t+k|t) + P_{grid,imp}(t+k|t) \\
& - \tilde{P}_{load}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{grid,exp}(t+k|t) = 0 \\
& \in \mathcal{R}_{terciario}^{conectado}, \text{ para } k = 0, 1, 2, \dots, N_c^{3th} - 1 \\
& \text{Balanço de potência em modo conectado}
\end{aligned} \tag{4.7}$$

No âmbito das equações 4.6 e 4.7, temos que \tilde{P}_{pv} e \tilde{P}_{load} são entradas previstas não controláveis, uma vez que dependem da incidência solar e do consumo da carga. As potências da bateria e do supercapacitor são potências controláveis e são passadas como referência para os conversores de potência. A potência de importação e exportação da rede externa, no algoritmo de otimização, é uma potência controlável; no entanto, na prática, essa potência não é repassada como referência para a microrrede, pois essa potência fecha o balanço de potência automaticamente, devido à dinâmica da rede externa.

Figura 4.1: Sinais do Controle Terciário



* Referência definida pelo usuário

Exclusivo para o modo conectado

Fonte: O autor (2024)

4.1.2 Função Objetivo

A função custo, ou função objetivo, do problema de otimização durante a operação conectada ou ilhada da microrrede é expressa pelas equações 4.9 e 4.8. Os objetivos de longo prazo do controle terciário em modo ilhado incluem, respectivamente, a maximização do uso da fonte fotovoltaica, representada pela parcela $J_{k_{pv}}^{ref}$, a redução das oscilações nas potências de carga e descarga da bateria, indicadas por $J_{bat,ch}^{var}$ e $J_{bat,dis}^{var}$, a manutenção do SOC da bateria próximo ao valor de referência, expresso por $J_{bat,soc}^{ref}$, e a minimização de variações bruscas no comportamento da bateria, representada por $J_{bat,var}^{max,edge}$.

No modo conectado, além dos objetivos mencionados para o modo ilhado, adicionam-se outros objetivos, como a maximização da exportação de potência para a rede externa, representada por $J_{grid,exp}^{ref}$, e a minimização da importação de potência, dada por $J_{grid,imp}^{ref}$. Além disso, a função $J_{P_{grid}}^{market}$ orienta a melhor estratégia para a compra e venda de energia com a rede externa, considerando os horários mais vantajosos.

As constantes α , que multiplicam cada uma das parcelas da função objetivo, são fatores de ponderação ajustáveis pelo usuário do algoritmo, permitindo ajustar a importância relativa de cada objetivo conforme as necessidades do sistema.

$$\begin{aligned}
 J_{terciario}^{ilhado} = & \\
 & \alpha_{k_{pv}}^{ref} \cdot J_{k_{pv}}^{ref} + \alpha_{bat}^{var} \cdot \left(J_{bat,ch}^{var} + J_{bat,dis}^{var} \right) + \alpha_{bat,soc}^{ref} \cdot J_{bat,soc}^{ref} + \\
 & + \alpha_{bat,var}^{max,edge} \cdot J_{bat,var}^{max,edge} + \alpha_{bat}^{cost} \cdot J_{bat}^{cost}
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

$$\begin{aligned}
 J_{terciario}^{conectado} = & \\
 & \alpha_{k_{pv}}^{ref} \cdot J_{k_{pv}}^{ref} + \alpha_{bat}^{var} \cdot \left(J_{bat,ch}^{var} + J_{bat,dis}^{var} \right) + \alpha_{bat,soc}^{ref} \cdot J_{bat,soc}^{ref} + \\
 & + \alpha_{bat,var}^{max,edge} \cdot J_{bat,var}^{max,edge} + \alpha_{bat}^{cost} \cdot J_{bat}^{cost} + \\
 & + \alpha_{grid}^{ref} \cdot \left(J_{grid,exp}^{ref} + J_{grid,imp}^{ref} \right) + \alpha_{P_{grid}}^{market} \cdot J_{P_{grid}}^{market}
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

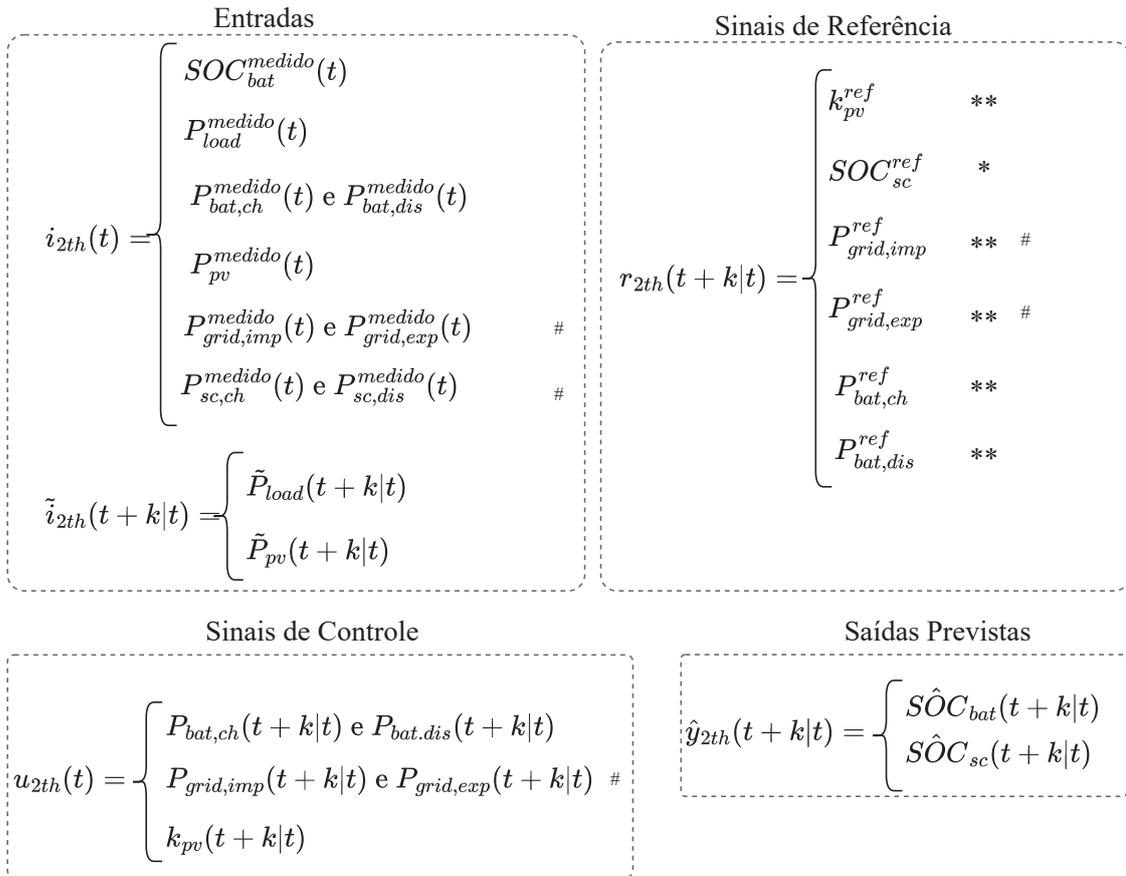
4.2 Controlador Secundário

Nesta seção, serão apresentadas as equações que modelam o problema de otimização para o controle de nível secundário, introduzindo as funções objetivos e as restrições, tanto para o modo ilhado quanto para o modo conectado. O controle terciário tem como objetivo geral reduzir as variações de potência da bateria, deixando o

supercapacitor responsável por absorver variações rápidas, enquanto busca garantir que o sistema siga o planejamento estabelecido pelo controle terciário.

Os sinais de entrada, referência, controle e as saídas previstas do controle terciário estão ilustrados na Figura 4.2. Nesta figura, $i_{2th}(t)$ representa as entradas no tempo atual, $\tilde{i}_{2th}(t+k|t)$ as entradas previstas para o horizonte de predição, $r_{2th}(t+k|t)$ os sinais de referência, $u_{2th}(t+k|t)$ os sinais de controle e $\hat{y}_{2th}(t+k|t)$ as saídas previstas.

Figura 4.2: Sinais do Controle Secundário



* Referência definida pelo usuário

** Referência obtida a partir do planejamento do controle terciário

Exclusivo para o modo conectado

Fonte: O autor (2024)

4.2.1 Balanço de potência

A partir da equação 3.25 é possível detalhá-la considerando as potências específicas para o controle secundário. No caso do presente trabalho, as potências que são injetadas na microrrede incluem a potência da fonte PV $\tilde{P}_{pv}(t+l|t)$, a potência de descarga da bateria $P_{bat,dis}(t+k|t)$, a potência de descarga do supercapacitor $P_{sc,dis}(t+k|t)$ e a

potência de importação da rede externa $P_{grid,imp}(t+k|t)$. Já as potências que saem da microrrede incluem a potência fornecida à carga $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$, a potência de carga da bateria $P_{bat,ch}(t+k|t)$, a potência de carga do supercapacitor $P_{sc,ch}(t+k|t)$ e a potência exportada para a rede externa $P_{grid,exp}(t+k|t)$.

$$\begin{aligned} k_{pv}(t+k|t) \cdot \tilde{P}_{pv}(t+k|t) + P_{bat,dis}(t+k|t) + P_{sc,dis}(t+k|t) + \\ - \tilde{P}_{load}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{sc,dis}(t+k|t) = 0 \\ \in \mathcal{R}_{secundario}^{conectado}, \quad (4.10) \\ \text{para } k = 0, 1, 2, \dots, N_c^{2th} \end{aligned}$$

Balço de potência em modo ilhado

$$\begin{aligned} k_{pv}(t+k|t) \cdot \tilde{P}_{pv}(t+k|t) + P_{bat,dis}(t+k|t) + P_{sc,dis}(t+k|t) + P_{grid,imp}(t+k|t) \\ - \tilde{P}_{load}(t+k|t) - P_{bat,ch}(t+k|t) - P_{sc,dis}(t+k|t) - P_{grid,exp}(t+k|t) = 0 \\ \in \mathcal{R}_{secundario}^{ilhado}, \\ \text{para } k = 0, 1, 2, \dots, N_c^{2th} \\ \text{Balço de potência em modo conectado} \\ (4.11) \end{aligned}$$

4.2.2 Função Objetivo

A função objetivo do problema secundário durante a operação ilhada ou conectada da microrrede é dada pelas equações 4.12 e 4.13. Nas equações seguintes, $J_{k_{pv}}^{ref}$ representa o seguimento de trajetória planejada para k_{pv} pelo controle terciário, enquanto $J_{k_{pv}}^{var}$ é responsável por reduzir as oscilações de k_{pv} . As parcelas $J_{bat,ch}^{var}$ e $J_{bat,imp}^{var}$ têm como objetivo minimizar as variações de potência da bateria, enquanto que $J_{bat,ch}^{ref}$ e $J_{bat,imp}^{ref}$ visam fazer com que a potência da bateria siga o planejamento de longo prazo estabelecido pelo controle terciário. Em relação ao supercapacitor, $J_{sc,ch}^{var}$ e $J_{sc,imp}^{var}$ buscam reduzir as variações de potência do supercapacitor, e $J_{sc,soc}^{ref}$ tem como objetivo seguir a referência do SOC para o supercapacitor, sendo essa referência definida pelo usuário e não planejada pelo controle terciário. $\alpha_{sc,soc}^{lim,edge}$ tem a função de evitar que o supercapacitor ultrapasse os limites recomendados de SOC, com o intuito de evitar que problema de otimização possa ser infactível. Por fim, $J_{grid,exp}^{ref}$ e $J_{grid,imp}^{ref}$ visam garantir que as potências de exportação e importação da rede sigam as trajetórias planejadas pelo controle terciário e $J_{grid,exp}^{var}$ e $J_{grid,imp}^{var}$ buscam minimizar as variações da rede externa.

$$\begin{aligned}
J_{\text{secundario}}^{\text{ilhado}} = & \alpha_{k_{pv}}^{\text{ref}} \cdot J_{k_{pv}}^{\text{ref}} + \alpha_{k_{pv}}^{\text{var}} \cdot J_{k_{pv}}^{\text{var}} + \\
& + \alpha_{\text{bat}}^{\text{var}} \cdot \left(J_{\text{bat,ch}}^{\text{var}} + J_{\text{bat,dis}}^{\text{var}} \right) + \alpha_{\text{bat}}^{\text{ref}} \cdot \left(J_{\text{bat,ch}}^{\text{ref}} + J_{\text{bat,dis}}^{\text{ref}} \right) + \alpha_{\text{bat,var}}^{\text{max,edge}} \cdot J_{\text{bat,var}}^{\text{max,edge}} + \\
& + \alpha_{\text{sc}}^{\text{var}} \cdot \left(J_{\text{sc,ch}}^{\text{var}} + J_{\text{sc,dis}}^{\text{var}} \right) + \alpha_{\text{sc,soc}}^{\text{ref}} \cdot J_{\text{sc,soc}}^{\text{ref}} + \alpha_{\text{sc,soc}}^{\text{lim,edge}} \cdot J_{\text{sc,soc}}^{\text{lim,edge}}
\end{aligned} \tag{4.12}$$

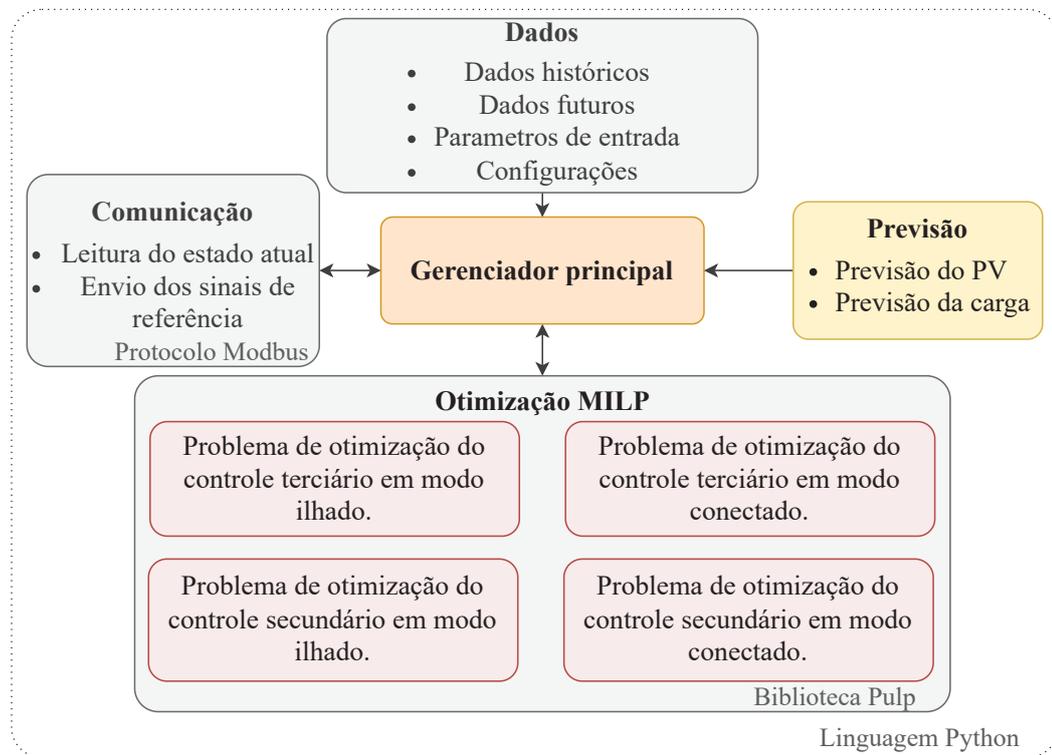
$$\begin{aligned}
J_{\text{secundario}}^{\text{conectado}} = & \alpha_{k_{pv}}^{\text{ref}} \cdot J_{k_{pv}}^{\text{ref}} + \alpha_{k_{pv}}^{\text{var}} \cdot J_{k_{pv}}^{\text{var}} + \\
& + \alpha_{\text{bat}}^{\text{var}} \cdot \left(J_{\text{bat,ch}}^{\text{var}} + J_{\text{bat,dis}}^{\text{var}} \right) + \alpha_{\text{bat}}^{\text{ref}} \cdot \left(J_{\text{bat,ch}}^{\text{ref}} + J_{\text{bat,dis}}^{\text{ref}} \right) + \alpha_{\text{bat,var}}^{\text{max,edge}} \cdot J_{\text{bat,var}}^{\text{max,edge}} + \\
& + \alpha_{\text{sc}}^{\text{var}} \cdot \left(J_{\text{sc,ch}}^{\text{var}} + J_{\text{sc,dis}}^{\text{var}} \right) + \alpha_{\text{sc,soc}}^{\text{ref}} \cdot J_{\text{sc,soc}}^{\text{ref}} + \alpha_{\text{sc,soc}}^{\text{lim,edge}} \cdot J_{\text{sc,soc}}^{\text{lim,edge}} + \\
& + \alpha_{\text{grid}}^{\text{ref}} \cdot \left(J_{\text{grid,exp}}^{\text{ref}} + J_{\text{grid,imp}}^{\text{ref}} \right) + \alpha_{\text{grid}}^{\text{var}} \cdot \left(J_{\text{grid,exp}}^{\text{var}} + J_{\text{grid,imp}}^{\text{var}} \right)
\end{aligned} \tag{4.13}$$

4.3 Estrutura computacional do algoritmo

Vistas as definições que modelaram o problema de otimização para o controle terciário e secundário, as próximas seções têm como objetivo mostrar como o sistema de controle foi estruturado no contexto computacional. Todo o código foi implementado em linguagem de programação Python, aplicando o conceito de Programação Orientada a Objetos.

A Figura 4.3 traz uma representação da estrutura computacional do trabalho, dando uma ideia das principais classes que compõem o algoritmo. Assim, a classe Gerenciador Principal tem o objetivo de organizar todos os dados e garantir que todas as etapas de controle ocorram. Esta classe realiza o horizonte deslizante dos MPCs do controle terciário e secundário, gerencia os dados históricos, os dados que são sinais de controle e os dados dos estados atuais da microrrede. Além disso, gerencia a execução das funções de previsão, otimização e comunicação. A classe Dados é encarregada de armazenar todos os dados históricos, que servem como parâmetros de entrada para a função de previsão; os dados de previsão, que são usados como entrada nas funções de otimização; e as configurações gerais do algoritmo, como, por exemplo, o horizonte de previsão de ambos os níveis de controle e constantes técnicas da microrrede, como os limites máximos e mínimos de potência e de SOC. A classe Previsão contém uma

Figura 4.3: Estrutura Computacional



Fonte: O autor (2024)

função para estimar os dados futuros por meio de uma técnica de média móvel ponderada, desenvolvida neste trabalho e explicada na seção 4.6. A parte de otimização do algoritmo é separada em uma classe que compõe quatro métodos que modelam os problemas de otimização do nível terciário para os modos ilhado e conectado e do nível secundário para os modos ilhado e conectado. Para empregar a técnica MILP, foi utilizada a biblioteca PuLP do Python ¹, que é voltada para problemas de otimização linear e MILP. Por fim, a classe de comunicação é responsável por ler os estados atuais da microrrede e enviar sinais de referência, utilizando o protocolo de comunicação Modbus através da biblioteca pyModbusTCP ².

4.4 Dinâmica de um ciclo de otimização

Um ciclo de otimização, como ilustrado na Figura 4.4, de um nível de controle funciona da seguinte forma. Primeiramente, o algoritmo precisa dos dados de entrada, que incluem informações históricas e atuais das potências de geração fotovoltaica (P_{pv})

¹Mais informações sobre a biblioteca PuLP em <https://coin-or.github.io/pulp/>

²Mais informações sobre a biblioteca pyModbusTCP em <https://pypi.org/project/pyModbusTCP/>

e de carga (P_{load}). Com esses dados, a previsão é realizada para estimar os sinais de predição futuros, $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$ e $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$, para os períodos $k = 1, 2, \dots, N_p - 1$. Essas estimativas são baseadas em tendências passadas e variáveis atuais, o que permite que o sistema se antecipe às futuras condições de operação.

Em seguida, o problema de otimização é formulado e resolvido. A classe de otimização tem como objetivo minimizar uma função que reflete as metas de controle. Durante esse processo, o algoritmo deve respeitar diversas restrições, que garantem que a solução proposta seja viável, ou seja, que os limites físicos da microrrede sejam atendidos.

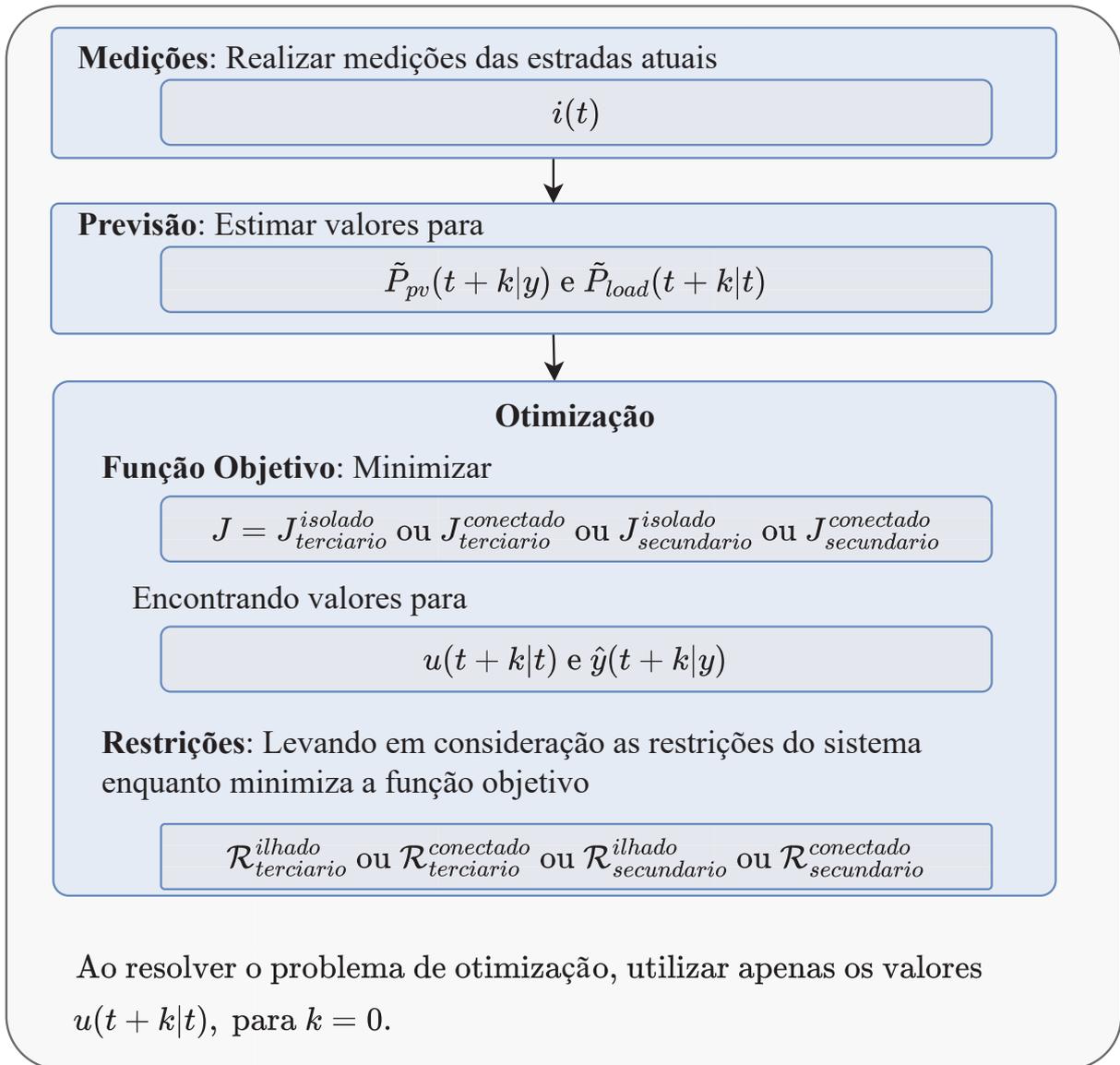
Após resolver o problema de otimização, o algoritmo seleciona e utiliza apenas os sinais de controle $u(t+0|t)$, ou seja, a solução ótima para o instante atual, que será aplicada ao sistema. No próximo ciclo de otimização, novos valores serão calculados a partir do novo estado da microrrede, levando em conta as atualizações das condições do sistema e dos dados de entrada.

4.5 Fluxo de controle

A sequência do fluxo de controle como um todo, envolvendo ambos os níveis de controle, é organizada pelo Gerenciador Principal, visto na Figura 4.3. Para entender a dinâmica do algoritmo como um todo, a Figura 4.5 traz uma representação gráfica. Primeiramente, o Gerenciador Principal organiza os dados históricos e atuais para realizar a previsão da carga e da geração PV. Os sinais de previsão são considerados na otimização do controle terciário. O resultado de otimização do controle terciário é o planejamento a longo prazo da microrrede. Esse resultado é tomado como referência na otimização do controle secundário. O fluxo do controle secundário é semelhante ao terciário. Primeiramente, é realizada a previsão dos sinais de entrada, os quais serão considerados no problema de otimização, bem como os sinais de referências vindos da otimização do terciário.

No controle terciário, a etapa de previsão baseia-se em dados históricos para calcular projeções de longo prazo, com um horizonte de previsão de 48 horas à frente. Para isso, o algoritmo utiliza dados das 24 horas anteriores, sendo que o último valor do vetor de entrada corresponde à medida mais recente disponível. A partir desse conjunto de dados, é realizada a previsão para o dia seguinte (24 horas), enquanto o segundo dia é construído como uma repetição direta da previsão gerada para o primeiro dia. Por outro lado, o controle secundário utiliza apenas as medidas do momento presente, assumindo que ao longo do horizonte de previsão os dados permanecerão estáticos. Essa abordagem foi adotada devido à dinâmica mais rápida do controle secundário, que realiza novas medições em intervalos de amostragem significativamente menores em comparação ao

Figura 4.4: Fluxo de um ciclo otimização

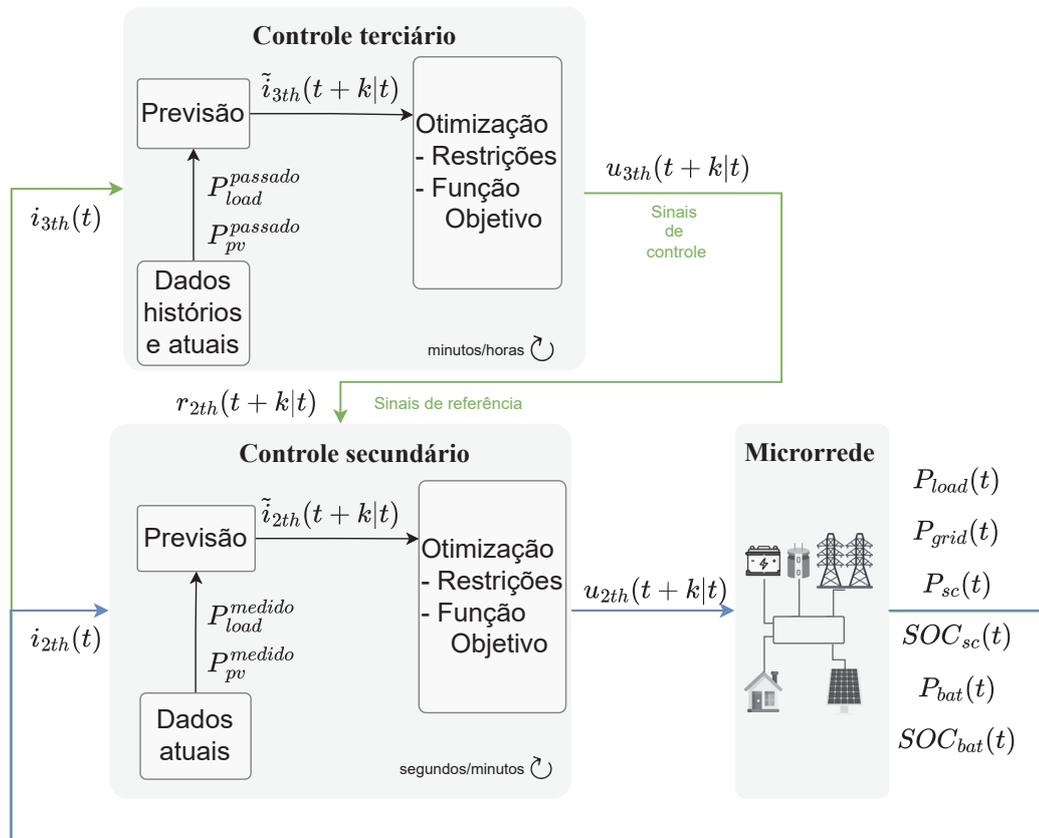


Fonte: O autor (2024).

controle terciário. Portanto, ao considerar os dados como estáticos ao longo do horizonte de previsão, podem ocorrer erros na estimativa dos valores futuros. No entanto, como o período de amostragem do controle secundário é suficientemente pequeno em relação à dinâmica do sistema, esse erro permanece mínimo, pois as condições da microrrede não se alteram significativamente entre ciclos consecutivos de leitura.

O controle terciário opera com um período de amostragem t_s^{3th} na ordem de minutos e um horizonte de previsão N_p^{3th} e de controle N_c^{3th} que abrange desde horas até dias. Por outro lado, o controle secundário possui um período de amostragem t_s^{2th} em escala de segundos, o que possibilita um horizonte de previsão N_p^{2th} e controle N_c^{2th} que varia de segundos a minutos. Para padronizar, todas as variáveis temporais deste trabalho

Figura 4.5: Fluxo Geral do Algoritmo



Fonte: O autor (2024).

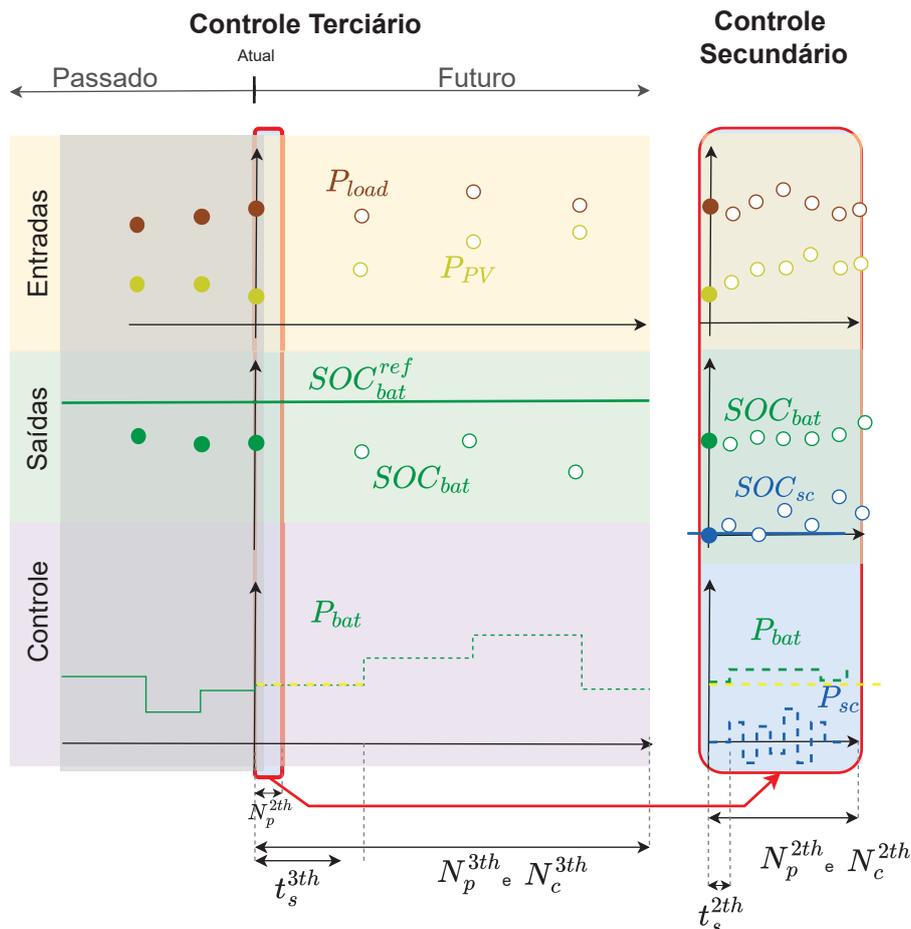
estão sendo tratadas em unidades de segundos. Assim, podemos estabelecer as relações para o horizonte de previsão $N_p^{3th} \cdot t_s^{3th} > t_s^{3th} > N_p^{2th} \cdot t_s^{2th} > t_s^{2th}$ e para o horizonte de controle $N_c^{3th} > t_s^{3th} > N_c^{2th} > t_s^{2th}$.

Essa dinâmica permite o controle secundário executar diversas iterações com os mesmos sinais de referência fornecidos pelo nível terciário, até que ocorra um novo ciclo de otimização no nível terciário. Devido ao seu intervalo de amostragem ser menor, o controle secundário é capaz de ajustar rapidamente as variações de potência, garantindo uma resposta ágil. Por consequência dessa dinâmica temporal dos dois níveis, quaisquer variações ou ajustes dinâmicos gerenciados pelo controle secundário, que acontecem dentro de um único intervalo de amostragem do controle terciário, não serão detectados pelo nível terciário, uma vez que este opera em uma escala de tempo mais lenta e foca na gestão de energia a longo prazo. Na sequência, a Figura 4.6 traz uma ilustração da escala temporal do controle terciário e secundário.

Na região do controle terciário da figura, o tempo atual coincide com o eixo y dos planos, onde os sinais à esquerda desse ponto correspondem ao passado e os sinais à direita representam o futuro. Além disso, as entradas previstas de P_{load} e P_{pv} ao longo

do horizonte N_p^{3th} são apresentadas, assim como a saída SOC_{bat} e os sinais de controle, representados na figura apenas por P_{bat} para facilitar a visualização na imagem. A figura ilustra que, dentro de um período t_s^{3th} , o controle secundário pode realizar N iterações, onde $N = t_s^{3th}/t_s^{2th}$. Por exemplo, se o período de amostragem $t_s^{3th} = 900$ s (equivalente a 15 minutos) e $t_s^{2th} = 1$ s, isso significa que o controle secundário executa sua otimização 900 vezes enquanto segue o planejamento de uma única iteração do nível terciário.

Figura 4.6: Escala temporal do dos níveis de controle secundário e terciário



Fonte: O autor (2024).

No controle terciário, a figura foca apenas na gestão de potência da bateria, que apresenta sua dinâmica mais lenta. A potência calculada para a bateria durante o período t_s^{3th} serve como um sinal de referência a ser seguido pelo controle secundário, representada pela curva amarela pontilhada na figura. Dessa forma, nota-se que, dentro do horizonte de controle N_c^{2th} , a potência da bateria pode sofrer variações, mas deve-se manter o mais próximo possível da sua referência para que o planejamento a longo prazo do nível terciário seja respeitado. Por outro lado, no nível de controle secundário, além

do gerenciamento da bateria, surge o gerenciamento do supercapacitor, que é utilizado para lidar com variações rápidas.

Em síntese, a Figura 4.5 ilustrou como a estratégia de gerenciamento de energia, como um todo. Mostrou que a saída da otimização de nível terciário serve de entrada para o nível secundário e que o nível secundário é quem envia sinais de referência para os equipamentos da microrrede. A Figura 4.6 trouxe uma visão da escala dos períodos de amostragem e horizonte de previsão de cada nível de controle. Na sequência, a próxima sessão tem como objetivo explicar como foi realizado o algoritmo de previsão.

4.6 Algoritmo de previsão

A previsão dos sinais de entradas futuras é realizada por meio de uma média móvel ponderada. A função de previsão recebe como argumento de entrada um vetor contendo dados passados, no qual o primeiro valor representa $N_p^{3th} - 1$ amostras atrás e o último valor do vetor representa a medida atual. Os sete primeiros valores são calculados de forma singular, permitindo que a medição atual e as mais recentes tenham um peso maior na média. Este algoritmo foi implementado para trabalhar com $N_p^{3th} = 96$, representando 24 horas, com intervalo de amostragem de 15 minutos. O motivo da escolha de N_p^{3th} é devido à periodicidade de um dia.

Em todos os valores de previsão, o valor mais relevante é de $\tilde{P}(t + k|t)$, quando $k = 1$, que representa o próximo valor após um período de amostragem, pois esse valor impacta nas decisões dos sinais de controle em $(t + 1|t)$. Após um intervalo de amostragem, novas medições serão realizadas e os valores de $\tilde{P}(t + k|t)$, para $k = 2, 3, \dots, N_p$ serão descartados, dando início a um novo ciclo de previsão. A equação 4.14 mostra como é realizada a previsão de $\tilde{P}(t + 1|t)$. Na equação, $P(N_p)$ representa a medição do tempo atual, $P(N_p - 1)$ a medição de 15 minutos passados, $P(N_p - 2)$, 30 minutos passados. $P(1)$ representa o mesmo horário de um dia anterior da primeira amostra que será predita, ou seja, se o instante atual é 00:00, a primeira amostra predita será relacionada a 00:15, logo $P(1)$ representa 00:15 do dia anterior, $P(2)$ 15 minutos à frente desse horário e $P(3)$ 30 minutos à frente. Os pesos $\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4, \omega_5, \omega_6$ são utilizados, principalmente, para dar mais importância à medida atual $P(N_p)$.

$$k = 1,$$

$$\tilde{P}(t + k|t) =$$

$$\frac{P(N_p) \cdot \omega_1 + P(N_p - 1) \cdot \omega_2 + P(N_p - 2) \cdot \omega_3 + P(1) \cdot \omega_4 + P(2) \cdot \omega_5 + P(3) \cdot \omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}$$

(4.14)

Para calcular $\tilde{P}(t+k|t)$, para $k = 2$, utiliza-se o valor previsto $\tilde{P}(t+1|t)$, calculado pela equação 4.14, o valor medido no instante atual, o valor anterior ao instante atual e valores de 24 horas anteriores.

$$\begin{aligned}
 k &= 2, \\
 \tilde{P}(t+k|t) &= \\
 &\frac{\tilde{P}(k-1).\omega_1 + P(N_p).\omega_2 + P(N_p-1).\omega_3 + P(1).\omega_4 + P(2).\omega_5 + P(3).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
 \end{aligned} \tag{4.15}$$

Para $k = 3$, não foram utilizados as medidas próximas diretamente, mas sim os valores que foram previstos em $k = 1$ e $k = 2$, que as levam em consideração. Com isso, as equações 4.16 até 4.20 seguem uma estratégia semelhante, de forma a considerar as previsões realizadas em instantes k anteriores.

$$\begin{aligned}
 k &= 3, \\
 \tilde{P}(t+k|t) &= \\
 &\frac{\tilde{P}(k-1).\omega_1 + \tilde{P}(k-2).\omega_2 + P(2).\omega_3 + P(3).\omega_4 + P(4).\omega_5 + P(5).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
 \end{aligned} \tag{4.16}$$

$$\begin{aligned}
 k &= 4, \\
 \tilde{P}(t+k|t) &= \\
 &\frac{\tilde{P}(k-1).\omega_1 + \tilde{P}(k-2).\omega_2 + \tilde{P}(k-2).\omega_3 + P(3).\omega_4 + P(4).\omega_5 + P(5).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
 \end{aligned} \tag{4.17}$$

$$\begin{aligned}
 k &= 5, \\
 \tilde{P}(t+k|t) &= \\
 &\frac{\tilde{P}(k-1).\omega_1 + \tilde{P}(k-2).\omega_2 + \tilde{P}(k-3).\omega_3 + P(4).\omega_4 + P(5).\omega_5 + P(6).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
 \end{aligned} \tag{4.18}$$

$$\begin{aligned}
 k &= 6, \\
 \tilde{P}(t+k|t) &= \\
 &\frac{\tilde{P}(k-1).\omega_1 + \tilde{P}(k-2).\omega_2 + P(5).\omega_3 + P(6).\omega_4 + P(7).\omega_5 + P(8).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

$$\begin{aligned}
&k = 7, \\
&\tilde{P}(t + k|t) = \\
&\frac{\tilde{P}(k - 1).\omega_1 + P(5).\omega_2 + P(6).\omega_3 + P(7).\omega_4 + P(8).\omega_5 + P(9).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
\end{aligned} \tag{4.20}$$

A partir do $k = 8$, incluído, todos os outros seguem a mesma regra no cálculo da média. Nesse formato, leva-se em consideração apenas um valor calculado pela previsão de instante k anterior $\tilde{P}(k - 1)$. Todos os outros valores utilizados fazem parte do histórico de dados de 24 horas passadas.

$$\begin{aligned}
&k = 8, 9, 10, \dots, N_p \\
&\tilde{P}(t + k|t) = \\
&\frac{\tilde{P}(k - 1).\omega_1 + P(k - 1).\omega_2 + P(k).\omega_3 + P(k + 1).\omega_4 + P(k + 2).\omega_5 + P(k + 3).\omega_6}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6}
\end{aligned} \tag{4.21}$$

Essa estratégia de previsão teve como objetivo relevar mais os valores previstos para $k \leq 8$, pois devido à dinâmica do MPC, que descarta os valores de controle para k diferente de 1 ($k \neq 1$), realizando novas medidas, novas previsões e um novo ciclo de otimização, permite que a cada ciclo de amostragem o sistema se ajuste com novas medidas reais.

Capítulo 5

Estudo de Caso

O estudo de caso deste trabalho tem como objetivo simular o controle de potência de uma microrrede inspirada na estrutura do laboratório do Lactec. Embora a microrrede real não tenha sido utilizada diretamente nos experimentos, suas características principais, como topologia, tipos de fontes e perfis de carga, serviram como referência para a modelagem e simulação. Vale destacar que o sistema simulado não representa fielmente a microrrede do laboratório, tratando-se de uma adaptação com fins acadêmicos e experimentais.

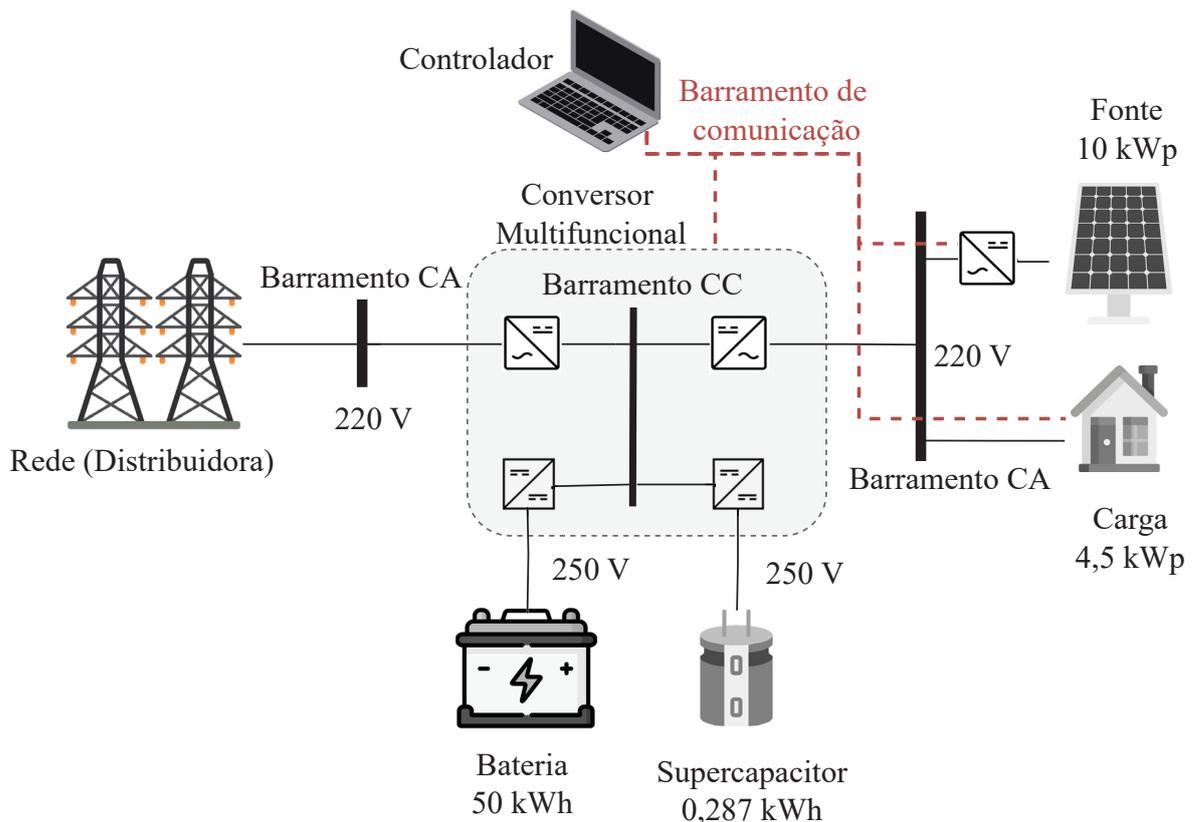
Com base nessa estrutura de referência, a microrrede considerada na simulação foi composta por diversos equipamentos essenciais para garantir o funcionamento integrado do sistema. Entre os principais componentes, destacam-se: um conversor multifuncional, responsável por permitir a integração de um barramento AC com um barramento DC, viabilizando, assim, a formação de uma microrrede híbrida AC/DC; uma fonte de emulação de energia fotovoltaica, com capacidade para fornecer até 10 kW de potência, simulando a geração de energia solar; uma carga eletrônica, que simula as demandas do sistema, com capacidade de consumir até 4,5 kW de potência; um banco de baterias estacionárias com capacidade de armazenamento de até 50 kWh¹, utilizado para armazenar a energia excedente gerada pelo painel fotovoltaico e fornecer energia quando a demanda excede a capacidade de geração; e um banco de supercapacitores com capacidade de 0,287 kWh, cuja função é fornecer energia de forma instantânea, atendendo aos picos de carga e às oscilações na geração solar.

A topologia adotada neste trabalho foi concebida para representar uma microrrede híbrida AC/DC com capacidade de operar de forma autônoma e conectada à rede. Essa configuração inclui componentes interligados estrategicamente para viabilizar o estudo de diferentes estratégias de controle e gerenciamento de energia. O banco de baterias e o banco de supercapacitores estão conectados ao barramento DC interno do conversor multifuncional, enquanto o emulador fotovoltaico e a carga elétrica estão conectados ao

¹A bateria utilizada na simulação possui 50 kWh, enquanto a do laboratório real tem capacidade de 12 kWh.

barramento AC. Além disso, a conexão com a rede externa é realizada por meio de um acoplamento isolado, utilizando um transformador, garantindo segurança e flexibilidade na operação do sistema. A Figura 5.1 apresenta um esquemático simplificado do laboratório, ilustrando a disposição e interligação entre os diversos componentes. As informações-chave dos componentes do laboratório, que serão utilizadas na modelagem dos algoritmos de controle, estão apresentadas na Tabela 5.1.

Figura 5.1: Estudo de caso



Fonte: Adaptado de Rodrigues et al. (2023)

Para realizar a simulação do estudo de caso, adotou-se uma curva de carga e uma curva de geração fotovoltaica como dados de entrada para o algoritmo de previsão do controle terciário. Essas curvas fazem o papel das curvas de potência do dia anterior. O período de amostragem é de 15 minutos, com o máximo de 96 amostras, o que corresponde a um dia completo. A curva de carga, que representa a demanda de energia do sistema, é apresentada na Figura 5.2, enquanto a curva de geração solar, que mostra a produção de energia fotovoltaica, é exibida na Figura 5.3. Essas curvas são utilizadas exclusivamente pelo controle terciário, responsável pelo planejamento do dia seguinte. Assim, o controle terciário emprega essas informações para otimizar o desempenho do sistema para as próximas 48 horas, ajustando a operação dos recursos conforme necessário.

Fonte de Emulação Fotovoltaica

Modelo: FCCT 100-100-iF45451

$$P_{PV}^{max} = 10kWp$$

Carga Eletrônica CA Trifásica

Modelo: CECAT 450-44-50-PFC45450

$$P_{load}^{max} = 4,5kW$$

Banco de Baterias Estacionária

Modelo das baterias individuais: HV4850, LFP Lithium Battery Module

Configuração do banco: 5 baterias em série, totalizando 50 kWh

$$P_{bat,ch}^{max} = P_{bat,dis}^{max} = 10kW \text{ e } \Delta_{P_{bat,var}}^{max} = 10kW$$

$$SOC_{bat}^{min} = 0,2 \text{ e } SOC_{bat}^{max} = 0,8$$

SOC inicial de 0,8

Banco de Supercapacitor

Modelo dos supercapacitores: LS Ultracapacitor 96.47 Wh, 96 F

Configuração do Módulo: Três capacitores em paralelo, totalizando 289,41 Wh

$$P_{sc,ch}^{max} = P_{sc,dis}^{max} = 10kW$$

$$\Delta_{P_{sc,var}}^{max} = 10, SOC_{sc}^{min} = 0,15 \text{ e } SOC_{sc}^{max} = 0,95$$

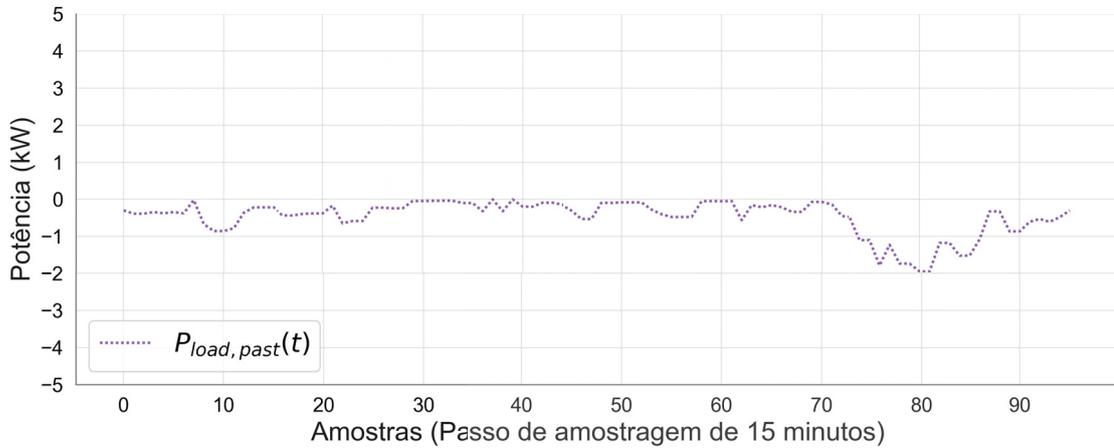
SOC inicial de 0,5

Conexão com a Rede Externa

$$P_{grid,imp}^{max} = P_{grid,exp}^{max} = 50kW \text{ e } \Delta_{P_{grid}}^{max} = 50kW$$

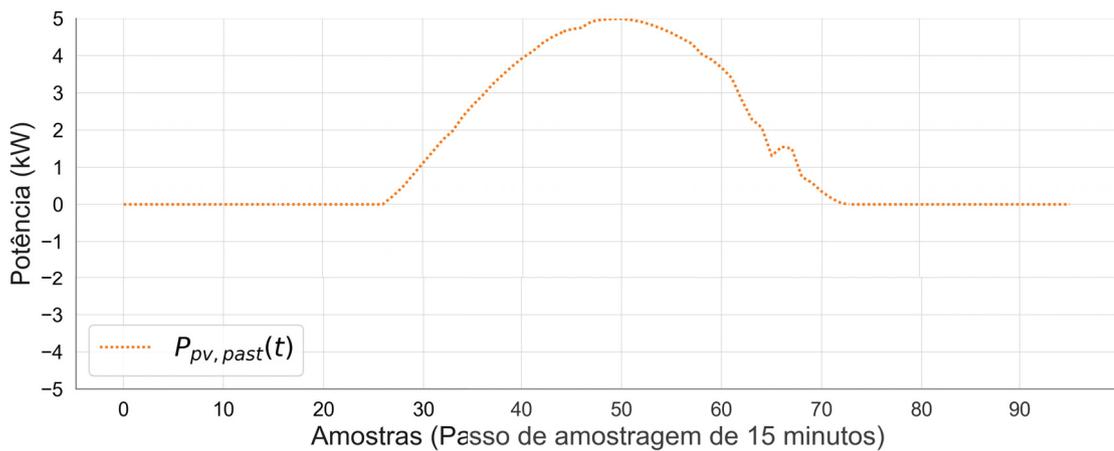
Tabela 5.1: Dados técnicos da MG do Lactec

Figura 5.2: Curva de carga do dia anterior



Fonte: O autor 2024

Figura 5.3: Curva de geração PV do dia anterior

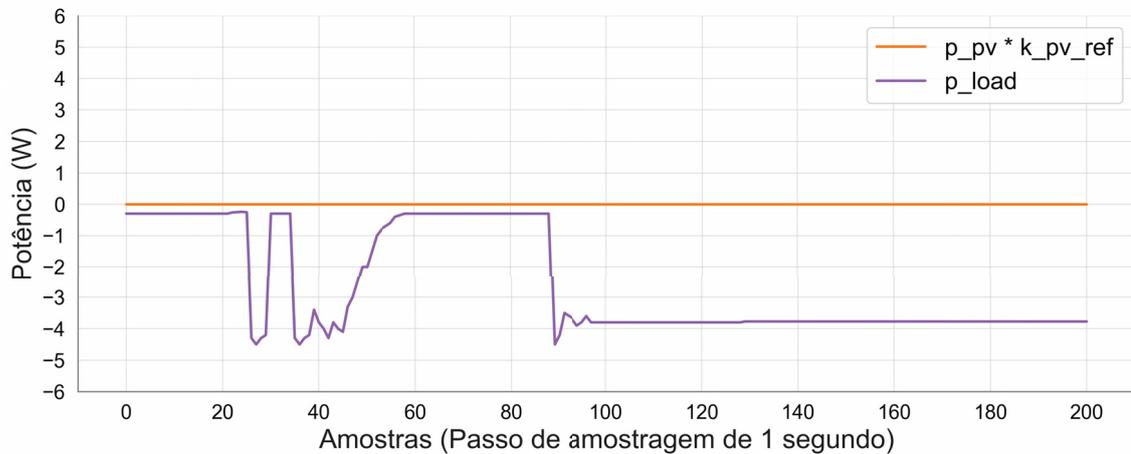


Fonte: O autor 2024

Após a primeira iteração do controle terciário, o controle secundário inicia seus ciclos de otimização, que se repetem a cada segundo ($t_s = 1$ s). Para avaliar o desempenho do controle secundário diante das variações de potência, serão analisadas as primeiras 200 amostras, correspondendo a 200 segundos de execução. Esse intervalo, equivalente a 3,3 minutos, está contido dentro de um ciclo de amostragem do controle terciário. Isso implica que, durante esse período de 3,3 minutos, as variações de potência são percebidas apenas pelo controle secundário. Assim, as curvas de potência para a carga e para a geração PV são apresentadas na Figura 5.4. Essas curvas simulam as medições reais que ocorreriam em intervalos de um segundo.

Com base nas curvas de potência fornecidas nas figuras 5.2 e 5.3, utilizadas pelo controle terciário para a previsão e otimização de longo prazo, e nos perfis de potência de

Figura 5.4: Perfil de Potência para Simulação do Controle Secundário



Fonte: O autor 2024

entrada para o controle secundário de curto prazo, apresentados na figura 5.4, passa-se agora à definição dos parâmetros necessários para a configuração do sistema de controle.

A Tabela 5.2 apresenta os parâmetros selecionados para a configuração do algoritmo de controle. Nela, estão especificados os parâmetros para os controles terciário e secundário, incluindo horizontes de previsão e controle, o passo de amostragem, os sinais de referência e os pesos para a função objetivo. Além disso, são definidos o estado inicial da microrrede, como o estado de carga e as potências, bem como os limites técnicos para as potências, SOCs e suas variações. Esses parâmetros são fundamentais, pois regem o comportamento da otimização, garantindo que as decisões tomadas estejam alinhadas tanto com as restrições operacionais da microrrede quanto com a importância relativa dos diferentes objetivos da OF.

Vale ressaltar que os parâmetros de peso para as funções objetivo dos controles terciário e secundário foram definidos por meio de testes experimentais, analisando o comportamento do sistema e ajustando-os conforme os objetivos do trabalho.

Para realizar a simulação da microrrede e permitir que o algoritmo de controle leia os estados da microrrede e envie sinais de controle, foi implementada uma simulação de uma microrrede básica utilizando um algoritmo desenvolvido em Python. Na simulação, a microrrede realiza a leitura dos sinais de potência da geração solar e da demanda a partir de um arquivo CSV. Com esses dados, o algoritmo calcula o balanço de potência para o instante atual, levando em consideração as potências lidas e respeitando as referências de potência da bateria e, no modo conectado, da rede elétrica.

Como as potências lidas do arquivo CSV podem ser diferentes das potências previstas pelo algoritmo de previsão, o sistema de controle da microrrede fecha o balanço de potência utilizando a potência do supercapacitor. Após o cálculo do balanço de

potência, o SOC da bateria e do supercapacitor é atualizado. Em seguida, os dados de leitura e os estados atuais da microrrede são enviados ao sistema de controle por meio do protocolo Modbus. Logo após, o sistema de controle lê esses sinais de entrada, realiza a otimização e envia novos sinais de controle, repetindo esse ciclo a cada passo de amostragem do controle secundário.

Com base nas explicações fornecidas, o próximo capítulo apresenta os resultados das simulações realizadas, abrangendo tanto o modo ilhado quanto o modo conectado.

Controle Terciário

N_p^{3th} : 192 (amostras), N_c^{3th} : 192 (amostras), t_s^{3th} : 15 minutos ou 0,25 hora

$$P_{grid,imp}^{ref} = 0, P_{grid,exp}^{ref} = 50, SOC_{bat}^{ref} = 0,8, k_{pv}^{ref} = 1$$

$$L_{bat} = -1000, U_{bat} = 1000, \epsilon_{bat} = 0,0001, \Delta_{P_{bat}}^{max,edge} = 0,25kW$$

Pesos para o modo conectado $\alpha_{k_{pv}}^{ref} = 10,$

$$\alpha_{bat}^{var} = 10, \alpha_{bat,var}^{max,edge} = 500, \alpha_{bat,soc}^{ref} = 1, \alpha_{bat}^{cost} = 1,$$

$$\alpha_{grid}^{var} = 0,1, \alpha_{grid}^{market} = 320$$

Pesos para o modo ilhado $\alpha_{k_{pv}}^{ref} = 100,$

$$\alpha_{bat}^{var} = 50, \alpha_{bat,var}^{max,edge} = 75, \alpha_{bat,soc}^{ref} = 100, \alpha_{bat}^{cost} = 0,001$$

Controle Secundário

N_p^{2th} : 15 (amostras), N_c^{2th} : 15 (amostras), t_s^{2th} : 1 segundo ou $2,78 \cdot 10^{-4}$ hora

$$SOC_{sc}^{ref} = 0,5$$

$$L_{bat} = -1000, U_{bat} = 1000, \epsilon_{bat} = 0,0001, \Delta_{P_{bat}}^{max,edge} = 0,25kW$$

$$L_{sc}^{edge} = -1000, U_{sc}^{edge} = 1000, \epsilon_{soc,sc}^{edge} = 0,0001, SOC_{sc}^{max,edge} = 0,85 e$$

$$SOC_{sc}^{min,edge} = 0,25$$

Pesos para o modo conectado:

$$\alpha_{k_{pv}}^{ref} = 1, \alpha_{k_{pv}}^{var} = 1,$$

$$\alpha_{bat}^{var} = 2, \alpha_{bat}^{ref} = 0,5, \alpha_{bat,var}^{max,edge} = 100,$$

$$\alpha_{sc,soc}^{ref} = 60, \alpha_{sc}^{var} = 0,01, \alpha_{sc,sc}^{lim,edge} = 1000$$

$$\alpha_{grid}^{ref} = 0,8, \alpha_{grid}^{var} = 0,005$$

Pesos para o modo ilhado:

$$\alpha_{k_{pv}}^{ref} = 1, \alpha_{k_{pv}}^{var} = 1,$$

$$\alpha_{bat}^{var} = 15, \alpha_{bat}^{ref} = 1, \alpha_{bat,var}^{max,edge} = 500,$$

$$\alpha_{sc,soc}^{ref} = 5, \alpha_{sc}^{var} = 0,0001, \alpha_{sc,soc}^{lim,edge} = 1000,$$

Tabela 5.2: Parâmetros de configuração para o Algoritmo de Controle

Capítulo 6

Resultados

O presente capítulo tem como objetivo apresentar as simulações realizadas utilizando a metodologia de controle proposta, que abrange os níveis de controle terciário e secundário. A primeira seção traz os resultados do controle terciário aplicado aos modos de operação ilhado e conectado. A segunda seção traz os resultados de simulação do controle terciário, também para os dois modos de operação.

6.1 Resultados de Simulação do Controle Terciário

Como discutido no Capítulo 4, o fluxo de otimização é composto pelas etapas de medição, previsão e otimização. Dessa forma, para apresentar os resultados do controle terciário no contexto do estudo de caso descrito no Capítulo 5, podemos assumir que, a partir das medições realizadas para o estado atual, o sistema de controle é capaz de realizar previsões para os sinais de geração PV e consumo de carga. E, com base nessas previsões, o sistema então procede para minimizar a função objetivo.

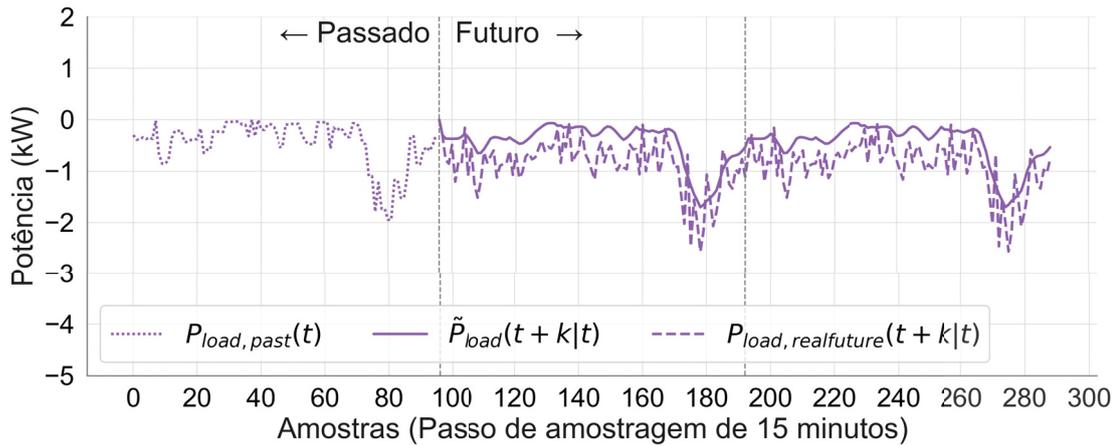
Nesta seção, é apresentada apenas a primeira iteração do controle terciário, ou seja, o planejamento realizado a partir de uma única execução do algoritmo de otimização, considerando as condições iniciais daquele instante. Na prática, esse processo é repetido a cada 15 minutos ao longo do dia, resultando em 96 iterações diárias. Os resultados da simulação completa, com o controle secundário seguindo o planejamento fornecido por todas essas iterações do controle terciário, serão apresentados na Seção 6.2.

6.1.1 Algoritmo de Previsão

Após a etapa de medição do estado atual do sistema, o algoritmo de controle preditivo inicia o processo de previsão dos sinais de entrada para a tomada de decisão. Essa etapa é fundamental para antecipar o comportamento futuro do sistema ao longo do horizonte de previsão N_p^{3th} . A Figura 6.1 apresenta a previsão da potência de carga,

enquanto a Figura 6.2 mostra a previsão da geração de energia solar. Ambas as previsões são realizadas com base nos dados históricos do dia anterior. A partir dessas informações, o modelo de previsão é utilizado para estimar os valores esperados de carga e geração para o dia seguinte. Para o segundo dia, assume-se uma repetição da previsão gerada para o primeiro dia, resultando em uma extensão direta do perfil previsto.

Figura 6.1: Comparação da Potência de Carga: Histórico vs Projeção

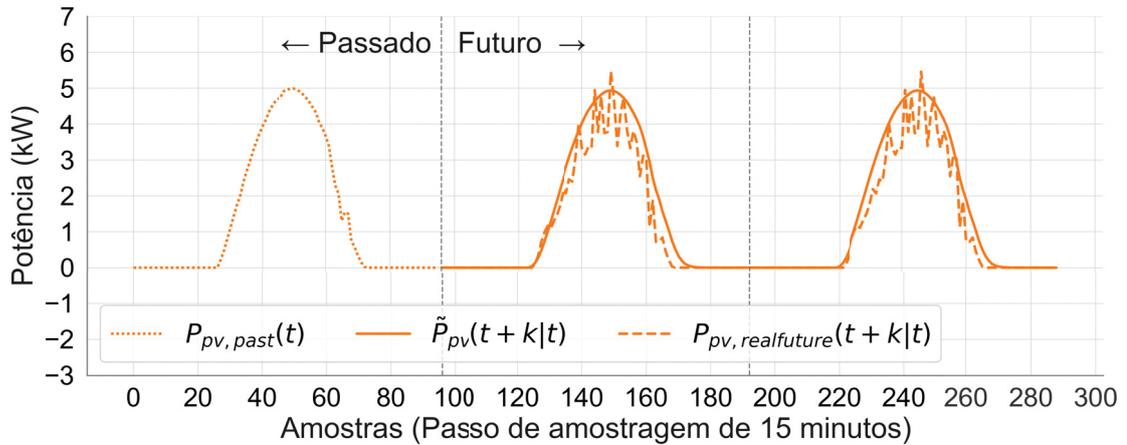


Fonte: O autor 2024

Como o algoritmo de previsão utilizado neste trabalho se baseia na média móvel ponderada, é possível observar o comportamento dessa média ao comparar a curva de previsão $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$ com a curva do histórico $P_{load,past}(t)$ do dia anterior. Percebe-se que, devido à ausência de um modelo mais detalhado do perfil da carga, a previsão tende a refletir o comportamento das últimas 24 horas. No entanto, como o modelo MPC adota a dinâmica de horizonte deslizante, a cada novo período de amostragem é gerada uma previsão atualizada, ajustada conforme o estado atual do sistema.

O mesmo se aplica à previsão da geração fotovoltaica (PV). Percebe-se que $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$, a previsão de potência para o futuro, se assemelha à curva de $P_{pv,past}(t)$, que representa a geração solar do dia anterior. No entanto, há pouca semelhança com a curva futura real $P_{pv,real,future}(t+k|t)$, que é a geração solar de fato observada. Esse comportamento era esperado, uma vez que a previsão foi realizada utilizando um modelo de média móvel ponderada, que considera apenas os valores passados de geração de energia. Esse modelo não leva em conta fatores externos como temperatura, umidade ou radiação solar, que são determinantes para uma previsão mais precisa da geração fotovoltaica. Sem esses parâmetros adicionais, a previsão tende a replicar o comportamento da geração solar dos últimos dias, sem refletir as variações que podem ocorrer em função de mudanças climáticas e outras condições variáveis.

Figura 6.2: Comparação da Potência da Fonte PV: Histórico vs Projeção



Fonte: O autor 2024

Apesar das limitações observadas na previsão da geração fotovoltaica, é importante destacar que esse modelo foi escolhido por sua simplicidade e rapidez de desenvolvimento. O objetivo principal deste trabalho não é desenvolver um algoritmo avançado de previsão, mas sim focar no desenvolvimento e na avaliação do MPC. Assim, a previsão utilizada, ainda que não altamente precisa, é suficiente para permitir a implementação e a análise do controlador proposto, garantindo a viabilidade do estudo sem comprometer sua aplicabilidade.

6.1.2 Resultado de Otimização

Após a realização das previsões dos sinais de entrada $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$ e $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$, o sistema de controle está pronto para incorporá-los na função de balanço de potência e iniciar a minimização da função objetivo. Dessa forma, os resultados de simulação serão apresentados inicialmente para o modo ilhado, seguido dos resultados para o modo conectado à rede externa.

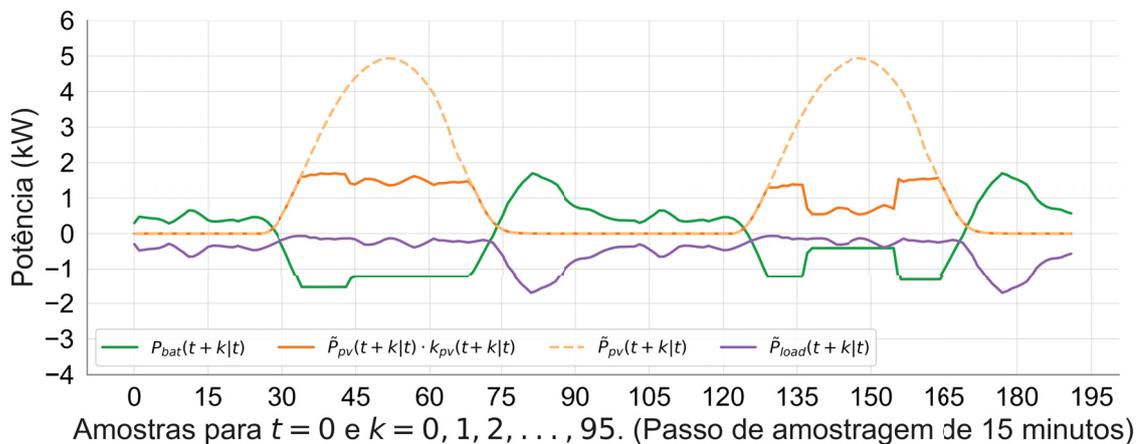
Modo ilhado

A Figura 6.3 ilustra os resultados da otimização do controle terciário no modo ilhado para o perfil de potência de cada equipamento da microrrede. Observa-se, primeiramente, que quando a geração fotovoltaica $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$ está ausente, ou seja, até a amostra para $k = 25$, a potência da carga $\tilde{P}_{load}(t+k|t)$ é suprida exclusivamente pela potência da bateria $P_{bat}(t+k|t)$. Isso indica que, na ausência de geração solar, a bateria assume a responsabilidade de alimentar a carga. A partir de $k \geq 28$, a geração fotovoltaica $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$ começa a ser maior que zero, e o sistema de controle passa a

utilizar essa potência para alimentar a carga e, ao mesmo tempo, carregar a bateria. Esse comportamento é esperado, uma vez que o algoritmo de otimização prioriza o uso da energia solar disponível, otimizando o uso dos recursos. Esse processo continua até $k \leq 77$, quando a geração fotovoltaica se torna novamente nula. Nesse ponto, a bateria retoma a responsabilidade de fornecer potência para a carga.

Além disso, é possível observar o comportamento da redução da potência da geração fotovoltaica ao comparar as curvas $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$ (geração fotovoltaica prevista) com $\tilde{P}_{pv}(t+k|t) \cdot k_{pv}(t+k|t)$ (geração fotovoltaica multiplicada pelo fator de redução, $k_{pv}(t+k|t)$). Isso reflete o quanto a potência disponível pela geração solar é reduzida, ou seja, indica o quanto a microrrede não consegue aproveitar. A utilização dessa potência disponível depende, entre outros fatores, do consumo da carga e da capacidade de armazenamento da bateria. Em outras palavras, quando a carga consome mais e a bateria tem capacidade suficiente para absorver toda a energia gerada, um maior aproveitamento da geração fotovoltaica pode ser alcançado.

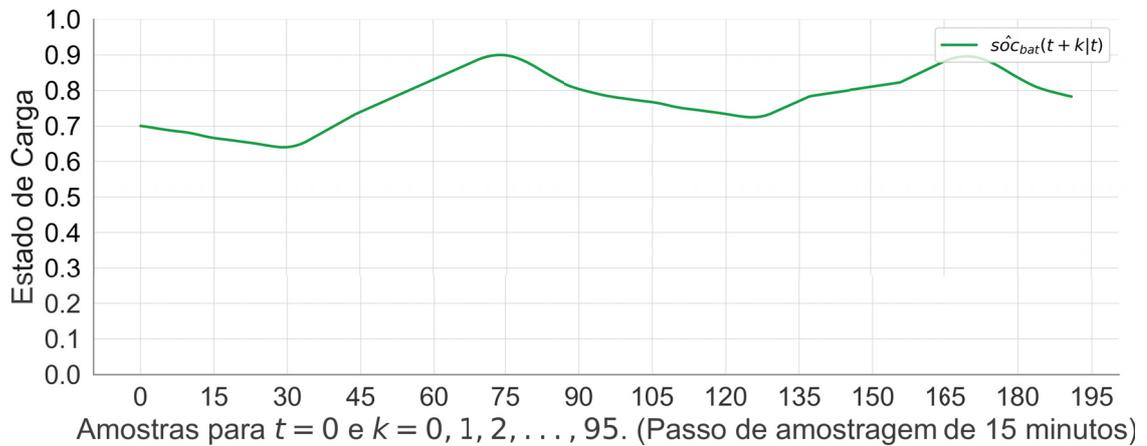
Figura 6.3: Perfil de Potência em Modo Ilhado - Terciário



Fonte: O autor 2024

Ao analisar a Figura 6.4, podemos observar o comportamento do SOC da bateria ao longo do tempo. Quando o SOC se aproxima de seu limite superior, a bateria atinge sua capacidade máxima de carga, o que limita sua capacidade de armazenar mais energia. Esse comportamento pode ser comparado com o que é mostrado na Figura 6.3, onde a redução no aproveitamento da energia solar é evidente. A partir de $k > 75$, o SOC da bateria atinge níveis altos, o que significa que a maior parte da potência solar gerada não pode ser utilizada para carregar a bateria, já que ela está cheia. Como resultado, a energia fotovoltaica disponível é menos aproveitada, sendo redirecionada para a carga ou simplesmente não sendo utilizada, o que diminui a eficiência do sistema fotovoltaico.

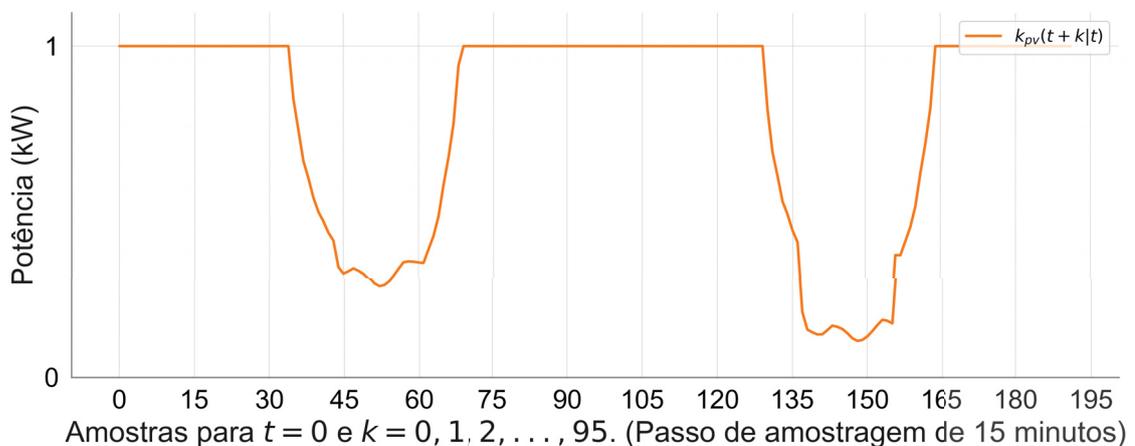
Figura 6.4: Perfil do SOC da Bateria em Modo Ilhado - Terciário



Fonte: O autor 2024

A Figura 6.5 apresenta os valores do fator de redução $k_{pv}(t + k|t)$, o qual é responsável por modelar a diminuição na geração fotovoltaica observada na Figura 6.3. Esse fator de redução reflete como a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é ajustada ao longo do tempo, levando em consideração o comportamento da microrrede, como o SOC e o consumo de energia da carga. Quando o SOC da bateria atinge níveis altos, como mostrado na Figura 6.4, o fator $k_{pv}(t + k|t)$ se aproxima de valores baixos, indicando que uma maior parte da geração fotovoltaica não pode ser armazenada pela bateria e, portanto, não é aproveitada. Assim, o fator $k_{pv}(t + k|t)$ ajuda a ajustar a quantidade de energia solar que realmente pode ser utilizada para abastecer a carga ou carregar a bateria, refletindo a eficiência do aproveitamento da geração solar.

Figura 6.5: Perfil do Fator de Redução k_{pv} em Modo Ilhado - Terciário

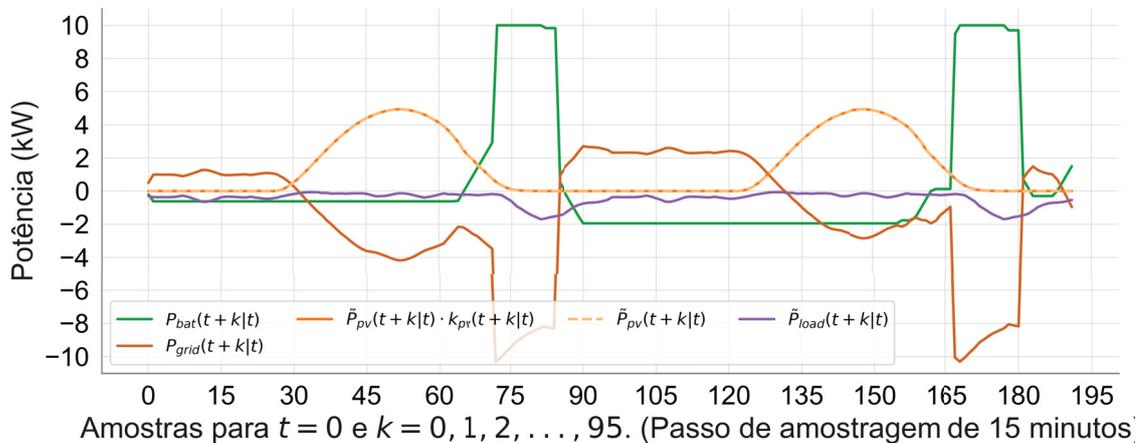


Fonte: O autor 2024

Modo conectado

Nesta seção, serão apresentados os resultados de simulação do estudo de caso com a microrrede operando em modo conectado à rede externa. A Figura 6.6 ilustra os perfis de potência dos componentes que fazem parte da microrrede. Diferentemente do caso em modo ilhado, agora é possível observar a contribuição da rede externa. Antes de $k = 25$, a rede externa está responsável por fornecer potência à carga e, simultaneamente, carregar a bateria. Nos intervalos de tempo entre $28 \leq k \leq 75$, quando a geração fotovoltaica está presente, toda a potência solar gerada é aproveitada de forma otimizada, sendo utilizada para alimentar a carga, carregar a bateria e até mesmo exportada para a rede externa. No entanto, à medida que a potência gerada pela fonte PV diminui, especialmente entre as amostras de $k = 75$ e $k = 90$, observa-se que, além da energia proveniente da rede externa, a bateria também é utilizada para alimentar a carga. Esse comportamento ocorre devido ao aumento do consumo da carga nesse intervalo de tempo, como mostrado na Figura 6.9. Durante esse período, o custo da energia da rede externa é mais alto, o que leva à utilização da energia armazenada na bateria como uma estratégia para minimizar o custo de operação da microrrede.

Figura 6.6: Perfil de Potência em Modo Conectado - Terciário

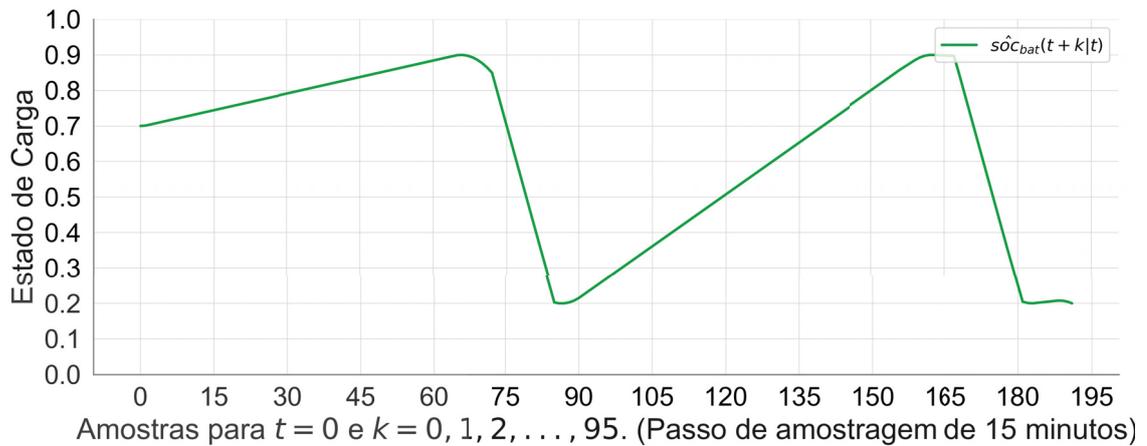


Fonte: O autor 2024

A Figura 6.7 apresenta o perfil do SOC da bateria, demonstrando que a bateria foi carregada de forma gradual nos momentos em que o custo da energia era mais acessível e também durante a presença da geração fotovoltaica. Quando o preço da energia aumentou, a microrrede passou a utilizar mais a potência armazenada na bateria, tanto para alimentar a carga quanto para exportar energia para a rede externa.

É importante observar também, na Figura 6.6, que toda a potência disponível da fonte fotovoltaica foi aproveitada, uma vez que as curvas $\tilde{P}_{pv}(t+k|t)$ e $\tilde{P}_{pv}(t+k|t) \cdot k_{pv}(t+k|t)$ coincidem completamente. Isso indica que o fator de redução $k_{pv}(t+k|t)$

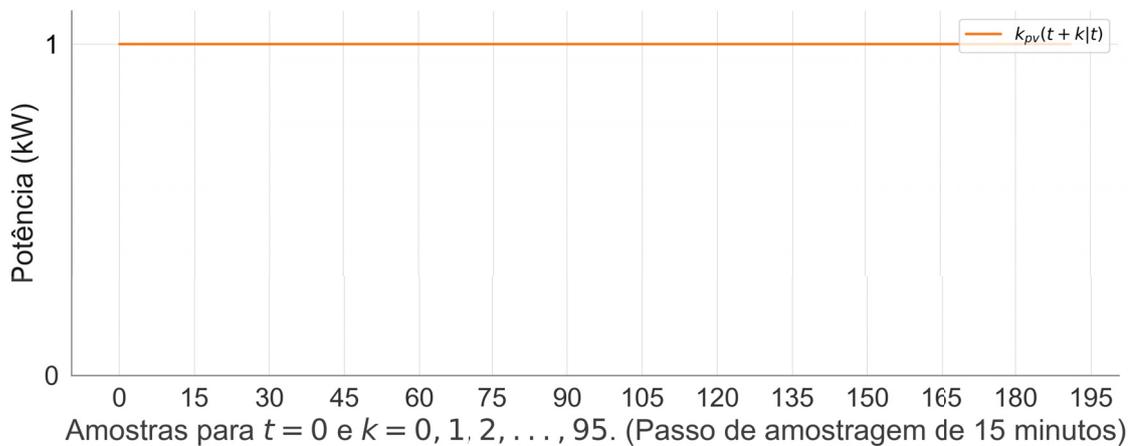
Figura 6.7: Perfil do SOC da Bateria em Modo Conectado - Terciário



Fonte: O autor 2024

manteve valor igual a um durante todo o período de tempo k , como pode ser verificado na Figura 6.8.

Figura 6.8: Perfil do Fator de Redução k_{pv} em Modo Conectado - Terciário

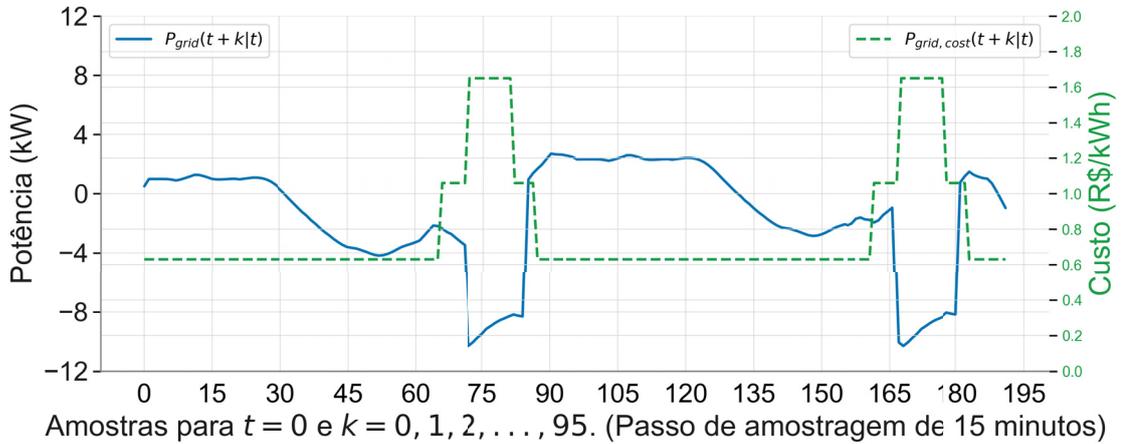


Fonte: O autor 2024

Para analisar o comportamento da potência da rede externa em conjunto com as tarifas de energia, a Figura 6.9 apresenta as curvas de potência fornecida pela rede e o valor da tarifa de energia para cada instante. Observa-se que, antes da amostra 30, o perfil da potência da rede segue o perfil da carga, uma vez que a rede externa está suprindo totalmente a demanda de potência. Entre as amostras 30 e 65, o perfil de potência da rede reflete principalmente a geração solar, pois, nesse intervalo, a maior parte da potência solar gerada é exportada para a rede. Após a amostra 65, ocorre um aumento na exportação de potência para a rede devido ao aumento do valor da tarifa de energia. Esse comportamento indica que o sistema passa a priorizar a venda de energia

excedente, uma vez que se torna mais vantajoso economicamente exportar para a rede durante os períodos de maior tarifa.

Figura 6.9: Perfil de P_{grid} e $P_{grid, cost}$ em Modo Conectado - Terciário



Fonte: O autor 2024

6.2 Resultados de Simulação do Controle Secundário para 200 Amostras

Esta seção apresenta os resultados obtidos a partir do controle secundário, com o objetivo principal de analisar o comportamento da potência da bateria e do supercapacitor frente às variações de potência na carga. No controle secundário, foi incorporado o supercapacitor, o qual não era considerado no controle terciário. Essa inclusão permite uma melhor resposta dinâmica às flutuações de carga, otimizando o gerenciamento da potência. Para realizar essa análise de forma detalhada, a seção está dividida em duas partes: uma para o modo ilhado e outra para o modo conectado.

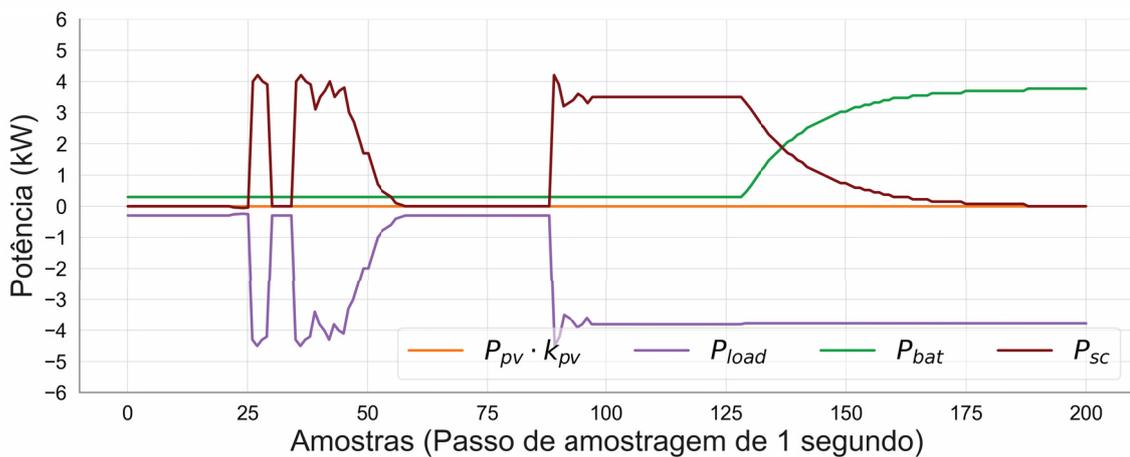
Modo Ilhado para 200 amostras

Os resultados da simulação para o controle secundário da microrrede em modo ilhado indicam o comportamento da potência dos diferentes componentes do sistema, bem como o estado de carga da bateria e do supercapacitor. Sendo assim, ao analisar a Figura 6.10, é possível observar os perfis de potência da carga, da bateria, do supercapacitor e da geração solar. Inicialmente, entre $k = 0$ e $k = 20$, a potência fornecida para a carga provém exclusivamente da bateria, uma vez que nesse intervalo não há variações significativas na demanda da carga. Entre $k = 20$ e $k = 60$, observam-se duas variações abruptas na potência da carga, com a primeira variação de curta duração e ambas atingindo valores

elevados, variando entre -0,25 kW e -4,50 kW. Frente a essas flutuações, o algoritmo mantém a potência fornecida pela bateria constante, enquanto as variações são atendidas exclusivamente pelo supercapacitor. Isso ocorre porque o peso α_{sc}^{var} associado à variação de potência na parcela do supercapacitor na função objetivo é muito menor em comparação à penalidade associada à bateria α_{bat}^{var} . Como resultado, o algoritmo prioriza o uso do supercapacitor para responder rapidamente a essas variações, evitando penalizações maiores que seriam geradas pelo uso da bateria.

Logo após, na amostra $k = 90$, ocorre uma alteração na potência da carga de -0,25 kW para -3,8 kW, com um pico de -4,50 kW. O supercapacitor é acionado para atender a essa variação na demanda. No entanto, em $k = 130$, o algoritmo inicia a transição para a bateria, que passa a fornecer a energia necessária para manter a carga de -3,77 kW. Essa transição ocorre devido à limitação da densidade de energia do supercapacitor, que não consegue sustentar essa carga por um período prolongado. O SOC do supercapacitor se aproxima do limite inferior de 0,25, conforme mostrado na Figura 6.11. Esse momento de transição é claramente visível, com a potência fornecida pela bateria assumindo a carga de forma gradual e suave (Figura 6.10), enquanto o SOC do supercapacitor se estabiliza próximo de 0,25. O comportamento suave da bateria ao assumir a potência da carga está diretamente relacionado com as parcelas $J_{bat,ch}^{var}$, $J_{bat,dis}^{var}$, $J_{bat,ch}^{var}$ e $J_{bat,var}^{max,edge}$, as quais visam minimizar as variações de potência na bateria e penalizar variações abruptas, garantindo uma transição mais suave.

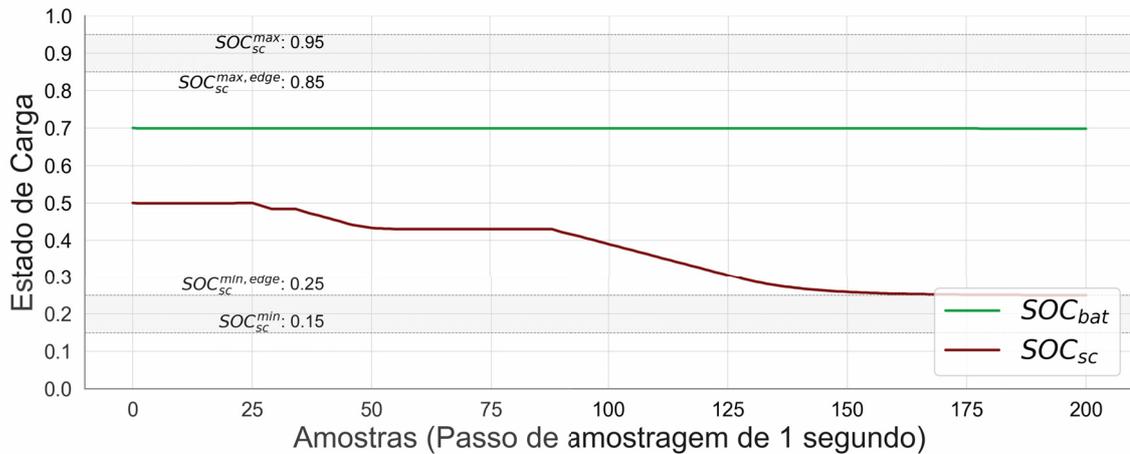
Figura 6.10: Perfil de Potência em Modo Ilhado - Secundário



Fonte: O autor 2024

O SOC do supercapacitor, conforme ilustrado na Figura 6.11, manteve-se dentro dos limites de borda definidos, $SOC_{sc}^{min,edge}$ e $SOC_{sc}^{max,edge}$. Esse controle foi essencial para evitar a ocorrência de problemas de otimização ineficazes. Quando se limita o SOC apenas aos limites físicos, SOC_{sc}^{min} e SOC_{sc}^{max} , que correspondem aos valores máximos e

Figura 6.11: Perfil do SOC em Modo Ilhado - Secundário



Fonte: O autor 2024

mínimos possíveis para a variável $SOC_{sc}(t+k|t)$, o algoritmo pode se tornar suscetível a variações rápidas provenientes da microrrede. Essas variações poderiam fazer com que o SOC ultrapassasse esses limites, resultando em uma situação irrealizável no problema de otimização. A implementação dos limites de borda, portanto, protege o algoritmo de situações como essas, assegurando a viabilidade do processo de otimização.

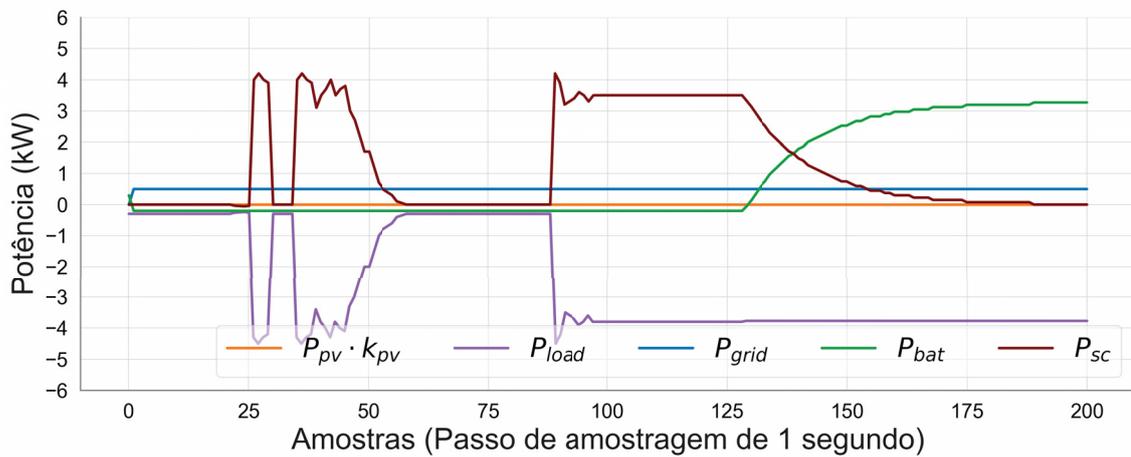
Modo Conectado para 200 amostras

Os resultados da simulação para o controle secundário da microrrede em modo conectado evidenciam o comportamento da potência nos diferentes componentes do sistema, incluindo a carga, a bateria, o supercapacitor, a geração solar e agora a potência da rede externa. Ao analisar a Figura 6.12, observa-se que o comportamento da potência da carga foi exatamente o mesmo observado no modo ilhado. No entanto, entre $k = 0$ e $k = 20$, a potência fornecida para a carga é proveniente principalmente da rede externa, já que a demanda da carga permanece estável nesse intervalo e o algoritmo decidiu não utilizar a bateria. Entre $k = 20$ e $k = 60$, ocorreram as flutuações acentuadas na potência da carga, ambas variando de $-0,25$ kW a $-4,50$ kW. Nesse cenário, o algoritmo mantém a potência fornecida pela rede constante, enquanto as variações são compensadas pelo supercapacitor. Nota-se, nesse ponto, que a microrrede, conectada à rede elétrica, aproveita sua capacidade de fornecer energia, minimizando a necessidade de acionar a bateria. O supercapacitor, com um peso muito baixo de α_{sc}^{var} para variações de potência, é utilizado para responder rapidamente às flutuações, evitando o uso da bateria e as penalidades associadas às variações bruscas. Portanto, observa-se que o algoritmo prioriza a utilização da rede externa e do supercapacitor quando operando em modo

conectado. Esse comportamento está diretamente relacionado com os pesos escolhidos para a função objetivo.

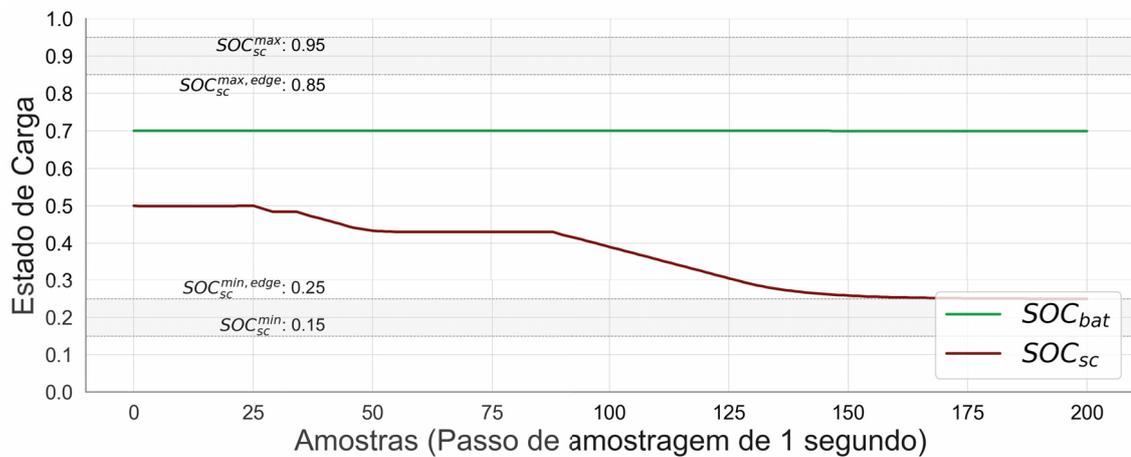
Na amostra $k = 90$, a potência da carga varia de $-0,25$ kW para $-3,8$ kW, atingindo o pico $-4,50$ kW. Para atender a essa mudança na demanda, o supercapacitor é acionado para fornecer potência. A partir de $k = 130$, observa-se que a bateria passa a assumir a maior parte da carga, enquanto a potência fornecida pela rede externa se mantém praticamente constante. Esse comportamento reflete a estratégia do algoritmo, que utiliza o supercapacitor para atender transições rápidas e, em seguida, prioriza o uso da bateria para suprir a demanda, com o objetivo de evitar a compra de energia da rede e, assim, reduzir os custos operacionais.

Figura 6.12: Perfil de Potência em Modo Conectado - Secundário



Fonte: O autor 2024

Figura 6.13: Perfil do SOC em Modo Conectado - Secundário



Fonte: O autor 2024

No modo conectado, o SOC do supercapacitor também se manteve dentro dos limites de borda definidos, $SOC_{sc}^{min,edge}$ e $SOC_{sc}^{max,edge}$, como ilustrado na Figura 6.13.

6.3 Resultados de Simulação do Controle Secundário para Um Dia

Nesta última seção, são realizadas simulações do controle secundário ao longo de um dia completo, totalizando em 86.000 iterações. Durante esse período, o controle terciário fornece novas referências a cada 15 minutos, de modo que o controle secundário deve se adaptar dinamicamente a essas atualizações. A análise tem como objetivo avaliar o desempenho global do controle secundário ao longo do dia, levando em conta as mudanças nas condições operacionais e as atualizações periódicas das referências.

Além disso, é interessante analisar o comportamento da potência ativa e do estado de carga da bateria ao longo do dia em comparação com o planejamento inicial fornecido pela primeira iteração do controle terciário. Essa comparação permite identificar como as condições reais se desviam das previsões iniciais e avaliar os acertos, ajustes e eventuais erros do primeiro planejamento.

Modo Ilhado para Um Dia Completo

A Figura 6.14 apresenta os perfis de potência ativa ao longo de um dia de operação no modo ilhado. São exibidas as potências da carga, da geração fotovoltaica, da bateria e do supercapacitor.

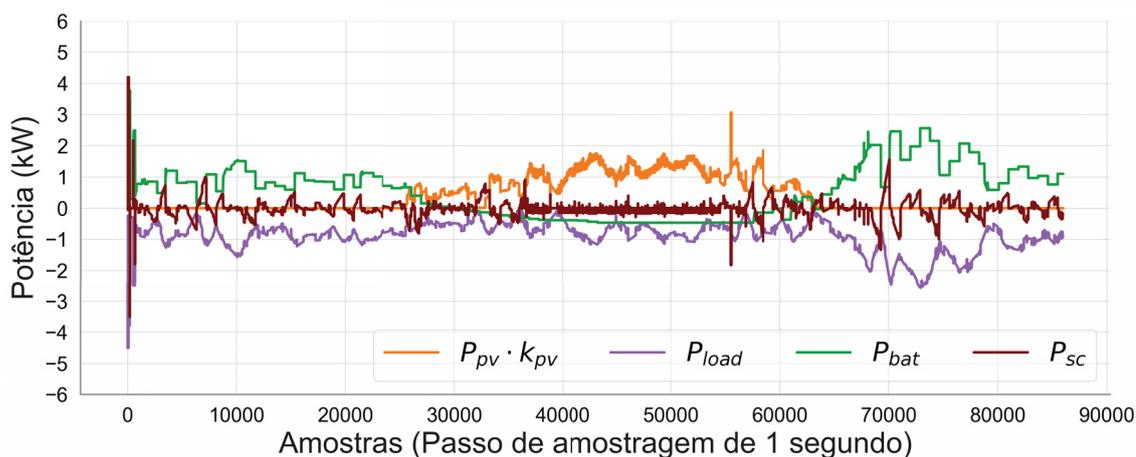
Nos instantes iniciais, observam-se picos de potência tanto na carga quanto no supercapacitor. Essas variações foram propositalmente inseridas para a realização das análises da seção anterior e, por esse motivo, aparecem como picos isolados. Nesta seção, no entanto, o foco está na avaliação do comportamento do sistema ao longo de todo o dia de simulação.

Durante os períodos em que não há geração solar, nota-se que a bateria é responsável por suprir a maior parte da demanda de potência, enquanto o supercapacitor atua principalmente para atender variações rápidas da carga. Isso evidencia que a potência fornecida pela bateria apresenta menor variabilidade, alinhando-se ao seu papel de fonte de energia contínua. Esse comportamento inicial se assemelha ao planejamento da primeira iteração do controle terciário, apresentado na Figura 6.3, em que a bateria assume integralmente a demanda devido à ausência de outras fontes.

Nos intervalos em que há disponibilidade de geração solar, observa-se que a potência utilizada da fonte fotovoltaica, dada por $P_p v \cdot K_p v$, mantém valores em torno de

1,6 kW, similar ao previsto na Figura 6.3. Contudo, ao longo da simulação, a geração fotovoltaica apresenta maior variabilidade em relação à potência prevista. Essa variação foi inserida intencionalmente com o objetivo de avaliar a atuação do supercapacitor frente às oscilações rápidas na geração, permitindo testar sua resposta dinâmica sob condições de variação acentuada não previstas pelo modelo de previsão.

Figura 6.14: Perfil de Potência em Modo Ilhado - Secundário



Fonte: O autor 2024

A Figura 6.15 apresenta a evolução do estado de carga (SOC) da bateria e do supercapacitor ao longo do dia, durante a operação em modo ilhado. Ao comparar com o SOC da bateria no primeiro dia da Figura 6.4, observa-se que, nesta simulação, a bateria não alcança o mesmo nível de carregamento previsto inicialmente, indicando uma divergência em relação ao planejamento feito na primeira iteração do controle terciário.

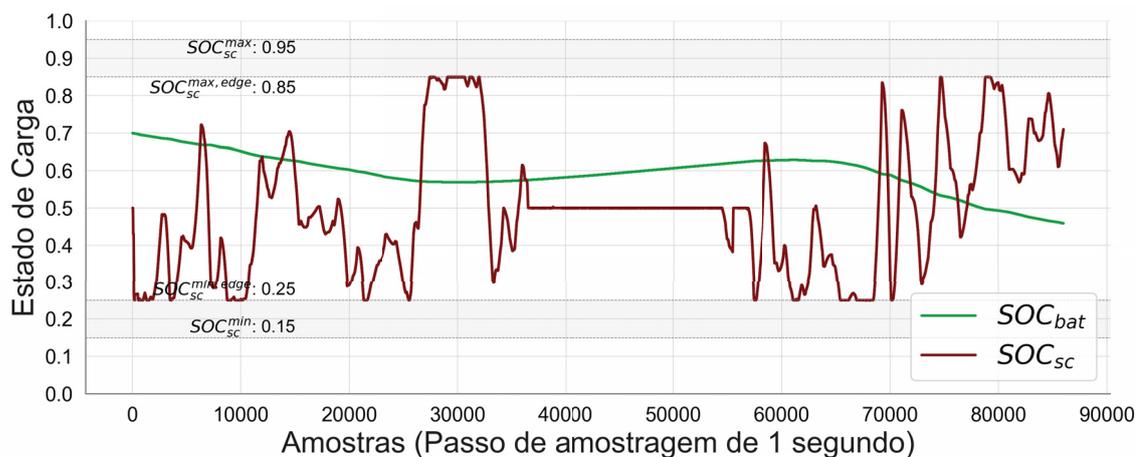
Destaca-se, ainda, o comportamento do SOC do supercapacitor, que tende a retornar ao valor de referência de 50% ao longo do tempo. Essa ação é resultado da influência do termo $J_{sc,soc}^{ref}$ na função objetivo do controle, o qual é responsável por penalizar desvios em relação ao valor ideal de SOC. Com isso, o algoritmo é incentivado a manter o supercapacitor próximo ao seu ponto de operação ótimo, favorecendo a prontidão para responder a variações rápidas de potência.

Modo Conectado para Um Dia Completo

A Figura 6.16 apresenta os perfis de potência ativa ao longo de um dia de operação no modo conectado. São exibidas as potências da carga, da geração fotovoltaica, da bateria, do supercapacitor e, neste caso, também da rede externa.

Os picos de potência observados nos instantes iniciais foram inseridos intencionalmente com o objetivo de possibilitar as análises discutidas nas seções anteriores.

Figura 6.15: Perfil do SOC em modo Ilhado - Secundário



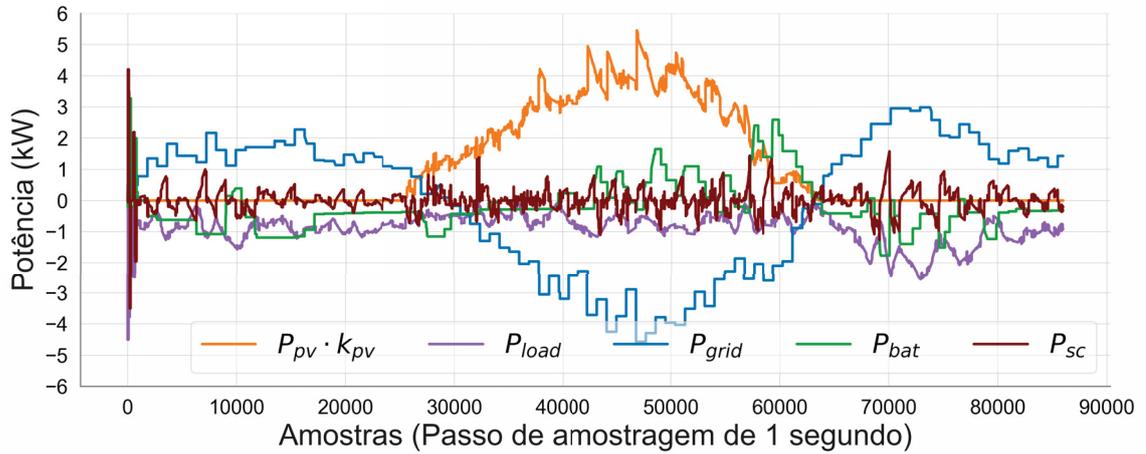
Fonte: O autor 2024

Observa-se na Figura 6.16 que, com a presença da rede externa, a bateria é carregada nos instantes iniciais. Esse comportamento também pode ser verificado no perfil de SOC apresentado na Figura 6.17. Nesta simulação, a rede externa permite um melhor aproveitamento da geração fotovoltaica, pois o algoritmo tem a opção de exportar o excedente de energia para a rede.

Ao comparar com o planejamento da primeira iteração do controle terciário, nota-se que, nos instantes iniciais, em que a bateria é carregada com apoio da rede externa, antes mesmo da disponibilidade de geração solar, o comportamento do controle secundário apresenta forte semelhança com a previsão do controle terciário. Posteriormente, quando a geração fotovoltaica se torna disponível, observa-se também uma boa correspondência no aproveitamento dessa energia. No entanto, durante o período de tarifas elevadas, o controle terciário havia planejado uma maior exportação de potência para a rede externa, o que não se concretizou na execução do controle secundário.

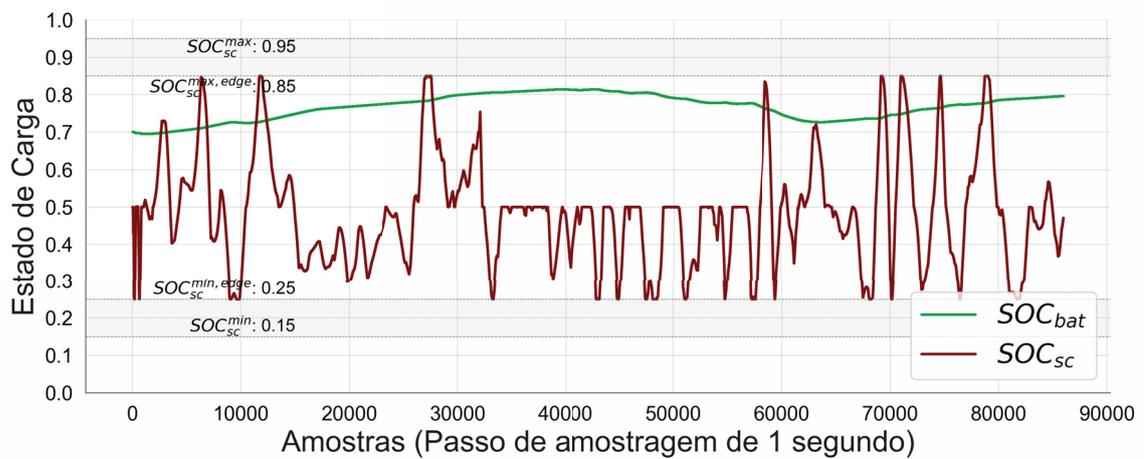
Destaca-se, ainda, o comportamento do SOC do supercapacitor na Figura 6.17, que tende a retornar ao valor de referência de 50% com maior frequência em comparação ao modo ilhado. Esse comportamento é favorecido pela presença da rede externa, que oferece maior flexibilidade operacional e permite ao algoritmo manter o supercapacitor próximo ao seu ponto de operação ideal.

Figura 6.16: Perfil de Potência em Modo Conectado - Secundário



Fonte: O autor 2024

Figura 6.17: Perfil do SOC em modo Conectado - Secundário



Fonte: O autor 2024

Capítulo 7

Conclusão

Com base nos resultados obtidos, pode-se concluir que o algoritmo de controle proposto, utilizando a técnica MILP, demonstrou eficiência na gestão da potência da microrrede, otimização dos recursos disponíveis e bom desempenho em ambos os níveis de controle. A técnica MILP provou ser adequada para o gerenciamento da microrrede, tanto em regime conectado quanto desconectado à rede elétrica. O algoritmo conseguiu gerenciar adequadamente os diferentes componentes do sistema, atendendo às flutuações de carga e maximizando o aproveitamento da geração fotovoltaica, com o supercapacitor sendo utilizado adequadamente no controle secundário. Portanto, a técnica MILP mostrou-se adequada ao realizar o gerenciamento de potência com microrredes que contam com supercapacitores.

No controle terciário, o algoritmo demonstrou uma gestão eficiente dos dispositivos da microrrede. No modo ilhado, ele prioriza o aproveitamento máximo da potência da fonte PV para suprir a carga e carregar a bateria. Quando o SOC da bateria atinge seu limite superior, o algoritmo ajusta a operação, reduzindo a potência injetada pela fonte PV. Já no modo conectado, o algoritmo utilizou a potência PV de maneira mais proveitosa, pois, além de abastecer a carga, também era possível injetar energia na rede externa. Nesse cenário, a potência da bateria se manteve mais constante, alinhando-se aos objetivos do trabalho.

No controle secundário, o algoritmo fez uso eficiente do supercapacitor, aproveitando sua alta capacidade de resposta para lidar com variações rápidas de potência, enquanto a bateria, com maior densidade de energia, forneceu energia de forma estável e contínua. O algoritmo também mostrou-se capaz de ajustar suavemente a potência da bateria para atender à demanda de carga, especialmente quando o supercapacitor chegou próximo ao limite inferior de carga. Além disso, ele manteve o supercapacitor próximo de 50% de SOC, garantindo sua prontidão para absorver ou fornecer potência rapidamente quando necessário.

Esses resultados demonstram que o sistema é adaptável, otimizando o uso dos recursos disponíveis da microrrede e mantendo o fornecimento de energia, mesmo diante de cargas variáveis. A combinação do controle terciário, com seu planejamento para o dia seguinte, e do controle secundário, que proporciona uma resposta rápida, garante a operação eficiente e o gerenciamento inteligente do armazenamento de energia.

Como perspectiva futura, recomenda-se a implementação do sistema de controle no laboratório do Lactec, permitindo a validação prática dos resultados obtidos na simulação. Além disso, uma possível melhoria seria a normalização das funções objetivo, de modo que seus valores variem entre zero e um, garantindo uma comparação mais consistente entre elas. Também seria importante assegurar que todas as parcelas da função objetivo possuam a mesma unidade de medida, o que possibilitaria uma análise mais coerente dos pesos atribuídos a cada parcela no processo de otimização. Outro aprimoramento seria a incorporação de um algoritmo de previsão no nível terciário, tanto para a carga quanto para a geração, envolvendo uma modelagem mais completa do sistema. Essa mudança permitiria uma previsão mais precisa e robusta das variáveis de interesse. Além disso, seria interessante melhorar o controle secundário, incorporando uma previsão que considere uma transição entre o valor medido e o próximo valor previsto na camada terciária, aprimorando a resposta do sistema.

Referências Bibliográficas

- ABRADEE (2019). Módulo 1 - a industria de energia elétrica. *Publicações ABRADEE*, page 32.
- Ahmad, S., Shafiullah, M., Ahamed, C. B., and Alowaifeer, M. (2023). A review of microgrid energy management and control strategies. *IEEE Access*, 11:21729 – 21757.
- Andrade, F. d., Castilha, M., and Bonatto, B. (2020). *Basic Tutorial on Simulation of Microgrids Control Using MATLAB and Simulink Software*. Springer.
- ANEEL (2023a). <https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>. Acessado em 17/06/2023.
- ANEEL (2023b). Resolução normativa ANEEL nº1.059.
- Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*.
- Bordons, C., Garcia-Torres, F., and Ridao, M. A. (2020). *Model Predictive Control of Microgrids*. Springer.
- Burke, A. (2000). Ultracapacitors: why, how, and where is the technology. *Journal of Power Sources*, 91:37–50.
- Camacho, E. F. and Bordons, C. (2007). *Model Predictive Control*. Springer.
- Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B., and Hu, G. (2010). Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. *ET Renewable Power Generation*, 5(3):258–267.
- Chen, S., Yang, Q., Zhou, J., and Chen, X. (2021). A model predictive control method for hybrid energy storage systems. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 7(2):329 – 338.
- Cominesi, S. R., Farina, M., Giulioni, L., Picasso, B., and Scattolini, R. (2018). A two-layer stochastic model predictive control scheme for microgrids. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 26(1):1–13.

- eia (2023). Renewable energy explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/>. Acessado em 17/06/2023.
- energy (2023). Renewable energy. <https://www.energy.gov/eere/renewable-energy>. Acessado em 17/06/2023.
- EPE (2019). Sistemas de armazenamento em baterias. *epe*.
- Fabre, Y. F. (2023). Estudo da viabilidade de associação de supercapacitores com baterias de chumbo ácido para uso em microrredes. *Dissertação de Mestrado*, page 82.
- Farrokhabadi, M., Cañizares, C. A., Simpson-Porco, J. W., Nasr, E., Fan, L., and Mendoza-Araya, P. A. (2020). Microgrid stability definitions, analysis, and examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35:13–29.
- Fuchs, L. (2021). Metodologia para a otimização de microrrede conectada ao sistema elétrico de distribuição utilizando a abordagem de controle preditivo baseado em modelo. *UFPR*.
- Garcia-Torres, F. and Bordons, C. (2015). Optimal economical schedule of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model predictive control. *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 62.
- Garcia-Torres, F., Valverde, L., and Bordons, C. (2016). Optimal load sharing of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model-predictive control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(8):4919–4928.
- Garcia-Torres, F., Zafra-Cabeza, A., Silva, C., Grieu, S., and Darure, T. (2021). Model predictive control for microgrid functionalities: Review and future challenges. *energies*, 1296(14).
- González, E., Sarrias-Mena, R., García-Triviño, P., and Fernández-Ramírez, L. M. (2019). Predictive energy management for a wind turbine with hybrid energy storage system. *International Journal of Energy Research*, 44(3):2316–2331.
- INEE (2020). Pietro erber: Nova matriz energética - armazenamento de energia. http://www.inee.org.br/informacoes_imprensa_artigo.asp?id=724&Cat=info. Acessado em 09/06/2023.
- INEE (2023). O que é geração distribuída. Acessado em 19/03/2023.
- Ipsakis, D., Voutetakis, S., Seferlis, P., Stergiopoulos, F., Papadopoulou, S., and Elmasides, C. (2008). The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system. *Energy*, 33(10):1537–1550.

- Joshal, K. S. and Gupta, N. (2023). Microgrids with model predictive control: A critical review. *Energies*, 16:4851.
- Kang, K.-M., Choi, B.-Y., Lee, H., An, C.-G., Kim, T.-G., Lee, Y.-S., Kim, M., and Yi, J. and Won, C.-Y. (2021). Energy management method of hybrid ac/dc microgrid using artificial neural network. *Electronics*, 10.
- Kim, T.-G., Lee, H., An, C.-G., and Yi, J. and Won, C.-Y. (2023). Hybrid ac/dc microgrid energy management strategy based on two-step ann. *Energies*, 16:1787.
- Li, Q., Zou, X., Pu, Y., and Chen, W. (2020). A real-time energy management method for electric-hydrogen hybrid energy storage microgrid based on dp-mpc. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, pages 1–13.
- Magatão, L. (2013). Otimização de sistemas - notas de aula. *UTFPR*.
- Mane, S., Jagtap, P., Kazi, F., and Singh, N. M. (2016). Model predictive control of complex switched mode fc-uc hybrid structure. In *2016 Indian Control Conference (ICC)*, Hyderabad, India.
- Matlab and AGERAR (2019). *Simugrid*. Matlab.
- Morstyn, T., Savkin, A. V., Hredzak, B., and Tuan, H. D. (2018). Scalable energy management for low voltage microgrids using multi-agent storage system aggregation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2):1614 – 1623.
- Nassourou, M., Puig, V., Blesa, J., and Ocampo-Martínez, C. (2017). Economic model predictive control for energy dispatch of a smart micro-grid system. In *In Proceedings of the 2017 4th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, Barcelona, Spain.
- NATIONALGEOGRAPHIC (2023). Renewable energy. <https://education.nationalgeographic.org/resource/renewable-energy/>. Acessado em 17/06/2023.
- Neoenergia (2023). Microrredes: Energia para regiões mais afastadas dos centros urbanos. <https://www.neoenergia.com/pt-br/te-interessa/inovacao/Paginas/microrredes.aspx>. Acessado em 17/06/2023.
- NREL (c2023). <https://www.nrel.gov/grid/microgrids.html>. Acessado em 17/06/2023.

- Olama, A., Mendes, P. R., and Camacho, E. F. (2018). Lyapunov-based hybrid model predictive control for energy management of microgrids. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 12(21):5770–5780.
- Olivares, D. E., Cañizares, C. A., and Kazerani, M. (2014a). A centralized energy management system for isolated microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 5(4):1864 – 1875.
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., and Kazerani, M. (2014b). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5:1905–1919.
- Palizban, O., Kauhaniemi, K., and Guerrero, J. M. (2014). Microgrids in active network management-part i: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews - Elsevier*, pages 428–439.
- Parisio, A., Rikos, E., and Glielmo, L. (2014). A model predictive control approach to microgrid operation optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(5):1813 – 1827.
- Parisio, A., Rikos, E., Tzamalis, G., and Glielmo, L. (2013). Use of model predictive control for experimental microgrid optimization. *Applied Energy - Elsevier*, pages 37–46.
- Perez, F. (2020). Control of ac/dc microgrids with renewables in the context of smart grids. *Université Pari-Saclay e UNIFEI*.
- Rodrigues, W. S., Schumacher, R., Salamanca, H. L. L., Fuchs, L., and et al (2023). Controle preditivo baseado em modelo aplicado ao gerenciamento de energia em um laboratório de microrrede isolada. *XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- Sachs, J. and Sawodny, O. (2016). A two-stage model predictive control strategy for economic diesel-pv-battery island microgrid operation in rural areas. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3):903 – 913.
- Salamanca, H. L. L. (2018). Controle e otimização de microrredes em baixa tensão no contexto brasileiro. *UTFPR*.
- Sanchez, E. and Nazari, M. H. (2017). Model predictive energy scheduling for building microgrid. In *North American Power Symposium (NAPS)*, Morgantown, WV, USA. IEEE.

- Shi, Y., Xu, B., Wang, D., and Zhang, B. (2018). Using battery storage for peak shaving and and frequency regulation: Joint optimization for superlinear gains. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 33.
- Souza, A. C. Z. d. and Castilla, M. (2019). *Microgrids Design and Implementation*. Springer.
- Suresh, V., Janik, P., Jasinski, M., Guerrero, J. M., and Leonowicz, Z. (2023). Microgrid energy management using metaheuristic optimization algorithms. *Applied Soft Computing*, 134.
- Valverde, L., Rosa, F., del., R. A., Arce, A., and Bordons, C. (2013). Modeling, simulation and experimental set-up of renewable hydrogen-based domestic microgrid. *International journal of hydrogen energy*, 38:11672–11684.
- Xi, X.-C. and Chou, S.-K. (2007). Support vector regression model predictive control on a hvac plant. *Control Engineering Practice*, 15(8):897–908.
- Xiaosong Hu, Le Xu, X. L. (2020). Battery lifetime prognostics. *Elsevier Inc.*, 4:310–346.
- Xu, M. and Li, S. (2007). Practical generalized predictive control with decentralized identification approach to hvac systems. *Energy Conversion and Management*, 48(1):292–299.
- Zhang, Q., Wanga, L., Li, G., and Liu, Y. (2020). A real-time energy management control strategy for battery and supercapacitor hybrid energy storage systems of pure electric vehicles. *Energy Storage - ELSEVIER*, 31.
- Zhong, Z., Huang, D., Hu, K., Ai, X., and Fang, J. (2020). Real-time optimal operation of microgrid with power-to-hydrogen. In *2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference*, Chengdu.
- Zia, M. F., Elbouchikhi, E., and Benbouzid, M. (2018). Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied Energy*, 222(1):1033–1055.