



UNIVERSIDADE FEDERAL DA INTEGRAÇÃO LATINO AMERICANA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E
SUSTENTABILIDADE - PPGIES

Fernando Marcos de Oliveira

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE ARQUITETURA
MODULAR DE NANORREDE MONOFÁSICA COM GERENCIAMENTO
DA QUALIDADE DE ENERGIA: MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE
ESTRATÉGIAS DE CONTROLE RECONFIGURÁVEIS DE RED E UPQC**

Foz do Iguaçu
2025

Fernando Marcos de Oliveira

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE ARQUITETURA
MODULAR DE NANORREDE MONOFÁSICA COM GERENCIAMENTO
DA QUALIDADE DE ENERGIA: MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE
ESTRATÉGIAS DE CONTROLE RECONFIGURÁVEIS DE RED E UPQC**

Tese de Doutorado apresentada ao programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade pela Universidade Federal da Integração Latino-Americana como requisito para a obtenção do título de Doutor.
Orientador: Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior
Coorientador: Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma

Foz do Iguaçu
2025

Catálogo elaborado pelo Setor de Tratamento da Informação
Catálogo de Publicação na Fonte. UNILA - BIBLIOTECA LATINO-AMERICANA - CENTRAL

L785

Oliveira, Fernando Marcos de.

Desenvolvimento e implementação de arquitetura modular em nanorede monofásica com gerenciamento da qualidade de energia: modelagem e simulação de estratégias de controle reconfiguráveis de rede UPQC /

Fernando Marcos de Oliveira. - Foz do Iguaçu, 2025.

185 f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território, Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade. Foz do Iguaçu – PR, 2025.

Orientador: Oswaldo Hideo Ando Junior.

1. Nanotecnologia - Nanoredes. 2. Controle. 3. Sistemas de Energia elétrica – Controle da qualidade. 4. Filtro Ativo de energia. 5. Condicionador de Qualidade de Energia (UPQC). I. Ando Junior, Oswaldo Hideo. II. Título.

CDU 620.3


Fernando Marcos de Oliveira

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE ARQUITETURA
MODULAR DE NANORREDE MONOFÁSICA COM GERENCIAMENTO
DA QUALIDADE DE ENERGIA: MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE
ESTRATÉGIAS DE CONTROLE RECONFIGURÁVEIS DE RED E UPQC**


Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de “Doutor” e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade .

Foz do Iguaçu, 11 de junho de 2025.


Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 **OSWALDO HIDEO ANDO JUNIOR**
Data: 11/06/2025 17:28:36-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


**Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando
Junior**
UFRPE

Documento assinado digitalmente
 **WALBER FERREIRA BRAGA**
Data: 11/06/2025 19:01:04-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Prof. Dr. Walber Ferreira Braga
UNILA

Documento assinado digitalmente
 **JOAO MANOEL LENZ VIANNA DA SILVA**
Data: 12/06/2025 05:55:18-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


**Prof. Dr. João Manoel Lenz
Vianna da Silva**
UNILA

Documento assinado digitalmente
 **JORGE JAVIER GIMENEZ LEDESMA**
Data: 12/06/2025 10:22:07-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez
Ledesma**
UNILA

Documento assinado digitalmente
 **HELTON FERNANDO SCHERER**
Data: 12/06/2025 07:59:31-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Helton Fernando Scherer
UNIOESTE

Documento assinado digitalmente
 **ADRIANO BATISTA DE ALMEIDA**
Data: 12/06/2025 09:42:32-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**Prof. Dr. Adriano Batista de
Almeida**
UNIOESTE

Este trabalho é dedicado a minha filha Cecília, meu filho
Isaac e minha esposa Lara.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais José Messias de Oliveira e Márcia de Fátima Costa Oliveira pelo apoio e amor incondicional durante toda minha vida. A minha esposa Lara Camila de Oliveira pelo grande apoio, compreensão e amor. Agradeço aos meus filhos Cecília Oliveira e Isaac Oliveira por serem fonte de inspiração e amor. As minhas Irmãs Cinthya de Fátima de Oliveira e Thaissy Fernanda de Oliveira pelo apoio e incentivo em sempre seguir em frente. Agradecimento especial ao meu orientador, o Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior e coorientador Prof. Jorge Javier Gimenez Ledesma, pelos conselhos técnicos e pessoais, e pela grande orientação durante o decorrer do curso e pela amizade durante meu processo de titulação. Aos membros avaliadores da banca, pela contribuição no trabalho desenvolvido. A todos os professores do Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade PPGIES da UNILA.

"O destino baralha as cartas, e nós jogamos. ..."Schopenhauer

RESUMO

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento e controle de uma nanorrede monofásica com capacidade de operar como um condicionador de qualidade de energia (UPQC), voltado ao atendimento de cargas de baixa potência. A proposta integra geração fotovoltaica, armazenamento em baterias e funcionalidades de filtragem ativa por meio de um microinversor de dois estágios, conectado à rede de distribuição. A topologia proposta permite o controle da injeção de potência ativa, o gerenciamento dos estados de carga e descarga dos armazenadores, bem como a mitigação de distúrbios na qualidade de energia, como harmônicos e potência reativa. A modelagem do sistema foi realizada em ambiente MATLAB/Simulink, considerando diferentes modos de operação (MOPs) com ou sem conexão à rede, incluindo a possibilidade de operação ilhada. Os resultados numéricos evidenciam o bom desempenho da solução proposta, validando sua aplicação em ambientes residenciais ou comerciais com demandas de potência reduzida. Ademais, o modelo desenvolvido está disponibilizado publicamente no IEEE Dataport, promovendo a ciência aberta e a reprodutibilidade acadêmica.

Palavras-chave: Nanorrede; controle; qualidade de energia; Filtro Ativo; UPQC.

RESUMEN

Este trabajo presenta el desarrollo de un sistema de gestión y control de una nanorred monofásica con capacidad para operar como un acondicionador de calidad de energía (UPQC), orientado al suministro de cargas de baja potencia. La propuesta integra generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y funcionalidades de filtrado activo mediante un microinversor de dos etapas conectado a la red de distribución. La topología propuesta permite el control de la inyección de potencia activa, la gestión de los estados de carga y descarga de los dispositivos de almacenamiento, así como la mitigación de perturbaciones en la calidad de la energía, como los armónicos y la potencia reactiva. El sistema fue modelado en MATLAB/Simulink bajo diferentes modos de operación (MOP), incluyendo la posibilidad de operación en isla. Los resultados numéricos confirman el buen rendimiento de la solución propuesta, validando su aplicación en entornos residenciales o comerciales con demandas de baja potencia. Además, el modelo desarrollado estuvo a disposición pública a través de IEEE Dataport, fomentando la ciencia abierta y la reproducibilidad en la investigación.

Palabras clave: Nanorred; control; calidad de la energía; filtro activo; UPQC.

ABSTRACT

This work presents the development of a management and control system for a single-phase nanogrid capable of operating as a Unified Power Quality Conditioner (UPQC), aimed at supplying low-power loads. The proposed system integrates photovoltaic generation, battery energy storage, and active filtering functionalities through a two-stage microinverter connected to the distribution grid. The proposed topology enables active power injection control, battery charge/discharge management, and power quality disturbance mitigation, such as harmonic suppression and reactive power compensation. The system was modeled in MATLAB/Simulink under different operation modes (MOPs), including grid-connected and islanded modes. Numerical results confirm the effectiveness of the proposed solution, validating its application in residential or commercial environments with low power demands. Furthermore, the developed model was made publicly available through IEEE Dataport, fostering open science and research reproducibility.

Keywords: *Nanogrid; control; power quality; Active Filter; UPQC.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura de uma Nanorrede convencional	36
Figura 2 – Definição de estruturas de Microrredes e Nanorredes.	38
Figura 3 – Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica.	39
Figura 4 – Curvas características Fotovoltaica	40
Figura 5 – Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar	41
Figura 6 – Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura.	41
Figura 7 – Método MPPT de tensão constante.	42
Figura 8 – Fluxograma do método MPPT por Condutância Incremental.	44
Figura 9 – Algoritmo do Método MPPT PO	45
Figura 10 – Fluxograma do Algoritmo FA aplicado MPPT de conversores estáticos	47
Figura 11 – Fluxograma do algoritmo MPPT-PSO.	49
Figura 12 – Fluxograma do algoritmo AG aplicado ao rastreamento MPPT.	50
Figura 13 – Fluxograma do algoritmo MPPT-GWO.	53
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo SFLA.	54
Figura 15 – Estrutura da bateria de chumbo ácido.	57
Figura 16 – Estrutura da bateria de Íon-lítio.	58
Figura 17 – Estrutura da bateria de Sódio-Enxofre NaS	59
Figura 18 – Estrutura da bateria fluxo redox.	60
Figura 19 – Estrutura da bateria de Sódio-íon.	61
Figura 20 – Estrutura da bateria de Níquel-Cádmio	63
Figura 21 – Estrutura da bateria de Níquel-Sódio.	64
Figura 22 – Supercapacitor.(a) Estrutura do SC e (b) Modelo equivalente do SC.	66
Figura 23 – Comparação entre a densidade de energia e potência dos dispositivos de armazenamento de energia.	67
Figura 24 – Exemplo de aplicação dos SCs em uma estrutura de NR.	68
Figura 25 – Topologia de uma NR com conversor multiportas.	69
Figura 26 – Topologia de uma NR híbrida.	71
Figura 27 – Topologia de uma NR CC-CA.	72
Figura 28 – Topologia de uma NR CC-CA.	74
Figura 29 – Princípio de compensação de um FAPP.	81
Figura 30 – FAPP monofásico com topologia half-bridge.	82
Figura 31 – FAPP monofásico com topologia full-bridge.	83
Figura 32 – FAPP monofásico conectado no lado CC da carga.	84
Figura 33 – Controle Hierárquico de NR.	85
Figura 34 – Controle hierárquico de 3 níveis.	87

Figura 35 – Estratégia de controle droop.	88
Figura 36 – Característica típica da regulação por <i>droop</i> em sistemas CC.	89
Figura 37 – Arquitetura de controle centralizado para NR.	90
Figura 38 – Arquitetura de controle para NR descentralizado.	92
Figura 39 – Arquitetura de controle para NR distribuída.	93
Figura 40 – Topologia e arquitetura da NR-UPQC proposta.	95
Figura 41 – Fluxograma do desenvolvimento da proposta NR-UPQC.	96
Figura 42 – Consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora (MME-2024).	97
Figura 43 – Curva de medição do FP residencial	97
Figura 44 – Modelo de carga utilizado no MatLab/Simulink para a NR-UPQC.	99
Figura 45 – Parametrização do modelo <i>Simulink/PV Array</i>	101
Figura 46 – Parametrização do modelo <i>Simulink/Battery</i>	105
Figura 47 – Parametrização do modelo <i>Simulink/Supercapacitor</i>	108
Figura 48 – Plano complexo com as coordenadas de G_p	108
Figura 49 – Plano complexo com as coordenadas de C	109
Figura 50 – Modelo simplificado equivalente do conversor Buck-Boost CC-CC acoplado as fontes alternativas ou armazenadores	112
Figura 51 – Modelo elétrico equivalente do conversor CC-CC <i>buck-boost</i>	113
Figura 52 – Inversor full-bridge para Interface da NR com a rede elétrica e cargas.	121
Figura 53 – Modulação PWM Senoidal 3 níveis	123
Figura 54 – Diagrama de blocos do sistema pPLL monofásico.	124
Figura 55 – Diagrama de blocos do algoritmo SRF trifásico.	126
Figura 56 – Diagrama de blocos do algoritmo SRF monofásico.	128
Figura 57 – Circuito Equivalente Conversor <i>fullbridge</i>	128
Figura 58 – Conversor monofásico <i>full-bridge</i> conectado no PAC	129
Figura 59 – Resposta em frequência malha aberta, malha aberta compensada e malha fechada compensada	131
Figura 60 – Circuito equivalente para modelagem do controle de corrente do barramento CC	131
Figura 61 – Resposta em frequência do sistema de controle de tensão do barramento cc on-grid	133
Figura 62 – Circuito equivalente para modelagem da malha de controle de tensão	134
Figura 63 – Inversor de tensão com filtro LC de saída.	137
Figura 64 – Topologia e arquitetura da NR-UPQC proposta.	141
Figura 65 – Representação esquemática do MOP-FAP: compensação harmônica e reativa conectada à rede sem integração de FV ou armazenamento.	144
Figura 66 – Estratégia de controle inversor MOP-FAP.	145
Figura 67 – Arquitetura de controle do MOP-2: integração do controle de potência da FV, bateria e SC.	147

Figura 68 – Diagrama esquemático do MOP-3: controle de tensão focado em cenários com alta penetração renovável.	149
Figura 69 – Estratégia de controle no modo de operação ilhado - VSI	150
Figura 70 – Correntes de carga, rede e compensação no MOP-FAP	153
Figura 71 – Taxa de distorção harmônica das corrente no MOP-FAP	154
Figura 72 – Correntes de carga, rede e compensação no MOP-1	154
Figura 73 – Corrente injetada na rede e de compensação no MOP-1	155
Figura 74 – Correntes de carga, rede e compensação no MOP-1	155
Figura 75 – Dinâmica das potências no MOP-2	156
Figura 76 – Dinâmica das Correntes de carga, rede e compensação no MOP-2 . . .	157
Figura 77 – Dinâmica das Correntes de carga, rede e compensação no MOP-3 . . .	157
Figura 78 – Dinâmica das Correntes de carga, rede e compensação no MOP-3 . . .	158
Figura 79 – Dinâmica das potências no MOP-VSI	159
Figura 80 – Tensão controlada e corrente na carga	159
Figura 81 – Tensão controlada e corrente na carga não linear	160

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela comparativa dos algoritmos MPPT.	55
Tabela 2 – Comparativo entre tecnologias de baterias estacionárias.	65
Tabela 3 – Síntese comparativa das interfaces de potência aplicadas a NRs	75
Tabela 4 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração (PRODIST, 2012).	77
Tabela 5 – Limites para harmônicos de corrente (<i>IEC 61000-3-2</i> , 2018).	79
Tabela 6 – Máxima Distorção das Harmônicas de Corrente em $\%(I_L)$	80
Tabela 7 – Máxima Distorção Harmônica em % da Tensão na Frequência Fundamental.	80
Tabela 8 – Conteúdo harmônico das formas de onda da corrente de carga residencial	98
Tabela 9 – Parâmetros do módulo e sistema FV da NR-UPQC	100
Tabela 10 – Características principais da bateria Moura 48MLF100	104
Tabela 11 – Parâmetros elétricos do módulo supercapacitor 160V 6F MODULE	107
Tabela 12 – Especificações para projeto dos controladores PI da malha de corrente.	115
Tabela 13 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de Potência	116
Tabela 14 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de tensão do barramento CC e da tensão do SC	117
Tabela 15 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de corrente	130
Tabela 16 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de corrente	133
Tabela 17 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de tensão da NR-UPQC operando como VSI	136
Tabela 18 – Parâmetros de projeto do filtro LC inversor da NR-UPQC	139

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético
AGM	<i>Absorbent Glass Mat</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CA-CC	Corrente Alternada para Corrente Contínua
CC	Corrente Contínua
CC-CA	Corrente Contínua para Corrente Alternada
CC-CC	Corrente Contínua para Corrente Contínua
CLLC	<i>Capacitor-Inductor-Inductor-Capacitor resonant converters</i>
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DEC	Tempo médio de interrupção anual em horas por unidade consumidora
DoD	<i>Deep of Discharge</i>
EMI	<i>Electromagnetic interference</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EoL	Eólica
FA	<i>FireFly</i>
FAP	Filtro Ativo de Potência
FAPP	Filtro Ativo de Potência Paralelo
FEC	Frequência média de interrupção por unidade consumidora
FERI	Fonte de Energia Renovável Intermitente
FHP	Filtro Híbridos de Potência
FLA	<i>Flooded Lead-Acid</i>
FP	Fator de Potência
FPP	Filtro de Passivo de Potência
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GFM	<i>Grid-Forming</i>
GMPP	<i>Global Maximum Power Point</i>
GWO	<i>Grey Wolf Optimization</i>
HIL	<i>Hardware-in-the-Loop</i>
HSP	Horas de Sol Pleno
IC	<i>Incremental conductance</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
LFP	Lítio-Ferro-Fosfato
MILP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>

MINLP	<i>Mixed-Integer Nonlinear Programming</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MOP	Modo de operação.
MOP-1	Modo de operação conectado à rede elétrica com compensação de harmônicos e reativos - Com sistemas de armazenamento e geração FV - Controle de tensão da bateria e SC.
MOP-2	Modo de operação conectado à rede elétrica com compensação de harmônicos e reativos - Com sistemas de armazenamento e geração FV - Controle de potência fotovoltaica, bateria e SC.
MOP-3	Modo de operação conectado à rede elétrica com compensação de harmônicos e reativos - Com sistemas de armazenamento e geração FV - Controle de tensão bateria e SC.
MOP-FAP	Modo de operação conectado à rede elétrica com compensação de harmônicos e reativos - Sem sistemas de armazenamento e geração FV.
MOP-VSI	Modo de operação desconectado da rede elétrica - Controle de tensão CA modo VSI - Sistema de armazenamento e geração FV controlando barramento CC.
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrredes
NaS	Sódio-Enxofre
NiCd	Níquel-Cádmio
NMC	Níquel-Manganês-Cobalto
NR	Nanorredes
NR-UPQC	Nanorredes como <i>Unified Power Quality Conditioner</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional + Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PMDC	<i>Power Management and Distribution Centers</i>
PMS	<i>Power Management System</i>
PR	Picorredes
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SC	<i>Supercapacitor</i>
SEE	Sistema de Energia Elétrica

SFLA	<i>Shuffled Frog Leaping</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoH	<i>State of Health</i>
SRF	<i>Synchronous Reference Frame</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TDD	<i>Total Demand Distortion</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
UCC	Unidade de Controle Central
UCC-NR	Unidade central de controle da Nanorede
UPQC	<i>Unified Power Quality Conditioner</i>
VEHP	Veículo Elétrico Híbrido " <i>Plug-in</i> "
VRLA	<i>Valve-Regulated Lead-Acid</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

V_{cel}	Tensão da célula fotovoltaica
I_{cel}	Corrente da célula fotovoltaica
I_{ph}	Área de um círculo
I_r	Corrente de saturação reversa do diodo
R_s	Resistência série
R_p	Resistência paralela
q_{el}	Carga do elétron
η	Fator de idealidade da junção PN
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura ambiente em Kelvin
I_{rr}	Corrente de saturação reversa
I_{sc}	Short-circuit Current
V_{ca}	Tensão de circuito aberto
α	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
T	Temperatura de referência em Kelvin
K	Tempertura em Kelvin
G	Intensidade de radiação solar
E_G	Energia de banda proibida do elétron
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
V_{CA}	Tensão de circuito aberto
P&O	Método MPPT Perturba e Observa
β_0	Atratividade base entre os vaga-lumes
γ	Coefficiente de absorção da luz (decai com a distância)
p_{best}	Melhor posição histórica individual da partícula
g_{best}	Melhor posição global do grupo de partículas
w_p	Peso inercial do algoritmo
c_1	Coefficiente de aprendizado individual (componente cognitiva)
c_2	Coefficiente de aprendizado social (componente de grupo)
r_1	Número aleatório entre 0 e 1 (cognitivo)
r_2	Número aleatório entre 0 e 1 (social)
X_{best}	Melhor solução do memplex
X_{worst}	Pior solução do memplex
r	Número aleatório entre 0 e 1
X_{new}	Nova solução proposta
fp	Fator de Potência
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa

kV	Quilo Volt
kV	Fator de desequilíbrio
V^-	Tensão de componente de sequência negativa
V^+	Tensão de componente de sequência positiva
sag	Redução na tensão de um sistema elétrico
$swell$	Tensão de componente de sequência positiva
Hz	Hertz
V_h	Magnitude da h -ésima componente harmônica de tensão
V_1	Magnitude da componente fundamental da tensão
W	Watts
I_{cc}	Máxima corrente de curto circuito no PAC
I_L	Máxima corrente de demanda da carga (componente fundamental) no PAC
I_h	Magnitude da h -ésima componente harmônica de corrente
V_s	Tensão nominal
i_L	Corrente total da carga não linear
i_f	Componente fundamental da corrente de carga
i_h	Componente harmônica da corrente de carga
E_i	Amplitude da tensão de saída do inversor
ω_i	Inversores em paralelo do barramento CA
P_i	Potência Ativa do inversor " <i>droop</i> "
Q_i	Potência Reativa do inversor " <i>droop</i> "
ω_o	frequência angular em vazio (sem carga)
E_o	Tensão de saída do inversor em vazio
G_{ω_i}	Coefficiente de " <i>droop</i> " da frequência angular
G_{E_i}	Coefficiente de " <i>droop</i> " da tensão
$\Delta\omega$	Variação máxima aceitável da frequência angular
ΔE	Variação máxima aceitável da tensão
$P_{i_{máx}}$	Potências ativa nominal fornecida pelo i -ésimo inversor
$Q_{i_{máx}}$	Potências reativa nominal fornecidas pelo i -ésimo inversor
Em_{NU}	Fator de potência da carga da NR-UPQC
FP_{LNR}	Fator de potência da carga da NR-UPQC
S_{LNR}	Potência Aparente da carga da NR-UPQC
Q_{LNR}	Potência Reativa da carga da NR-UPQC
Wp	Watt-pico
P_{mod}	Potência do módulo Fotovoltaico CS6W-550
kWp	Quilo-Watt-pico
$^{\circ}C$	Graus Celcius
V_{oc}	Open Circuit Voltage
V	Volts

V_{mp}	Tensão do módulo FV no ponto de máxima potência
N_{cell}	Número de células FV
A	Améres
I_{mp}	Corrente do módulo FV no ponto de máxima potência
v_{FV}	Tensão do FV
i_{FV}	Corrente do sistema FV
C_{FV}	capacitor de filtragem do sistema de geração FV
$L_{f_{FV}}$	Indutor filtro conversor buck-boost
$r_{f_{FV}}$	Resistência série indutor de filtragem
v_{bat}	Tensão da bateria
i_{bat}	Corrente da bateria
C_{bat}	Capacitor de filtragem bateria
$L_{f_{bat}}$	Indutor filtro conversor buck-boost
$r_{f_{bat}}$	Resistência série indutor de filtragem
v_{SC}	Tensão do SC
i_{SC}	Corrente do SC
C_{SC}	Capacitor de filtragem do SC
$L_{f_{sc}}$	Indutor filtro conversor buck-boost
$r_{f_{sc}}$	Resistência série indutor de filtragem
$P_{1_{FV}}$	Pulsos nas chaves do conversor buck-boost
$P_{2_{FV}}$	Pulsos nas chaves do conversor buck-boost
$P_{1_{bat}}$	Pulsos nas chaves do conversor buck-boost
$P_{2_{bat}}$	Pulsos nas chaves do conversor buck-boost
$P_{1_{SC}}$	Pulsos nas chaves do conversor buck-boost
$P_{2_{SC}}$	Pulsos nas chaves do conversor buck-boost
$P_{1_{inv}}$	Pulsos nas chaves do conversor <i>full-bridge</i>
$P_{2_{inv}}$	Pulsos nas chaves do conversor <i>full-bridge</i>
$P_{3_{inv}}$	Pulsos nas chaves do conversor <i>full-bridge</i>
$P_{4_{inv}}$	Pulsos nas chaves do conversor <i>full-bridge</i>
C_{cc}	Capacitor de filtragem do barramento CC
v_{cc}	Tensão do barramento CC
L_f	Indutor de filtragem do acoplamento CA
r_f	Resistência série do indutor de filtragem do acoplamento CA
C_f	Capacitor de filtragem do acoplamento CA
i_c	Corrente de compensação do sistema
i_s	Corrente total fornecida pela fonte

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	24
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E PROBLEMÁTICA	24
1.1.1	Pergunta de Pesquisa e Hipótese	30
1.2	OBJETIVOS	31
1.3	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	32
1.3.1	Originalidade e Contribuições da Proposta	32
1.3.2	Contribuição Científica	33
1.3.3	Justificativa Técnica e Científica	33
1.4	ESTRUTURA DA TESE	34
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	35
2.1	ESTRUTURA DE UMA NR	35
2.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ALGORITMOS MPPT	39
2.2.1	Célula fotovoltaica	39
2.2.2	Curvas características da geração fotovoltaicas	41
2.2.3	Algoritmos MPPT Tradicionais	42
<i>2.2.3.1</i>	<i>Tensão Constante</i>	<i>42</i>
<i>2.2.3.2</i>	<i>Condutância Incremental IC</i>	<i>43</i>
<i>2.2.3.3</i>	<i>Perturba e Observa – P&O</i>	<i>43</i>
2.2.4	Métodos Evolutivos e Bioinspirados	45
<i>2.2.4.1</i>	<i>Algoritmo Firefly FA</i>	<i>46</i>
<i>2.2.4.2</i>	<i>Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas - PSO</i>	<i>48</i>
<i>2.2.4.3</i>	<i>Algoritmo Genético AG</i>	<i>49</i>
<i>2.2.4.4</i>	<i>Algoritmo Grey Wolf Optimizer GWO</i>	<i>51</i>
<i>2.2.4.5</i>	<i>Algoritmo Shuffled Frog Leaping SFLA</i>	<i>52</i>
2.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	56
2.3.1	Acumuladores à bateria	56
<i>2.3.1.1</i>	<i>Baterias de Chumbo-Ácido</i>	<i>56</i>
<i>2.3.1.2</i>	<i>Baterias de Íon-Lítio</i>	<i>58</i>
<i>2.3.1.3</i>	<i>Baterias de NaS</i>	<i>59</i>
<i>2.3.1.4</i>	<i>Baterias de Fluxo Redox (Vanádio e Zinco-Bromo)</i>	<i>60</i>
<i>2.3.1.5</i>	<i>Baterias de Sódio-Ion</i>	<i>61</i>
<i>2.3.1.6</i>	<i>Baterias de Níquel-Cádmio NiCd</i>	<i>62</i>
<i>2.3.1.7</i>	<i>Baterias de Níquel-Sódio</i>	<i>62</i>
2.3.2	Supercapacitores: Estrutura e Aplicações	65
<i>2.3.2.1</i>	<i>Estrutura dos SCs</i>	<i>65</i>
<i>2.3.2.2</i>	<i>Aplicação SCs em NR</i>	<i>66</i>
2.4	INTERFACES DE POTÊNCIA EM NR	68

2.4.1	Estruturas de NRs com conversores CC-CC	68
2.4.2	Estruturas com arquiteturas híbridas	70
2.4.3	Estruturas de NRs com Conversores CC-CA	71
2.4.4	Estruturas de NRs com Conversores CA-CC	73
2.5	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	73
2.5.1	Qualidade de Energia conforme ANEEL	74
2.5.1.1	<i>Tensão em Regime Permanente</i>	<i>75</i>
2.5.1.2	<i>Fator de Potência</i>	<i>76</i>
2.5.1.3	<i>Desequilíbrio de Tensão</i>	<i>76</i>
2.5.1.4	<i>Flutuação de Tensão</i>	<i>76</i>
2.5.1.5	<i>Variações de Tensão de Curta Duração</i>	<i>76</i>
2.5.1.6	<i>Variação de Frequência</i>	<i>76</i>
2.5.1.7	<i>Harmônicos</i>	<i>77</i>
2.5.2	Normas e Recomendações Relacionadas aos Harmônicos de Corrente na Rede Elétrica	77
2.5.2.1	<i>Norma IEC 61000-3-2</i>	<i>78</i>
2.5.2.2	<i>IEEE Std 519-2014</i>	<i>78</i>
2.5.3	Métodos para filtragem de harmônicos de corrente	80
2.5.3.1	<i>Filtros Passivos de Potência (FPP)</i>	<i>80</i>
2.5.3.2	<i>Filtros Híbridos de Potência</i>	<i>81</i>
2.5.3.3	<i>Filtros Ativos de Potência Paralelos (FAPP)</i>	<i>81</i>
2.5.4	Topologias de FAPP Aplicadas em Sistemas Monofásicos	82
2.5.4.1	<i>Topologia Half-Bridge</i>	<i>82</i>
2.5.4.2	<i>Topologia Full-Bridge</i>	<i>83</i>
2.5.4.3	<i>Topologia Conectada ao Lado CC da Carga</i>	<i>83</i>
2.5.4.4	<i>Outras topologias de FAAP</i>	<i>84</i>
2.5.5	Estratégias de Controle em NR	84
2.5.5.1	<i>Controle centralizado</i>	<i>90</i>
2.5.5.2	<i>Controle descentralizado</i>	<i>91</i>
2.5.5.3	<i>Controle distribuído</i>	<i>91</i>
3	METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO	94
3.1	TOPOLOGIA DA NR-UPQC PROPOSTA	94
3.1.1	Carga da NR-UPQC (Estimada e com dados reais)	94
3.1.2	Dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica	98
3.1.3	Dimensionamento e modelagem da Bateria de Lítio	102
3.1.4	Dimensionamento e modelagem do Supercapacitor	105
3.2	ESTRATÉGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES	106
3.3	CONVERSORES CC-CC APLICADO NA NR-UPQC	112

3.4	MODELAGEM DOS CONVERSORES CC-CC APLICADOS NA NR-UPQC	112
3.4.1	Projeto do controle de corrente e de tensão do sistema FV, bateria e SC da NR-UPQC	113
3.4.2	Projeto do controle de potência do barramento CC da NR-UPQC	114
3.4.3	Projeto do controle de tensão do barramento CC (Off-Grid) da NR-UPQC	116
3.4.4	Projeto dos filtros para Conversor Buck-Boost Bidirecional Síncrono	117
3.4.5	Projeto do Capacitor de Barramento CC	119
3.5	MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CA APLICADO NA NR-UPQC	121
3.5.1	Modulação PWM	122
3.5.2	Algoritmo de Sincronização PLL	122
3.5.3	Gerador de corrente de referência- SRF	125
3.5.4	Projeto do controle da malha de corrente do inversor da NR-UPQC	128
3.5.5	Projeto do controle da malha de tensão do barramento CC do inversor (modo on-grid)	131
3.5.6	Projeto do controle da malha de tensão (VSI) do inversor (modo off-grid) <i>full-bridge</i>	133
3.5.7	Projeto do filtro de saída do inversor monofásico	135
3.6	TUTORIAL DE USO E PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO NO IEEE DATAPORT	139
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	141
4.1	ARQUITETURA DE CONTROLE DA NR-UPQC	141
4.2	MODOS DE OPERAÇÃO DA NR-UPQC	143
4.2.1	MOP-FAP: Modo Conectado à Rede com Compensação Sem Armazenamento ou Geração FV	143
4.2.2	MOP-1: Modo Conectado à Rede elétrica com Compensação, injeção de potência FV e Controle de Tensão da Bateria e SC	144
4.2.3	MOP-2: Modo Conectado à Rede com injeção de Potência da geração FV e controle de despacho de energia da Bateria e SC	147
4.2.4	MOP-3: Modo Conectado à Rede com injeção de potência FV e Controle de potência da bateria e recuperação de tensão do SC	148
4.2.5	MOP-VSI: Modo Desconectado da Rede (Ilhado) com Controle de Tensão CA	149
4.2.6	Resultados do MOP-FAP.	152
4.2.7	Resultados do MOP-1.	153
4.2.8	Resultados do MOP-2.	154

4.2.9	Resultados do MOP-3.	156
4.2.10	Resultados do MOP-VSI.	156
4.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	158
4.3.1	Disponibilização da Ferramenta no IEEE DataPort	161
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE . . .	163
	REFERÊNCIAS	165

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são descritos a motivação do trabalho assim como os objetivos. De início será realizado uma contextualização das redes elétricas tradicionais e as suas evoluções, além das estruturas de Microrredes (MR) e Nanorredes NR, desde sua concepção inicial até os dias atuais. Em seguida, serão abordados os conceitos de (NR) e suas implicações no sistema elétrico de baixa tensão, assim como os problemas relacionados com a qualidade de energia elétrica.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E PROBLEMÁTICA

A cada ano que se passa, há um aumento populacional considerável e consequentemente um aumento no consumo de energia elétrica, esse fato causa preocupação pois, ainda é registrado que a maior parcela de energia é produzida por combustíveis fósseis como: petróleo, carvão, gás natural entre outros, sendo estes limitados, categorizados como fontes de energia não renovável e altamente poluentes. Por essa razão, as fontes de energia renovável como a energia eólica, energia solar, biogás e outras, vêm sendo focadas, chamando a atenção em todas as partes do mundo (RABBI *et al.*, 2022).

Além disso, as infraestruturas de energia existentes vem enfrentando uma série de adversidades que decorrem em parte do transporte de energia a longa distâncias através de linhas de transmissão de grandes centros de geração até os consumidores finais (RABBI *et al.*, 2022; WANG, G. *et al.*, 2022). Este método de distribuição de energia leva a grandes perdas na linha, o que reduz a eficiência da rede elétrica e do sistema como um todo (IEC TS 62898-1, 2017). O método de geração e distribuição tradicional de energia pode acarretar em redes susceptíveis a quedas de energia causadas por condições climáticas como por exemplo, chuva forte ou vento e falhas técnicas por exemplo, eventos de falha do equipamento devido à vida útil (BOŠNJAKOVIĆ *et al.*, 2023; WARD, 2013; SALMAN; PASUPULETI; SABRY, 2023). Em vários países, grandes blocos geradores de energia são muitas vezes soluções baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo com a emissão de 30,8 bilhões de toneladas de dióxido de carbono liberados na atmosfera por ano (KHALID *et al.*, 2018). Outra questão importante é a estimativa de que 1,2 bilhões pessoas em todo o mundo, não têm acesso à eletricidade (PRADHAN *et al.*, 2018). A maioria dessas pessoas vive em comunidades rurais ou isoladas, onde levar energia elétrica através de redes de transmissão convencionais é considerado inviável economicamente (PILEHVAR; SHADMAND; MIRAFZAL, 2018; KUMAR *et al.*, 2020).

Por motivos sociais, ambientais e financeiros, a Geração Distribuída (GD) vem tomando destaque na solução de fornecimento de energia descentralizado (NECOECHEA-PORRAS; LÓPEZ; SALAZAR-ELENA, 2021; BASAK *et al.*, 2012). As GD podem ser consideradas uma solução atrativa em relação as questões inerentes ao sistema de energia atual, produzindo energia perto do ponto de consumo (JUSTO *et al.*, 2013). Isso reduz

a necessidade de transmissão a longas distâncias, aumentando a eficiência e criando um robusto sistema (redução de indisponibilidades) (RAE; BRADLEY, 2012). A capacidade de energia de uma GD é muito menor que um gerador de grande porte, o que pode versatilizar a solução de energia em menores blocos (CAO *et al.*, 2016). Isso torna a estrutura de uma GD capaz de atender aos requisitos de energia para consumidores que vivem em áreas rurais ou comunidades isoladas. E como a GD é frequentemente estruturada através de fontes renováveis como eólica e solar, mas não limitando a elas, pode ter a capacidade de reduzir as emissões globais de carbono (SIVARASU; SEKARAN; KARTHIK, 2015).

Ainda dentro do conceito de GD, pode-se destacar duas principais desvantagens que impedem sua ampla integração em sistemas residenciais/comerciais, a primeira é a natureza intermitente da fonte geradora como módulos fotovoltaicos e turbinas eólicas e a segunda desvantagem é o capital financeiro necessário para instalar os recursos energéticos e o longo tempo de retorno do investimento (DESCATEAUX; ASTUDILLO; AMOR, 2016).

Apesar dos benefícios associados à GD, como a diversificação da matriz energética e a redução de perdas por transmissão, sua inserção no sistema elétrico convencional também acarreta desafios técnicos e operacionais relevantes. Um dos principais impactos negativos é o aumento da complexidade no controle da tensão, especialmente em redes de distribuição radial originalmente projetadas para fluxo unidirecional de energia. A injeção de potência ativa em pontos descentralizados pode provocar elevação da tensão além dos limites normativos, resultando em desconforto para os consumidores e riscos para os equipamentos. Além disso, a GD pode gerar fluxo reverso de potência, o que afeta a coordenação da proteção e pode provocar atuação indevida ou falhas de seccionamento. Outro problema recorrente é a ressonância harmônica, causada por inversores conectados à rede, que pode comprometer a qualidade da energia. Portanto, há uma crescente preocupação com a estabilidade e a confiabilidade da rede, uma vez que a variabilidade inerente às fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, exige novos mecanismos de controle, armazenamento e planejamento para garantir a segurança operativa do sistema elétrico (GUIMARAES; SILVA; GAZZANI, 2025; GUPTA; SAHOO; KUMAR *et al.*, 2024; ORIGGI, 2024; DUTTA; CHATTERJEE, 2021; QUIROGA, 2019; SOCCOL *et al.*, 2016).

Diante do exposto, a obtenção de energia elétrica como resultado de um desenvolvimento tecnológico, definitivamente influencia a forma como a eletricidade será produzida, transmitida, distribuída e utilizada no futuro. Isso inevitavelmente colocará o sistema de energia elétrica existente sob uma revisão séria, a fim de aumentar a eficiência, confiabilidade e resposta para o usuário final. A eletrônica de potência, juntamente com um gerenciamento avançado de energia fornece uma excelente solução para este problema pois permite a integração de diferentes tipos de sistemas energéticos mas, por outro lado, aumenta a complexidade de gestão destes recursos.

Uma MR combina características de uma GD e busca otimizar seu uso para atender

às demandas de energia de pequenos sistemas ou comunidades como hospitais, campi universitários, comunidades isoladas, etc.

De acordo com a norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) TS 62898-1 de 2017 uma MR consiste, por definição, de um grupo de cargas interconectadas e recursos energéticos distribuídos com limites elétricos definidos que atuam como uma única entidade controlável, e são capazes de operar tanto no modo conectado à rede elétrica quanto no modo ilhado (IEC TS 62898-1, 2017). Deste modo, as MR apresentam características inteligentes que se encaixam no conceito de redes elétricas inteligentes, como a capacidade de detectar uma condição de ilhamento e alterar seu modo de operação de forma a manter o atendimento de energia aos consumidores. Além disso, teoricamente, uma MR deveria interagir com a rede principal para participar ativamente nas aplicações da rede de distribuição, tais como: autorrecuperação, deslocamento de carga e controle Volt-VAR. Hoje em dia, o conceito de Geração Distribuída GD na formação de MR tem atraído a atenção de pesquisadores, órgãos governamentais e empresas de energia elétrica em função dos valores e serviços que podem agregar aos SEE (Sistema de Energia Elétrica). As MRs podem ser uma forma de integrar as fontes de energia renováveis intermitentes (FERI) à rede principal, que contribui para o incremento da sustentabilidade no setor elétrico. O uso de energia solar e eólica, que são denominadas FERI, aos sistemas de distribuição vem aumentando a cada ano. Alguns países estabeleceram metas anuais para a inserção de FERI na rede, o que demonstra um claro incentivo para usá-las (GUPTA; SAHOO; KUMAR *et al.*, 2024; ORIGGI, 2024; DUTTA; CHATTERJEE, 2021; AQUILA *et al.*, 2017).

As redes convencionais buscam minimizar os investimentos e, do ponto de vista técnico, esta inserção de FERI levanta questões importantes no planejamento, operação e controle dos sistemas de distribuição, bem com o próprio mercado de energia. A quantidade crescente de conexões de FERI alteram a característica do fluxo de potência nos sistemas de distribuição e, junto com o aumento significativo de cargas não lineares conectadas à rede elétrica em todos os níveis de tensão, acaba comprometendo a qualidade da energia elétrica QEE de todo o sistema (SANTOSO *et al.*, 2012) e interferindo de maneira prejudicial nas estratégias de controle e proteção tipicamente empregadas nos sistemas em questão. Além disso, impactos em indicadores de qualidade de energia também passam a ser significativos com o aumento de penetração de FERI, como variações de tensão e introdução de distorções harmônicas na rede.

A implementação de MR pode desempenhar um papel importante na mitigação dos impactos negativos associados ao fluxo reverso de energia nas concessionárias. O fluxo reverso ocorre quando a energia gerada por sistemas distribuídos, como os fotovoltaicos, excede o consumo local e é injetada de volta na rede elétrica, potencialmente causando inversão do fluxo de potência em transformadores e alimentadores. Essa situação pode gerar desafios operacionais e limitar a capacidade da rede em acomodar novas conexões

de geração distribuída. As MR, ao integrarem geração local, armazenamento de energia e sistemas de controle avançados, permitem gerenciar de forma eficiente a produção e o consumo de energia dentro de uma área específica, reduzindo a quantidade de energia exportada para a rede principal e, conseqüentemente, minimizando o risco de fluxo reverso e seus efeitos adversos. Além disso, aumentam a resiliência e a estabilidade do sistema elétrico, constituindo uma solução eficaz para a integração sustentável de fontes renováveis (CANAL SOLAR, 2023).

Como evolução do conceito de MR, surgem as NR, que representam uma abordagem ainda mais local e modular para a gestão de energia elétrica. Enquanto as MR operam em níveis comunitários, industriais ou institucionais, as NR se concentram em cargas críticas ou unidades individuais, como residências, pequenas edificações ou sistemas embarcados, permitindo um controle mais refinado sobre geração, armazenamento e consumo. Essa arquitetura segmentada possibilita maior autonomia, flexibilidade operacional e resposta rápida a eventos da rede, sendo especialmente útil em aplicações com requisitos de confiabilidade e continuidade de serviço. Além disso, as NR são concebidas para funcionar tanto de forma isolada quanto integradas a uma MR maior, o que favorece uma estrutura energética escalável e resiliente, alinhada às tendências de descentralização e digitalização do setor elétrico (KADIR; FUNG, 2025; SANTORO *et al.*, 2023).

Além de representar uma evolução natural das MR, as NR oferecem vantagens operacionais importantes, especialmente em cenários que demandam maior granularidade no controle de energia. Devido à sua escala reduzida e arquitetura modular, as NR apresentam maior capacidade de resposta rápida a variações de carga e geração, além de permitir uma melhor integração de fontes renováveis intermitentes com sistemas de armazenamento distribuído. Outra vantagem significativa está na capacidade de operação independente (modo ilhado) de forma simplificada, o que as torna particularmente atrativas para aplicações críticas, como hospitais, *Data Centers* e instalações remotas. Em comparação às MR, as NR requerem menor infraestrutura de comunicação e controle, facilitando sua implementação em contextos urbanos e residenciais com menor investimento inicial (SANTORO *et al.*, 2023).

A crescente complexidade dos sistemas de energia distribuída e a natureza dinâmica das NR exigem ferramentas computacionais robustas que permitam simulações precisas e flexíveis para avaliação de estratégias de controle, resposta a distúrbios e integração de novas tecnologias. Diversos estudos têm enfatizado a importância de plataformas de simulação para validar arquiteturas, avaliar desempenho sob diferentes cenários operacionais e desenvolver algoritmos de controle avançados antes da implementação prática (TAN; BALA KRISHNAN; CHUA, 2024; EINABADI; KAZERANI, 2025). Ambientes como o MATLAB/Simulink se destacam por sua ampla gama de bibliotecas, capacidade de modelagem de sistemas híbridos e integração com ferramentas de controle e otimização, tornando-se uma escolha consolidada na pesquisa em energia elétrica. Neste contexto, este

trabalho propõe o desenvolvimento de uma estrutura de simulação modular e parametrizável de NR em ambiente MATLAB/Simulink, incluindo modelos de geração distribuída, armazenamento de energia e algoritmos de controle intercambiáveis. O modelo será disponibilizado gratuitamente para a comunidade científica por meio da plataforma IEEE DataPort, com o objetivo de fomentar a pesquisa colaborativa e acelerar o desenvolvimento de soluções inovadoras para a gestão eficiente de NR.

Este trabalho propõe a implementação de uma NR através de um conversor integrado com condicionamento ininterrupto ativo de energia UPQC (*Unified Power Quality Conditioner*) aplicado a uma rede monofásica que será denominada NR-UPQC (Nanorredes como *Unified Power Quality Conditioner*).

O sistema possibilita a integração de sistemas de armazenamento de energia, bem como a integração de FERI ao barramento, por meio de quatro tipos de estratégias de controle. Outro ponto importante dessa proposta é a capacidade de transição sem interrupção entre a operação conectada à rede e a operação em modo ilhado. Essa estratégia, dentro da topologia em que o sistema opera tanto de forma ilhada quanto conectada, contempla diferentes elementos de armazenamento de energia e fontes intermitentes, juntamente com o condicionamento ativo de energia no modo conectado, e ainda não foi observada na literatura.

Diversos trabalhos abordam suas topologias, estratégias de controle, arquiteturas de gerenciamento energético e aplicações específicas. O trabalho do (JOLHE; DHOMANE; KARALKAR, 2021) propõe uma arquitetura inovadora para NR híbridas, com foco na conversão de energia em estágio único capaz de atender simultaneamente cargas CA e CC. A pesquisa apresenta o projeto e a modelagem de um inversor compacto, aliado a um sistema de armazenamento com proteção contra sobrecarga e descarga profunda, visando garantir o fornecimento contínuo de energia mesmo sob variações dinâmicas de carga e ausência de fonte primária (como em períodos noturnos). Entre as principais contribuições científicas estão: a eliminação da necessidade de conversores bidirecionais ao igualar as tensões do barramento e da bateria, a implementação de estratégias de comutação entre fonte e armazenamento, e os mecanismos de proteção embarcados. As simulações demonstram a eficácia da proposta, validando seu uso em NR residenciais e comunidades isoladas.

O artigo de Jamal, Tan e Pasupuleti (2021) tem como foco apresentar uma análise crítica e comparativa das abordagens mais recentes aplicadas aos sistemas de gerenciamento de energia (*Energy Management System* - EMS) e sistemas de gerenciamento de potência (*Power Management System* - PMS) voltados a MR e NR. A principal contribuição científica está na sistematização das técnicas de controle e otimização aplicadas aos EMS e PMS, classificando-as em categorias como programação matemática (*Mixed Integer Linear Programming* - MILP) e (*Mixed-Integer Nonlinear Programming* - MINLP), métodos baseados em lógica fuzzy, aprendizado de máquina, metaheurísticas, controle preditivo e

sistemas multiagentes. O estudo diferencia os objetivos estratégicos e econômicos EMS dos técnicos e operacionais PMS, destacando os desafios de implementação, como incertezas na geração renovável, degradação de baterias e complexidade computacional, fornecendo uma base teórica robusta para futuros desenvolvimentos e aplicações em redes inteligentes.

Já o artigo do (GUTIÉRREZ-ESCALONA *et al.*, 2023) propõe e valida, via simulação HIL (*Hardware-in-the-Loop*), uma NR residencial em corrente alternada composta por dois prosumidores, com recursos renováveis, armazenamento por baterias e inversores tipo T trifásico de três níveis. A principal contribuição científica está na criação de um “gêmeo digital” da NR, com controle hierárquico do tipo GFM (*Grid-Forming*), validado por meio de simuladores em tempo real e microcontroladores embarcados. O estudo inova ao detalhar o particionamento da rede elétrica entre diferentes unidades, incluindo controle, estratégias de operação MPPT, e testes sob condições dinâmicas reais. O trabalho fornece um framework robusto e econômico para validação de sistemas complexos baseados em fontes renováveis e inversores avançados.

No trabalho de Fan, Yu e Xia (2021) destaca-se por sistematizar os controles aplicados a NR em corrente contínua, abordando desde estratégias locais como MPPT e controle droop até esquemas coordenados como os centralizados, descentralizados e distribuídos, além de apontar tendências como a aplicação de inteligência artificial para aprimorar a interoperabilidade dos sistemas. Complementando essa perspectiva, o artigo de Santoro *et al.* (2023) amplia a discussão ao apresentar uma revisão abrangente das arquiteturas (CA, CC e híbridas), estratégias hierárquicas de controle e topologias de conversores utilizadas em NRs, com ênfase em aplicações sustentáveis e integradas ao contexto das cidades inteligentes. Em uma linha similar de trabalho, o artigo de Tan *et al.* (2024) examina o comportamento operacional de Picorredes (PR) e NR durante as transições entre os modos conectado à rede e ilhado. O artigo modela tanto as PR quanto as NR no campus Punggol do Instituto de Tecnologia de Singapura, incorporando sistemas fotovoltaicos FV, sistemas de armazenamento de energia SAE, conversores eletrônicos de potência, cargas em CC e CA, além de conexões com a rede elétrica. A PR inclui um sistema de baterias, um inversor monofásico conectado a uma rede monofásica e cargas CC e CA.

No campo das soluções aplicadas, o artigo de Nguyen *et al.* (2021) propõe um controle preditivo direto para NRs baseadas em turbinas eólicas, demonstrando, por meio de testes em *Hardware in the loop* (HIL), a superioridade em rastreamento de potência e mitigação de distorções harmônicas frente a técnicas convencionais, mesmo em condições adversas de rede. Focando na simplificação de arquiteturas, o artigo de Namani *et al.* (2022) apresenta uma estratégia de controle integrada em um único estágio para sistemas FV, alcançando alta eficiência e baixa distorção harmônica com validação experimental em plataforma dSPACE. Já o trabalho de Gupta *et al.* (2024) explora a gestão de energia em NRs híbridas com fontes solar-eólica, destacando o uso de Centro de distribuição e

gerenciamento de potência (*Power Management and Distribution Centers* - PMDC) para redução de custos, controle bidirecional da bateria e regulação da tensão com estabilidade comprovada em Simulink. Por outro lado, o trabalho de Dutta e Chatterjee (2021) propõe uma arquitetura modular e reconfigurável para edificações autossuficientes, integrando controle distribuído, múltiplos barramentos e compatibilidade com diferentes níveis de tensão, com validação prática em protótipo real.

Diferentemente dos trabalhos apresentados na literatura, que abordam aspectos específicos das NRs como estratégias de controle para barramentos CC, classificação de arquiteturas e conversores, ou soluções aplicadas como controle preditivo em turbinas eólicas e inversores de estágio único, a proposta desta tese traz uma contribuição inédita ao integrar, em um mesmo modelo, múltiplos elementos que compõem uma NR com Condicionador de Qualidade de Energia (NR-UPQC), como mostra o trabalho publicado no decorrer da construção da tese (OLIVEIRA *et al.*, 2022). De forma complementar, o trabalho propõe a criação de uma plataforma de simulação com base em ciência aberta possibilitando outros pesquisadores a evoluir na temática. Em conjunto, esses trabalhos refletem a evolução das NRs como solução estratégica para energia distribuída eficiente, confiável e economicamente viável, consolidando-se como elemento-chave no avanço das redes inteligentes e na ampliação do acesso à energia limpa.

Por fim, a NR-UPQC proposta, quando conectada à rede elétrica, pode operar como um Filtro Ativo de Potência Paralelo (FAPP) desempenhando um papel crucial na mitigação de distúrbios de qualidade de energia, como harmônicos, compensação de potência reativa e desequilíbrios de carga. Nessa configuração, a NR-UPQC contribui para a qualidade de energia do sistema elétrico, injetando ou absorvendo correntes de compensação. Essa funcionalidade torna-se especialmente relevante em sistemas com alta penetração de cargas não lineares ou fontes intermitentes, como as renováveis. Estudos recentes demonstram que o uso de NR como FAPPs melhora significativamente a qualidade da energia fornecida, ao mesmo tempo em que promove a integração eficiente de fontes distribuídas (OLIVEIRA *et al.*, 2022).

1.1.1 Pergunta de Pesquisa e Hipótese

A presente pesquisa parte da seguinte pergunta de investigação:

Como implementar e validar, por meio de simulação, uma arquitetura modular e parametrizável de nanorrede monofásica que integre recursos energéticos distribuídos (RED), estratégias de gerenciamento da qualidade da energia elétrica (QEE), com capacidade de operação conectada e/ou isolada da rede elétrica?

Diante disso, formula-se a seguinte hipótese de pesquisa:

A ausência de modelos computacionais validados, reprodutíveis e open source limita o avanço de soluções práticas e inovadoras para o setor elétrico brasileiro. A hipótese é que a implementação de um modelo modular e parametrizável de uma NR-UPQC com base em ciência aberta contribuirá para o avanço da pesquisa e da compreensão da aplicabilidade das nanorredes no Sistema Elétrico de Potência (SEP) nacional.

1.2 OBJETIVOS

Desenvolver e implementar, usando ferramenta computacional, uma arquitetura modular e parametrizável de nanorrede monofásica, integrando REDs e funcionalidades de controle ativo de potência e qualidade de energia via UPQC.

- Realizar revisão bibliográfica dos diferentes algoritmos MPPT tradicionais e bioinspirados aplicados em sistemas fotovoltaicos.
- Realizar revisão bibliográfica dos diferentes sistemas de armazenamento de energia para aplicação em NR's.
- Realizar revisão bibliográfica sobre as normas nacionais e internacionais relacionadas a qualidade de energia elétrica.
- Realizar revisão bibliográfica dos diferentes abordagens de controle hierárquico (primário, secundário e terciário), com foco em inversores conectados à rede, operação em modo ilhado e estratégias de transição entre modos.
- Estruturar um modelo de NR (fotovoltaica + armazenamento + UPQC) com controle e simulação de eventos;
- Implementar algoritmos de controle intercambiáveis (MPPT, controle de tensão, modos de operação, compensação ativa);
- Desenvolver um modelo em uma ferramenta de forma a facilitar a leitura e simulação com dados reais, permitindo estudos mais próximos da realidade operacional;
- Desenvolver um tutorial de parametrização que permita customização por usuários externos sem alteração do núcleo do código;
- Validar numericamente o desempenho da NR em diferentes modos operacionais (ilhado, conectado, transição);
- Documentar e disponibilizar a ferramenta como repositório de ciência aberta no IEEE Dataport, com tutorial de uso, base de dados de teste e casos demonstrativos.

1.3 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

O crescente interesse pela geração distribuída e a descentralização dos sistemas elétricos impõe desafios relacionados à qualidade da energia, confiabilidade, operação e controle. No contexto da transição energética, NRs surgem como soluções promissoras para aplicações residenciais, rurais e de baixa potência, permitindo integração eficiente entre fontes renováveis, sistemas de armazenamento e cargas críticas. Apesar dos avanços na literatura, verifica-se a escassez de ferramentas abertas, flexíveis e reprodutíveis para a simulação detalhada de NRs. A maioria dos modelos publicados está restrita a topologias específicas, com algoritmos de controle fixos e baixa adaptabilidade a diferentes cenários operacionais ou dados reais de campo. Isso limita a exploração e a validação de novas estratégias de controle, gestão energética e integração de tecnologias emergentes. Neste contexto, esta tese propõe o desenvolvimento de um modelo genérico e modular de NR-UPQC monofásica com foco em simulação aberta e reprodutível para ser compartilhado na plataforma IEEE Dataport. A proposta contempla:

- Arquitetura modular que permite a parametrização completa da topologia e das características elétricas da rede;
- Suporte à troca de algoritmos de controle, facilitando a comparação entre diferentes estratégias como MPPT, controle de tensão, gerenciamento de carga, entre outros;
- Capacidade de importar dados reais de operação, permitindo simulações baseadas em perfis de carga, irradiação e temperatura;
- Compatibilidade com iniciativas de ciência aberta, favorecendo o uso educacional, acadêmico e técnico da ferramenta.

1.3.1 Originalidade e Contribuições da Proposta

A originalidade deste trabalho reside na concepção e implementação de uma plataforma modular e reprodutível para uma nanorrede monofásica com funcionalidades integradas de Compensador Universal de Potência (NR-UPQC). Diferentemente de abordagens fragmentadas encontradas na literatura, o sistema desenvolvido neste estudo contempla, de forma simultânea: geração fotovoltaica com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) bioinspirada, armazenamento híbrido com bateria de lítio e supercapacitor, controle hierárquico distribuído, operação em diferentes modos (conectado à rede e isolado) e funcionalidades de compensação ativa de corrente.

Além disso, o modelo foi desenvolvido com foco na ciência aberta, sendo disponibilizado gratuitamente na plataforma *IEEE DataPort*, acompanhado de documentação completa, dados de entrada e casos demonstrativos. Essa iniciativa visa fomentar a reprodutibilidade científica e incentivar o uso da ferramenta por pesquisadores, professores e

profissionais da área. A proposta também se destaca pela sua adaptabilidade, permitindo a substituição de algoritmos de controle, integração de novos elementos e portabilidade para outras plataformas de simulação, como PSIM, PSCAD e ambientes em Python.

1.3.2 Contribuição Científica

Como resultado desta tese, foram publicados os seguintes trabalhos:

Livro: Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) para sistemas de energia solar fotovoltaica: Técnicas, Implementação e Desempenho sob sombreamento parcial (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024);

Artigo: Development of an MPPT-Based Genetic Algorithm for Photovoltaic Systems versus Classical MPPT Techniques in Scenarios with Partial Shading (OLIVEIRA *et al.*, 2024a);

Capítulo de livro: Smart Grids—Renewable Energy, Power Electronics, Signal Processing and Communication Systems Applications - Energy Storage Applications in Renewable Energy Systems (SALVADORI *et al.*, 2023);

Artigo: Power management and power quality system applied in a single-phase nanogrid (OLIVEIRA *et al.*, 2022);

Artigo: Implementation of the Bio-Inspired Metaheuristic Firefly Algorithm (FA) Applied to Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Systems (WATANABE *et al.*, 2022).

1.3.3 Justificativa Técnica e Científica

A presente proposta surge como resposta aos desafios técnicos e científicos enfrentados na implementação de sistemas de geração distribuída (GD) em redes elétricas de baixa tensão, especialmente em contextos com elevada penetração de fontes renováveis intermitentes — como a solar fotovoltaica — e o crescente uso de cargas não lineares, ambos responsáveis por distúrbios significativos na qualidade da energia elétrica (QEE).

A literatura técnica tem apontado lacunas importantes quanto à ausência de modelos computacionais validados, reproduzíveis e adaptáveis às particularidades do Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro. A maioria das contribuições existentes limita-se a topologias específicas ou não oferece recursos de simulação acessíveis e parametrizáveis que representem, com fidelidade, as condições operacionais de redes reais em ambiente nacional. Além disso, a dificuldade de replicação dos estudos dificulta a consolidação de práticas colaborativas em ambientes acadêmicos e de pesquisa aplicada.

Logo, esta tese propõe e entrega uma solução inédita: uma plataforma de simulação modular e de código aberto desenvolvida em MATLAB/Simulink, validada em diferentes modos operacionais, com foco em nanoredes monofásicas com funcionalidades de controle de energia, compensação de distorções harmônicas e operação em modo ilhado.

Este modelo computacional foi integralmente disponibilizado na plataforma IEEE DataPort, acompanhado de documentação técnica e tutorial de uso, permitindo que outros pesquisadores, estudantes e profissionais do setor possam replicar, adaptar e evoluir a proposta conforme suas necessidades específicas. A iniciativa se alinha com os princípios da ciência aberta, fomentando a reprodutibilidade acadêmica e a disseminação de conhecimento técnico qualificado no âmbito da transição energética brasileira.

1.4 ESTRUTURA DA TESE

A organização deste documento de tese se deu da seguinte forma: no Capítulo 2, foi realizada uma revisão bibliográfica do estado da arte sobre a NR e seus componentes, como sistemas de geração fotovoltaica, algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência, sistemas de armazenamento por baterias, o emprego de supercapacitores e aspectos relacionados à qualidade de energia elétrica no sistema. No Capítulo 3, foram apresentadas a metodologia e o desenvolvimento do trabalho, incluindo a discussão sobre a topologia da NR-UPQC adotada, as topologias dos conversores eletrônicos, a modelagem matemática do sistema, as metodologias de controle, os algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) e de compensação de harmônicos, além dos modos de operação implementados no sistema. No Capítulo 4, foram apresentados os resultados de simulação da NR-UPQC, com a definição de todos os parâmetros utilizados, bem como o passo a passo para inserção de dados, troca de cenários operacionais e transições da NR-UPQC. Por fim, no Capítulo 5, foram realizadas as discussões dos resultados obtidos e apresentadas propostas para a continuidade do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será realizada uma revisão bibliográfica do estado da arte sobre NR e seus componentes como: sistemas de geração fotovoltaica, algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência, sistemas de armazenamento à bateria, o emprego de SCs, conversores eletrônicos para processamento de energia e qualidade de energia elétrica no sistema.

2.1 ESTRUTURA DE UMA NR

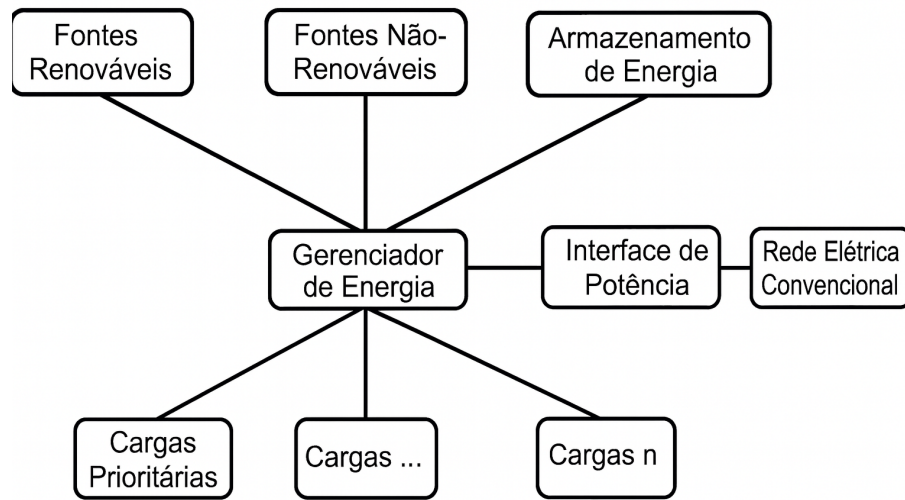
De forma a mitigar os problemas técnicos deste novo cenário dos sistemas elétricos, diversas estratégias de controle e gerenciamento de energia estão sendo desenvolvidas pela comunidade científica da área em questão. Em geral, estas estratégias se beneficiam do conceito de redes elétricas inteligentes, ou MR no qual propõe-se a implementação de uma camada de informação ao sistema elétrico que proporcione funcionalidades que auxiliem no gerenciamento do sistema em si. O gerenciamento dos recursos presentes nas MR é um fator criticamente importante, pois possui várias cargas (consumidores) e unidades de produção como FERI. Através de seu gerenciamento otimizado, devido às diferentes fontes de energia e proprietários, as MR podem participar nos mercados de energia nos modos isolado e conectado à rede.

Observa-se que a experiência na implantação de MR ainda é bastante incipiente, principalmente no território nacional. Neste cenário, o desafio se concentra na necessidade de integração dessas fontes de geração e no desenvolvimento de soluções que permitam consolidar tecnicamente o conceito das MR. A tecnologia de MR se apresenta como uma forma inovadora para suprir necessidades de melhorias em sistemas de distribuição convencionais, principalmente, no que concerne ao atendimento de áreas rurais. O conceito de MR pode ser ainda mais simplificado a ponto de adquirir um novo nome ou conceito: "NR (Nanoredes)".

De acordo com Santoro et al. (2023) e Burmester et al. (2017) uma NR pode ser definida como um sistema de distribuição de energia por uma simples casa ou edificação, com a capacidade de se conectar ou desconectar de outros sistemas de energia elétrica através de um ponto de acoplamento comum (PAC). A Figura 1 mostra a estrutura básica de uma NR assim como suas interfaces de conexão onde a mesma estrutura também pode caracterizar uma MR. Uma NR, consiste de produção, consumo e distribuição de energia local com a possibilidade de armazenamento e controle da energia.

A fim de se adaptar à demanda de sistemas de energia, as NR tem se tornado um foco de pesquisa dentro deste conceito (SANTORO *et al.*, 2023; BRYAN; DUKE; ROUND, 2004; NAG *et al.*, 2013). Em termos de escala de potência, as NR podem ser caracterizadas entre 2 à 45kW, menor que a potência de uma MR. Portanto, de forma geral, uma NR é uma subrede dentro de uma MR convencional (LUCIA *et al.*, 2013).

Figura 1 – Estrutura de uma Nanorrede convencional



Fonte: Autor.

De acordo com (SANTORO *et al.*, 2023; BURMESTER *et al.*, 2017) pode-se destacar os pontos da concepção de uma NR:

- **Produção de energia local** - Uma das principais características de uma NR é sua capacidade de aumentar o uso eficiente da geração distribuída de porte residencial. Essas estruturas podem apoiar a integração de uma variedade de fontes de energias renováveis ou não renováveis. As fontes típicas de energia renovável são a solar e eólica, enquanto as não renováveis podem ser fontes como geradores a diesel por exemplo.
- **Pelo menos uma carga local** - Cargas locais são eletrodomésticos que são alimentados por produção local através da NR. Alguns exemplos são cargas como um aquecedor de água, iluminação, forno, televisão etc.
- **Um ponto de conexão bidirecional** - Uma conexão de energia bidirecional entre outras NR, MR ou a rede elétrica convencional. Sempre que possível, isso incluirá a comunicação com outros sistemas de energia, transmitindo os requisitos de energia da NR. No entanto, no caso de ligação à rede elétrica convencional, a comunicação pode não ser possível. A porta de conexão bidirecional também tem a capacidade de se desconectar de entidades externas de energia, permitindo que a NR opere de modo ilhado. O ponto de conexão permite que a NR entregue energia para geração de créditos no modo compensação ou consuma energia da rede elétrica, aumentando o benefício financeiro por se comportar com uma fonte de GD.
- **Armazenamento de energia** - O armazenamento de energia é considerado

opcional em uma estrutura NR, mas geralmente está presente, pois adiciona estabilidade e confiabilidade ao sistema. O armazenamento de energia mais adequado às NR, devido à capacidade e localização residencial, é um banco de baterias.

- **Controlador NR** - Outro elemento que não é totalmente essencial, mas geralmente presente é um controlador NR. O controlador deve ser capaz de gerenciar os recursos energéticos presentes em uma NR.

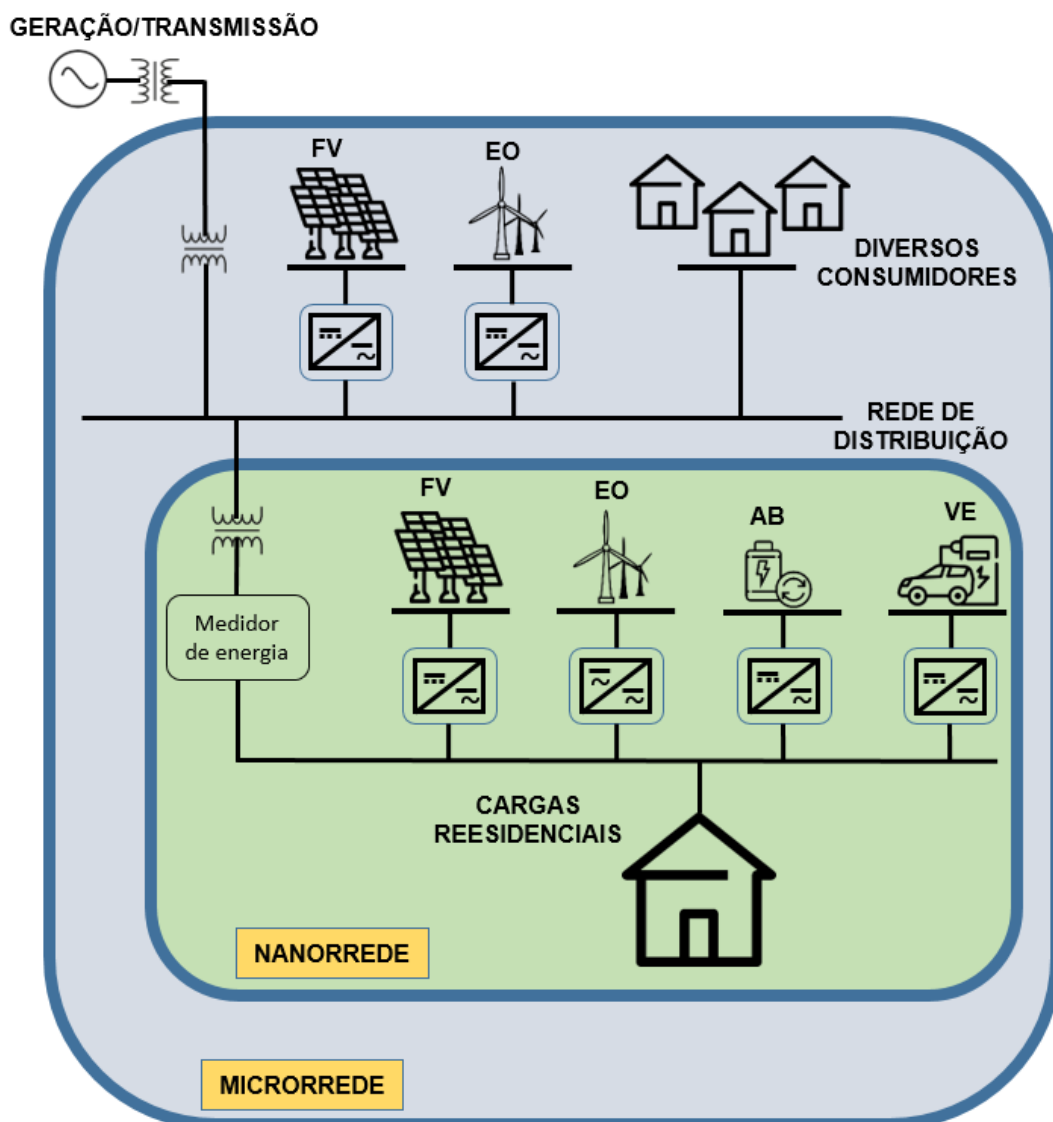
A estrutura das NR são caracterizadas pela forma de como é gerado o barramento de tensão principal da rede, podendo ser divididos em dois tipos como: NR de corrente alternada (CA) e NR de corrente contínua (CC). Quando comparada a estrutura de NR de barramento CA com o NR de barramento CC, a de barramento CC possui uma maior eficiência na integração de sistemas fotovoltaicos, eólicos e outras unidades de geração de energia. Portanto, as NR vem se tornando o principal foco de desenvolvimento de redes inteligentes no contexto das MR (XU, Q. *et al.*, 2020).

A estrutura de MR destacada na Figura 2 é consolidada e constituída por um sistema de armazenamento de energia e um número maior de fontes geradoras. Como uma parte menor de um sistema de MR, por exemplo um sistema residencial de até 45kW, pode ser reconhecido e definido como uma NR. Uma NR, portanto, pode ser considerada uma espinha dorsal de uma residência contemporânea concebida para ser energeticamente sustentável alimentada por diferentes fontes renováveis, sistema de armazenamento de energia, veículos elétricos, microturbinas, entre outros (CVETKOVIC *et al.*, 2009; SALAMEH; DAVIS, 2003).

No entanto, nos sistemas elétricos convencionais, as dinâmicas de geração, distribuição e consumo são totalmente acopladas, e a estabilidade do sistema é alcançada com as fontes eletromecânicas hídras predominantemente, de frequência constante (geradores síncronos), enquanto que em outros sistemas, como por exemplo nos sistemas CC, essa estabilidade pode ser alcançada com fontes eletroquímicas de tensão constante (baterias). Observando a Figura 2 pode-se notar que alguns dos componentes do sistema NR, como sistema de geração FV (Fotovoltaica), EoL (Eólica) e VEHP (Veículo Elétrico Híbrido "Plug-in"), são realmente conectados à rede por meio dos conversores de energia devido às suas diferentes características dinâmicas e, portanto, dinamicamente desacoplado (AKAGI, Hirufumi, 2001; AKAGI, Hirofumi, 2005; TAFT; DIXON; SULLIVAN, 2001).

Embora as NR sejam um tópico de pesquisa relativamente novo dentro o escopo dos sistemas de energia, elas estão ganhando destaque internacionalmente dentro de pequenos e grandes grupos de pesquisa (HAZARATHAIAH *et al.*, 2024; NAMANI *et al.*, 2022; NGUYEN *et al.*, 2021; SANTORO *et al.*, 2023; SARATH; KANAKASABAPATHY, 2015). Isso pode ser visto a partir das palavras-chave "nanogrid" nos bancos de dados relevantes. A pesquisa de NR existente pode ser dividida em grupos, de acordo com a pesquisa de (BURMESTER *et al.*, 2017): Conceitos de NR e futuros desenvolvimentos; Controle de

Figura 2 – Definição de estruturas de Microrredes e Nanorredes.



Fonte: Autor.

NR; Hardware empregado em NR; NR Interligadas. A maior parte da literatura de NR concentra-se no controle e hardware, com uma variedade de algoritmos e topologias de conversores de energia. A ideia de utilizar as NR de forma modular para formar uma rede de NR interconectadas também é apresentado na literatura, embora na maioria dos casos isso seja ainda em nível conceitual. O problema com a literatura atual é que o título deixa a definição de NR razoavelmente ambígua, sugerindo várias características e/ou limites para diferenciar então uma estrutura de rede elétrica de potência.

2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ALGORITMOS MPPT

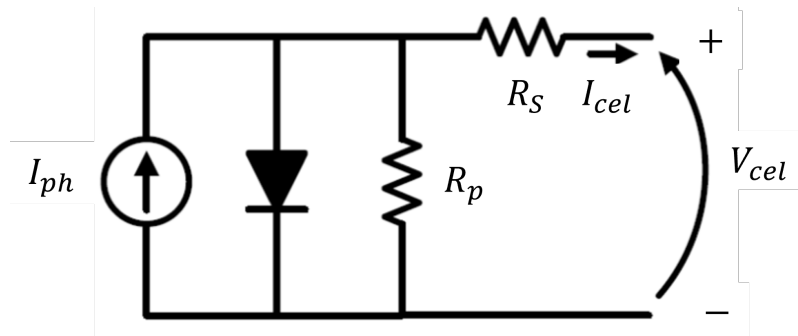
2.2.1 Célula fotovoltaica

Os painéis fotovoltaicos são dispositivos capazes de converter diretamente a luz do sol em eletricidade. Eles são compostos por células fotovoltaicas que capturam a energia solar e a transformam em CC. Essa corrente pode ser utilizada diretamente ou convertida em CA por meio de um inversor, possibilitando sua conexão à NR.

A célula fotovoltaica consiste, essencialmente, em uma junção p-n de semicondutor (geralmente silício), que, ao ser iluminada, libera elétrons que circulam em um circuito elétrico fechado. A quantidade de elétrons gerados varia conforme a intensidade da luz que incide e a capacidade de absorção do semicondutor.

Em modelos mais simples, a célula é representada por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Porém, é de suma importância a utilização de um modelo que represente as características não ideais das células, utilizando para isso as resistências série e a paralela, como mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de (RAWA *et al.*, 2022).

Em (RAWA *et al.*, 2022) é representado o modelo matemático que contempla um modelo não ideal. Na Equação (1) é apresentada como é gerada a corrente em uma célula fotovoltaica.

$$I_{cel} = I_{ph} - I_r [e^{q_{el}(V_{cel} + I_{cel}R_s)} - 1] - (V_{cel} + I_{cel}R_s)/R_p \quad (1)$$

Onde os parâmetros são descritos por:

- V_{cel}, I_{cel} - Tensão e corrente nos terminais de saída da célula solar;
- I_{ph} - Fotocorrente;
- I_r - Corrente de saturação reversa do diodo;
- R_s, R_p - Resistências série e paralela da célula;
- q_{el} - Carga do elétron, $1,6 \times 10^{-19}C$;
- η - Fator de idealidade da junção p-n;

- k - Constante de Boltzmann, $1,38 \times 10^{-23} J/K$;
- T - Temperatura ambiente em Kelvin, K ;

O parâmetro I_{ph} depende dos valores da radiação solar e da temperatura incidentes na célula solar. A corrente fotovoltaica I_{ph} é descrita pela Equação (2). Já com as Equações (3) e (4) podem ser obtidos os parâmetros I_r e I_{rr} respectivamente.

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_r)] \frac{G}{1000} \quad (2)$$

$$I_r = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_G}{\eta k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3)$$

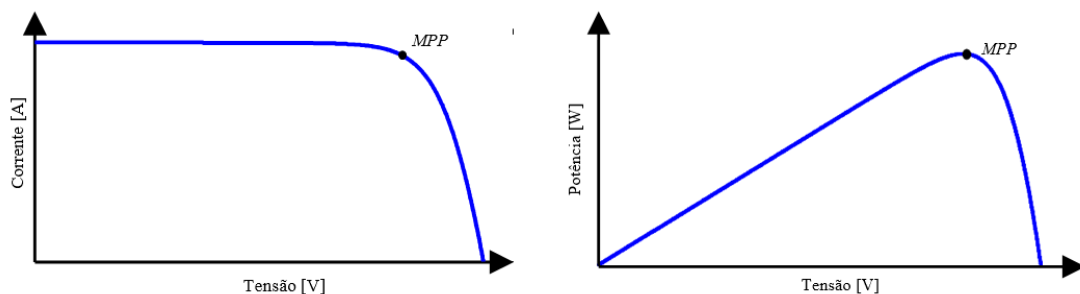
$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{ca}}{R_p}}{e^{\frac{qV_{ca}}{\eta k T_r}} - 1} \quad (4)$$

Os parâmetros das equações (2), (3) e (4) são denominados a seguir:

- I_{sc} - é a corrente de curto-circuito por célula;
- V_{ca} - é a tensão de circuito aberto;
- α - coeficiente de temperatura de I_{sc} ;
- T - Temperatura de referência em Kelvin, K ;
- G - Intensidade de radiação solar em $\frac{W}{m^2}$;
- I_{rr} - Corrente de saturação reversa de referência em STC;
- E_G - Energia de banda proibida 1,1eV;

A solução das equações do modelo matemático resulta na curva não linear característica I-V e P-V da célula fotovoltaica, como mostra a Figura 4. O ponto na curva indica MPP (*Maximum Power Point*) (Ponto de Potência Máxima).

Figura 4 – Curvas características Fotovoltaica

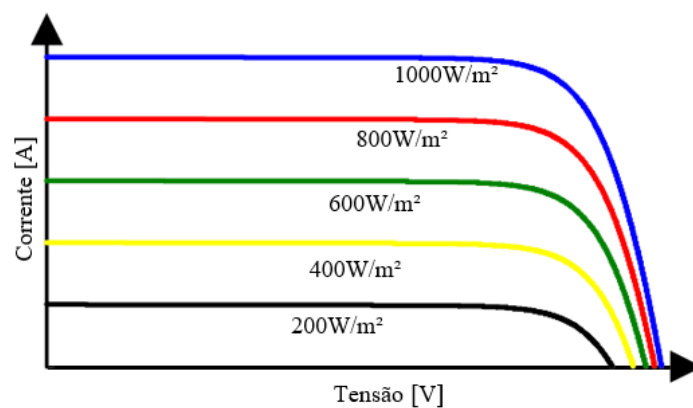


Fonte: Autor.

2.2.2 Curvas características da geração fotovoltaicas

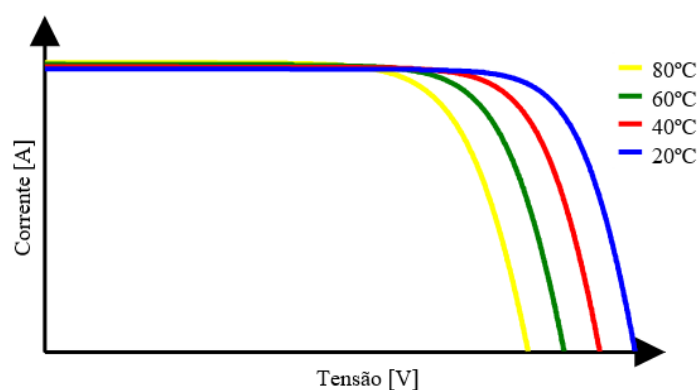
A radiação solar incidente em uma célula influencia diretamente no nível de corrente que ela pode produzir. Conforme a variação da radiação solar, a corrente da célula solar sofre uma maior influência como mostra a Figura 5. Já a Figura 6 mostra o comportamento da curva I-V sob variação da temperatura sobre as células solares. Nota-se que a temperatura pouco influencia na produção de corrente, por outro lado, a tensão já apresenta uma variação mais considerável.

Figura 5 – Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar



Fonte: Autor.

Figura 6 – Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura.



Fonte: Autor.

As variações de temperatura e radiação solar resultam em mudanças no ponto de operação, de tal forma que uma variação na tensão e/ou na corrente influencia na extração da máxima potência. Portanto, na sequência, serão apresentadas as principais técnicas de MPPT para aplicação em sistemas fotovoltaicos.

2.2.3 Algoritmos MPPT Tradicionais

Devido às características não lineares dos painéis fotovoltaicos, a potência gerada varia significativamente com as condições de operação, como irradiância e temperatura. Para maximizar a extração de energia e aumentar a eficiência do sistema, é fundamental empregar algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência, conhecidos como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Esses algoritmos têm como objetivo determinar continuamente o ponto ótimo de operação do sistema fotovoltaico, no qual a produção de energia é maximizada. A literatura apresenta uma ampla gama de algoritmos desenvolvidos para essa finalidade, com diferentes níveis de complexidade e desempenho (ENDIZ *et al.*, 2025; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

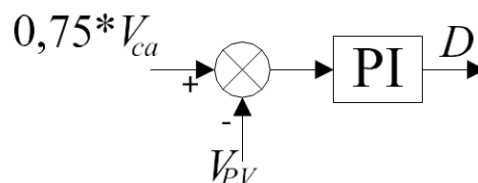
Nas seções seguintes, serão apresentadas algumas das técnicas de MPPT mais utilizadas, abordando tanto métodos clássicos quanto abordagens baseadas em inteligência computacional.

2.2.3.1 Tensão Constante

A técnica de tensão constante é uma das abordagens mais simples para implementação do MPPT. Esse método baseia-se em uma relação empírica, que indica que a tensão correspondente ao ponto de máxima potência (V_{MPP}) representa aproximadamente 70% a 80% da tensão de circuito aberto (V_{CA}) do painel fotovoltaico, sob condições padrão de teste (ENDIZ *et al.*, 2025; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

Sua implementação requer apenas um sensor de tensão no terminal do arranjo fotovoltaico, sendo necessário conhecer previamente o valor da tensão de circuito aberto, obtido na inicialização do sistema a vazio ou por meio do manual técnico do fabricante (SALAS *et al.*, 2006). Como a tensão de operação varia pouco com as flutuações da irradiância solar ao longo do dia, esse método é mais eficaz em locais onde a temperatura ambiente apresenta pouca variação diária, mantendo o ponto de operação estável (ENDIZ *et al.*, 2025). A Figura 7 ilustra o princípio de funcionamento da técnica.

Figura 7 – Método MPPT de tensão constante.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

As principais vantagens desse método estão associadas à sua simplicidade, ao uso de apenas um sensor e ao baixo custo de implementação. Contudo, apresenta limitações quanto à sua precisão, especialmente em situações de sombreamento parcial ou variações

bruscas de temperatura, além de depender diretamente dos parâmetros fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico.

2.2.3.2 Condutância Incremental IC

A técnica de MPPT denominada Condutância Incremental (IC (*Incremental conductance*)) baseia-se na análise da inclinação da curva de potência em função da tensão do arranjo fotovoltaico. No ponto de máxima potência (MPP), essa inclinação é nula ($\frac{dP}{dV} = 0$); à esquerda do MPP, ela assume valores positivos, e à direita, valores negativos. Dessa forma, ao comparar a condutância incremental ($\frac{dI}{dV}$) com a condutância instantânea ($-\frac{I}{V}$), é possível estimar a posição relativa ao MPP e ajustar a operação do sistema em direção ao ponto ótimo (ASNIL *et al.*, 2024).

Apesar dessa fundamentação teórica, conforme apontado por (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024), a obtenção exata da condição $\frac{dP}{dV} = 0$ é raramente atingida na prática, devido às limitações de resolução dos controladores digitais. No entanto, o algoritmo pode ser projetado para reduzir oscilações em regime permanente e aceitar uma margem de erro admissível. A Figura 8 apresenta o fluxograma do método.

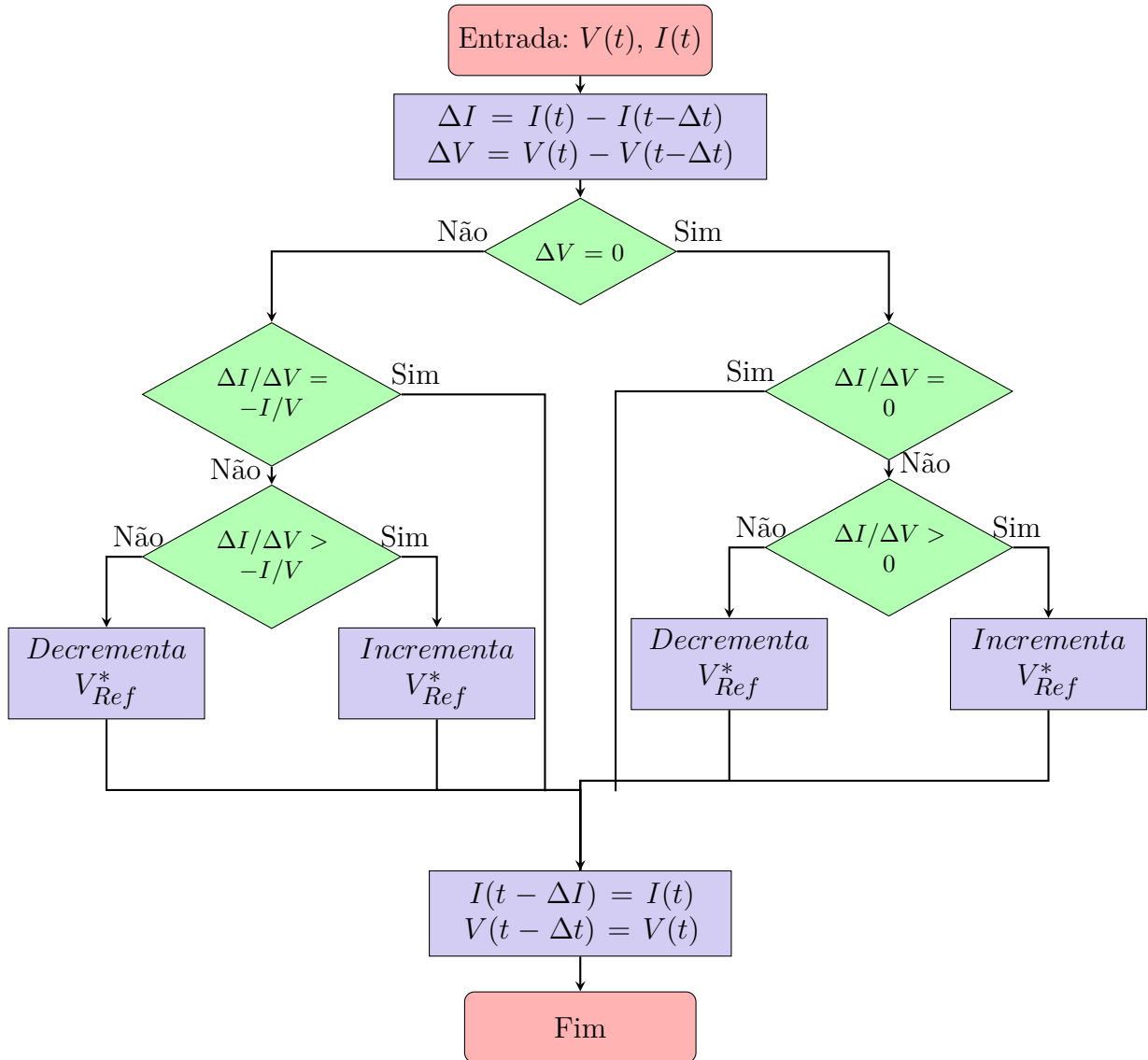
A implementação desse método requer dois sensores: um para tensão e outro para corrente do arranjo fotovoltaico. Uma de suas principais vantagens é a capacidade de interromper as perturbações assim que o MPP for alcançado, mantendo o ponto de operação até que se detectem variações na corrente. Além disso, modificações como o uso de controladores proporcional-integral PI ou passos variáveis podem ser aplicadas para melhorar a estabilidade e a velocidade de resposta (ENDIZ *et al.*, 2025).

Embora o método possa apresentar certa imprecisão na identificação exata do MPP, algoritmos práticos consideram uma pequena faixa de tolerância como aceitável (LAIRD *et al.*, 2008). Entre suas vantagens destacam-se a possibilidade de implementação tanto em hardware digital quanto analógico, e o bom desempenho em rastreamento. Por outro lado, suas limitações incluem a necessidade de calcular derivadas, o que pode aumentar a complexidade computacional do algoritmo.

2.2.3.3 Perturba e Observa – P&O

Dentre os diversos métodos empregados para a implementação de MPPT, o algoritmo conhecido como P&O (Perturba e Observa) é um dos mais amplamente utilizados devido à sua simplicidade e facilidade de implementação. O princípio de funcionamento desse método baseia-se na observação das variações da potência elétrica em função de pequenas perturbações aplicadas à tensão ou à corrente do arranjo fotovoltaico. Com base nessa variação, o sistema decide se deve aumentar ou diminuir o ponto de operação, conforme ilustrado no fluxograma da Figura 9 (DJILALI *et al.*, 2025; ENDIZ *et al.*, 2025; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

Figura 8 – Fluxograma do método MPPT por Condutância Incremental.

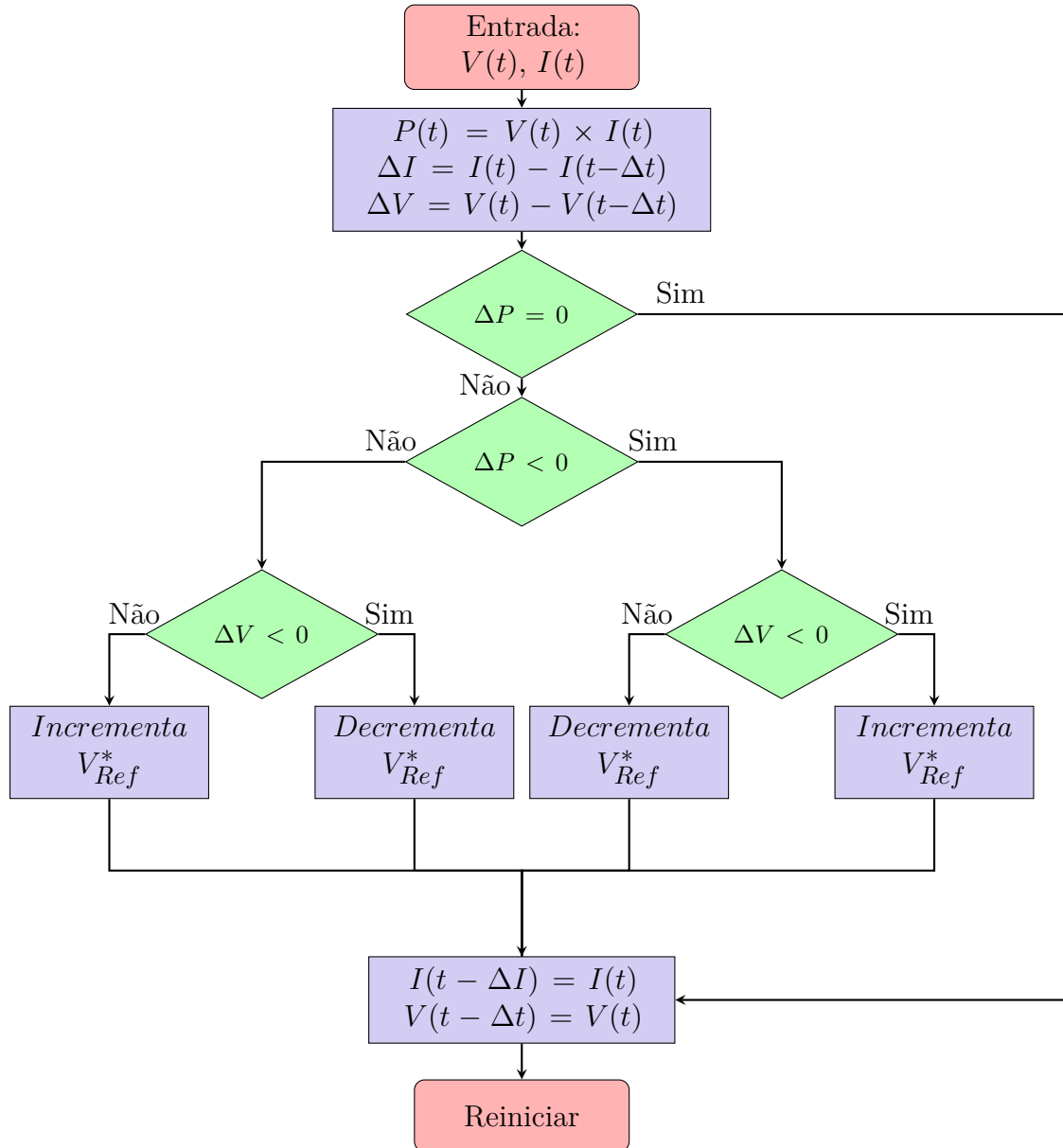


Fonte: Adaptado de Oliveira, Ledesma e Ando Junior (2024).

A execução do algoritmo inicia-se com a leitura das grandezas de tensão e corrente do painel fotovoltaico. Com esses valores, calcula-se a potência elétrica instantânea. Em seguida, essa potência é comparada à obtida na iteração anterior, permitindo determinar a direção da variação. Se a potência aumentar em resposta a uma variação da tensão, o sistema mantém essa direção de perturbação. Caso contrário, a direção é invertida.

A lógica de controle utiliza uma variável de referência *Ref*, que pode representar a razão cíclica (duty cycle) do conversor ou uma referência de tensão ou corrente, dependendo da estratégia de controle adotada. O valor de *Ref* é ajustado continuamente para conduzir o sistema ao ponto de máxima potência. O algoritmo deve ser projetado de forma que o passo de perturbação seja suficientemente pequeno para evitar oscilações excessivas e garantir uma boa precisão no rastreamento. Apesar de sua simplicidade, o método P&O pode apresentar limitações, especialmente em condições de rápida variação da irradiância,

Figura 9 – Algoritmo do Método MPPT PO



Fonte: Adaptado de Oliveira, Ledesma e Ando Junior (2024).

quando o sistema pode interpretar incorretamente as mudanças de potência como resultado de uma perturbação. Ainda assim, por sua fácil implementação e baixo custo computacional, continua sendo uma escolha popular em sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte (DJILALI *et al.*, 2025).

2.2.4 Métodos Evolutivos e Bioinspirados

Além dos métodos tradicionais abordados nas seções anteriores, diversas estratégias baseadas em inteligência computacional têm ganhado destaque na literatura técnica para a realização do MPPT. Dentre essas estratégias, destacam-se os algoritmos evolutivos e bioinspirados, cuja principal vantagem está na capacidade de lidar com sistemas fotovol-

taicos sujeitos a sombreamento parcial, variações térmicas abruptas e múltiplos máximos locais (ROJAS-GALVÁN *et al.*, 2024).

Esses algoritmos operam por meio de populações de soluções candidatas, utilizando mecanismos de seleção, adaptação e aprendizado coletivo para evoluir ao longo das iterações em busca do ponto de máxima potência global GMPP (*Global Maximum Power Point*). Entre as técnicas mais relevantes nesse contexto, destacam-se o Algoritmo FA (*FireFly*), PSO (*Particle Swarm Optimization*), o AG (Algoritmo Genético), o GWO (*Grey Wolf Optimization*) e o SFLA (*Shuffled Frog Leaping*), cujas abordagens e resultados têm demonstrado superioridade em relação aos métodos clássicos em diversas situações práticas (ROJAS-GALVÁN *et al.*, 2024; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

2.2.4.1 Algoritmo Firefly FA

O Algoritmo Firefly (FA) é uma técnica bioinspirada proposta por Yang (YANG, 2010), cujo princípio de funcionamento baseia-se no comportamento de vaga-lumes que emitem luz para atrair outros indivíduos. No contexto do MPPT, os vaga-lumes representam soluções candidatas (como valores de tensão ou corrente), e o brilho emitido é proporcional à aptidão da solução, definida pela potência gerada (CHAO; ZHANG, 2023; WATANABE *et al.*, 2022). Assim, vaga-lumes menos brilhantes movem-se em direção aos mais brilhantes, promovendo a convergência do algoritmo ao ponto de máxima potência global (GMPP) (WATANABE *et al.*, 2022). O Fluxograma do MPPT-FA pode ser observado na Figura 10.

O movimento de um vaga-lume i em direção a outro vaga-lume j mais atrativo é modelado pela Equação (5).

$$x_i^{(k+1)} = x_i^{(k)} + \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2} (x_j^{(k)} - x_i^{(k)}) + \alpha \cdot \epsilon \quad (5)$$

onde:

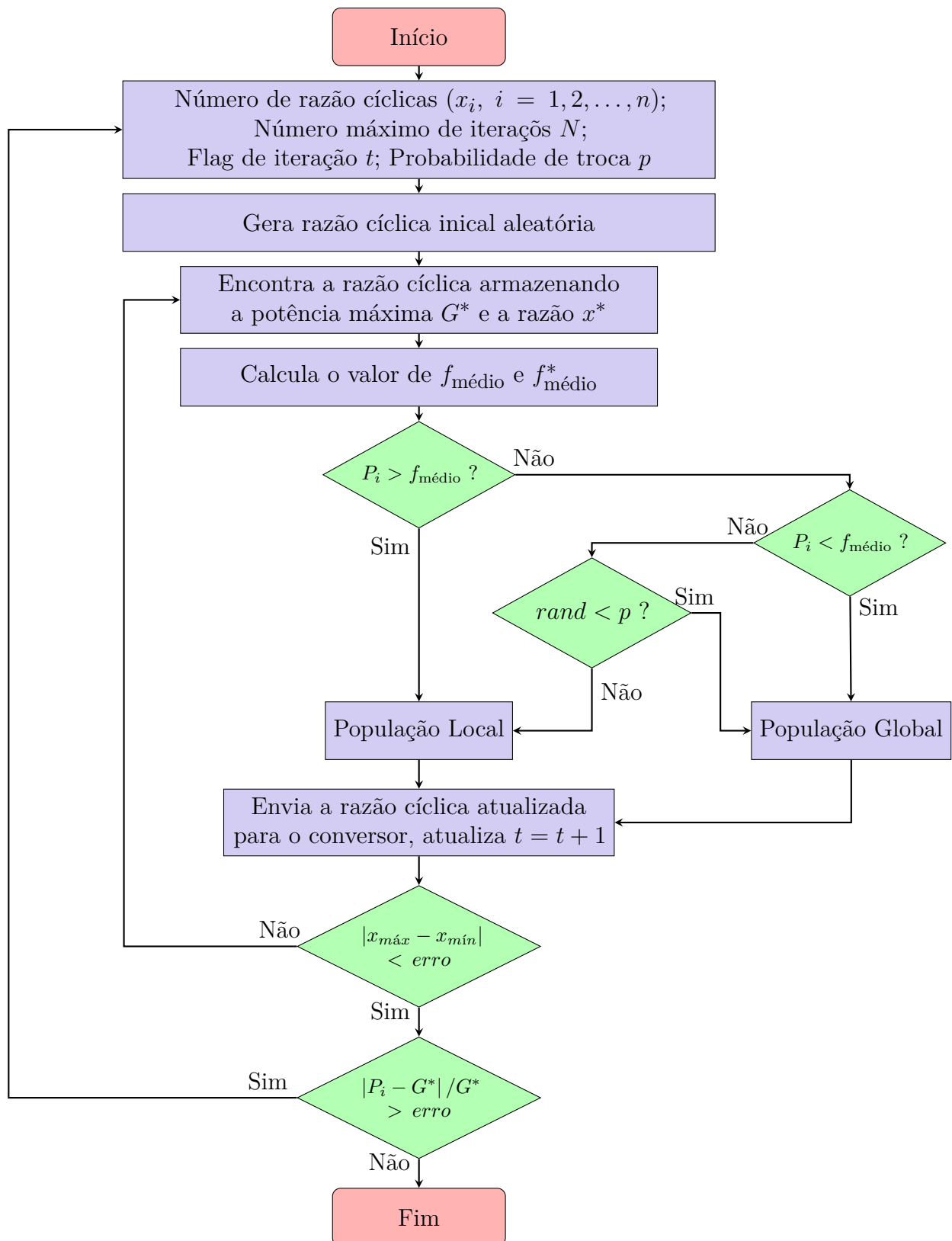
- β_0 é o coeficiente de atratividade no ponto inicial;
- γ representa o coeficiente de absorção de luz;
- r_{ij} é a distância euclidiana entre os vaga-lumes i e j ;
- α é o parâmetro de randomização;
- ϵ é um vetor aleatório (com distribuição uniforme ou normal).

A função de aptidão, que define a intensidade luminosa de cada vaga-lume, é dada pela potência elétrica gerada e é expressa pela Equação (6).

$$f(x_i) = V_i \cdot I_i \quad (6)$$

Onde V_i e I_i é a tensão e corrente do painel fotovoltaico, respectivamente. O algoritmo é iterado até atingir um critério de parada, como número máximo de iterações ou convergência da população. Estudos como os de (CHAO; ZHANG, 2023) e (WATANABE

Figura 10 – Fluxograma do Algoritmo FA aplicado MPPT de conversores estáticos



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

et al., 2022) demonstram a eficácia do FA especialmente em cenários com múltiplos picos de potência, onde algoritmos clássicos como o P&O não conseguem identificar o GMPP.

Comparações entre o FA e o P&O em diferentes níveis de sombreamento revelam que o FA apresenta desempenho consistentemente superior. Enquanto o P&O tende a oscilar em torno de máximos locais, o FA reduziu em até 88% as flutuações em regime estacionário e alcançou níveis mais elevados de eficiência sob condições adversas (CHAO; ZHANG, 2023; WATANABE *et al.*, 2022; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

2.2.4.2 Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas - PSO

O algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO), desenvolvido por Kennedy e Eberhart (KENNEDY; EBERHART, 1995), é uma técnica de otimização estocástica inspirada no comportamento coletivo de aves durante a busca por alimento. No contexto de sistemas fotovoltaicos, o PSO é amplamente utilizado para MPPT, demonstrando bom desempenho mesmo em ambientes com múltiplos máximos locais, como em casos de sombreamento parcial (MUKTI *et al.*, 2023; SILVA *et al.*, 2016). Cada partícula no algoritmo representa uma solução candidata (como um valor de tensão, corrente ou razão cíclica) e se movimenta no espaço de busca com base em sua melhor posição histórica individual da partícula (p_{best}) e na melhor posição global do grupo de partículas (g_{best}). A combinação entre aprendizado individual e cooperação global permite que o enxame convirja de forma eficiente para a região do ponto de máxima potência (MUKTI *et al.*, 2023; SILVA *et al.*, 2016). A Figura 11 mostra o fluxograma do MPPT-PSO.

A posição $x_i(k)$ e a velocidade $v_i(k)$ da partícula i são atualizadas iterativamente. A Equação que demonstra a atualização da velocidade e o movimento das partículas do PSO são dadas por (7) e (8), respectivamente.

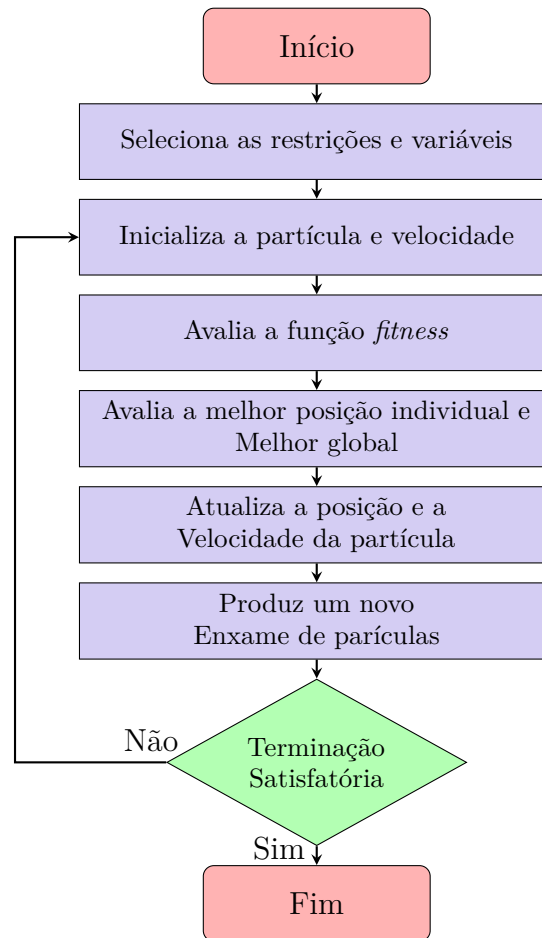
$$v_i(k+1) = w_p \cdot v_i(k) + c_1 \cdot r_1 \cdot (p_{best,i} - x_i(k)) + c_2 \cdot r_2 \cdot (g_{best} - x_i(k)) \quad (7)$$

$$x_i(k+1) = x_i(k) + v_i(k+1) \quad (8)$$

Onde:

- w_p — peso inercial que controla a persistência da velocidade anterior;
- c_1 — coeficiente cognitivo (fator de aprendizado individual);
- c_2 — coeficiente social (fator de aprendizado coletivo);
- r_1, r_2 — números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1;
- p_{best} — melhor posição individual da partícula i ;
- g_{best} — melhor posição global encontrada por todo o enxame.

Figura 11 – Fluxograma do algoritmo MPPT-PSO.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

Valores típicos dos parâmetros são $w_p \in [0.4, 0.9]$, $c_1=c_2=2$, e um número de partículas entre 10 e 30 com 20 a 100 iterações. A escolha apropriada desses parâmetros impacta diretamente na velocidade de convergência e na capacidade do algoritmo em escapar de máximos locais.

A aplicação do MPPT-PSO pode ser adaptada para gerar referências de corrente, tensão ou razão cíclica de controle, sendo aplicável a diferentes arquiteturas de conversores, como topologias com um ou dois estágios. A literatura, incluindo os trabalhos de (MUKTI *et al.*, 2023; SILVA *et al.*, 2016) e (OLIVEIRA *et al.*, 2015), apresenta validações teóricas e experimentais que evidenciam o bom desempenho do PSO frente a métodos clássicos. Sua capacidade de explorar de forma eficiente o espaço de busca torna-o particularmente adequado para ambientes sujeitos a variações rápidas e múltiplos pontos de potência (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

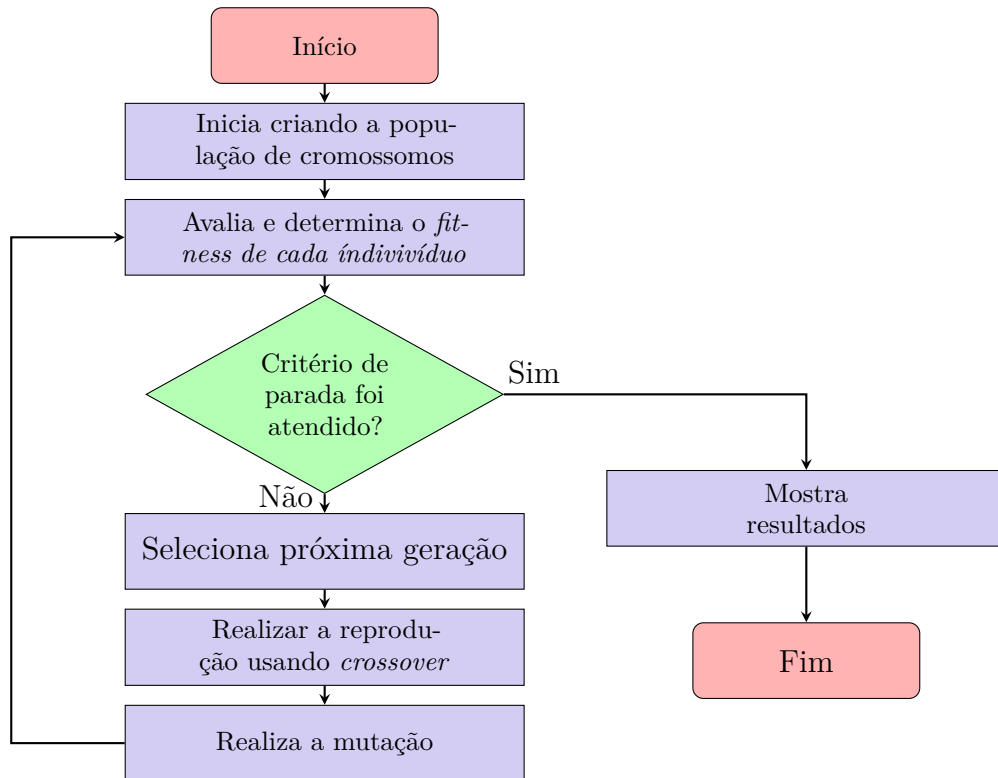
2.2.4.3 Algoritmo Genético AG

O Algoritmo Genético (AG) é uma técnica de otimização inspirada nos princípios da seleção natural e evolução das espécies, conforme proposto por Holland (1975) e

popularizado por Goldberg (GOLDBERG, 1989). Em sistemas fotovoltaicos, o AG é aplicado para rastrear o ponto de máxima potência global (GMPP), especialmente em condições de sombreamento parcial, nas quais a curva característica apresenta múltiplos picos locais (OLIVEIRA *et al.*, 2024b).

Cada indivíduo na população representa uma solução candidata — geralmente uma tensão ou corrente de operação. A aptidão de cada indivíduo, $f(x_i)$, é avaliada com base na potência gerada pelo sistema. Os indivíduos mais aptos têm maior probabilidade de serem selecionados para reprodução, promovendo o avanço evolutivo da população ao longo das gerações (IBRAHIM *et al.*, 2019). A Figura 12 mostra o fluxograma do método AG.

Figura 12 – Fluxograma do algoritmo AG aplicado ao rastreamento MPPT.



Fonte: Adaptado de Oliveira, Ledesma e Ando Junior (2024).

A seleção utiliza o método da roleta, no qual a probabilidade p_i de um indivíduo i ser escolhido é proporcional à sua aptidão relativa:

$$p_i = \frac{f(x_i)}{\sum_{j=1}^N f(x_j)} \quad (9)$$

onde:

- $f(x_i)$: aptidão do indivíduo i (potência gerada);
- N : tamanho da população.

O cruzamento (ou recombinação) combina dois pais para gerar novos indivíduos. No cruzamento de um ponto:

$$\begin{aligned} \text{Pai 1: } A &= [a_1, a_2, \dots, a_k, a_{k+1}, \dots, a_n] \\ \text{Pai 2: } B &= [b_1, b_2, \dots, b_k, b_{k+1}, \dots, b_n] \\ \text{Filho 1: } C &= [a_1, \dots, a_k, b_{k+1}, \dots, b_n] \\ \text{Filho 2: } D &= [b_1, \dots, b_k, a_{k+1}, \dots, a_n] \end{aligned}$$

Outras estratégias incluem:

- **Cruzamento de dois pontos:** dois índices são escolhidos e ocorre troca entre eles;
- **Cruzamento uniforme:** cada gene tem probabilidade p_c de ser trocado.

A mutação introduz diversidade genética, evitando convergência prematura. Para representações binárias:

$$x'_i = x_i \oplus \text{bit}(r < \mu) \quad (10)$$

Para representações reais:

$$\text{mutar}(x_i) = x_i + \mathcal{N}(0, \sigma^2)$$

onde:

- μ : taxa de mutação;
- $r \in [0, 1]$: número aleatório;
- $\mathcal{N}(0, \sigma^2)$: ruído gaussiano com variância σ^2 .

O processo é repetido por um número pré-definido de gerações ou até que a melhoria entre soluções sucessivas seja inferior a um limite.

Os resultados da simulação indicam que o AG apresenta desempenho superior em relação aos métodos clássicos, como P&O e IC, demonstrando maior robustez e capacidade de rastreamento do GMPP em ambientes com sombreamento parcial (OLIVEIRA *et al.*, 2024b; IBRAHIM *et al.*, 2019; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

2.2.4.4 Algoritmo Grey Wolf Optimizer GWO

O GWO (*Grey Wolf Optimization*) é uma metaheurística bioinspirada nas estratégias de caça e na estrutura hierárquica social dos lobos-cinzentos, proposta por Mirjalili *et al.* (MIRJALILI; MIRJALILI; LEWIS, 2014). No contexto de MPPT, o GWO modela cada indivíduo da população como uma solução candidata (por exemplo, um valor de corrente ou tensão), e simula o comportamento colaborativo da matilha durante o cerco à presa — a qual, nesse caso, representa o GMPP (SILAA *et al.*, 2023; ZUCCO *et al.*, 2019).

A hierarquia da matilha é composta por três lobos dominantes: α , β e δ , que representam, respectivamente, as melhores soluções encontradas. Os demais lobos (*omega*) atualizam suas posições com base na influência desses três líderes, promovendo uma busca equilibrada entre a exploração do espaço de soluções e a intensificação nas proximidades das melhores soluções. A Figura 13 ilustra o processo de convergência do método.

A atualização da posição de um lobo é realizada por meio da média ponderada das posições dos três líderes, Equação (11):

$$\vec{X}(t+1) = \frac{1}{3}(\vec{X}_\alpha + \vec{X}_\beta + \vec{X}_\delta) \quad (11)$$

Cada termo \vec{X}_α , \vec{X}_β e \vec{X}_δ é obtido por meio de (12):

$$\vec{X}_l = \vec{X}_l - \vec{A}_l \cdot |\vec{C}_l \cdot \vec{X}_l - \vec{X}| \quad (12)$$

onde os vetores \vec{A} e \vec{C} são definidos por (13) :

$$\vec{A} = 2 \cdot a \cdot \vec{r}_1 - a, \quad \vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2 \quad (13)$$

e:

- a decresce linearmente de 2 até 0 ao longo das iterações;
- \vec{r}_1 e \vec{r}_2 são vetores aleatórios com distribuição uniforme em $[0, 1]$.

Essa estratégia de atualização proporciona ao GWO uma capacidade de convergência, tornando-o eficaz em arranjos fotovoltaicos sujeitos a sombreamento parcial.

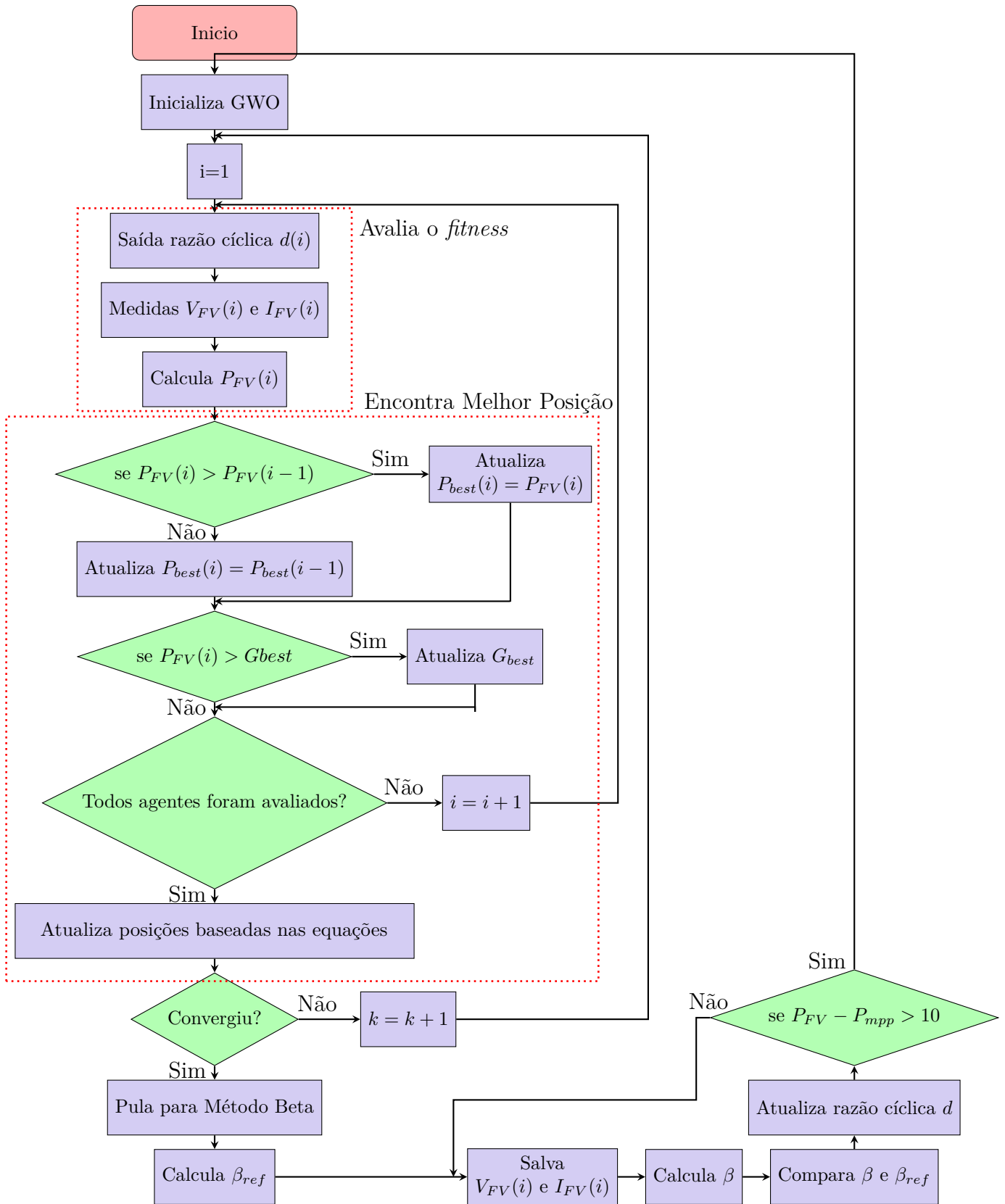
Estudos conduzidos por (SILAA *et al.*, 2023; ZUCCO *et al.*, 2019) demonstram que o GWO, apresenta desempenho superior em relação a algoritmos tradicionais, com menores tempos de convergência e maior estabilidade em regime permanente.

2.2.4.5 Algoritmo Shuffled Frog Leaping SFLA

O SFLA (*Shuffled Frog Leaping*) é uma metaheurística bioinspirada que combina elementos de algoritmos meméticos com o comportamento coletivo de sapos durante a busca por alimento, conforme proposto por Eusuff e Lansey (EUSUFF; LANSEY, 2003). No contexto de rastreamento do ponto de máxima potência, o SFLA tem-se mostrado eficaz em sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial (GUO, Zhen *et al.*, 2025; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

O algoritmo organiza a população de soluções candidatas em subgrupos denominados *memeplexes*, promovendo inicialmente uma evolução local dentro de cada subgrupo. Periodicamente, os subgrupos são embaralhados (*shuffled*), permitindo a redistribuição das soluções e incentivando a diversidade populacional, o que auxilia na superação de ótimos locais e na convergência global. Durante a evolução local, o indivíduo com pior desempenho em cada memeplex é ajustado com base na diferença entre sua posição e a

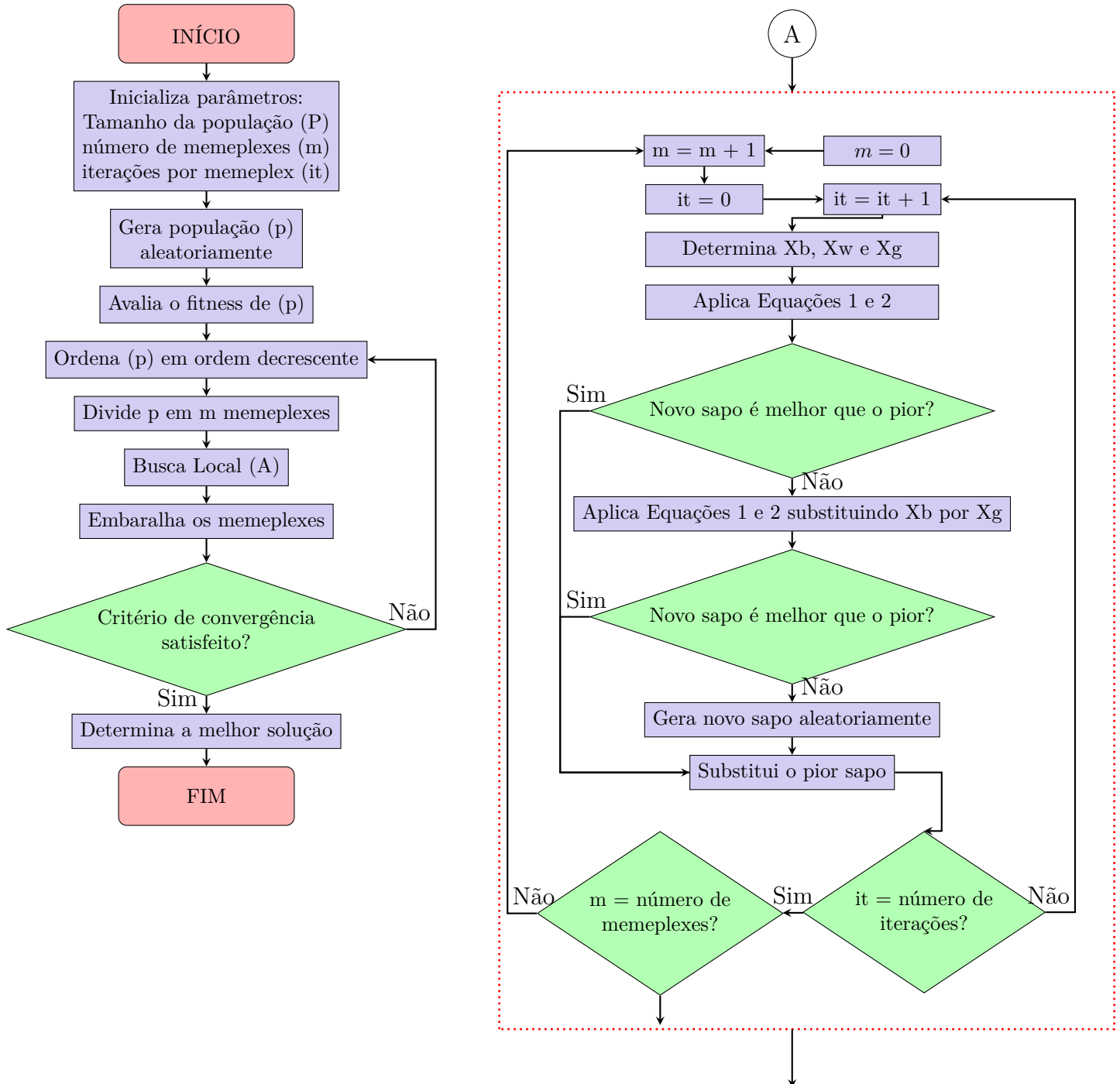
Figura 13 – Fluxograma do algoritmo MPPT-GWO.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

do melhor indivíduo local, conforme a Equação (15). A Figura 14 mostra o processo de convergência do método

Figura 14 – Fluxograma do algoritmo SFLA.



Fonte: Adaptado de Oliveira, Ledesma e Ando Junior (2024).

em que:

- X_{best} representa a melhor solução do indivíduo;
- X_{worst} representa a pior solução;

- r é um número aleatório com distribuição uniforme em $[0, 1]$.

$$X_{\text{new}} = X_{\text{worst}} + r \cdot (X_{\text{best}} - X_{\text{worst}}) \quad (14)$$

em que:

- X_{best} representa a melhor solução do indivíduo;
- X_{worst} representa a pior solução;
- r é um número aleatório com distribuição uniforme em $[0, 1]$.

$$X_{\text{new}} = X_{\text{worst}} + r \cdot (X_{\text{best}} - X_{\text{worst}}) \quad (15)$$

Se a nova posição X_{new} apresentar melhora na aptidão (potência gerada), ela substitui a antiga. Caso contrário, uma nova posição aleatória pode ser atribuída ao indivíduo. Após um número definido de iterações locais, os memplexes são embaralhados, e o processo é reiniciado.

Simulações relatadas em (RODRIGUES, 2023) indicam que o SFLA apresenta eficiência superior a 99,9% em condições de sombreamento, com tempos de convergência variando entre 0,58s e 0,68s. Comparado ao método clássico P&O, o SFLA eliminou oscilações em regime estacionário e manteve a precisão do rastreamento mesmo em cenários adversos (GUO, Zhen *et al.*, 2025; OLIVEIRA; LEDESMA; ANDO JUNIOR, 2024).

A Tabela 1 mostra de forma sintetizada uma análise comparativa dos métodos de MPPT apresentados, destacando a complexidade de implementação, quantidade de sensores necessários (que podem aumentar o custo), desempenho em sombreamento parcial, robustez na rastreabilidade da potência máxima e custo computacional para implementação.

Tabela 1 – Tabela comparativa dos algoritmos MPPT.

Algoritmo	Complexidade de Implementação	Sensores Necessários	Desempenho em Sombreamento Parcial	Robustez	Custo Computacional
Tensão Constante	Baixa	Tensão	Baixo	Baixa	Baixo
Perturba e Observa (PO)	Baixa	Tensão e Corrente	Baixo	Média	Baixo
Condutância Incremental	Média	Tensão e Corrente	Médio	Alta	Médio
Firefly (FA)	Alta	Tensão e Corrente	Alto	Alta	Alto
PSO	Alta	Tensão e Corrente	Alto	Alta	Alto
Algoritmo Genético (AG)	Alta	Tensão e Corrente	Alto	Alta	Alto
Grey Wolf Optimizer (GWO)	Alta	Tensão e Corrente	Alto	Alta	Alto
Shuffled Frog Leaping (SFLA)	Alta	Tensão e Corrente	Alto	Alta	Alto

Fonte: Autor

A seleção do algoritmo MPPT em NR deve ser feita com base nas exigências operacionais do sistema, nas características das fontes renováveis e nas condições de

operação, como o sombreamento parcial. Conforme evidenciado na Tabela 1, algoritmos clássicos como Tensão Constante e Perturba e Observa apresentam baixa complexidade e custo computacional reduzido, o que os torna atrativos para sistemas com recursos limitados, embora tenham desempenho insatisfatório sob condições dinâmicas. Por outro lado, algoritmos bioinspirados como PSO, AG, GWO, FA e SFLA demonstram maior robustez e excelente desempenho sob sombreamento parcial, sendo mais adequados para quando operam com múltiplos geradores fotovoltaicos e elevada intermitência. Nessas aplicações, o maior custo computacional é compensado pelo ganho em eficiência energética, estabilidade e adaptabilidade do sistema.

2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os armazenadores de energia desempenham um papel fundamental na modernização dos sistemas elétricos, oferecendo flexibilidade, estabilidade e maior eficiência na operação da rede. Em aplicações estacionárias, como sistemas conectados à rede elétrica ou NR, os sistemas de armazenamento permitem realizar o deslocamento da carga no tempo, o alívio de picos de demanda, o fornecimento de reserva de energia e a estabilização da tensão e frequência. Além disso, esses sistemas são essenciais para viabilizar uma maior penetração de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, contribuindo para a transição energética e para a redução das emissões de carbono. Dentre as diversas tecnologias disponíveis — que incluem armazenamento térmico, volantes de inércia, SCs e sistemas eletroquímicos — as baterias se destacam pela maturidade tecnológica, versatilidade de aplicação, modularidade e rápida resposta, tornando-se a solução mais adotada em sistemas estacionários de armazenamento de energia (RALON *et al.*, 2017; KEBEDE *et al.*, 2022).

2.3.1 Acumuladores à bateria

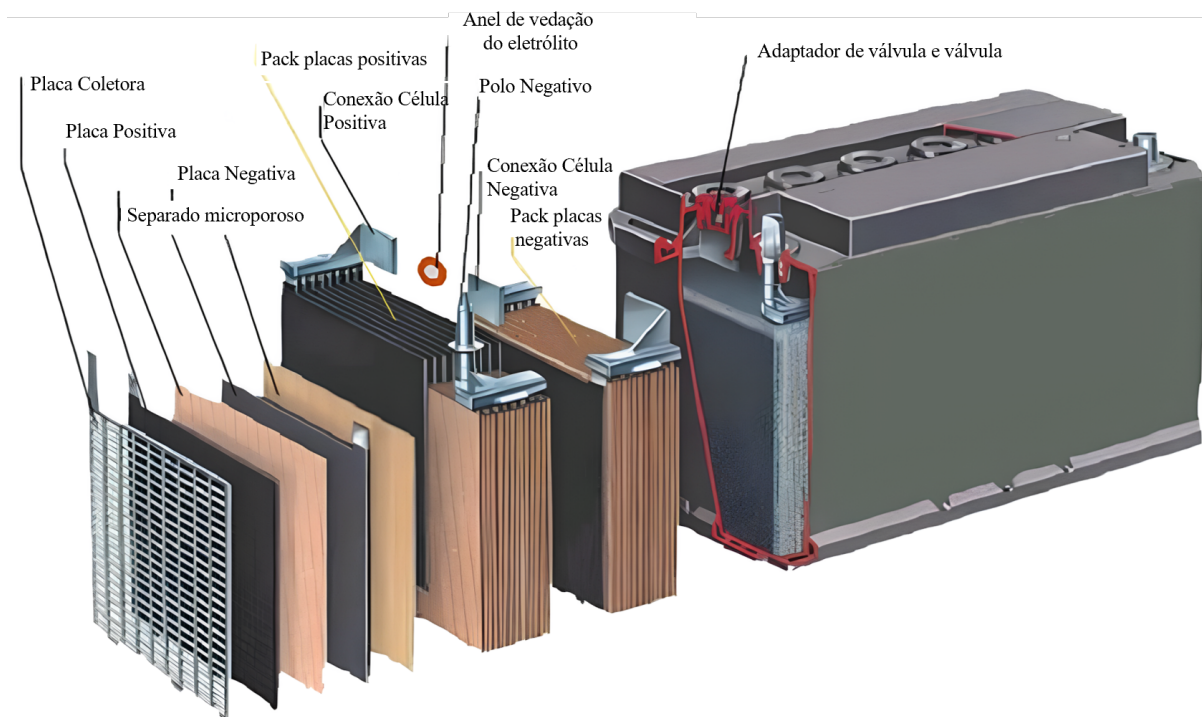
As baterias estacionárias são dispositivos essenciais para o armazenamento de energia elétrica em diversas aplicações, como sistemas de energia renovável, infraestrutura crítica e *backup* de energia. Ao longo dos anos, várias tecnologias de baterias foram desenvolvidas, cada uma com suas vantagens e desvantagens específicas, dependendo das exigências de durabilidade, custo, densidade de energia, ciclo de vida e impacto ambiental. Esta revisão explora as principais tecnologias de baterias estacionárias, incluindo as mais tradicionais e as emergentes (ITANI; DE BERNARDINIS, 2023; KEBEDE *et al.*, 2022).

2.3.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido são uma das tecnologias mais antigas e amplamente utilizadas para aplicações estacionárias. Elas se destacam por seu baixo custo e confiabilidade, mas têm algumas limitações importantes, como menor densidade de energia e uma vida útil relativamente curta, especialmente quando submetidas a ciclos profundos de

descarga (KEBEDE *et al.*, 2021). A Figura 15 mostra a estrutura interna da bateria de chumbo-ácido.

Figura 15 – Estrutura da bateria de chumbo ácido.



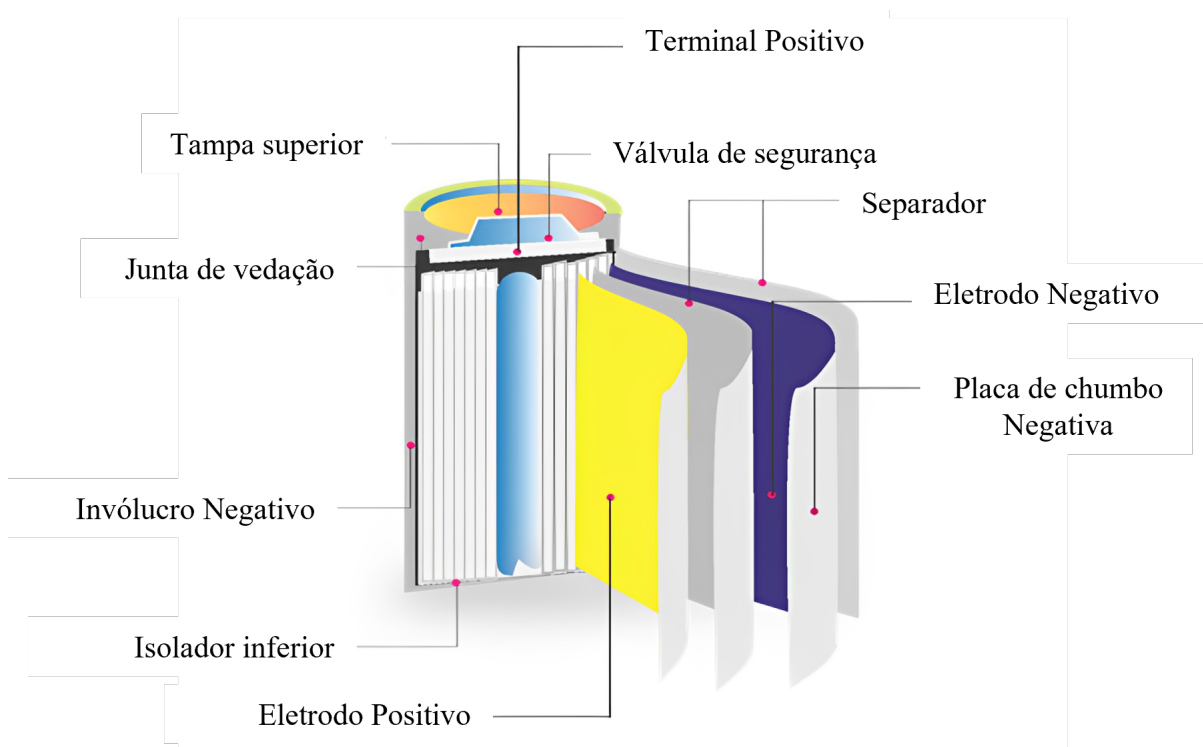
Fonte: Adaptado de (BARUA *et al.*, 2009)

As baterias de chumbo-ácido apresentam uma série de vantagens que ainda as tornam competitivas para aplicações estacionárias. Entre os principais benefícios, destaca-se o baixo custo de aquisição, sendo uma das tecnologias mais econômicas no curto prazo. Além disso, são amplamente disponíveis no mercado e apresentam facilidade de reciclagem, o que contribui para sua atratividade ambiental. Outro ponto favorável é a confiabilidade, respaldada por um histórico sólido de desempenho em diversas aplicações (KEBEDE *et al.*, 2021). Por outro lado, essa tecnologia também apresenta limitações importantes. Sua vida útil é relativamente curta, com redução de capacidade ao longo de múltiplos ciclos de carga e descarga. As versões tradicionais exigem manutenção periódica, o que pode elevar o custo operacional em determinados cenários. Ademais, sua eficiência energética é inferior à de tecnologias mais recentes, como as baterias de íons de lítio. Os principais tipos incluem as baterias de chumbo-ácido inundadas FLA (*Flooded Lead-Acid*), que requerem manutenção frequente, e as baterias reguladas por válvula VRLA (*Valve-Regulated Lead-Acid*), que demandam baixa manutenção e englobam variações como AGM (*Absorbent Glass Mat*) e Gel (KEBEDE *et al.*, 2021).

2.3.1.2 Baterias de Íon-Lítio

A tecnologia de íon-lítio, amplamente utilizada em eletrônicos portáteis e veículos elétricos, tem ganhado relevância nas aplicações estacionárias devido à sua alta densidade de energia, longa vida útil e eficiência. No entanto, seu custo elevado e questões de segurança ainda são desvantagens a serem superadas (LINDEN; REDDY, 2002). A Figura 16 mostra a estrutura interna da bateria de íon-lítio.

Figura 16 – Estrutura da bateria de Íon-lítio.



Fonte: Adaptado de (REDWAY POWER, 2024)

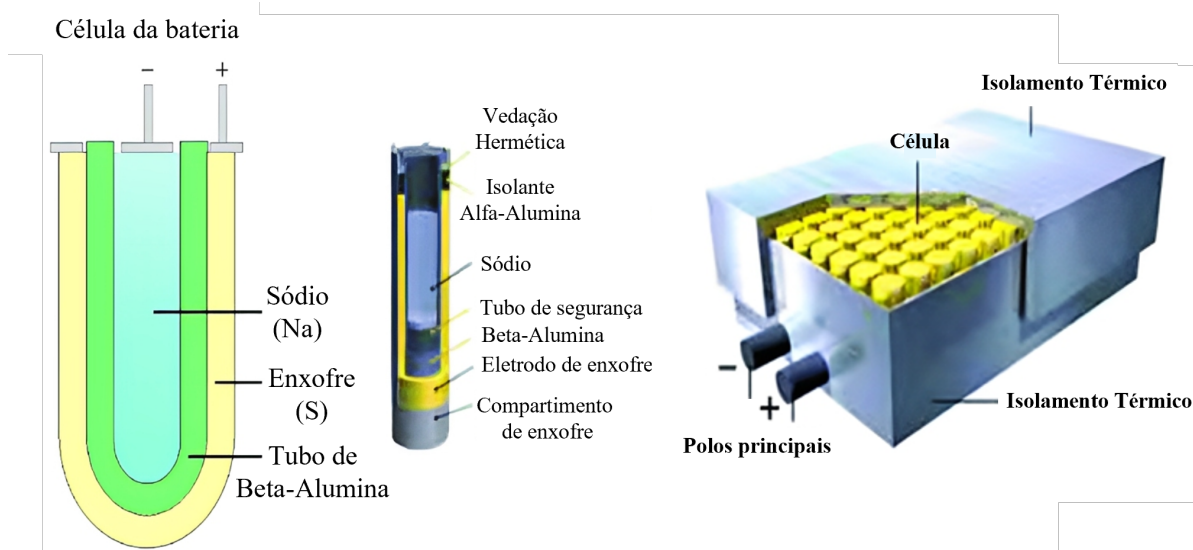
As baterias de íon-lítio vêm ganhando destaque em sistemas estacionários de armazenamento de energia devido a uma série de vantagens técnicas e operacionais. Entre os principais benefícios estão a alta densidade de energia, que permite armazenar mais energia em um volume menor, e a longa vida útil, com um número elevado de ciclos de carga e descarga. Além disso, são dispositivos de baixa manutenção, já que não requerem intervenções frequentes, e apresentam alta eficiência energética, muitas vezes superando os 95%, o que contribui para melhor aproveitamento da energia armazenada (HASAN *et al.*, 2025). No entanto, essas baterias também apresentam desafios. O custo inicial é consideravelmente mais elevado quando comparado a tecnologias tradicionais, como chumbo-ácido. Além disso, há questões de segurança, uma vez que as baterias de íon-lítio podem apresentar riscos de superaquecimento e incêndio, exigindo a implementação de sistemas de gerenciamento térmico e circuitos de proteção adequados. Os principais tipos utilizados em aplicações estacionárias são as baterias NMC (Níquel-Manganês-Cobalto),

que oferecem um bom equilíbrio entre densidade de energia, custo e segurança, e as baterias LFP (Lítio-Ferro-Fosfato), que possuem menor densidade de energia, mas se destacam por sua maior segurança térmica e vida útil mais prolongada (KEBEDE *et al.*, 2021).

2.3.1.3 Baterias de NaS

As baterias de sódio-enxofre são uma tecnologia promissora para o armazenamento de energia em larga escala devido à alta capacidade de armazenamento e eficiência. Elas operam em altas temperaturas e são adequadas para sistemas estacionários (ZHAO, Lingfei *et al.*, 2024). A Figura 17 mostra a estrutura interna da bateria de NaS.

Figura 17 – Estrutura da bateria de Sódio-Enxofre NaS



Fonte: Adaptado de (KOCER *et al.*, 2019)

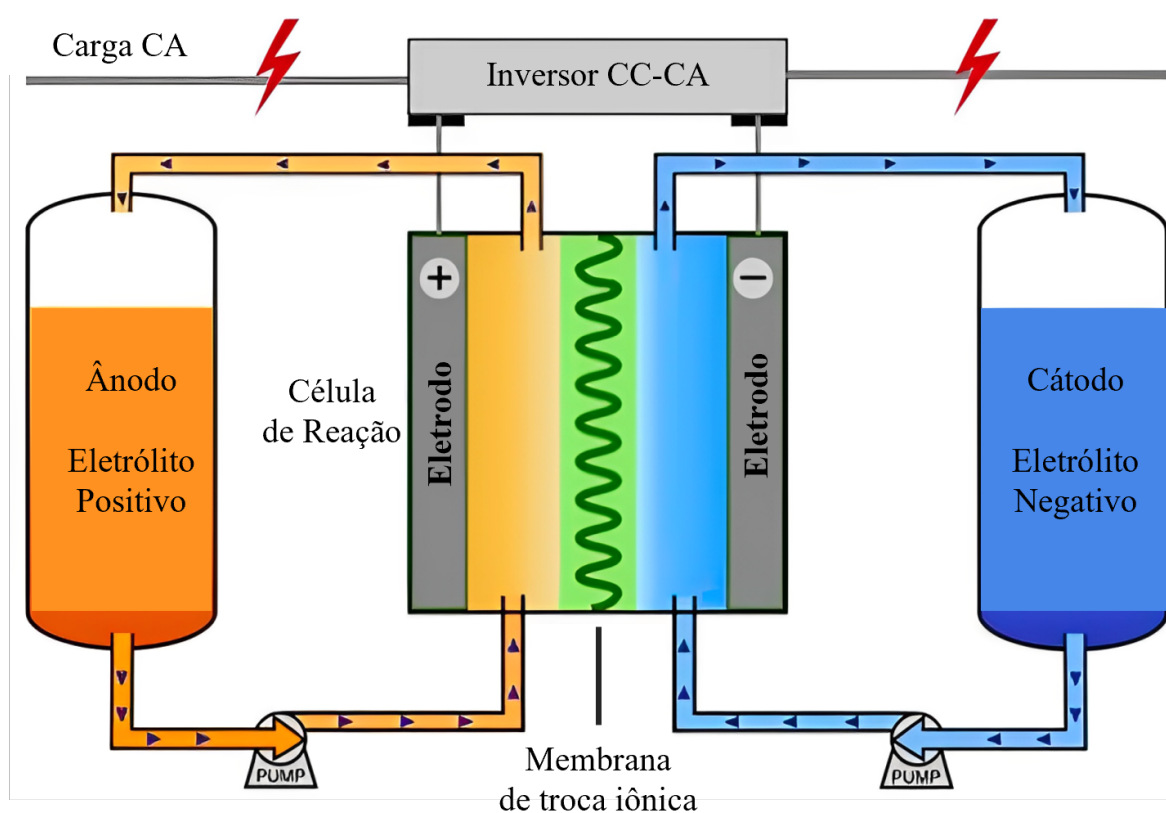
As baterias de sódio vêm sendo estudadas e empregadas em aplicações estacionárias como uma alternativa às tecnologias convencionais, especialmente pela sua alta densidade de energia, que as torna adequadas para armazenamento de longa duração. Um dos principais atrativos dessa tecnologia é o uso do sódio como matéria-prima, um elemento amplamente disponível e de baixo custo, o que pode representar uma vantagem econômica significativa em médio e longo prazo. Além disso, essas baterias apresentam boa durabilidade e ciclo de vida prolongado, o que as torna competitivas em aplicações que demandam estabilidade e longevidade operacional (ELLIS; NAZAR, 2012). Entretanto, alguns desafios ainda limitam sua ampla adoção. Um dos principais obstáculos é a necessidade de operar a temperaturas elevadas, geralmente em torno de 300°C, o que implica o uso de sistemas de aquecimento ativos e isolamento térmico apropriado. Outro ponto crítico é a segurança, já que essas baterias utilizam materiais corrosivos que, se não forem devidamente controlados, podem representar riscos operacionais e ambientais. Apesar dessas limitações, as baterias de sódio continuam a evoluir como uma alternativa viável para o armazenamento estacionário em

grande escala, especialmente em contextos onde o custo de materiais e a vida útil são fatores decisivos (ELLIS; NAZAR, 2012).

2.3.1.4 Baterias de Fluxo Redox (Vanádio e Zinco-Bromo)

As baterias de fluxo redox funcionam utilizando soluções eletrolíticas de metais como vanádio e zinco-bromo para armazenar energia. São especialmente adequadas para armazenamento de grande escala devido à sua escalabilidade e vida útil prolongada (CLEMENTE; COSTA-CASTELLÓ, 2020; XU; LI; WU, 2024; WEBER *et al.*, 2011). A Figura 18 mostra a estrutura da bateria de íon fluxo redox.

Figura 18 – Estrutura da bateria fluxo redox.



Fonte: Adaptado de (KOCER *et al.*, 2019)

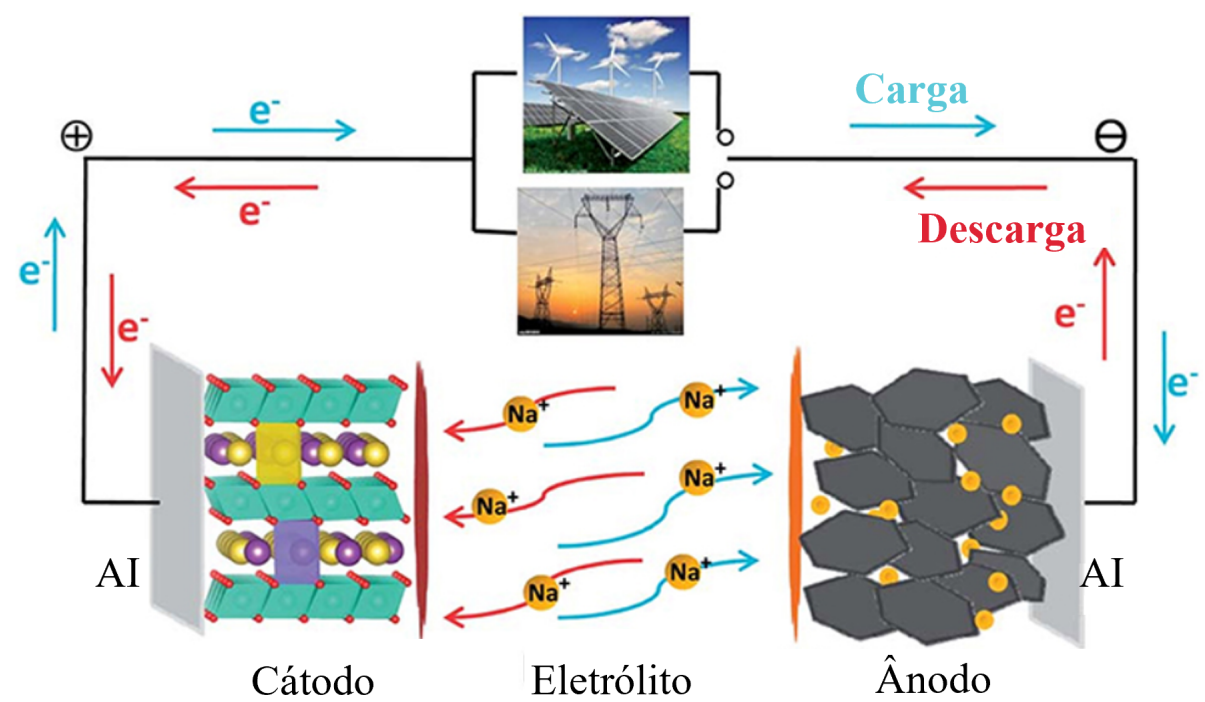
As baterias de fluxo destacam-se como uma solução avançada para aplicações estacionárias de grande porte, oferecendo alta escalabilidade, com a possibilidade de ajustar de forma independente a potência (via pilhas eletroquímicas) e a capacidade (via volume de eletrólito), o que é especialmente vantajoso em sistemas de larga escala, como usinas de armazenamento ou microrredes complexas. Além disso, apresentam vida útil prolongada, com capacidade de realizar mais de 10.000 ciclos de carga e descarga, e suportam uma profundidade de descarga total sem sofrer degradação significativa, o que contribui para maior estabilidade e confiabilidade ao longo do tempo (CLEMENTE; COSTA-CASTELLÓ, 2020; XU; LI; WU, 2024). Por outro lado, essas tecnologias ainda

enfrentam alguns desafios relevantes. O custo inicial elevado, associado aos materiais e à complexidade de instalação, pode representar uma barreira à sua adoção em projetos com restrições orçamentárias. A própria complexidade do sistema, que exige o uso de tanques, bombas e sistemas de controle para movimentação dos eletrólitos, demanda maior infraestrutura e manutenção especializada. Além disso, apresentam menor densidade de energia em comparação com as baterias de íon-lítio, o que pode limitar sua aplicação em espaços reduzidos. Os principais tipos comerciais incluem a bateria de fluxo de vanádio redox, que utiliza vanádio em diferentes estados de oxidação como meio de armazenamento, e a bateria de zinco-bromo, baseada em reações com eletrólitos líquidos contendo zinco e bromo dissolvidos (CLEMENTE; COSTA-CASTELLÓ, 2020; XU; LI; WU, 2024).

2.3.1.5 Baterias de Sódio-Ion

As baterias de sódio-ion são uma tecnologia emergente que se apresenta como uma alternativa mais barata às baterias de íon-lítio. Elas utilizam sódio, um material mais abundante e barato que o lítio (ZHAO, Lina *et al.*, 2023; HOUNJET, 2022; ELLIS; NAZAR, 2012). A Figura 19 mostra a estrutura da bateria de Sódio-Íon.

Figura 19 – Estrutura da bateria de Sódio-íon.



Fonte: Adaptado de (ZENG *et al.*, 2020)

As baterias de íon-sódio vêm ganhando destaque como uma alternativa promissora às tecnologias de íon-lítio, especialmente para aplicações estacionárias de menor custo. Entre suas principais vantagens está o uso do sódio como material base, um elemento

mais abundante e barato do que o lítio, o que pode contribuir significativamente para a redução de custos de produção e facilitar sua adoção em larga escala. Além disso, as baterias de íon-sódio oferecem maior segurança operacional, com menor risco de incêndio ou explosão, o que as torna atrativas para aplicações que exigem alta confiabilidade e baixo risco térmico (ZHAO, Lina *et al.*, 2023; HOUNJET, 2022). No entanto, essa tecnologia ainda enfrenta algumas limitações importantes. A principal delas é a menor densidade de energia, o que significa que essas baterias armazenam menos energia por unidade de volume em comparação com as de íon-lítio, podendo exigir maior espaço físico para aplicações com altas demandas energéticas. Outro ponto a ser considerado é que os ciclos de vida ainda são inferiores aos das baterias de lítio, uma vez que se trata de uma tecnologia em estágio de desenvolvimento e com menor grau de maturidade comercial. Apesar desses desafios, as baterias de íon-sódio representam uma alternativa estratégica para o futuro do armazenamento estacionário, sobretudo em contextos onde o custo e a segurança são fatores determinantes (HOUNJET, 2022).

2.3.1.6 Baterias de Níquel-Cádmio NiCd

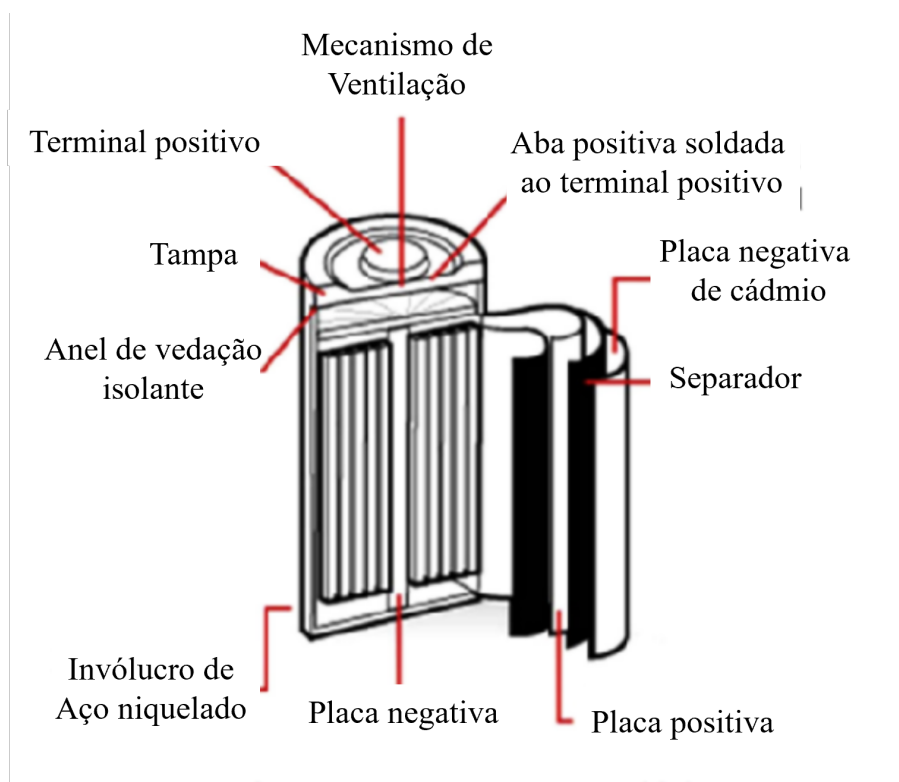
As baterias de níquel-cádmio, embora menos comuns atualmente, ainda são usadas em algumas aplicações estacionárias devido à sua robustez e capacidade de operar em condições extremas (HOSSAIN *et al.*, 2020; DUNN; KAMATH; TARASCON, 2011). A Figura 20 mostra a estrutura da bateria de Níquel-Cádmio.

As baterias de níquel-cádmio NiCd foram amplamente utilizadas em aplicações estacionárias e industriais devido à sua alta durabilidade e robustez operacional. Elas são capazes de operar em uma ampla faixa de temperaturas, o que as torna adequadas para ambientes severos e aplicações críticas, como em subestações, sistemas de controle e telecomunicações. Outro aspecto positivo é a resistência a ciclos profundos de descarga, proporcionando uma boa vida útil em termos de número de ciclos, mesmo em condições de uso exigentes. Entretanto, essa tecnologia também apresenta desvantagens relevantes. Um dos principais problemas é a toxicidade do cádmio, que representa riscos ambientais e de saúde, além de dificultar os processos de descarte e reciclagem (PETROVIC; PETROVIC, 2021). Além disso, essas baterias estão sujeitas ao chamado efeito memória, fenômeno que reduz gradualmente a capacidade de armazenamento se não forem completamente descarregadas de forma regular, exigindo cuidados específicos na operação. Apesar da queda de popularidade frente a tecnologias mais modernas, as baterias de níquel-cádmio ainda encontram espaço em aplicações onde confiabilidade e tolerância a condições extremas são prioridades (PETROVIC; PETROVIC, 2021; HOSSAIN *et al.*, 2020).

2.3.1.7 Baterias de Níquel-Sódio

As baterias de Níquel-Sódio (também conhecidas como Zebra ou baterias de cloreto de sódio-níquel) são uma tecnologia de armazenamento de energia que utiliza o sódio e o

Figura 20 – Estrutura da bateria de Níquel-Cádmio



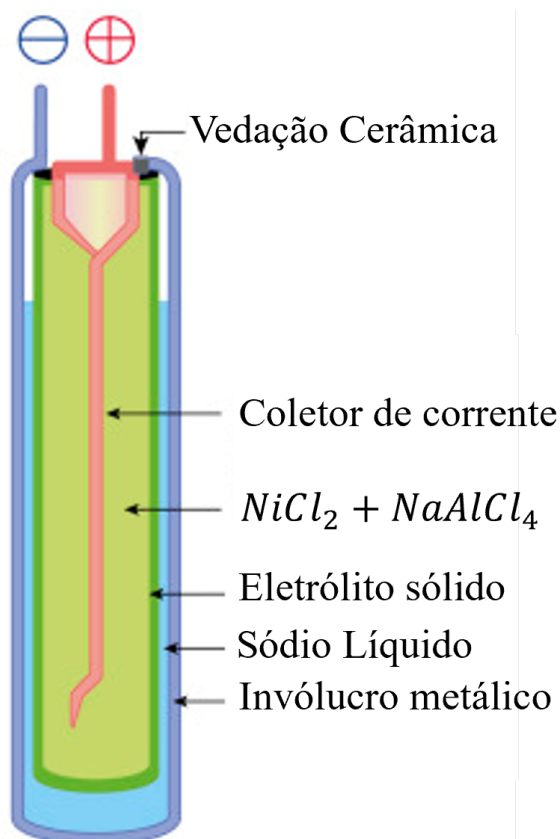
Fonte: Adaptado de (HOSSAIN *et al.*, 2020)

níquel como componentes principais. Elas operam a altas temperaturas e são consideradas uma alternativa promissora para aplicações estacionárias devido a suas características de segurança, sustentabilidade e custo, especialmente em comparação com as baterias de íon-lítio e chumbo-ácido (HUESO *et al.*, 2017). A Figura 21 mostra a estrutura da bateria de Níquel-Sódio.

As baterias de níquel-sódio pertencem à família das baterias de sódio de alta temperatura. Elas operam com uma química em que o ânodo é o sódio (Na) e o cátodo é o cloreto de níquel ($NiCl_2$). A operação envolve a fusão do sódio metálico e o transporte de íons através de um eletrólito sólido de cerâmica (beta-alumina), que permite a migração de íons de sódio. A operação eficiente dessas baterias ocorre em temperaturas que variam de 270°C a 350°C (DUNN; KAMATH; TARASCON, 2011).

As baterias de níquel-sódio emergem como uma solução robusta e sustentável para aplicações estacionárias de armazenamento de energia, combinando segurança, durabilidade e menor impacto ambiental. Um de seus principais atrativos é o uso de materiais abundantes e sustentáveis, como o sódio, cuja ampla disponibilidade e baixo custo contribuem para a redução de custos de produção e a diminuição da dependência de matérias-primas críticas ou com alto impacto ambiental, como o lítio e o cobalto (LI *et al.*, 2016). Além disso, essa tecnologia se destaca por sua alta segurança operacional, sendo intrinsecamente mais estável termicamente do que as baterias de íon-lítio, o que reduz significativamente os riscos

Figura 21 – Estrutura da bateria de Níquel-Sódio.



Fonte: Adaptado de (MAY; DAVIDSON; MONAHOV, 2018)

de incêndios ou explosões. Essa característica a torna ideal para aplicações estacionárias em larga escala, onde a confiabilidade é essencial. Outro diferencial importante é a longa vida útil, podendo ultrapassar 15 anos com milhares de ciclos de carga e descarga, mesmo em condições severas, sem perdas significativas de desempenho (BENATO *et al.*, 2015). As baterias de níquel-sódio também oferecem uma densidade de energia competitiva, superior à de tecnologias como chumbo-ácido, embora inferior à do íon-lítio, sendo perfeitamente adequada para aplicações estacionárias (BENATO *et al.*, 2015; LI *et al.*, 2016). Elas possuem ainda alta tolerância a descargas profundas, operando eficientemente mesmo com profundidades de descarga elevadas, sem comprometer sua vida útil. Por fim, apresentam baixo impacto ambiental, uma vez que não utilizam metais pesados tóxicos, como chumbo ou cádmio, tornando-se uma alternativa ambientalmente mais amigável para projetos que aliam desempenho energético à sustentabilidade.

A Tabela 2 sintetiza um comparativo entre diferentes tecnologias de baterias estacionárias apresentadas, considerando critérios como densidade de energia, vida útil, eficiência energética, manutenção, segurança e impacto ambiental.

A aplicabilidade das tecnologias de baterias, descritas anteriormente, em sistemas de NR deve considerar critérios técnicos como densidade de energia, profundidade de descarga, vida útil, requisitos de manutenção e segurança operacional. As baterias de íon-

Tabela 2 – Comparativo entre tecnologias de baterias estacionárias.

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens	Densidade de Energia	Vida Útil	Eficiência Energética	Manutenção	Segurança	Impacto Ambiental
Chumbo-Ácido	Baixo custo, ampla disponibilidade, reciclável, confiável	Vida útil curta, manutenção, baixa eficiência	Baixa	Baixa	Baixa	Alta (FLA) ou baixa (VRLA)	Moderada	Moderado (chumbo)
Íon-Lítio	Alta densidade de energia, longa vida útil, baixa manutenção, alta eficiência	Custo elevado, riscos de segurança (superaquecimento)	Alta	Alta	Alta (>95%)	Baixa	Baixa (risco térmico)	Moderado/alto (mineração de lítio)
Sódio-Enxofre	Alta capacidade, custo potencialmente menor, durabilidade	Alta temperatura operacional (~300°C), materiais corrosivos	Alta	Alta	Alta	Moderada	Moderada	Moderado
Fluxo Redox	Alta escalabilidade, longa vida útil, tolerância à descarga profunda	Custo inicial alto, complexidade do sistema, baixa densidade de energia	Baixa	Muito alta (>10.000 ciclos)	Média	Alta	Alta	Moderado
Íon-Sódio	Custo reduzido, maior segurança, material abundante	Baixa densidade de energia, ciclo de vida menor	Média	Média	Média	Baixa	Alta	Baixo
Níquel-Cádmio	Alta robustez, operação em ampla faixa de temperatura, boa durabilidade	Toxicidade (cádmio), efeito memória	Baixa	Alta	Média	Moderada	Moderada	Alto (cádmio)
Níquel-Sódio	Materiais abundantes, alta segurança, longa vida útil, baixa pegada ambiental	Alta temperatura de operação (270-350°C)	Média	Alta (>15 anos)	Média	Baixa	Alta	Baixo

lítio, devido à sua elevada densidade energética, alta eficiência (>95%) e tempo de resposta dinâmico, são particularmente indicadas para NR com restrições de espaço físico e elevada variabilidade de carga, como em ambientes urbanos. Em contraponto, tecnologias como as baterias de fluxo redox e níquel-sódio apresentam vantagens estratégicas em NR remotas ou com baixa rotatividade de manutenção, em função da elevada vida útil (>10.000 ciclos), segurança intrínseca e estabilidade térmica. Nessas aplicações, a possibilidade de operar com profundidade de descarga total sem degradação significativa favorece a operação contínua e a confiabilidade do sistema. A seleção da tecnologia de armazenamento deve, portanto, estar alinhada aos requisitos específicos do perfil de carga da nanorrede, da penetração de fontes renováveis intermitentes e das condições ambientais e logísticas locais.

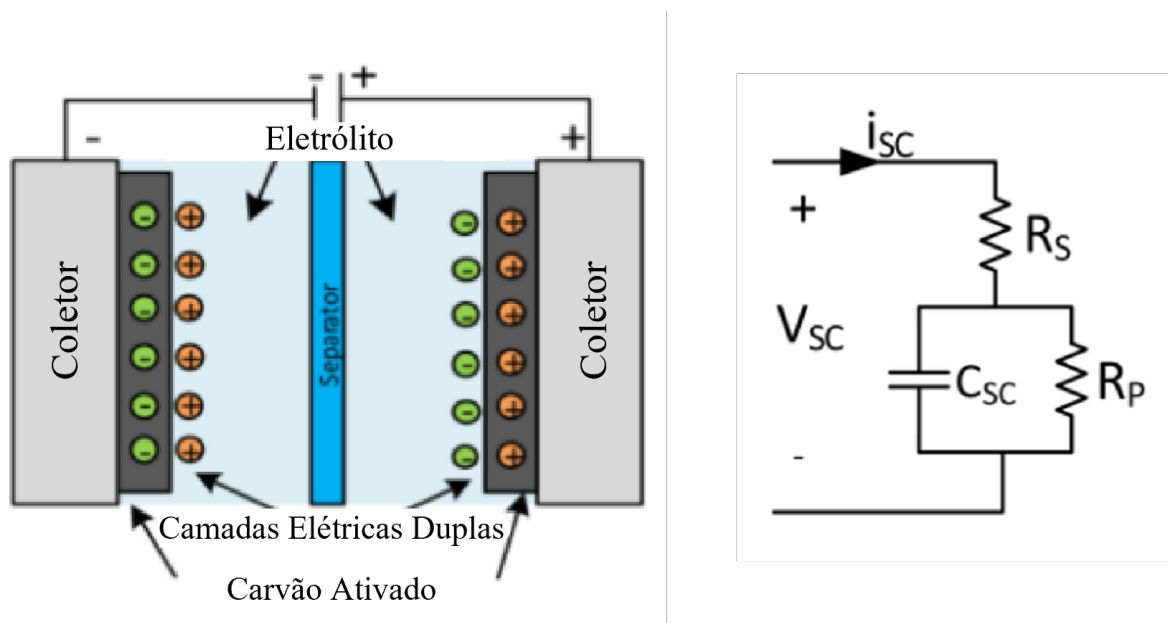
2.3.2 Supercapacitores: Estrutura e Aplicações

Ao longo dos anos, pesquisadores têm investigado métodos de armazenamento de energia e estratégias para aumentar sua eficiência. Recentemente, novas técnicas e materiais vêm sendo explorados com o objetivo de armazenar maiores quantidades de energia de forma mais eficiente, sendo este um campo impulsionado especialmente pelo avanço das fontes renováveis e pela eletrificação da mobilidade, como os veículos elétricos (JAFARIZADEH *et al.*, 2024). Neste contexto, SCs têm emergido como uma solução eficaz para o armazenamento de energia em diversas aplicações industriais, incluindo sua utilização em NR onde demandam tecnologias de armazenamento que ofereçam tanto alta densidade de energia quanto capacidade de fornecer respostas rápidas em termos de potência. Nesse contexto, os SCs desempenham um papel fundamental devido às suas características únicas, como alta densidade de potência, rápida resposta e longa vida útil (REZENDE; BORGES; PEREIRA, 2022).

2.3.2.1 Estrutura dos SCs

Os SCs ocupam uma posição intermediária entre capacitores convencionais e baterias eletroquímicas, oferecendo alta densidade de potência, longa vida útil e tempos de carga/descarga ultrarápidos. Em comparação com os capacitores tradicionais, os SCs apresentam maior capacidade de armazenamento devido ao uso de materiais com alta área

Figura 22 – Supercapacitor.(a) Estrutura do SC e (b) Modelo equivalente do SC.



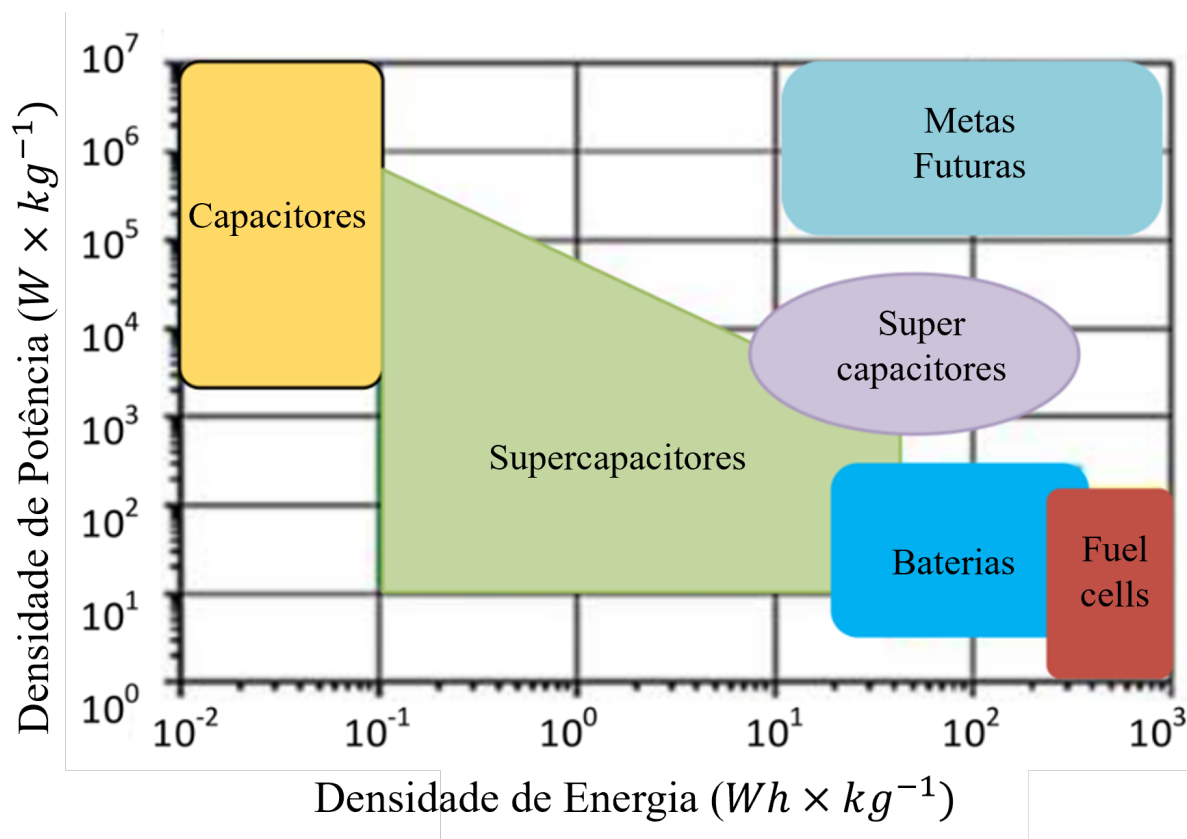
Fonte: Adaptado de (ŞAHIN; BLAABJERG; SANGWONGWANICH, 2022)

superficial e separação de carga na interface eletrodo/eletrólito (CONWAY, 2013). Em relação aos capacitores híbridos, que combinam características de SCs e baterias, os SCs convencionais ainda se destacam por sua robustez e vida útil, embora os híbridos ofereçam maior densidade de energia (GUO, Zhang *et al.*, 2023). Quando comparados às baterias, os SCs apresentam menor densidade de energia, mas maior eficiência e durabilidade, especialmente em aplicações que exigem ciclos intensivos e curtos períodos de descarga (BURKE, 2000). Já as células a combustível oferecem alta densidade de energia e são adequadas para aplicações estacionárias e de longa duração, mas possuem maiores tempos de resposta e complexidade de operação (DICKS; RAND, 2018). Além disso, dispositivos emergentes como baterias de estado sólido e sistemas baseados em nanomateriais vêm sendo pesquisados por sua capacidade de aliar alta densidade de energia e segurança, podendo representar uma alternativa competitiva aos SCs no futuro (SIMON; GOGOTSI, 2008; ARMAND; TARASCON, 2008). O gráfico da Figura 23 mostra de forma resumida uma comparação entre a densidade de energia e potência dos dispositivos de armazenamento de energia. A Figura 22 mostra a estrutura de um SC.

2.3.2.2 Aplicação SCs em NR

Em NR, a combinação de SCs com dispositivos de alta densidade energética, como baterias de íon-lítio, resulta em sistemas híbridos de armazenamento de energia. Essa combinação é particularmente benéfica em sistemas de energia renovável, onde a intermitência das fontes, como solar e eólica, exige soluções de armazenamento que possam lidar com variações abruptas na oferta de energia. Enquanto as baterias fornecem energia

Figura 23 – Comparação entre a densidade de energia e potência dos dispositivos de armazenamento de energia.



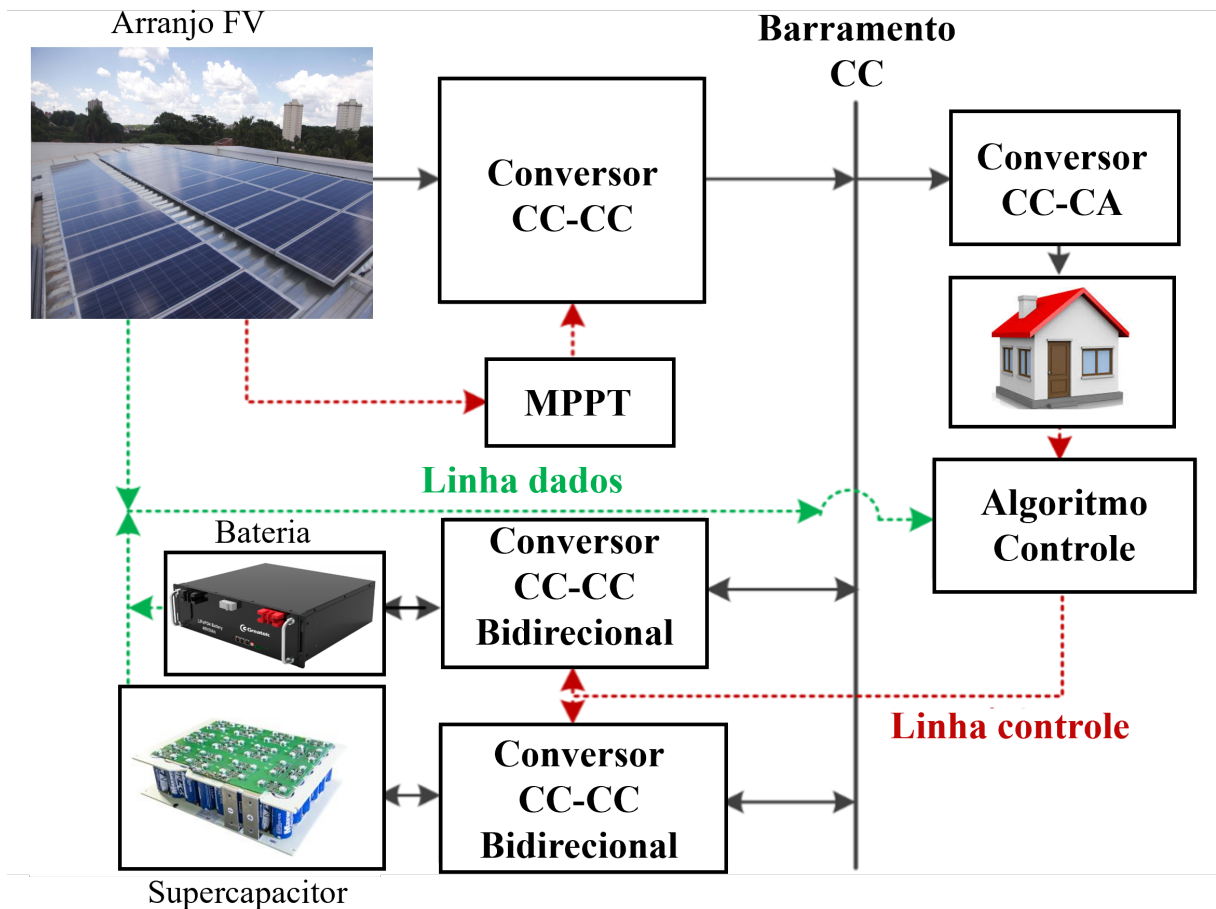
Fonte: Adaptado de (ŞAHIN; BLAABJERG; SANGWONGWANICH, 2022)

com dinâmicas mais lentas, os SCs suprem picos de potência instantâneos e contribuem para estabilizar a rede durante transições rápidas de carga e diminuem a degradação das baterias. Essa abordagem maximiza a eficiência do sistema, melhorando o desempenho geral e a vida útil dos componentes (DUNN; KAMATH; TARASCON, 2011). A Figura 24 mostra a estrutura de uma NR com a utilização de um SC.

Em NR, a alta densidade de potência é desejada durante eventos de alta demanda momentânea de transição de carga, como o acionamento de motores ou sistemas eletrônicos de alta potência. A resposta quase instantânea dos SCs permite que a NR mantenha a estabilidade, mesmo sob condições de sobrecarga momentânea, evitando quedas de tensão ou falhas no sistema (ŞAHIN; BLAABJERG; SANGWONGWANICH, 2022; HAJIAGHASI; SALEMNIA; HAMZEH, 2019).

Apesar das diversas vantagens, o uso de SC em NR ainda enfrenta desafios. A gestão térmica e a modelagem precisa do estado de carga SoC e estado de saúde SoH dos SCs são essenciais para garantir sua operação eficiente e prolongar a vida útil dos dispositivos. As estratégias de gerenciamento precisam ser otimizadas para lidar com os mecanismos de envelhecimento dos SCs, especialmente em cenários de ciclagem de alta taxa, comuns em NR com alta variabilidade de carga. No entanto, os avanços contínuos em

Figura 24 – Exemplo de aplicação dos SCs em uma estrutura de NR.



Fonte: Adaptado de (ŞAHIN; BLAABJERG; SANGWONGWANICH, 2022)

materiais, como a redução da resistência interna e a melhoria da durabilidade, apontam para o uso de SCs em NRs e outros sistemas descentralizados de energia (SANTORO *et al.*, 2023; ŞAHIN; BLAABJERG; SANGWONGWANICH, 2022).

2.4 INTERFACES DE POTÊNCIA EM NR

As NRs integram diferentes interfaces de potência para gerenciar a conversão e o fluxo de energia entre fontes, cargas e sistemas de armazenamento. As interfaces CC-CC são empregadas para adaptar níveis de tensão entre dispositivos em CC, enquanto as interfaces CC-CA realizam a conversão para alimentação de cargas em corrente alternada ou conexão com a rede elétrica. Já as interfaces CA-CC são utilizadas para retificar energia proveniente da rede ou de geradores CA, possibilitando seu uso em barramentos contínuos.

2.4.1 Estruturas de NRs com conversores CC-CC

As NRs são compostas predominantemente por fontes de energia em CC como: sistemas fotovoltaicos, células a combustível, elementos de armazenamento e cargas. Nesse

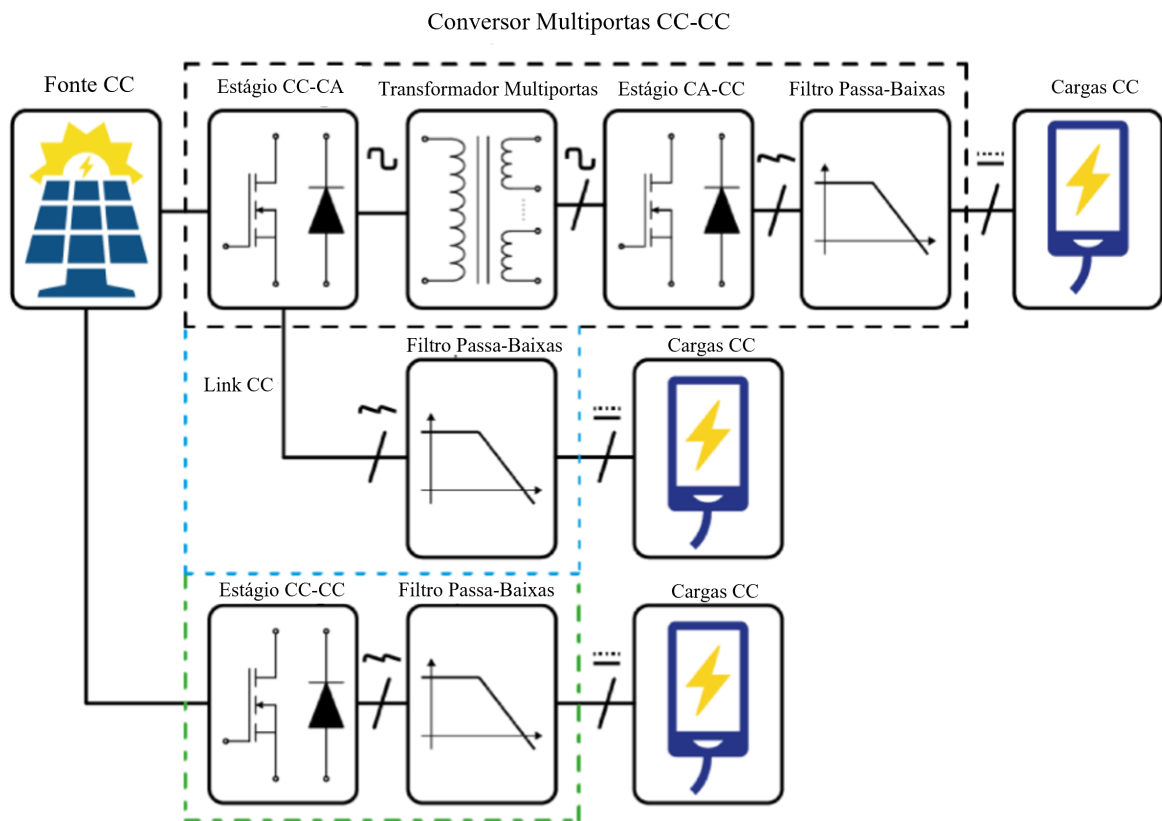
contexto, conversores CC-CC são amplamente utilizados como elementos de interface para adequação da tensão entre diferentes barramentos e cargas. A escolha da topologia depende diretamente da função desejada e das exigências operacionais da aplicação dentro da NR.

Dado que as NRs devem alimentar cargas com uma ampla faixa de tensões, conversores multiporta tornam-se soluções atrativas, pois possibilitam o atendimento simultâneo a múltiplos níveis de tensão. Em (BHIRUD; SATARKAR, 2018), é apresentado um conversor multi-saída baseado em transformador com enrolamentos múltiplos, operando a partir de um barramento de 48 V CC. O isolamento galvânico é realizado por meio do transformador.

Na referência (RAY; MISHRA, 2013a), é proposto um conversor multi-saída com base na topologia *boost*, que fornece uma saída isolada de 48 V CC e outra não isolada de 24 V CC, a partir de uma entrada de 24 V CC. Por sua vez, (CASTLE; EL SHAHAT, 2017) descreve um conversor multi-saída também baseado em topologia *boost*, porém sem isolamento galvânico, capaz de fornecer saídas em CC a partir de uma entrada de 12 V CC, apresentando alta razão de elevação de tensão.

A Figura 25 ilustra as principais alternativas topológicas para conversores CC-CC multi-porta.

Figura 25 – Topologia de uma NR com conversor multiportas.



Fonte: Adaptado de (SANTORO *et al.*, 2023)

2.4.2 Estruturas com arquiteturas híbridas

Em arquiteturas híbridas de NRs, nas quais cargas em CC e CA coexistem, os conversores híbridos configuram-se como soluções para promover a integração entre estas características. Para aplicações residenciais, uma alternativa viável é o uso de circuitos com chave única derivados de conversores *buck-boost* (BAGEWADI; DAMBHARE, 2017), capazes de converter uma entrada CC em múltiplas saídas CA e CC. Outro conversor derivado da topologia *buck-boost* é apresentado em (CHAUHAN *et al.*, 2017), cuja arquitetura permite fornecer uma saída CC com operação *buck-boost* combinada a uma saída CA em modo *buck*. Embora o estudo tenha considerado cargas trifásicas em CA, o conversor proposto pode ser adaptado para aplicações monofásicas. Entre as principais vantagens destacam-se a possibilidade de operação *buck-boost* no barramento CC, saída com polaridade positiva e eliminação da necessidade de tempo morto no estágio inversor CA.

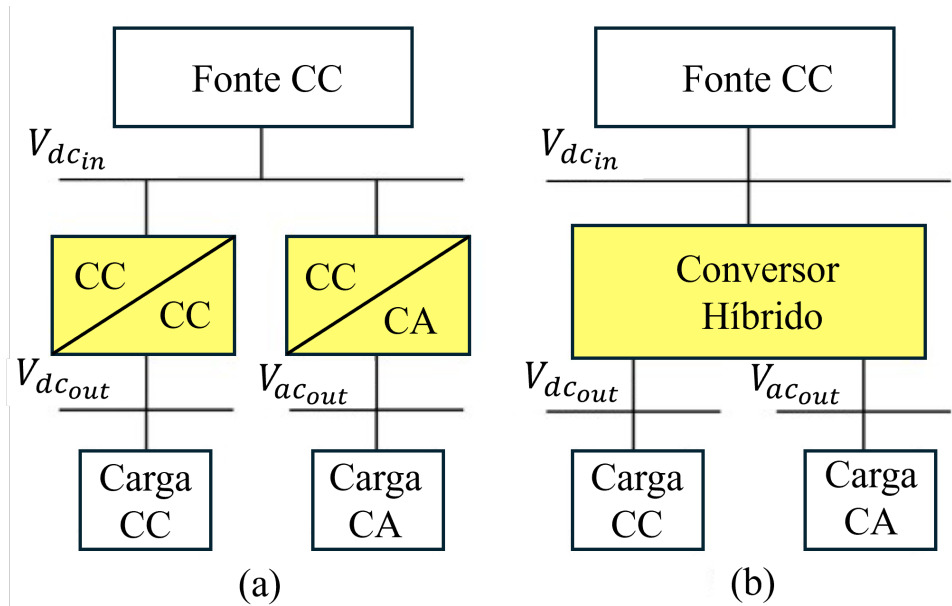
Conversores híbridos também são adequados para alimentar simultaneamente cargas CA e CC, bem como sistemas de armazenamento de energia. A referência (ASNA; HUSSAIN, 2017) apresenta o desenvolvimento de um conversor híbrido baseado em topologia *boost* quadrático com saída trifásica CA. A estrutura proposta oferece maior imunidade a interferências eletromagnéticas (EMI (*Electromagnetic interference*)), além de dispensar o uso de tempo morto, quando comparada aos inversores tradicionais do tipo fonte de tensão (VSI (*Voltage Source Inverter*)).

As topologias híbridas aplicadas em NRs possuem a vantagem de reduzir o número de dispositivos de chaveamento quando comparadas às configurações convencionais. Em (RAY; MISHRA, 2013b), é descrito um conversor híbrido derivado de *boost* que utiliza apenas quatro interruptores para fornecer uma potência de 600 W, operando com tensão de entrada de 48 V e frequência de comutação de 10 kHz. Como alternativa, destaca-se o conversor com fonte de impedância comutável baseada em indutores, que permite a regulação independente das tensões CC e CA. Contudo, essas arquiteturas geralmente apresentam elevados níveis de *ripple* na tensão CC quando operam em modo de condução descontínua, o que compromete a resposta dinâmica frente à variação de carga. A referência (VAKACHARLA; RAGHURAM; SINGH, 2016) propõe um conversor derivado de fonte de impedância com indutor dedicado ao desacoplamento da regulação de tensão. A topologia desenvolvida opera com 100 W em saídas simultâneas CC e CA, barramento CC de 48 V e frequência de comutação de 10 kHz.

A Figura 26 mostra o esquema de um sistema, onde uma única fonte de CC V_{dcin} alimenta cargas tanto de CC V_{dcout} quanto de CA V_{acout} . A arquitetura da Figura 26(a) utiliza conversores de potência separados para cada tipo de conversão (CC-CC e CC-CA), enquanto a Figura 26(b) emprega um único estágio de conversão para realizar ambas as conversões. Este último conversor, denominado conversor híbrido, apresenta maior densidade de processamento de potência e maior confiabilidade (decorrente da

capacidade inerente de proteção contra curto-circuito direto) (RAY; MISHRA, 2014). Essas características os tornam adequados para uso em sistemas compactos com cargas tanto em CC quanto em CA.

Figura 26 – Topologia de uma NR híbrida.



Fonte: Adaptado de (RAY; MISHRA, 2014)

2.4.3 Estruturas de NRs com Conversores CC-CA

Conversores CC-CA são largamente empregados tanto para interface com a rede elétrica quanto em NRs híbridas. Inversores representam elementos-chave em diversas configurações de sistemas de potência, desde unidades com uma única fonte renovável até a interface completa de MRs. As topologias variam de acordo com os requisitos operacionais, tais como capacidade de operação em modo conectado à rede, operação isolada, desempenho frente a falhas, entre outros (SANTORO *et al.*, 2023).

A referência (BUSO; CALDOGNETTO; LIU, 2018) propõe um inversor com controlador de malha tripla para aplicação em NR. A solução utiliza um conversor em ponte completa com indutâncias de filtro e capacitor de saída, operando com potência nominal de 3 kVA, tensão de barramento CC de 450 V e frequência de chaveamento de 20 kHz. Graças ao controle de corrente com ampla faixa de banda, o sistema apresenta excelente desempenho no rastreamento de referência, atenuação de harmônicos na corrente injetada na rede, transições suaves entre os modos conectado e ilhado, além de robustez frente a perturbações e variações de impedância da rede elétrica.

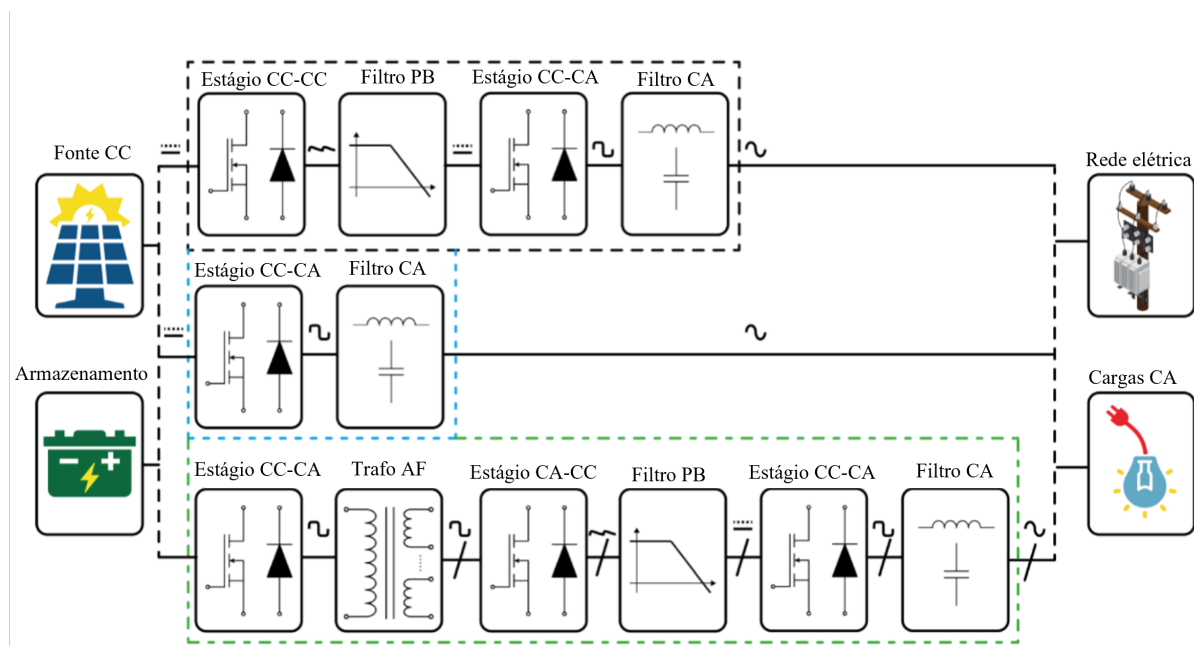
Na referência (DONG *et al.*, 2012), é apresentado um conversor bidirecional voltado à distribuição CC residencial. A arquitetura empregada consiste em uma topologia em dois estágios — uma ponte completa em série com um conversor CC-CC bidirecional síncrono.

Essa configuração permite reduzir o capacitor do barramento CC, resultando em menor volume e maior densidade de potência, sendo adequada para aplicações de até 10 kW com barramento CC de 520 V e frequência de chaveamento de 20 kHz.

Uma das aplicações mais relevantes dos inversores em sistemas de potência distribuída é a interface entre arranjos fotovoltaicos e a rede CA. O objetivo primário, nesse caso, é realizar o MPPT. Essa funcionalidade pode ser implementada de forma centralizada, considerando o arranjo completo, ou de maneira distribuída entre subsistemas. Embora o custo de implementação seja um fator crítico, deve ser balanceado com a eficiência energética do sistema. A referência (KEYHANI; TOLIYAT, 2013) demonstra que é possível obter otimização eficiente da potência das strings fotovoltaicas mesmo sem o uso de MPPT dedicado, ao conectar individualmente cada *string* a um inversor multinível, sendo o isolamento garantido por um transformador de alta frequência.

As topologias dos conversores CC-CA em NRs são ilustradas na Figura 27.

Figura 27 – Topologia de uma NR CC-CA.



Fonte: Adaptado de (RAY; MISHRA, 2014)

De forma geral, podem ser identificadas soluções predominantes que coexistem em uma mesma arquitetura. A primeira abordagem pode envolver a utilização de um conversor CC-CC para o ajuste da tensão, seguido por um conversor CC-CA destinado à interface com a fonte de energia ou com as cargas em CA. Em situações onde o ajuste da tensão de entrada não é necessário, o estágio CC-CC pode ser omitido, permitindo a implementação direta de um único estágio CC-CA. Além disso, quando a aplicação requer isolamento galvânico, pode-se incorporar um transformador de alta frequência, a fim de atender aos requisitos de segurança elétrica, como isolamento galvânico e compatibilidade.

2.4.4 Estruturas de NRs com Conversores CA-CC

Custo, eficiência e segurança são os principais aspectos abordados na literatura sobre conversores CA-CC. Em NRs residenciais com barramento CC, e na ausência de sistemas de armazenamento, o conversor CA-CC responsável pela interface com a rede elétrica tende a ser a principal fonte de perdas no sistema. Uma análise de eficiência considerando diferentes níveis de tensão CC para distribuição é apresentada em (HABIBI *et al.*, 2021).

A questão do aterramento é um ponto crítico no projeto de conversores CA-CC. As configurações convencionais de transformadores incluem aterramento unificado, unidirecional e virtualmente isolado. No entanto, a referência (WANG, H. *et al.*, 2018) apresenta uma alternativa sem transformador, com aterramento unificado, empregando um conversor baseado em indutor acoplado, com modos de operação *buck-boost* e saída CC balanceada, projetado para potência de $15kW$. Essa solução é adequada para interligar redes CA de baixa tensão a NRs em CC. Em situações de fluxo de energia bidirecional, normalmente são adotadas arquiteturas com dois estágios: um retificador não isolado e um conversor CC-CC bidirecional isolado. Como alternativa, conversores ressonantes do tipo CLLC podem ser empregados para garantir isolamento galvânico em um único estágio de conversão (KIM *et al.*, 2012).

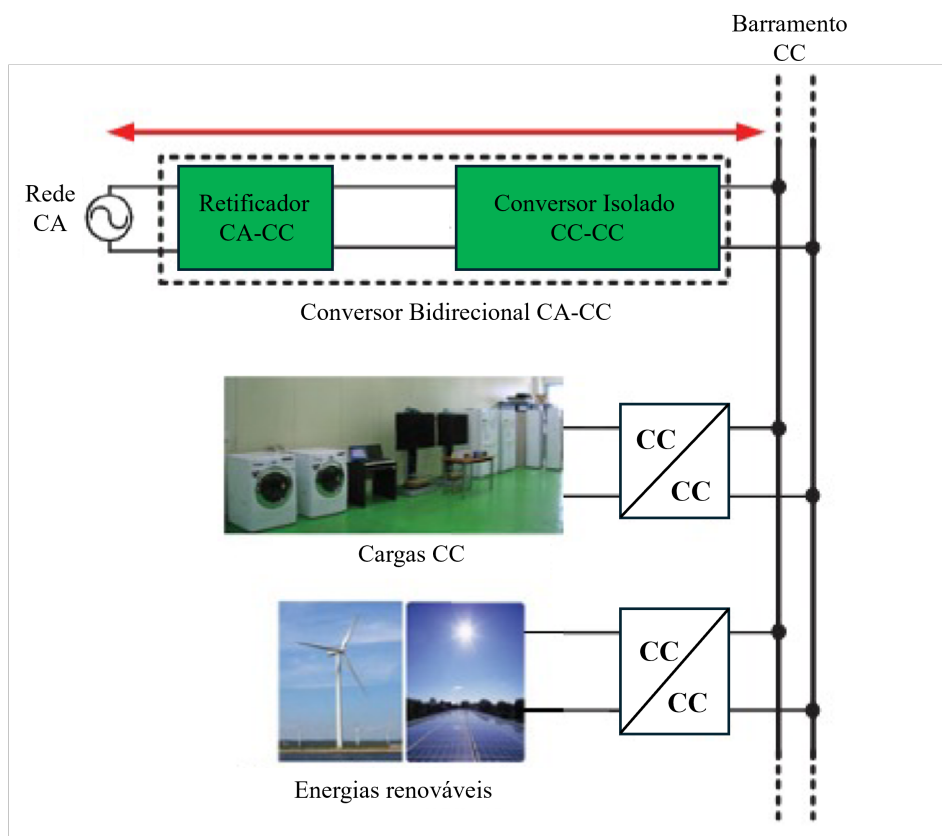
Em arquiteturas de NRs conectadas ao sistema elétrico, o conversor bidirecional CA-CC responsável pela interface com a rede exerce papel fundamental, frequentemente assumindo a função de centro de controle de energia. Esses conversores devem cumprir requisitos rigorosos de qualidade de energia e EMI tanto no lado CC quanto no lado CA. A referência (DONG *et al.*, 2013) discute a concepção dessa interface, propondo o uso de filtros passivos em conjunto com controle ativo. O capacitor do barramento CC é um elemento essencial para a atenuação do *ripple* de tensão em sistemas monofásicos; logo, seu dimensionamento deve considerar critérios de confiabilidade e estratégias de gerenciamento térmico (DELMONTE *et al.*, 2020). Existem ainda arquiteturas alternativas com capacitores de barramento de capacitância reduzida (DONG *et al.*, 2010).

A Tabela 3 oferece uma visão geral dos conversores aplicados em NRs, ressaltando suas principais características topológicas.

2.5 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A QEE (Qualidade de Energia Elétrica) é um fator crítico no desempenho e na confiabilidade dos sistemas elétricos de potência, estando associada a diversos distúrbios elétricos, como variações de tensão, distorções harmônicas, flutuações de frequência, interrupções momentâneas e surtos. Esses distúrbios podem afetar tanto os equipamentos conectados à rede quanto o próprio sistema de distribuição (SANTOSO *et al.*, 2012; BOLLEN, 2000).

Figura 28 – Topologia de uma NR CC-CA.



Fonte: Adaptado de (KIM *et al.*, 2013)

No contexto das MRs o trabalho (SEPASI; TALICHET; PRAMANIK, 2023) destaca a crescente importância da QEE que pode ser análoga a aplicação em NRs, especialmente diante da integração de fontes renováveis intermitentes e da ampla utilização de conversores eletrônicos de potência. Os autores classificam e descrevem os principais tipos de distúrbios que afetam a QEE, como variações de tensão, harmônicos, *flicker*, desequilíbrio de tensão e variações de frequência, apontando suas causas e impactos no desempenho dos sistemas.

Entre os distúrbios mais relevantes no contexto da QEE, destacam-se as distorções harmônicas de tensão e corrente, cuja presença é intensificada pelo aumento da utilização de cargas não lineares, como fontes chaveadas, retificadores controlados, inversores e outros dispositivos eletrônicos modernos utilizados em aplicações residenciais, comerciais e industriais (SILVA, 2001; SANTOSO *et al.*, 2012). Essas cargas geram correntes com conteúdo espectral significativo em múltiplos da frequência fundamental, comprometendo a forma senoidal da tensão fornecida pela concessionária.

2.5.1 Qualidade de Energia conforme ANEEL

Para mitigar os efeitos adversos desses distúrbios, diversas normas técnicas nacionais e internacionais estabelecem limites e critérios de desempenho. No Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), por meio do Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de

Tabela 3 – Síntese comparativa das interfaces de potência aplicadas a NRs

Tipo de Interface	Principais Aplicações	Exemplos de Topologias	Destques/Desafios
CC-CC	Adaptação de tensão entre fontes e cargas CC; alimentação de múltiplos níveis de tensão.	Conversores multiporta com transformador de alta frequência; topologias boost multi-saída.	Permite isolamento galvânico; flexibilidade para diferentes tensões.
CC-CA	Conversão CC para CA para alimentar cargas alternadas ou conexão com a rede elétrica.	Inversores em ponte completa; inversores multinível com ou sem MPPT; bidirecionais em 2 estágios.	Alta eficiência, controle robusto de corrente e harmônicos.
CA-CC	Retificação da energia proveniente da rede CA para utilização em barramentos CC.	Conversores buck-boost baseados em indutor acoplado; conversores ressonantes CLLC.	Gerenciamento térmico; controle de ripple; isolamento galvânico (opcional).
Arquiteturas Híbridas	Integração simultânea de cargas CC e CA em uma mesma estrutura, aproveitando uma única fonte de energia.	Conversores híbridos buck-boost; boost quadrático híbrido; fontes de impedância comutáveis.	Redução de componentes de chaveamento; gerenciamento de ripple em cargas CC.

Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), regulamenta os limites admissíveis para os principais indicadores de QEE, conforme atualizado pela Resolução Normativa nº 956/2021 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Internacionalmente, destaca-se a norma *IEEE Std 519-2014*, que define os limites máximos recomendados para distorções harmônicas de tensão e corrente em sistemas elétricos de potência, diferenciando os níveis de tensão e o PAC (Ponto de Acoplamento Comum) (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014). Já a norma *IEC 61000-3-2-2018* especifica os limites de emissão harmônica para equipamentos elétricos com corrente de entrada inferior a 16 A por fase, impondo restrições ao conteúdo harmônico gerado individualmente pelos equipamentos conectados à rede (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018).

2.5.1.1 Tensão em Regime Permanente

A tensão em regime permanente deve ser analisada no ponto de conexão da unidade consumidora ou entre distribuidoras interligadas. O PRODIST define três faixas de conformidade: *adequada*, *precária* e *crítica*, estabelecendo indicadores de regularidade, critérios para compensação ao consumidor, e prazos para correção das não conformidades. Os limites variam conforme o nível de tensão contratado e devem ser avaliados com instrumentos homologados pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia).

2.5.1.2 Fator de Potência

O fator de potência fp é calculado com base nas potências ativa P e reativa Q , por meio da Equação (16).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (16)$$

O valor de fp deve situar-se entre 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo, conforme faixa de tensão inferior a 230 kV, de acordo com os limites definidos pela ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

2.5.1.3 Desequilíbrio de Tensão

Desequilíbrio de tensão ocorre quando as tensões das fases de um sistema trifásico diferem em magnitude ou ângulo de fase. O fator de desequilíbrio kV é calculado a partir da razão entre a componente de sequência negativa V^- e a positiva V^+ , conforme:

$$fd = \frac{V^-}{V^+} \cdot 100\% \quad (17)$$

Esse índice é crítico para a operação de motores e sistemas trifásicos, podendo indicar condições assimétricas no sistema de distribuição (BOLLEN, 2000).

2.5.1.4 Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão refere-se a variações rápidas e cíclicas do valor eficaz da tensão, perceptíveis pela cintilação luminosa (*flicker*). O PRODIST classifica a qualidade da tensão como adequada, precária ou crítica conforme a intensidade e repetitividade das flutuações, com base em medições realizadas preferencialmente no ponto de conexão de consumidores de baixa tensão.

2.5.1.5 Variações de Tensão de Curta Duração

As variações de curta duração envolvem afundamentos de tensão (*sag*), elevações de tensão (*swell*) e interrupções, conforme definidos na Tabela 4. Esses eventos são provocados por curtos-circuitos, partidas de motores ou comutação de cargas pesadas.

As causas mais comuns de *sag* são a energização de cargas de alta potência, enquanto os *swell* estão associados à desconexão de grandes cargas, chaveamento de capacitores ou aumento expressivo injeção de energia proveniente de GDs.

2.5.1.6 Variação de Frequência

A ANEEL estabelece, no Módulo 8 PRODIST, que em condições normais de operação, a frequência deve permanecer entre 59,9Hz e 60,1Hz. Em caso de distúrbios,

Tabela 4 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração (PRODIST, 2012).

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude de Tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três ciclos	Superior a 1,1 pu
	Interrupção Momentânea de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 pu
Variação Temporária de Tensão	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 pu

a frequência deve retornar para a faixa de $59,5\text{Hz}$ a $60,5\text{Hz}$ no prazo de 30 segundos, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

2.5.1.7 Harmônicos

Harmônicos são componentes de frequência múltipla inteira da fundamental (60Hz no Brasil) presentes em sinais de tensão ou corrente. A THD (*Total Harmonic Distortion*) da tensão é dada pela Equação (18).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (18)$$

onde V_h representa a magnitude da h -ésima componente harmônica e V_1 a componente fundamental. O PRODIST, em consonância com a *IEEE Std 519-2014*, estabelece limites para a distorção harmônica de tensão e corrente, com valores de THD típicos de até 5% para tensão em baixa tensão, e até 8% para corrente dependendo do nível de curto-circuito do sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014).

2.5.2 Normas e Recomendações Relacionadas aos Harmônicos de Corrente na Rede Elétrica

Embora o Módulo 8 do PRODIST não estabeleça diretamente limites para os harmônicos de corrente injetados na rede por cargas não lineares, a circulação dessas

correntes em um sistema de potência pode causar distorções de tensão devido à interação com a impedância da rede elétrica. Essas distorções comprometem a qualidade da energia no PAC e podem provocar a ultrapassagem dos limites de distorção harmônica de tensão permitidos pela própria norma (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Assim, o controle dos harmônicos de corrente é fundamental para garantir que os níveis de distorção de tensão permaneçam dentro dos limites especificados. Nesse contexto, normas técnicas internacionais como a *IEC 61000-3-2* e a *IEEE Std 519-2014* fornecem diretrizes e limites quantitativos para a emissão de harmônicos, aplicáveis a diferentes classes de equipamentos e níveis de tensão.

2.5.2.1 Norma IEC 61000-3-2

A norma *IEC 61000-3-2*, trata dos limites de emissões harmônicas de corrente geradas por equipamentos elétricos com corrente de entrada inferior ou igual a 16 A por fase, conectados a redes públicas de baixa tensão em 50Hz ou 60Hz (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2018).

Esta norma classifica os equipamentos em quatro classes com base em sua natureza e aplicação:

- **Classe A:** Equipamentos trifásicos balanceados, eletrodomésticos (exceto os de Classe D), ferramentas estacionárias, *dimmers* para lâmpadas incandescentes e equipamentos de áudio.
- **Classe B:** Ferramentas portáteis e equipamentos de solda não industrial.
- **Classe C:** Equipamentos de iluminação.
- **Classe D:** Equipamentos com potência entre 75W e 600W, como computadores pessoais, monitores de vídeo e televisores.

A Tabela 5 apresenta os limites máximos de emissão para harmônicos de corrente ímpares e pares até a ordem 40, segundo a norma *IEC 61000-3-2*.

2.5.2.2 IEEE Std 519-2014

A *IEEE Std 519-2014* é uma norma amplamente utilizada para controle de harmônicos em sistemas elétricos industriais e comerciais. Esta versão atualizada da norma de 1992 define limites para distorções harmônicas de corrente e de tensão no PAC, com base na razão entre a corrente de carga e a corrente de curto-circuito do sistema (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014). Para correntes, os limites de THD variam entre 5% e 20% dependendo da razão I_{cc}/I_L , onde I_{cc} é a corrente de curto-circuito no PAC e I_L é a corrente de carga total.

Já os limites típicos para tensão são:

- THD de tensão $\leq 5\%$ para sistemas até 69kV;

Tabela 5 – Limites para harmônicos de corrente (*IEC 61000-3-2*, 2018).

Harmônicos ímpares				
Harmônicos	Classe A	Classe B	Classe C	Classe D
[n]	[A]	[A]	[% da fundamental]	[mA/W]
3	2,30	3,45	30xFator de Potência	3,4
5	1,14	1,71	10	1,9
7	0,77	1,155	7	1,0
9	0,40	0,60	5	0,5
11	0,33	0,495	3	0,35
13	0,21	0,315	3	0,296
$15 \leq n \leq 39$	2,25	$3,375/n$	3	$3,85/n$
Harmônicos pares				
2	1,08	1,62	2	-
4	0,43	0,645	-	-
6	0,30	0,45	-	-
$8 \leq n \leq 40$	$1,84/n$	$2,76/n$	-	-

- Componentes individuais $\leq 3\%$ da fundamental.

O cumprimento da *IEEE Std 519-2014* evita penalizações contratuais, falhas de equipamentos sensíveis e interferências em sistemas de comunicação.

Apesar de não serem normas obrigatórias no Brasil, ambas as normas (IEC e IEEE) são amplamente adotadas como referência para projetos e especificações técnicas, sendo inclusive utilizadas em processos de certificação, planejamento e monitoramento da QEE por concessionárias e consumidores industriais.

A recomendação *IEEE Std 519-2014*, produzida pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), estabelece diretrizes para controle de harmônicos em sistemas de potência, especificando os limites máximos de distorção harmônica de corrente e tensão no PAC. Esta norma foca na análise do impacto coletivo de múltiplos equipamentos sobre a rede, ao invés de avaliar dispositivos individualmente (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014).

A distorção harmônica da corrente é quantificada por meio da TDD (*Total Demand Distortion*), definida como a razão entre a componente harmônica da corrente e a demanda máxima de corrente da carga fundamental, medida sobre intervalos de 15 ou 30 minutos conforme a Equação (19).

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \cdot 100\% \quad (19)$$

onde I_h é a corrente da h -ésima ordem harmônica.

A Tabela 6 apresenta os limites máximos recomendados de distorção harmônica de corrente em função da razão I_{cc}/I_L , para diferentes faixas de tensão nominal V_s .

A distorção de tensão no PAC também deve ser controlada conforme a Tabela 7.

Tabela 6 – Máxima Distorção das Harmônicas de Corrente em $\%(I_L)$.

Ordem individual das harmônicas (harmônicas individuais)						
$120 \leq (V_s) \leq 69kV$						
I_{cc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 35$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 – 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 – 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 – 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
$69kV \leq (V_s) \leq 161kV$						
< 20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 – 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 – 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 – 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0
$V_s > 161kV$						
I_{cc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 35$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
< 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≤ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75
Harmônicas pares são limitadas em 25% dos limites das harmônicas ímpares acima						
Todos os equipamentos de geração de energia são limitados a estes valores de distorção de corrente, independente da relação I_{cc}/I_L .						

Tabela 7 – Máxima Distorção Harmônica em % da Tensão na Frequência Fundamental.

Tensão do barramento do PAC (V_s)	Distorção Harmônica Individual da Tensão (%)	Distorção Harmônica Total da Tensão - $THD(V_s)(\%)$
$(V_s) \leq 69kV$	3,0	5,0
$69kV < (V_s) \leq 161kV$	1,5	2,5
$(V_s) > 161kV$	1,0	1,5

2.5.3 Métodos para filtragem de harmônicos de corrente

A presença de cargas não lineares em sistemas elétricos de potência tem incentivado o desenvolvimento de diversas estratégias de mitigação de correntes harmônicas, visando o atendimento às normas de qualidade de energia e a proteção dos equipamentos. Na literatura, destacam-se três abordagens principais para a filtragem de harmônicos: técnicas passivas, ativas e híbridas (REVUELTA; LITRÁN; THOMAS, 2015; GADE; AGRAWAL; MUNJE, 2021).

2.5.3.1 Filtros Passivos de Potência (FPP)

Os FPP (Filtro de Passivo de Potência) são constituídos por elementos passivos sintonizados – tipicamente indutores e capacitores – que proporcionam um caminho de baixa impedância para as componentes harmônicas da corrente. Estes filtros são projetados para atenuar faixas específicas de frequência, sendo utilizados também na compensação da potência reativa (PARK *et al.*, 2021). Apesar de seu baixo custo e simplicidade de implementação, os FPPs apresentam limitações relacionadas à ressonância série e paralela

entre a impedância do filtro e a impedância do sistema, o que pode amplificar determinadas componentes harmônicas em vez de mitigá-las (GADE; AGRAWAL; MUNJE, 2021; PARK *et al.*, 2021). Para superar tais limitações, técnicas mais flexíveis têm sido desenvolvidas, como os filtros híbridos.

2.5.3.2 Filtros Híbridos de Potência

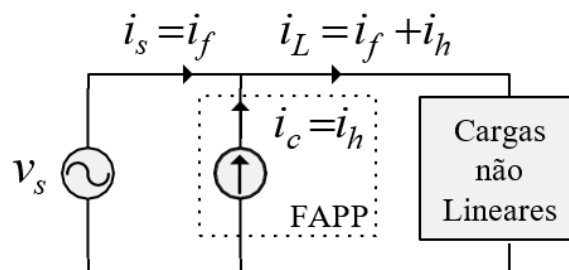
Os FHP (Filtro Híbridos de Potência) combinam as vantagens dos filtros passivos e ativos, proporcionando maior flexibilidade na mitigação de múltiplas ordens harmônicas e compensação dinâmica da potência reativa. Tais configurações geralmente utilizam FPPs para filtragem em faixas específicas e FAP (Filtro Ativo de Potência) para ajuste fino e supressão de harmônicos residuais (DAS *et al.*, 2021).

2.5.3.3 Filtros Ativos de Potência Paralelos (FAPP)

Filtros Ativos de Potência Paralelos FAPP são dispositivos baseados em conversores eletrônicos de potência capazes de sintetizar uma corrente de compensação em tempo real, de forma a cancelar as componentes harmônicas indesejadas e, opcionalmente, corrigir o fator de potência (GADE; AGRAWAL; MUNJE, 2021; DAS *et al.*, 2021).

A Figura 29 ilustra o princípio de operação de um FAPP.

Figura 29 – Princípio de compensação de um FAPP.



Fonte: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDEL, 2013)

Como indicado na Figura 29, a corrente total da carga não linear (i_L) pode ser decomposta em uma componente fundamental (i_f), que inclui as parcelas ativa e reativa, e uma componente harmônica (i_h). O objetivo do FAPP é garantir que a corrente fornecida pela fonte (i_h) seja igual apenas à componente fundamental ativa, enquanto o filtro injeta a corrente compensadora ($i_c = i_h + i_{f,\text{reativa}}$). Essa atuação permite também a correção do fator de deslocamento (FD) ou fator de potência fundamental.

Os FAPPs podem ser implementados com inversores bidirecionais de corrente em diferentes topologias. As mais comuns são:

- CSI (*Current Source Inverter*): opera com fonte de corrente no barramento CC.

- VSI (*Voltage Source Inverter*): utiliza capacitores no barramento CC e é a mais empregada devido à simplicidade de controle e maior gama de aplicações.

O controle do nível de tensão do barramento CC é essencial para a operação estável do VSI, especialmente em topologias de FAPPs trifásicas.

2.5.4 Topologias de FAPP Aplicadas em Sistemas Monofásicos

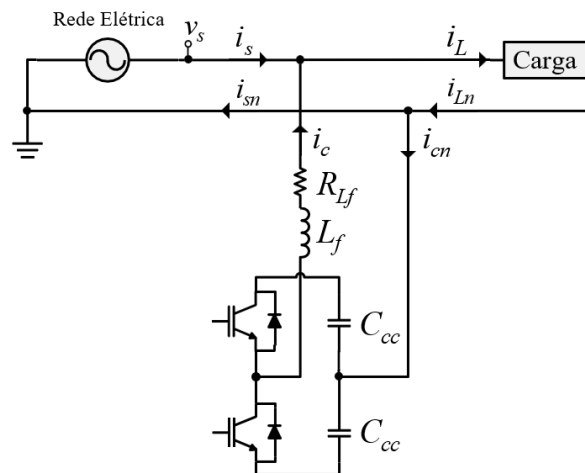
Dentre as diversas configurações existentes para a implementação de FAPPs em sistemas monofásicos, destacam-se três topologias principais: meia ponte (*half-bridge*), ponte completa (*full-bridge*) e conexão no barramento CC da carga. Essas topologias diferem entre si quanto ao número de chaves, capacitores, complexidade de controle e desempenho dinâmico (GADE; AGRAWAL; MUNJE, 2021; DAS *et al.*, 2021).

2.5.4.1 Topologia Half-Bridge

A topologia *half-bridge* é composta por um inversor monofásico formado por duas chaves de potência e dois capacitores no barramento CC. O ponto médio entre os capacitores é utilizado como ponto de referência (neutro), possibilitando a compensação da corrente de carga.

A Figura 30 ilustra topologia FAPP *half-bridge*.

Figura 30 – FAPP monofásico com topologia half-bridge.



Fonte: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL, 2013)

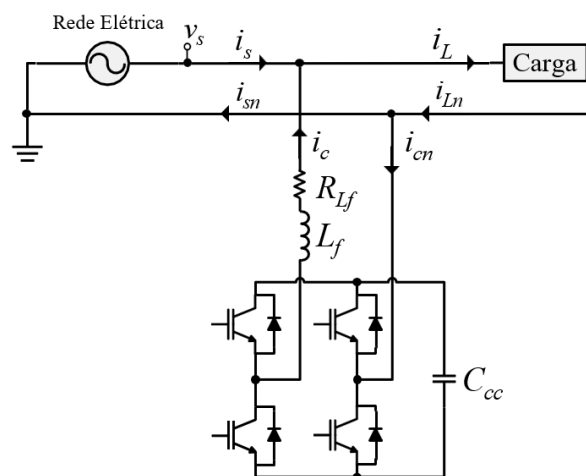
Essa estrutura apresenta como vantagem a simplicidade de construção, sendo viável para aplicações de baixa potência. No entanto, um dos principais desafios dessa topologia é o desequilíbrio das tensões nos capacitores do barramento CC, provocado pelas componentes compensadas da corrente (corrente de neutro i_{cn}) que circulam através desses capacitores. Esse desequilíbrio compromete o desempenho do controle do barramento CC e pode afetar a qualidade da compensação fornecida pelo FAPP. Além disso, essa topologia

permite apenas modulação em dois níveis de tensão, o que limita a qualidade da forma de onda sintetizada e pode exigir maiores indutâncias de acoplamento para limitar a taxa de variação da corrente (LINDEKE *et al.*, 2004).

2.5.4.2 Topologia Full-Bridge

A topologia *full-bridge* é composta por um inversor monofásico em ponte completa, com quatro chaves de potência conectadas a um barramento CC formado por um único capacitor. Essa estrutura é apresentada na Figura 31.

Figura 31 – FAPP monofásico com topologia full-bridge.



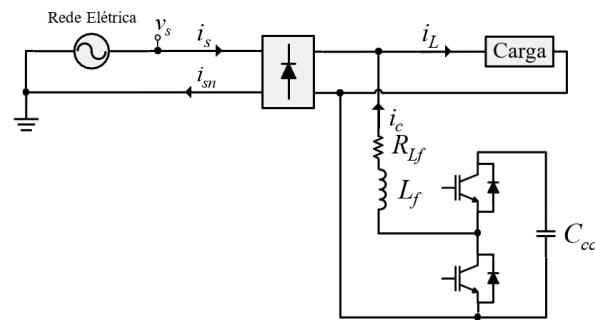
Fonte: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL, 2013)

Em comparação com a topologia *half-bridge*, essa configuração requer o dobro de chaves de potência, o que pode aumentar o custo e a complexidade de acionamento. Entretanto, a tensão de bloqueio exigida em cada chave é reduzida pela metade, o que pode permitir o uso de dispositivos semicondutores mais econômicos ou de menor tensão nominal. Além disso, por utilizar apenas um capacitor no barramento CC, o controle da tensão se torna mais simples e robusto, evitando os problemas de desequilíbrio encontrados na topologia *half-bridge*. Uma das principais vantagens da topologia *full-bridge* é a possibilidade de aplicação de técnicas de modulação com três níveis de tensão, o que contribui para melhorar a qualidade da forma de onda da corrente compensadora e reduzir a indutância de acoplamento necessária no filtro (PELZ *et al.*, 2024).

2.5.4.3 Topologia Conectada ao Lado CC da Carga

Uma alternativa menos convencional, porém eficaz em contextos específicos, é a implementação do FAPP diretamente no lado de corrente contínua da carga. Essa configuração, apresentada na Figura 32, foi proposta por (PINI, 2010) e consiste em um inversor monofásico em meia ponte, composto por duas chaves de potência e um único capacitor no barramento CC.

Figura 32 – FAPP monofásico conectado no lado CC da carga.



Fonte: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL, 2013)

Essa topologia apresenta vantagens importantes, como a redução no número de componentes passivos e ativos — utiliza apenas dois semicondutores e um capacitor — e a operação em dois quadrantes, o que simplifica o controle da estrutura. Em comparação com a topologia *half-bridge*, há economia de capacitores; em relação à *full-bridge*, há redução do número de chaves de potência.

No entanto, essa topologia só pode ser aplicada em sistemas onde se tem acesso ao barramento CC da carga, o que limita seu uso a arquiteturas específicas de conversores ou dispositivos alimentados em corrente contínua. Por essa razão, sua adoção depende da configuração geral do sistema e das características da carga alimentada.

2.5.4.4 Outras topologias de FAAP

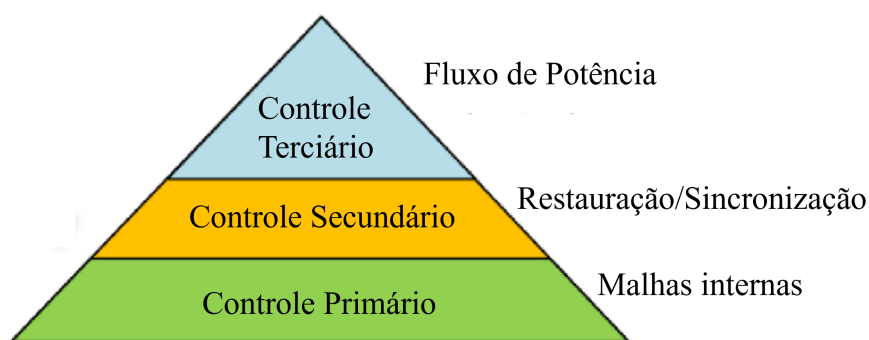
É importante destacar que, além das topologias monofásicas descritas, existem outras configurações possíveis de Filtros Ativos de Potência (DAS *et al.*, 2021), tanto em arranjos monofásicos quanto trifásicos, com diferentes graus de complexidade, número de níveis de modulação e técnicas de controle. No entanto, o foco desta tese está direcionado à análise e desenvolvimento de uma estrutura monofásica de NR-UPQC, considerando suas particularidades de implementação, controle e desempenho na compensação de correntes harmônicas em cargas não lineares residenciais ou comerciais.

2.5.5 Estratégias de Controle em NR

Juntamente com a arquitetura específica da NR, a estratégia de controle adotada constitui um aspecto crítico que influencia diretamente a escolha e o dimensionamento dos conversores de potência. Considerando que uma NR pode ser interpretada como uma versão em escala reduzida de uma MR, esta seção apresenta uma revisão das estratégias de controle aplicadas às MRs que podem ser prontamente adaptadas para o contexto de NRs. Quando uma NR é tratada como um domínio individual inserido em uma MR, torna-se essencial analisar tanto a sua interação com outras NRs quanto as estratégias de controle que podem ser implementadas para assegurar a operação coordenada do sistema.

Devido à complexidade intrínseca das redes de energia, o desenvolvimento de seus sistemas de controle adota, em geral, uma estrutura hierárquica (HOU; HU; HUI, 2010), que admite diversas soluções técnicas. Em 2010, Guerrero et al. (GUERRERO *et al.*, 2010) propuseram uma metodologia abrangente para o controle hierárquico de MRs, baseada na estrutura de controle multinível da norma International Society of Automation-95 (ISA95). Embora essa norma preveja seis níveis de controle, no contexto de MRs e NRs essa hierarquia pode ser condensada em quatro níveis (0 a 3). À medida que se ascende na hierarquia, a estabilidade e a robustez dos níveis inferiores exigem uma largura de banda progressivamente menor para os sinais de controle e de referência. A Figura 33 ilustra os níveis 0–3 resultantes (SANTORO *et al.*, 2023).

Figura 33 – Controle Hierárquico de NR.



Fonte: Adaptado de (SANTORO *et al.*, 2023)

Nível 0 - Malhas internas de controle: A regulação de cada módulo de potência é realizada neste nível. Podem ser implementadas malhas de controle por realimentação (*feedback*) e por ação antecipada (*feedforward*) para regular a tensão de saída e a corrente, mantendo a estabilidade do sistema. Este nível também dá suporte ao compartilhamento de carga entre conversores de potência conectados em paralelo.

Nível 1 - Controle primário: Neste nível, é normalmente aplicada uma técnica de controle por "*droop*" para garantir estabilidade e amortecimento, emulando o comportamento físico de fontes convencionais; também pode ser implementada a emulação de impedância virtual.

Nível 2 - Controle secundário: Alguns parâmetros do controle primário são repassados ao controle secundário para assegurar que os níveis elétricos na NR estejam dentro dos requisitos. Este nível pode ainda incluir uma malha de controle de sincronização para possibilitar uma conexão/desconexão suave com a rede elétrica, garantindo transições sem interrupções entre os modos conectado à rede e ilhado.

Nível 3 - Controle terciário: Este nível é responsável pelo controle dos fluxos de potência entre a NR e a rede elétrica. Aqui, o agendamento de despacho de fontes e armazenamento é realizado pelo operador do sistema de distribuição ou transmissão.

A Figura 34 apresenta uma estrutura de controle hierárquico com controle convencional por *droop* para NRs CA, proposta em (HOU; HU; HUI, 2010). O controle secundário é utilizado não apenas para sincronizar todas as unidades da NR, mas também para gerenciar a sincronização entre a NR e a rede elétrica principal. Acima do controle secundário, o controle terciário é utilizado para controlar e gerenciar os fluxos de potência entre a NR e a rede principal. Neste nível, uma das tarefas é a redistribuição de potência entre as GDs. O ponto ótimo de operação econômica é alcançado por meio da regulação do ponto de ajuste (*setpoint*) de cada unidade (BIDRAM, 2014).

Considerando a amplitude de tensão E_i e a frequência angular ω_i do i -ésimo inversor conectado ao barramento da rede CA, as equações das características convencionais de "*droop*" P - ω e Q - E , conforme ilustrado na Figura 35 são descritas por (20) e (21), respectivamente.

$$\omega_i = \omega_0 - G_{\omega_i} \cdot P_i \quad (20)$$

$$E_i = E_0 - G_{E_i} \cdot Q_i \quad (21)$$

onde:

- P_i e Q_i são, respectivamente, as potências ativa e reativa na saída do i -ésimo inversor;
- ω_0 é a frequência angular em vazio (sem carga);
- E_0 é a tensão de saída do inversor em vazio;
- G_{ω_i} e G_{E_i} são, respectivamente, o coeficiente de "*droop*" da frequência angular e o coeficiente de "*droop*" da tensão para o i -ésimo inversor.

Os coeficientes de "*droop*" são calculados utilizando as Equações (22) e (23) da seguinte forma:

$$G_{\omega_i} = \frac{\Delta\omega}{P_{i_max}} \quad (22)$$

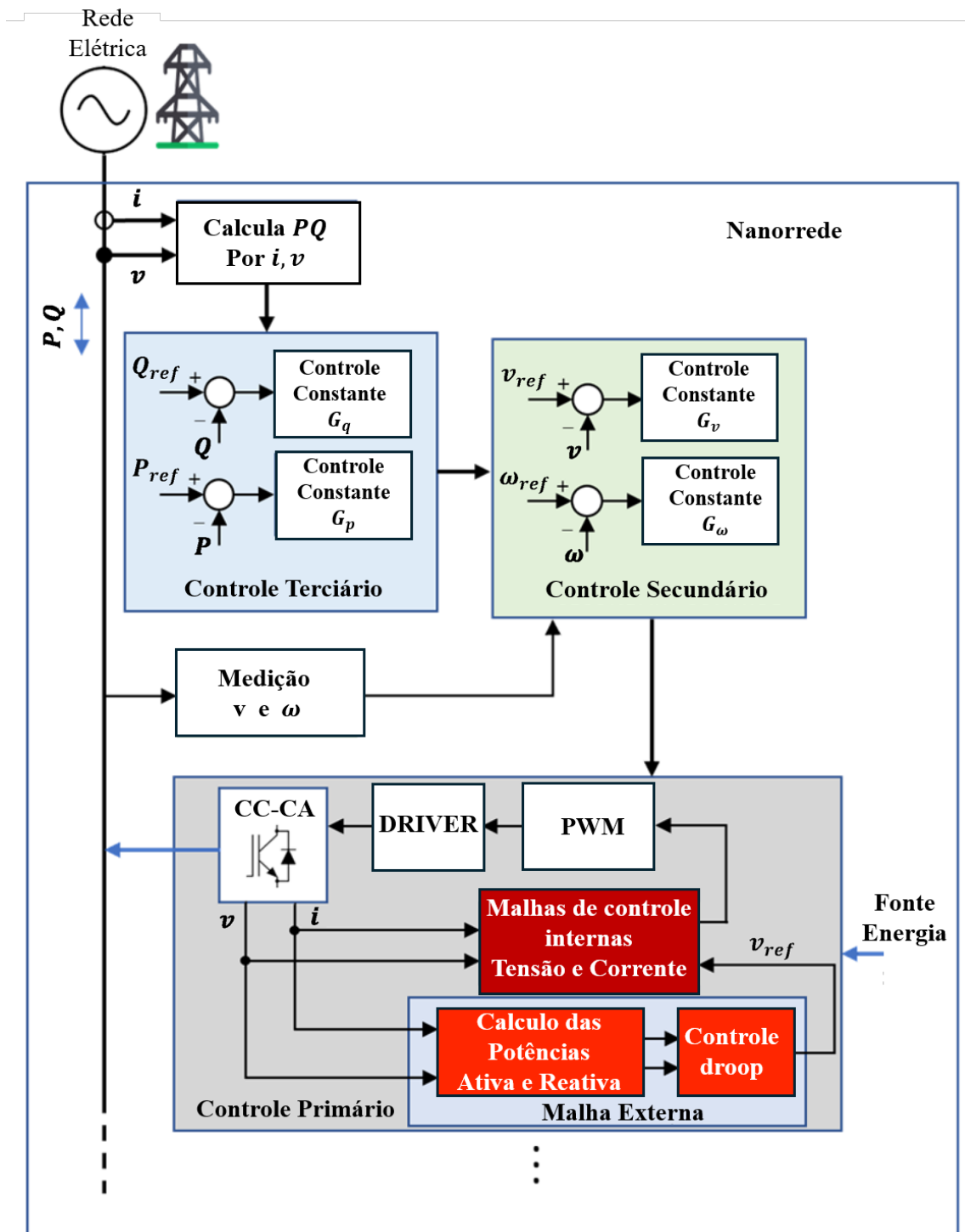
$$G_{E_i} = \frac{\Delta E}{Q_{i_max}} \quad (23)$$

onde:

- $\Delta\omega$ e ΔE são as máximas variações aceitáveis da frequência angular e da tensão, respectivamente;
- P_{i_max} e Q_{i_max} são as potências ativa e reativa nominais fornecidas pelo i -ésimo inversor.

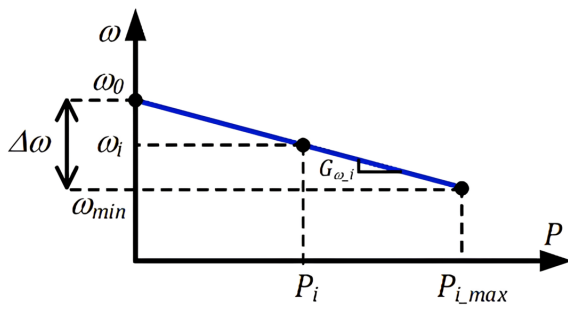
Uma das principais vantagens do controle por "*droop*" é que ele não requer conexões de comunicação críticas entre conversores conectados em paralelo, o que melhora a confiabilidade do sistema (LIU *et al.*, 2016; SALEH-AHMADI *et al.*, 2021).

Figura 34 – Controle hierárquico de 3 níveis.

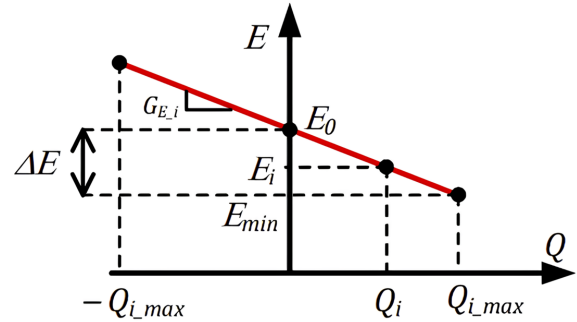


Fonte: Adaptado de (HOU; HU; HUI, 2010)

Figura 35 – Estratégia de controle droop.



(a) Controle Droop Potência Ativa e Frequência (P- ω).



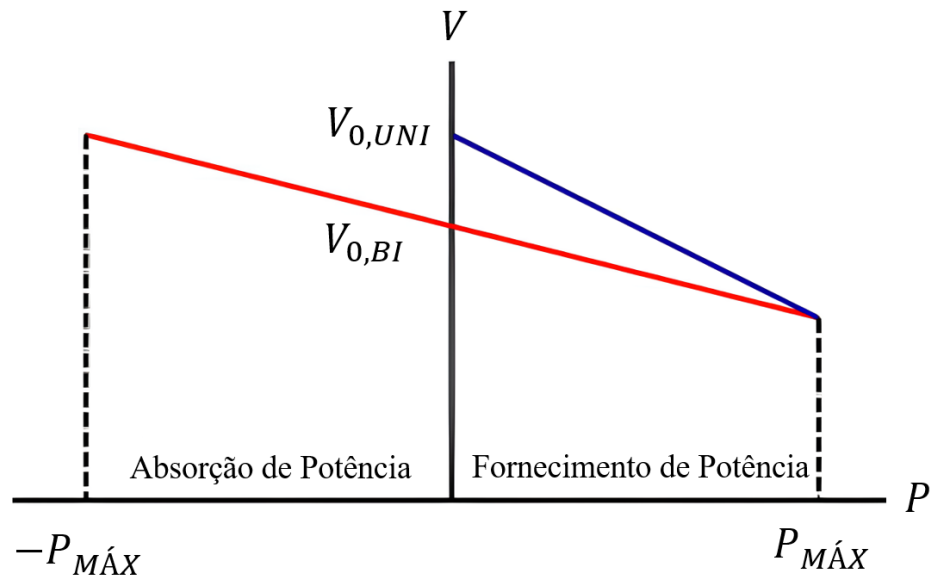
(b) Controle Droop Potência Reativa e Tensão (Q-E).

Por meio da regulação por "droop", o controle primário realiza o compartilhamento de potência necessário, ainda que às custas de alguma variação nos valores de frequência angular e tensão em relação aos seus valores nominais. O controle secundário — implementado por uma entidade hierárquica de nível superior (por exemplo, uma unidade supervisora) — atua monitorando a amplitude de tensão e a frequência da NR, corrigindo os desvios observados. A regulação por "droop" também pode ser aplicada em NRs em CC. Naturalmente, nesse caso, as operações de controle diferem daquelas exigidas em NRs CA. Enquanto em NRs CA duas unidades de controle são necessárias para gerenciar a frequência e a tensão, em NRs CC o controle é focado apenas na tensão. Assim, o controle de NRs CA e CC requer algoritmos e abordagens distintas, embora as estratégias de controle possam ser classificadas de maneira similar.

Como comentado, o método de regulação por "droop" em sistemas CC apresenta características particulares em relação à sua aplicação em redes CA. Em NRs CC, o controle primário por "droop" visa exclusivamente a regulação da tensão do barramento, estabelecendo uma relação direta entre a potência fornecida e a tensão medida. Essa abordagem descentralizada permite o compartilhamento proporcional da carga entre as unidades conversoras conectadas ao barramento CC, sem necessidade de comunicação intensa entre os dispositivos, aumentando a robustez do sistema. A Figura 36 ilustra o princípio básico da técnica de controle por "droop" aplicada a sistemas CC.

No "droop" CC a tensão e a corrente de saída são medidas na saída do conversor, e o produto dessas grandezas é utilizado para determinar a potência fornecida. Essa potência medida é então empregada em uma curva de "droop", estabelecendo a tensão de saída como uma função da potência de saída medida. As curvas de "droop", ilustradas na Figura 36, para conversores tanto unidirecionais quanto bidirecionais, seguem a seguinte Equação (24):

$$V = V_0 - mP \tag{24}$$

Figura 36 – Característica típica da regulação por *droop* em sistemas CC.

Fonte: Adaptado de (WILLIAMSON *et al.*, 2019)

onde:

- V é a tensão de saída do conversor;
- V_0 é o valor de referência da tensão (set-point);
- m é o coeficiente de "droop";
- P é a potência de saída medida.

Para um conversor unidirecional, como, por exemplo, um elemento de geração em uma NR, $V_{0,UNI}$ refere-se à tensão máxima da rede. Por outro lado, em um conversor bidirecional, como um sistema de armazenamento de energia ou um conversor de ligação entre níveis, $V_{0,BI}$ representa a tensão nominal da rede. O coeficiente de "droop" é calculado a partir da potência máxima disponível do conversor $P_{\text{máx}}$ e da máxima variação de tensão ΔV , conforme a relação apresentada na Equação (25):

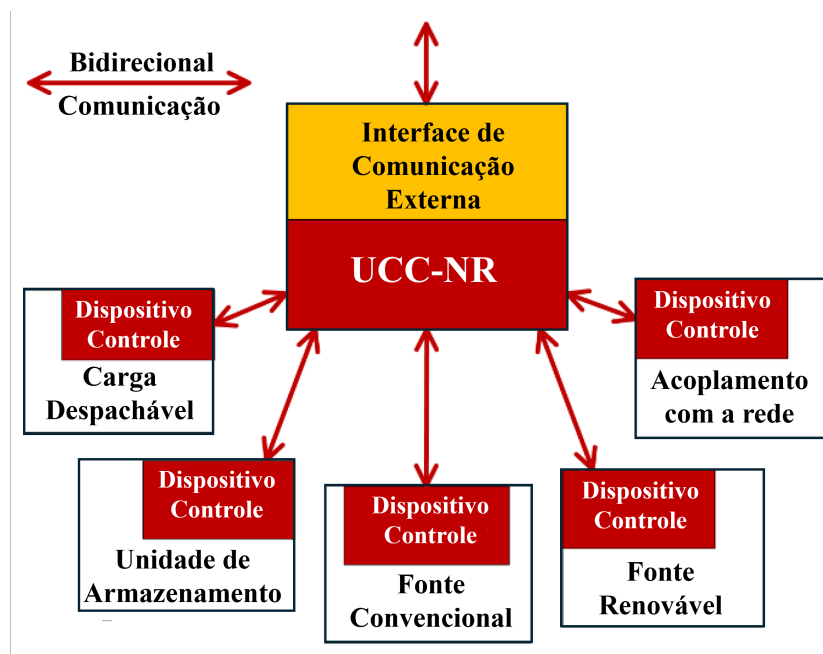
$$m = \frac{\Delta V}{P_{\text{MÁX}}} \quad (25)$$

O valor de $P_{\text{MÁX}}$ pode variar ao longo do dia, dependendo dos recursos disponíveis para o elemento; por exemplo, no caso de um sistema fotovoltaico, conforme a insolação solar varia ao longo do dia. Essa abordagem permite que a fonte contribua para a carga de acordo com sua capacidade de geração em tempo real.

2.5.5.1 Controle centralizado

No caso do controle centralizado, os geradores distribuídos da rede são conectados a uma unidade de controle, como um microcontrolador, um comutador ou um servidor, que fornece valores de referência para o controle primário. Nessa técnica, uma UCC-NR (Unidade central de controle da Nanorrede) coleta dados dos geradores distribuídos controlados, com base nos quais realiza cálculos para determinar as ações de controle necessárias para gerenciar adequadamente os fluxos de potência na NR (KAUR; KAUSHAL; BASAK, 2016). Um diagrama esquemático de uma NR com esse tipo de controle é mostrado na Figura 37.

Figura 37 – Arquitetura de controle centralizado para NR.



Fonte: Adaptado de (SANTORO *et al.*, 2023)

Os comandos de controle precisam ser transferidos para as unidades periféricas por meio de um barramento de comunicação apropriado. A forte dependência da comunicação de alta velocidade entre a UCC da NR e suas unidades monitoradas e controladas é a principal desvantagem desse método, pois qualquer falha de comunicação pode afetar o desempenho de toda a NR e até mesmo resultar em um desabastecimento de energia. Além da baixa capacidade de tolerância a falhas, outras desvantagens desse método de controle incluem a necessidade de supervisão constante e a baixa escalabilidade. Entre as vantagens do controlador centralizado estão o controle eficaz de todo o sistema, a necessidade de apenas um controlador e a possibilidade de definir estratégias gerais para o monitoramento e o controle do sistema.

2.5.5.2 Controle descentralizado

Na arquitetura descentralizada, os controles de nível primário e secundário são implementados nas unidades da NR, acima dos controles dos conversores. Diferentes topologias podem ser encontradas na literatura, com (Figura 38a) ou sem (Figura 38b) uma UCC-NR gerenciando GD, conforme proposto em (NASIRIAN *et al.*, 2014).

A estratégia de controle descentralizado é considerada a mais confiável; no entanto, apresenta limitações devido à ausência ou à largura de banda reduzida dos enlaces de comunicação.

2.5.5.3 Controle distribuído

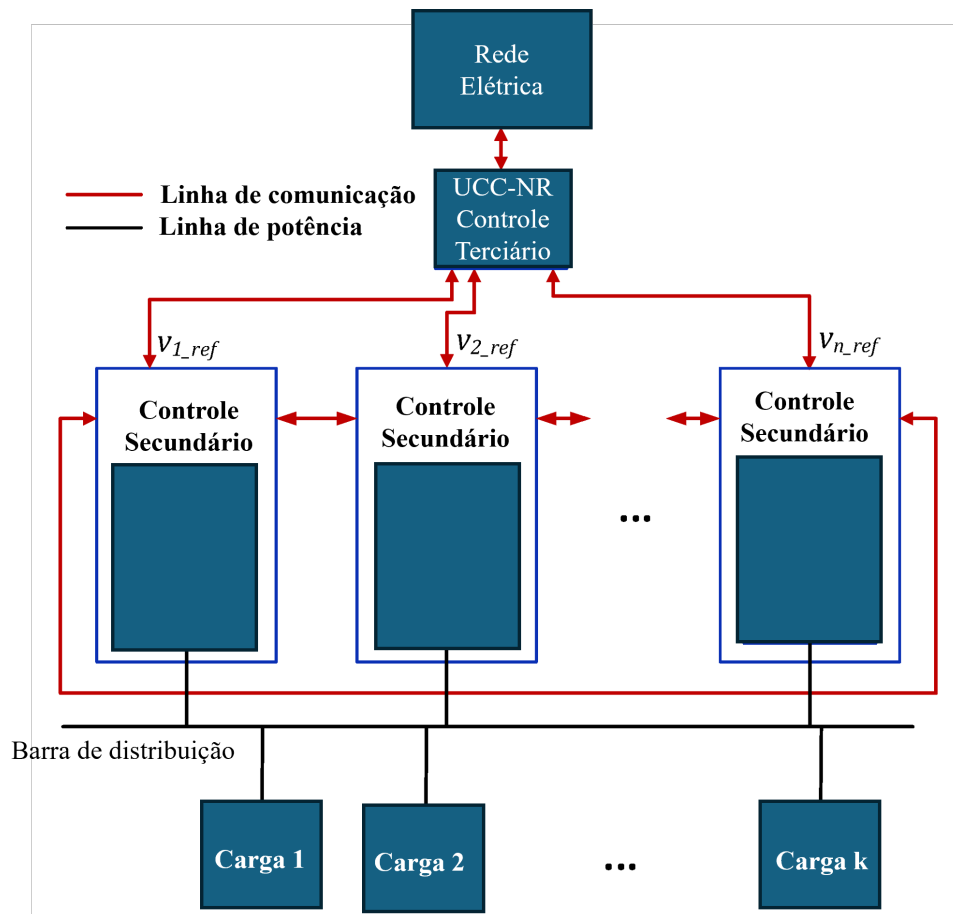
No caso do controle distribuído, os controladores de cada unidade eletrônica de potência são conectados a uma rede para formar um controle secundário distribuído, com o objetivo principal de manter o compartilhamento adequado de carga e a estabilidade da tensão da rede. Essa abordagem combina as vantagens das arquiteturas de controle centralizado e descentralizado.

A Figura 39 apresenta um diagrama de uma arquitetura de controle distribuído (SHAFIEE; GUERRERO; VASQUEZ, 2013). Nesse arranjo, cada unidade utiliza variáveis locais, como tensão e frequência, que são trocadas com suas unidades vizinhas. O enlace de comunicação é bidirecional, permitindo a otimização global, semelhante a um esquema centralizado.

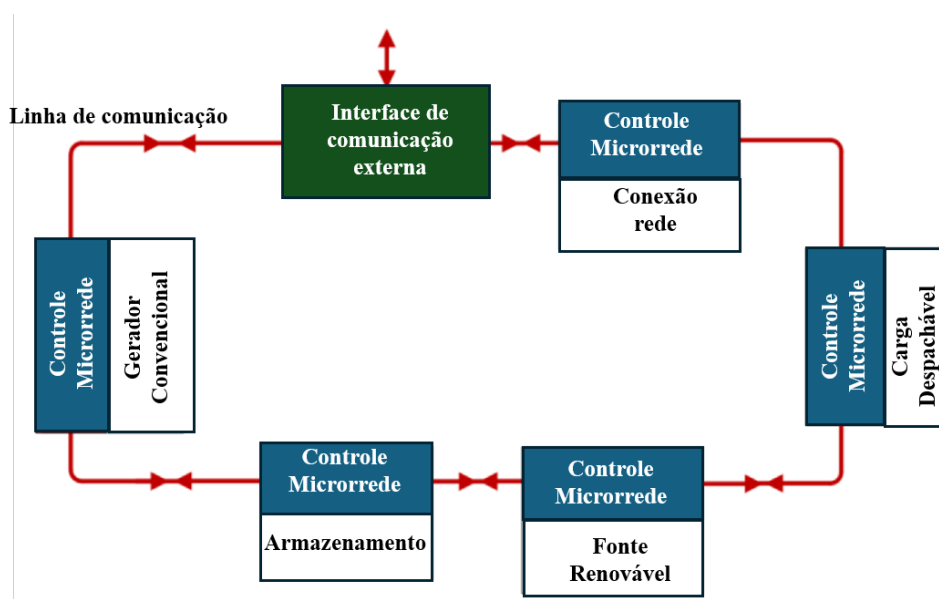
Em comparação com arquiteturas que utilizam controle centralizado, a solução distribuída reduz o risco de falhas globais no sistema, uma vez que é imune a falhas em um único ponto. Além disso, proporciona boa estabilidade e reduz os custos de comunicação. Outro benefício é a alta escalabilidade do controle distribuído, pois um aumento significativo no número de unidades de geração distribuída tornaria bastante difícil a expansão de um sistema baseado em controle centralizado. Os principais desafios incluem a restauração da tensão e da frequência, bem como a melhoria no compartilhamento de potência (ESPINA *et al.*, 2020).

Por fim, a operação de NR está diretamente relacionada à forma como esses sistemas interagem com o ambiente externo. Estratégias de controle em nível de sistema podem impactar significativamente os benefícios econômicos, ambientais e sociais obtidos com a gestão inteligente da energia. A integração de NR no contexto de cidades inteligentes é destacada, evidenciando que as estratégias de controle devem acompanhar variáveis dinâmicas, como preços de mercado de energia, níveis de poluição e previsões meteorológicas. Abordagens de controle avançado permitem otimizar o despacho econômico combinando o SoC dos sistemas de armazenamento de energia e o custo corrente da energia no mercado (ROSS *et al.*, 2016). Estratégias também são propostas para minimizar as emissões de poluentes e os custos operacionais, considerando as incertezas de previsão (ZAFAR *et al.*,

Figura 38 – Arquitetura de controle para NR descentralizado.

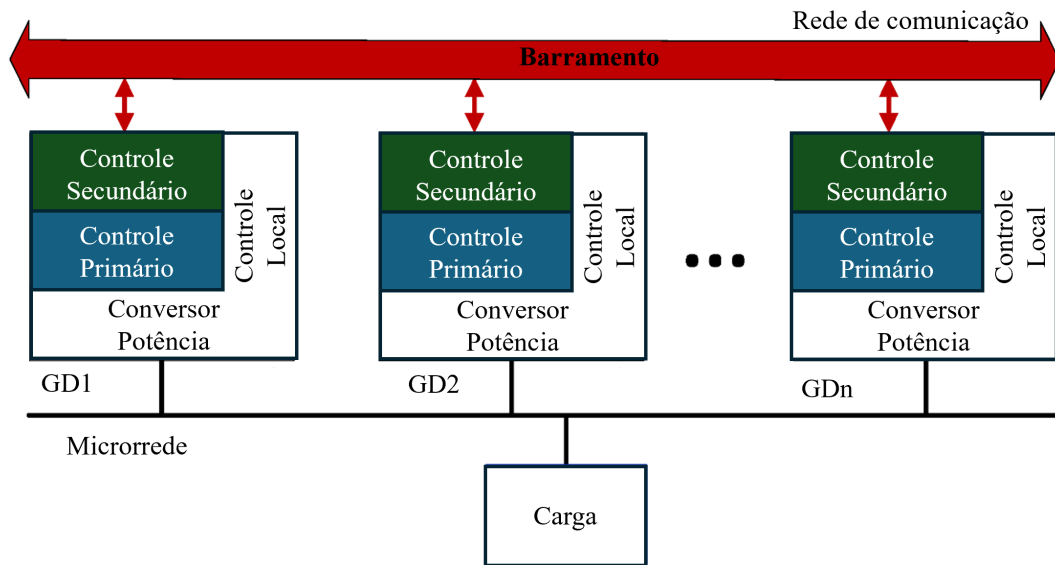


(a) Com barramento de controle.



(b) Sem barramento de controle.

Figura 39 – Arquitetura de controle para NR distribuída.



Fonte: Adaptado de (SHAFIEE; GUERRERO; VASQUEZ, 2013)

2022). Em NRs CC, considerações econômicas e ambientais incluem custos de emissão de carbono, operação e manutenção, depreciação de equipamentos e benefícios ambientais provenientes de fontes renováveis (XU, F. *et al.*, 2022; MA *et al.*, 2020).

3 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo será apresentada a metodologia e desenvolvimento do trabalho, onde serão discutidas a topologia e projeto da NR-UPQC. Serão descritos os principais elementos que irão compor a NR como o sistema de geração de energia fotovoltaico, os armazenadores de energia à bateria e supercapacitor, a topologia dos conversores eletrônicos, a modelagem matemática do sistema, as metodologias de controle e algoritmos de compensação de harmônicos e os modos de operação. Por fim, será apresentada a forma de utilização do sistema, juntamente com o passo a passo para a parametrização da simulação, *scripts* de projeto e leitura dos dados para análise.

3.1 TOPOLOGIA DA NR-UPQC PROPOSTA

A estrutura de NR-UPQC proposta neste trabalho é apresentada na Figura 40. Essa configuração constitui-se de uma fonte geradora de energia FV, sistemas de armazenamento à bateria e supercapacitor, cargas e conexão no PAC da rede elétrica da concessionária. Portanto, propõe-se, como requisito de modelagem, a adoção das características típicas de uma carga residencial de consumo médio brasileiro.

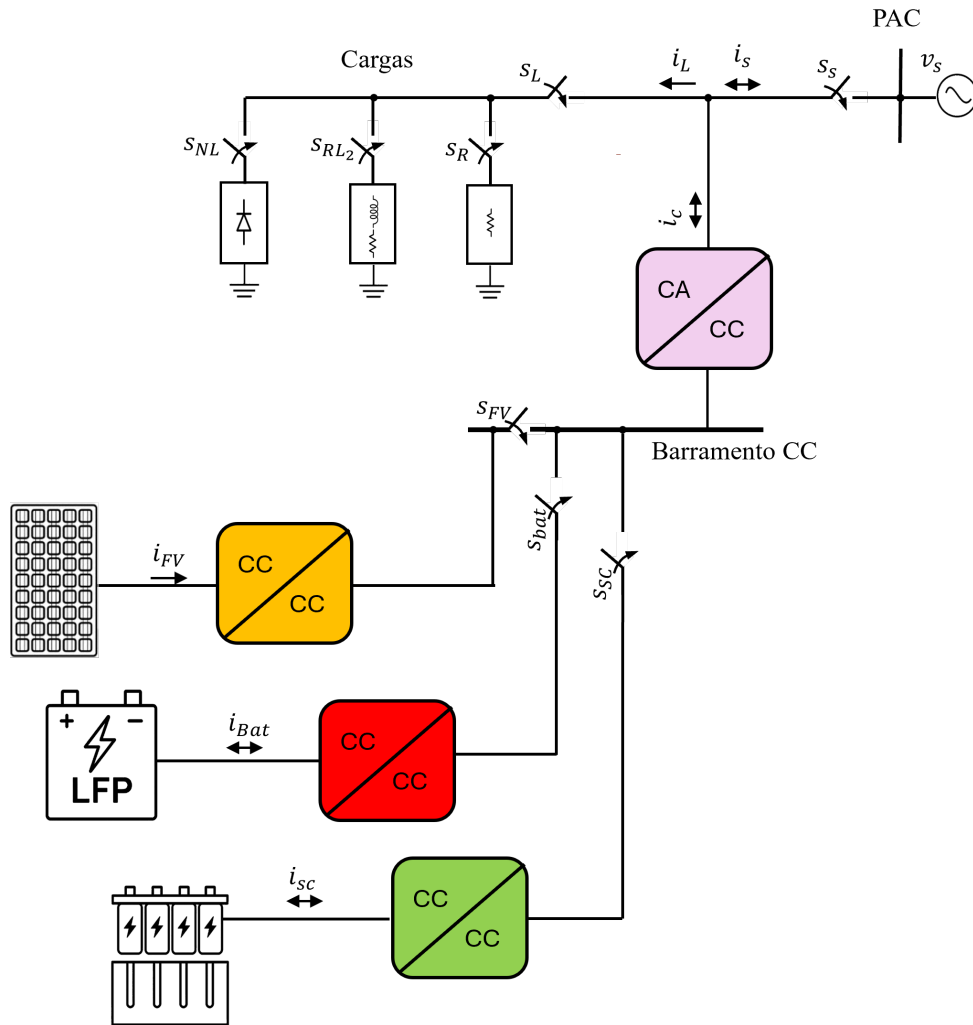
A estrutura da Figura 40 será retomada no Capítulo 4 e discutida em mais detalhes.

A Figura 41 apresenta o fluxograma que sintetiza as etapas metodológicas adotadas para NR-UPQC. O processo foi estruturado em oito fases sequenciais, iniciando pela definição da topologia geral do sistema, passando pelo dimensionamento dos subsistemas (fontes, armazenadores e carga), desenvolvimento dos controladores e modelagem dos conversores eletrônicos de potência. Em seguida, foram implementados diferentes modos de operação (MOPs), contemplando cenários de conexão à rede e operação isolada. A ferramenta foi validada por meio de simulações representativas, com ênfase no desempenho dinâmico, compensação de distúrbios e gerenciamento energético. Por fim, todo o sistema foi documentado, acompanhado por um manual de uso, arquivos de simulação e casos demonstrativos, sendo disponibilizado abertamente à comunidade científica na plataforma *IEEE DataPort*, em conformidade com os princípios de ciência aberta.

3.1.1 Carga da NR-UPQC (Estimada e com dados reais)

Para a definição do perfil de carga estimada da NR-UPQC adotada neste trabalho, considerou-se a representação de uma carga residencial típica, baseada no consumo médio mensal registrado em 2024 para consumidores da classe residencial (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). Conforme os dados apresentados no boletim do MME, o consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora (Em_{NU}), acumulado em 12 meses, alcançou 177kWh/NU no referido ano (Figura 42). Através dessa informação, pode-se estimar uma potência média instalada $P_{L_{NR}}$ para a NR-UPQC. Onde E_{Mm} representa

Figura 40 – Topologia e arquitetura da NR-UPQC proposta.



Fonte: Autor

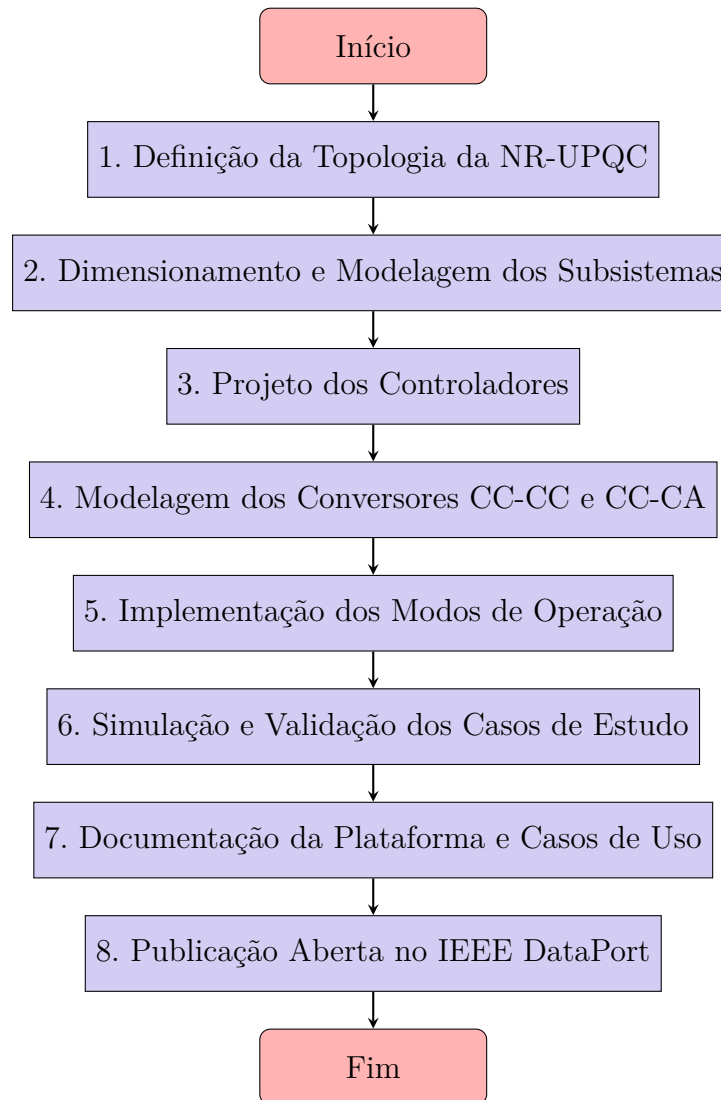
a energia consumida no mês e Hm o número de horas no mês ($Hm = 30 \times 24 = 720$ horas).

Considerando um fator de simultaneidade típico para consumidores residenciais, a potência instalada estimada pode ser obtida multiplicando-se a potência ativa média por um fator de aproximadamente 5 (Equação (26)).

$$P_{LNR} = 5 \times \frac{Em_{NU}}{Hm} \approx 1,23\text{kW} \quad (26)$$

Para a estimativa da carga total de uma unidade residencial, os autores Rios (2014) e Finocchio (2009) apresentaram estudos baseados em medições práticas do comportamento do FP (Fator de Potência). Ambos os autores relataram que o FP apresenta variações significativas ao longo do dia, em função do perfil de consumo das cargas residenciais. A Figura 43 traz a curva do FP medida por (RIOS *et al.*, 2014). Contudo, os valores médios obtidos a partir das campanhas de medição indicaram um fator de potência da ordem de 0,78. Para a estimativa da carga total da NR-UPQC será levado em consideração o

Figura 41 – Fluxograma do desenvolvimento da proposta NR-UPQC.



valor do fator de potência médio (FP_{LNR}) de 0,78. Portanto, a potência aparente (S_{LNR}) e reativa (Q_{LNR}) da carga na NR-UPQC podem ser calculadas por (27) e (28) utilizando (26).

$$S_{LNR} = \frac{P_{LNR}}{FP_{LNR}} \quad (27)$$

$$Q_{LNR} = \sqrt{S_{LNR}^2 - P_{LNR}^2} \quad (28)$$

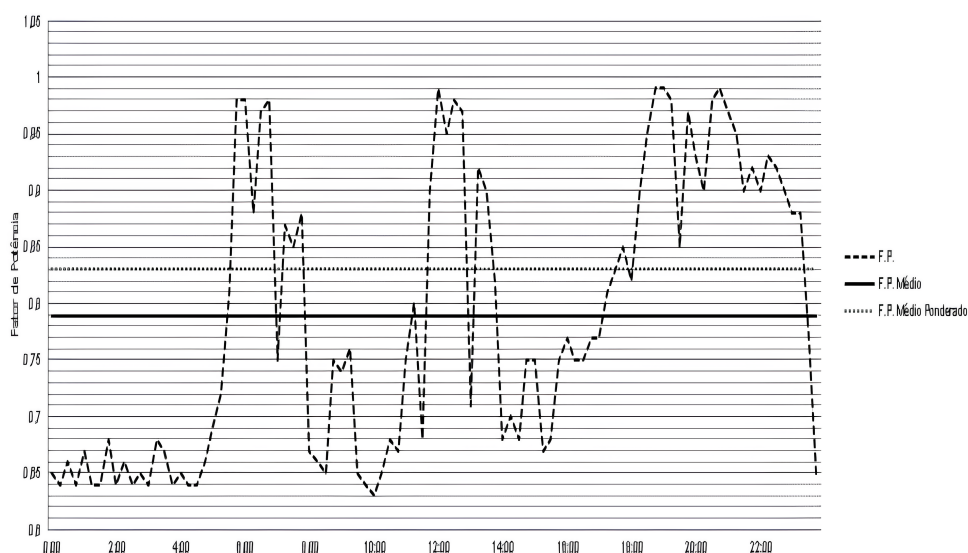
A implementação da carga estimada para a NR-UPQC é realizada no ambiente MATLAB/Simulink utilizando a combinação de blocos de resistência e indutância, de modo a reproduzir a potência (FP_{LNR}) obtida. Adicionalmente, para representar de maneira mais realista a distorção harmônica observada na corrente de carga, será incorporado ao modelo um retificador a diodo em ponte completa, configurado para alimentar a carga RL.

Figura 42 – Consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora (MME-2024).

Classe de Consumo	Consumo Médio Mensal			Consumo Médio em 12 meses		
	jul/23 (kWh/NU)	jul/24 (kWh/NU)	Evolução anual (jul/23 a jul/24) (%)	ago/22 a jul/23 (kWh/NU)	ago/23 a jul/24 (kWh/NU)	Evolução (%)
Residencial	156	163	4,5	163	177	8,6
Industrial	34.011	36.202	6,4	33.519	34.761	3,7
Comercial	1.190	1.269	6,6	1.279	1.400	9,5
Rural	580	692	19,3	595	650	9,3
Demais classes'	4.806	4.854	1,0	5.003	5.038	0,7
Consumo médio	457	480	5,1	469	494	5,3

Fonte: Adaptado de (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

Figura 43 – Curva de medição do FP residencial



Fonte: (RIOS *et al.*, 2014)

Essa abordagem permitirá simular tanto o comportamento fundamental da potência ativa e reativa quanto os efeitos da distorção harmônica característicos de ambientes residenciais.

Para a inserção de uma carga baseada em medições reais na NR-UPQC, serão utilizados os dados obtidos nas campanhas de medição realizadas por Pires (PIRES, 2006). Este estudo propõe a caracterização dos harmônicos gerados por cargas eletroeletrônicas típicas de consumidores residenciais e comerciais, com o objetivo de analisar seus impactos na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição. A metodologia adotada fundamenta-se em medições práticas realizadas em diversos equipamentos, tais como lâmpadas, computadores, refrigeradores e condicionadores de ar, complementadas por simulações do comportamento dessas cargas em redes de baixa tensão.

Os resultados das medições de corrente, referentes aos diferentes horários de operação da carga residencial, são apresentados na Tabela 8, a qual detalha os conteúdos harmônicos

em termos de magnitude relativa e ângulo de fase para cada ordem harmônica considerada. Os dados serão utilizadas para a geração do comportamento dinâmico da carga da NR-UPQC. Para isso, pode ser desenvolvido um script em MATLAB que reconstruirá a forma de onda da corrente com base nos conteúdos harmônicos de magnitude e ângulo de fase correspondentes a diferentes horários de operação. O sinal de corrente sintetizado será, então, exportado para o ambiente Simulink por meio do bloco *From Workspace*, possibilitando a modelagem da carga no sistema da NR-UPQC, considerando a distorção harmônica e o fator de potência variável ao longo do tempo.

Tabela 8 – Conteúdo harmônico das formas de onda da corrente de carga residencial

Harm.	12:00		13:00		21:00		02:00	
	Irms=2,396		Irms=1,259		Irms=2,705		Irms=2,387	
	THDi=9,01		THDi=105,27		THDi=65,90		THDi=7,13	
	F. crista=1,49		F. crista=3,00		F. crista=2,18		F. crista=1,26	
	Mod.	Ang.	Mod.	Ang.	Mod.	Ang.	Mod.	Ang.
	(%)	(graus)	(%)	(graus)	(%)	(graus)	(%)	(graus)
1	100,00	-60,10	100,00	0,45	100,00	1,89	100,00	-57,51
3	3,55	111,15	80,03	10,78	51,34	-162,78	3,27	79,34
5	1,26	29,93	57,48	16,47	34,93	26,90	3,44	31,43
7	-	31,67	33,03	21,89	19,37	-143,80	1,37	-23,46
9	-	-	12,03	22,75	8,09	49,92	1,11	-47,06
11	-	-	2,29	87,31	2,74	-69,54	1,61	-165,45
13	-	-	6,37	121,33	3,74	176,59	1,71	58,88
15	-	-	5,06	119,58	3,85	18,72	1,14	-80,86
17	-	-	1,33	116,86	1,74	-132,10	-	-
19	-	-	1,97	75,89	1,05	178,60	-	-
21	-	-	2,83	78,99	1,44	43,66	-	-
23	-	-	1,85	77,37	0,81	-94,41	-	-
25	-	-	0,48	0,23	0,65	-128,11	-	-
27	-	-	1,25	53,21	0,89	99,59	-	-
39	-	-	1,42	52,06	0,36	-13,35	-	-
31	-	-	0,53	38,32	0,75	-84,77	-	-

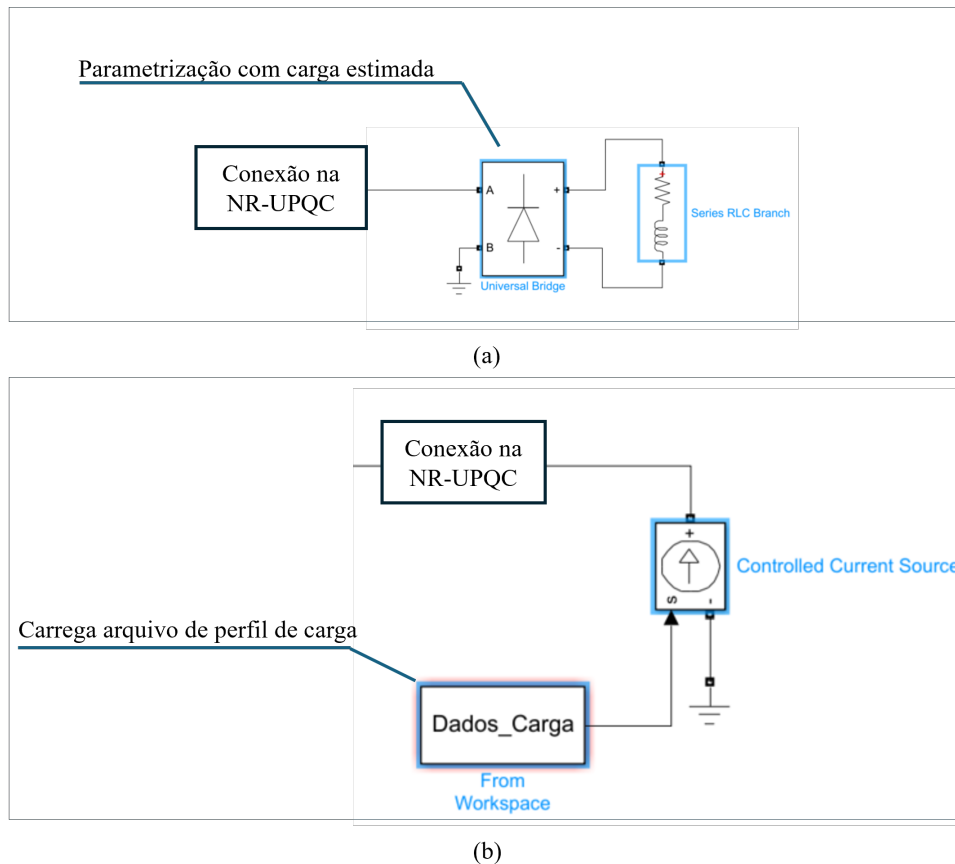
Fonte: Adaptado (PIRES, 2006)

A Figura 44 mostra os blocos do Simulink para parametrização da carga da NR-UPQC, tanto a parametrização da carga estimada através da ponte retificadora e carga RL.

3.1.2 Dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica

Para o dimensionamento do sistema FV para aplicação na NR-UPQC, será adotada como referência a média nacional de consumo de energia elétrica previamente apresentada, correspondente a 177,kWh/mês. Contudo, visando proporcionar maior flexibilidade operacional e maior disponibilidade energética ao sistema, será considerado um consumo de

Figura 44 – Modelo de carga utilizado no MatLab/Simulink para a NR-UPQC.



Fonte: Autor

300,kWh/mês para o dimensionamento da geração fotovoltaica. O dimensionamento do sistema FV requer a consideração de fatores como a irradiação solar local, a eficiência global do sistema e a potência nominal dos módulos fotovoltaicos. Para a definição dos valores de irradiação, utilizou-se a base de dados SunData v3.0, disponibilizada pelo CRESESB (CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2024). De acordo com essa fonte, a irradiação solar diária média mensal, considerando um ângulo de inclinação igual à latitude (26°), é de 4,97,HSP (Horas de Sol Pleno) na região Sul e de 5,7,HSP na região Norte. Dessa forma, para efeito de projeto do sistema fotovoltaico da NR-UPQC, adota-se o valor médio de 5,HSP.

Para o dimensionamento do número de módulos a serem utilizados no sistema FV, serão considerados módulos de 550,Wp (P_{mod}) do fabricante Canadian Solar, modelo CS6W-550. Admitindo-se uma média de 5 horas de sol pleno por dia, típica de diversas regiões do Brasil, e uma eficiência global do sistema de 80%, a potência necessária do gerador fotovoltaico (em kWp) pode ser estimada por meio da Equação (29). A partir dessa potência, o número de módulos necessários ao atendimento da demanda será calculado utilizando a Equação (30).

$$P_{FV} (kWp) = \frac{\text{Consumo mensal (kWh)}}{HSP \times 30 \times \text{Eficiência}} \quad (29)$$

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{FV} (kWp)}{550Wp} \quad (30)$$

Os parâmetros do sistema FV podem ser observados na Tabela 9.

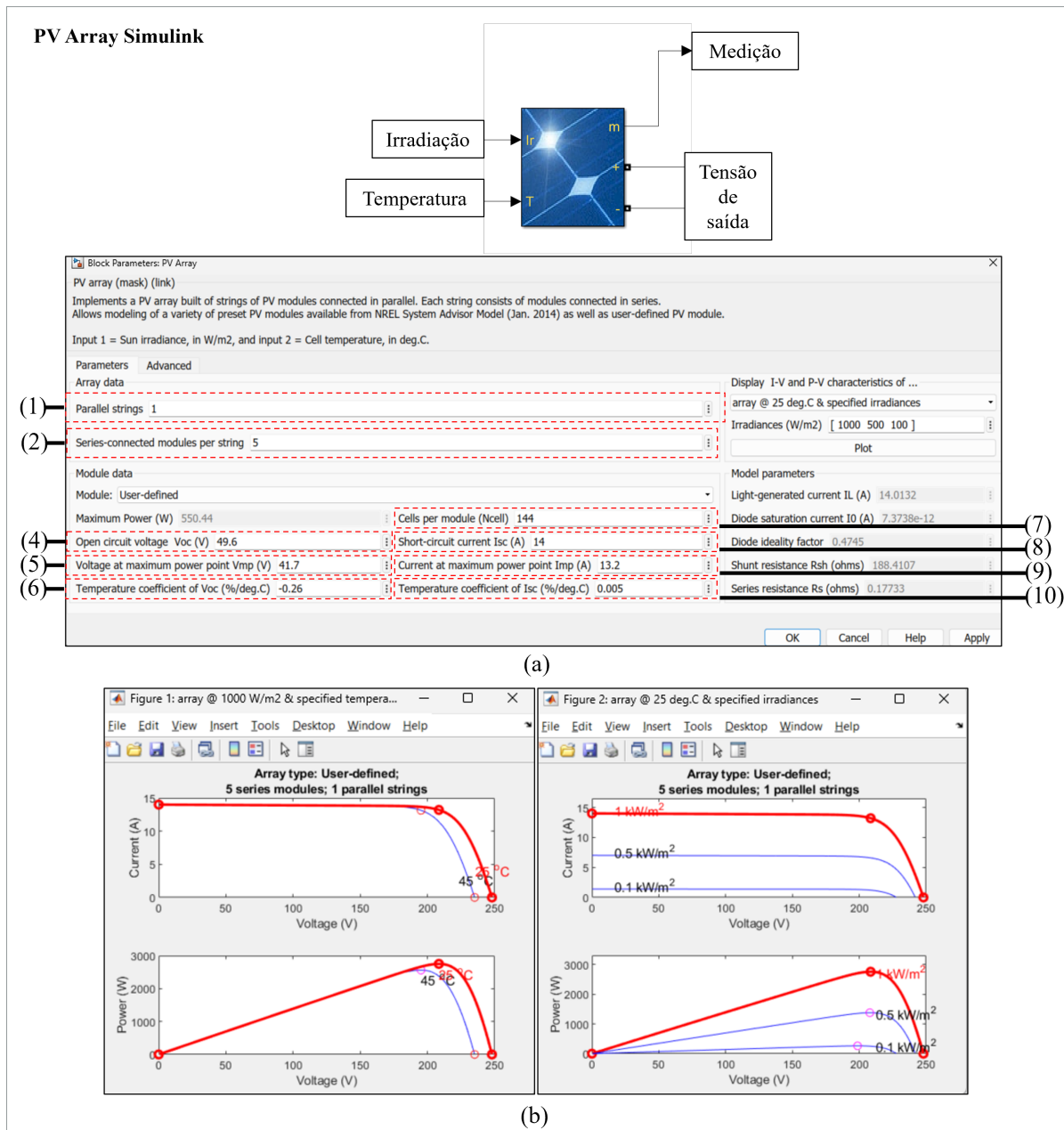
Tabela 9 – Parâmetros do módulo e sistema FV da NR-UPQC

Especificações Elétricas do Módulo em STC	
Modelo do Módulo	CS6W-550
P _{mpp}	550W
V _{mpp}	41,7V
I _{mpp}	13,20A
V _{oc}	49,6V
I _{oc}	14A
Eficiência	21,4 %
Especificação construtivas módulo	
Tipo de célula	Mono-cristalina
Número de células	144[2x(12x6)]
Características de temperatura	
Coefficiente de temperatura em P _{mpp}	-0,34 % / °C
Coefficiente de temperatura em V _{oc}	-0,26 % / °C
Coefficiente de temperatura em I _{sc}	0.005 % / °C
Temperatura nominal de operação	41 +- 3°C
Características da String (Aranjo)	
Número de módulos em série	5
P _{mpp} (da string)	2750 W
V _{oc} (da string)	248 V
V _{mpp} (da string)	208,5 V

Fonte: Autor

Na sequência, a Figura 45 ilustra a parametrização de um bloco PV Array no Simulink, utilizado para simular o comportamento elétrico do arranjo fotovoltaico em função das condições de irradiância e temperatura. O arranjo modelado permite a simulação da curva I–V (corrente versus tensão) e da curva P–V (potência versus tensão) a partir das características elétricas dos módulos fotovoltaicos definidos pelo usuário. Observa-se a conexão das entradas de irradiância em W/m^2 e temperatura da célula (em °C) ao bloco PV Array, com a medição da tensão de saída sendo realizada para análises posteriores. A Figura 45 também exhibe os parâmetros configuráveis do modelo, com destaque para campos numerados de 1 a 10, que indicam os principais parâmetros de entrada que definem o comportamento do arranjo. A seguir, descrevemos cada campo destacado:

Figura 45 – Parametrização do modelo *Simulink/PV Array*



Fonte: Autor

- **(1) Parallel strings:** Define o número de strings de módulos conectadas em paralelo. Neste caso, foi configurada uma única string (valor 1).
- **(2) Series-connected modules per string:** Indica o número de módulos conectados em série por string. Aqui, foram definidos 5 módulos em série.
- **(3) Maximum Power (W):** Representa a potência máxima do módulo fotovoltaico individual sob condições padrão (STC), configurada como 550,44 W.
- **(4) Open circuit voltage V_{oc} (V):** Tensão de circuito aberto do módulo,

medida sem carga, definida como 49,6 V.

- **(5) Voltage at maximum power point V_{mp} (V):** Tensão correspondente ao ponto de máxima potência do módulo, configurada como 41,7 V.
- **(6) Temperature coefficient of V_{oc} ($^{\circ}C$):** Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura, estabelecido como $-0,26\% / ^{\circ}C$.
- **(7) Cells per module N_{cell} :** Número de células fotovoltaicas conectadas em série dentro de cada módulo.
- **(8) Short-circuit current I_{sc} (A):** Parametrização da corrente de curto-circuito do módulo.
- **(9) Current at maximum power point I_{mp} (A) (ohms):** Campo de parametrização da corrente máxima no ponto de máxima potência em STC do módulo.
- **(10) Temperature coefficient of I_{sc} ($\% / ^{\circ}C$):** O parâmetro representa a variação percentual da corrente de curto-circuito por grau Celsius de variação de temperatura da célula fotovoltaica.

Após a parametrização do modelo o Simulink calcula os parâmetros principais configurados e é possível plotar as curvas características (Figura 45b).

3.1.3 Dimensionamento e modelagem da Bateria de Lítio

Para o dimensionamento da bateria da NR-UPQC, foram utilizados indicadores como o tempo médio de interrupção anual DEC em horas por unidade consumidora e o FEC frequência média de interrupção por unidade consumidora. No Brasil, embora avanços regulatórios e operacionais tenham sido observados, os dados mais recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revelam que, em 2024, o DEC foi de 10,24 horas, com uma frequência média FEC de 4,89 interrupções por consumidor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2025).

Em diversas regiões, os indicadores de continuidade atingiram níveis críticos. A Equatorial Goiás, por exemplo, apresentou um DEC de 15,91 horas e um FEC de 7,61 interrupções, enquanto a CEEE Equatorial superou 18 horas de DEC e registrou cerca de 8 interrupções em 2024. Esses valores, significativamente acima dos limites regulatórios estabelecidos, indicam uma elevada vulnerabilidade do fornecimento de energia, comprometendo a confiabilidade do serviço para consumidores residenciais, comerciais e industriais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2025).

Além da persistência de elevados DEC e FEC, o setor elétrico brasileiro enfrenta desafios adicionais relacionados à elevação dos custos da energia elétrica. A combinação de fatores como a dependência de fontes hidrelétricas em períodos de seca, aumentos tarifários extraordinários e bandeiras tarifárias aplicadas em momentos críticos resultaram em uma

alta sensível no custo da energia para o consumidor final. Este cenário de encarecimento da energia intensifica a necessidade de soluções que permitam maior autonomia energética e otimização do consumo.

Adicionalmente, observa-se uma crescente frequência de interrupções no fornecimento de energia devido a eventos climáticos extremos, como tempestades severas, ventanias e enchentes, que têm afetado de maneira recorrente a infraestrutura elétrica em diferentes regiões do país. Esses eventos, associados às mudanças climáticas globais, agravam a instabilidade do sistema e reforçam a necessidade de medidas que aumentem a resiliência energética local.

Diante do exposto, foi definido o dimensionamento de um sistema de armazenamento com maior autonomia para assegurar o fornecimento contínuo de energia às cargas críticas da NR-UPQC, mesmo em cenários de interrupções prolongadas, variações tarifárias acentuadas e condições climáticas adversas.

Para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia, foram adotadas as seguintes premissas: consumo mensal da unidade igual a 300 kWh, conforme considerado para o dimensionamento da geração fotovoltaica da NR-UPQC; duração média anual de interrupções (DEC) de 10,24 horas, segundo dados da ANEEL; piores cenários de DEC observados superiores a 18 horas, conforme registrado por distribuidoras; e a necessidade de suprir autonomia para até 24 horas de carga crítica em eventuais interrupções prolongadas. Adicionalmente, considera-se que apenas 30% do consumo diário seja destinado a cargas essenciais, adotando-se um fator de segurança de 20% para variabilidades climáticas e perdas internas do sistema.

O consumo diário é determinado pela relação entre o consumo mensal e o número de dias:

$$\text{Consumo diário} = \frac{300 \text{ kWh}}{30} = 10 \text{ kWh/dia} \quad (31)$$

A carga crítica é estimada como 30% do consumo diário, considerando cargas residenciais típicas.

$$\text{Carga crítica} = 0,3 \times 10 = 3 \text{ kWh/dia} \quad (32)$$

A energia necessária para garantir 24 horas de autonomia, aplicando o fator de segurança de 20%, é calculada como:

$$\text{Energia total necessária} = 3 \text{ kWh} \times 1,2 = 3,6 \text{ kWh} \quad (33)$$

Considerando baterias de LFP com DoD (*Deep of Discharge*) de 80%, a capacidade de energia nominal (kWh_{bat}) requerida do banco de baterias é:

$$kWh_{bat} = \frac{3,6 \text{ kWh}}{0,8} = 4,5 \text{ kWh} \quad (34)$$

Para a configuração prática, adota-se uma tensão de sistema de 48 Vcc, padrão em sistemas híbridos de pequeno porte, resultando em uma capacidade de corrente nominal (I_{Ah} de:

$$I_{Ah} = \frac{4,5 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} \approx 93,75 \text{ Ah} \quad (35)$$

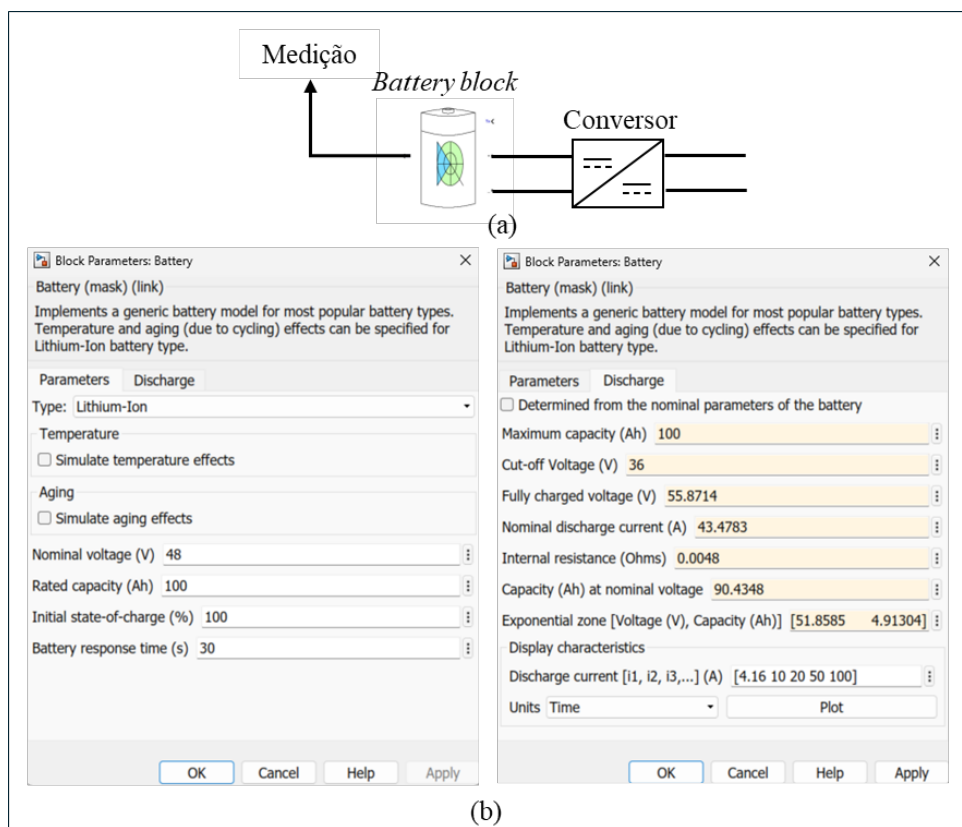
Dessa forma, propõe-se a utilização de um banco de baterias com configuração de 48,V com 100,Ah, o qual pode ser implementado por meio da conexão em série de baterias de 12V ou pela adoção de módulos integrados de baterias. Visando atender às especificações estabelecidas no projeto, foi realizada uma busca por fornecedores nacionais de baterias de lítio, resultando na escolha do modelo 48MLF100, fabricado pela Moura (ACUMULADORES MOURA S.A., 2021). A Tabela 10 apresenta as principais características do modelo de bateria 48MLF100.

Tabela 10 – Características principais da bateria Moura 48MLF100

Descrição	Valor
Capacidade (Ah, 25°C)	100Ah
Tipo de Química da Bateria	Lítio Ferro Fosfato
Range de Temperatura de Operação de Recarga	0 °C a 50 °C
Range de Temperatura de Operação de Descarga	-20 °C a 65 °C
Características Elétricas	
Descrição	Valor
Tensão Nominal	48V
Range da Tensão de Operação	40,5V a 54V
Corrente Padrão de Recarga	20A
Corrente Padrão de Descarga	20A
Corrente Máxima de Recarga Contínua	100A
Corrente Máxima de Descarga Contínua	100A
Energia Nominal	4800Wh
Ciclo de Vida (@0,2C @25°C @DOD 80%)	>4000
Índice de Proteção	30
Protocolo Comunicação	ModBus*, SNMP
Ambiente de Aplicação	Interno
Interface de Comunicação	RS232, RS485
Auto Descarga (25°C)	<3% por mês
Conexões Paralelas	15
Eficiência	≥ 97%

Fonte: Autor

Para a modelagem e parametrização da bateria projetada, será utilizado o modelo Battery do Simulink. O bloco será configurado para representar o comportamento de uma bateria de LFP 48MLF100 da Moura. Este bloco modela o comportamento elétrico e dinâmico de baterias usando um circuito equivalente baseado no estado de carga SoC,

Figura 46 – Parametrização do modelo *Simulink/Battery*

Fonte: Autor

resistência interna, e efeitos de histerese, permitindo a simulação de processos de carga e descarga sob diferentes condições operacionais.

A parametrização do bloco *Battery* do simulink permite utilizar modelos de baterias já pré-configurados como chumbo-ácido, Íon-lítio e Níquel-Cádmio, como também utilizar parâmetros do modelo da tecnologia de bateria fornecida pelo fabricante, para que seja possível a aproximação do modelo com a bateria real a ser utilizada. A Figura 46a mostra o bloco *Battery/Simulink* e a Figura 46b mostra os campos a serem parametrizados de acordo com o modelo de bateria. Como não há um modelo de bateria LFP já implementada no bloco do simulink, foi ajustado os parâmetros da bateria de Íon-Lítio para que o comportamento dinâmico da bateria fosse aproximado do real.

3.1.4 Dimensionamento e modelagem do Supercapacitor

O projeto do SC é baseado nos seguintes requisitos operacionais da NR-UPQC:

- Potência máxima de pico da carga residencial: $P = 10 \text{ kW}$;
- Duração do pico crítico a ser suportado: $\tau = 10 \text{ [s]}$;
- Faixa operacional da tensão do supercapacitor: $V_{SC} = 150 \text{ V}$;

- Sistema fotovoltaico conectado, com possíveis desconexões da rede elétrica principal: $P_{mp} = 2,75 \text{ kW}$.

A energia requerida para suportar a carga de pico durante o intervalo de 1 s é dada por:

$$E_{SC_{Req}} = P_{SC} \cdot \tau = 10000 \text{ W} \cdot 10 \text{ s} = 100000 \text{ J} = 100 \text{ kJ} \quad (36)$$

A energia armazenada em um capacitor é dada por:

$$E_{SC} = \frac{1}{2} C_{SC} \cdot V_{SC}^2 \quad (37)$$

Substituindo os valores:

$$C_{SC} = \frac{2 \cdot E_{SC_{Req}}}{V_{SC}^2} = \frac{200 \text{ kJ}}{25,6 \text{ kV}^2} \approx 7,81 \text{ F} \quad (38)$$

Realizando uma pesquisa sobre supercapacitores comerciais com as características semelhantes às de projeto, encontrou-se o módulo supercapacitor 160V 6F MODULE da fabricante Maxwell (MAXWELL TECHNOLOGIES, 2021). Por questões práticas, o módulo foi o escolhido para este trabalho. Portanto, utilizando a capacitância de 6 F do módulo é possível calcular o tempo que o SC suportar a carga de 10kW (40). As características elétricas principais do supercapacitor 160V 6F MODULE podem ser observadas na Tabela 11.

$$E_{SC} = \frac{1}{2} C_{SC} V_{SC}^2 \quad (39)$$

$$\tau = \frac{E_{SC}}{P_{SC}} = 6,75 \text{ s} \quad (40)$$

O modelo utilizado na NR-UPQC do simulink é o bloco *Supercapacitor*. A Figura 47 mostra o bloco e suas principais configurações. O modelo interno do bloco *simulink/supercapacitor* pode ser encontrado em detalhes no *help* do programa.

3.2 ESTRATÉGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES

Nesta seção será apresentada a metodologia empregada no projeto do controlador PI (Proporcional + Integral) empregado nas malhas de controle dos conversores da NR-UPQC. A metodologia empregada para o projeto do controlador PI é apresentada por (ANGÉLICO; CAMPANHOL; OLIVEIRA DA SILVA, 2014) e pode ser dividida em três etapas, as quais são apresentadas a seguir:

- **Etapa 1** – Obtenção do ângulo de fase desejado para a frequência de cruzamento especificada (ω_c), utilizando a função de transferência da planta;

Tabela 11 – Parâmetros elétricos do módulo supercapacitor 160V 6F MODULE

Símbolo	Parâmetro	Mínimo	Típico	Máximo	Unidade
C_R	Capacitância Nominal Inicial	5.8	6.1	-	F
C_R	Variação Inicial de Capacitância por Módulo	-	± 0.05	-	F
R_S	Resistência Série Equivalente Inicial (ESR)	-	188	240	m Ω
V_R	Tensão Nominal Máxima	-	-	160	V
V_{MAX}	Tensão Máxima Absoluta	-	-	170	V
-	Tensão Máxima da Série de Módulos	-	-	750	V
I_{DCMAX}	Corrente Contínua Máxima ($\Delta T = 15^\circ\text{C}$)	-	7	-	A_{RMS}
I_{DCMAX}	Corrente Contínua Máxima ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$)	-	12	-	A_{RMS}
I_{ACMAX}	Corrente de Pico Máxima	-	170	-	A
I_{SHORT}	Corrente de Curto-Circuito	-	-	670	A
I_{LEAK}	Corrente de Fuga (após 72h a 25°C)	-	-	25	mA

Fonte: Adaptado (MAXWELL TECHNOLOGIES, 2021)

- **Etapa 2** – Inclusão de um compensador de fase em série com a planta, de modo a ajustar o ângulo de fase do sistema compensado, em malha aberta, de acordo com a margem de fase desejada (MF_d);
- **Etapa 3** – Inclusão de um ganho em série com o sistema compensado, de modo a fazer com que o módulo do sistema compensado em malha aberta cruze 0 dB na frequência de cruzamento especificada (ω_c).

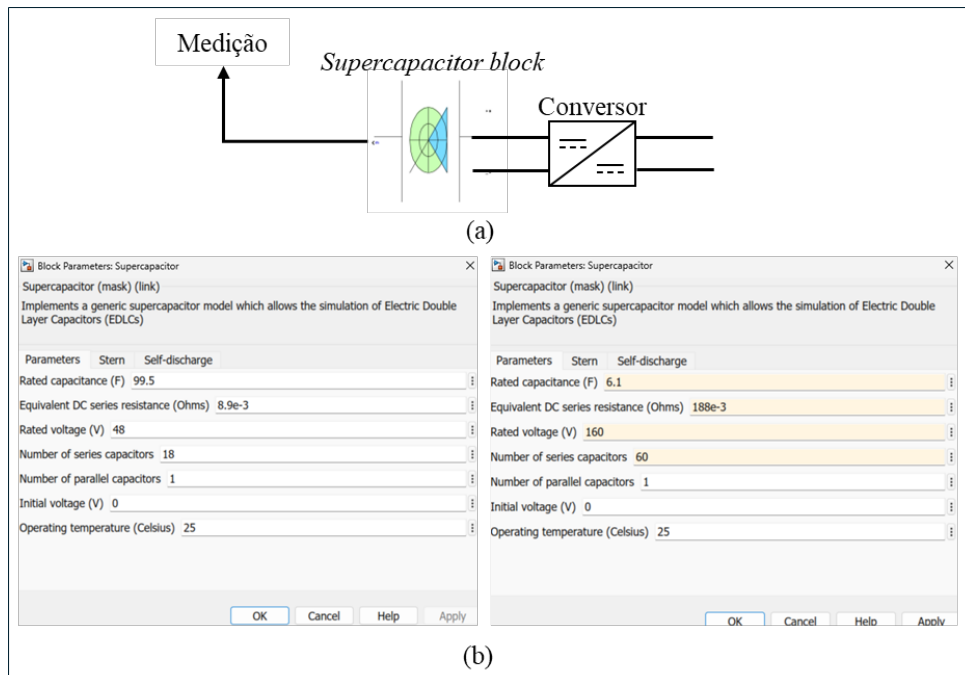
Com base nesta metodologia de projeto, serão determinados os controladores PI, a serem utilizados nas malhas de corrente e de tensão nos conversores da NR-UPQC.

Etapa 1: Na primeira etapa da metodologia de projeto do controlador PI, inicialmente, considera-se a função de transferência do sistema ($G_p(s)$). O ângulo de fase desta planta (φ_p), em uma dada frequência de cruzamento ω_c , pode ser obtido por (41) substituindo s por $j\omega_c$.

$$\varphi_p = \angle G_p(j\omega) \Big|_{\omega=\omega_c} \quad (41)$$

$$G_{p(j\omega_c)} = \text{Re}(G_{p(j\omega_c)}) + j[\text{Im}(G_{p(j\omega_c)})] \quad (42)$$

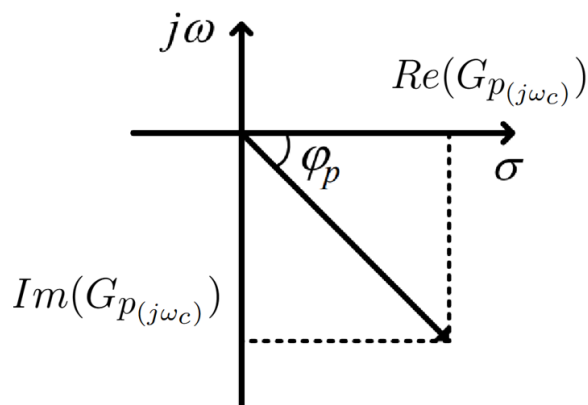
Figura 47 – Parametrização do modelo *Simulink/Supercapacitor*



Fonte: Autor

Onde $Re(G_p(j\omega_c))$ é a componente real e $Im(G_p(j\omega_c))$ é a componente imaginária da função $G_p(j\omega_c)$. A Figura 48 mostra o plano complexo referente à Equação (42), onde são mostradas suas componentes real e imaginária.

Figura 48 – Plano complexo com as coordenadas de G_p .



Fonte: Autor

A partir deste plano de coordenadas, é possível escrever a seguinte expressão:

$$\tan(\varphi_p) = \left(\frac{Im(G_p(j\omega_c))}{Re(G_p(j\omega_c))} \right) \quad (43)$$

Manipulando (43), obtém-se a Equação de cálculo do ângulo de fase da planta (φ_p)

na frequência de cruzamento especificada (ω_c), sendo esta dada pela Equação:

$$\varphi_p = \tan^{-1} \left(\frac{\text{Im}(G_p(j\omega_c))}{\text{Re}(G_p(j\omega_c))} \right) \quad (44)$$

Uma vez encontrado o ângulo de fase da planta φ_p , inicia-se a Etapa 2 da metodologia apresentada.

Etapa 2: Para seguimento no projeto do controlador, deve-se incluir um compensador de fase em série com a planta, de modo que o sistema compensado apresente, em malha aberta, ângulo de fase em ω_c de acordo com a margem de fase desejada (MF_d). Para isto, considera-se a função de transferência $C(s)$ dada pela Equação (45).

$$C(s) = \left(\frac{Ts + 1}{s} \right) \quad (45)$$

Substituindo s por $j\omega_c$, a Equação (45) pode ser reescrita por:

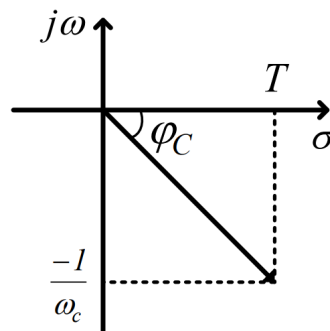
$$C(j\omega_c) = \frac{Tj\omega_c + 1}{j\omega_c} \quad (46)$$

Multiplicando ambos os termos por $j\omega_c$ e através de algumas manipulações matemáticas, a Equação (46) pode ser reescrita como segue:

$$C(j\omega_c) = T - \frac{j}{\omega_c} \quad (47)$$

A Figura 49 mostra o plano complexo referente à Equação (47), onde são mostradas suas componentes real e imaginária.

Figura 49 – Plano complexo com as coordenadas de C .



Fonte: Autor

A partir do plano complexo mostrado na Figura 49, é possível determinar a constante T , conforme Equação (48).

$$T = \frac{-1}{\tan(\varphi_C) \omega_c} \quad (48)$$

onde:

$$\varphi_C = MF_d - (\varphi_p + 180^\circ) \quad (49)$$

representa a compensação angular a ser imposta pelo controlador. Aplicando a constante T na Equação (45), e inserindo esta em série com a função de transferência da planta, têm-se a função de transferência em malha aberta do sistema compensado (G_{MAC}), conforme mostra a Equação (50).

$$G_{MAC}(s) = C(s) G_p(s) \quad (50)$$

Considerando a obtenção da função de transferência (G_{MAC}), inicia-se a Etapa 3 da metodologia de projeto do controlador PI.

Etapa 3: Para garantir a margem de fase desejada MF_d , deve-se encontrar o valor do ganho a ser aplicado no sistema compensado, de modo que a curva de magnitude deste cruze a linha 0 dB na frequência ω_c . Para isso, inicialmente, substitui-se s por $j\omega_c$ na Equação (50), conforme mostra a Equação (51):

$$G_{MAC}(j\omega_c) = C(j\omega_c) G_p(j\omega_c) \quad (51)$$

Decompondo $C(j\omega_c)$ e $G_p(j\omega_c)$ em parte real e imaginária conforme as Equações (52) e (53)

$$C(j\omega_c) = Re(C(j\omega_c)) + j[Im(C(j\omega_c))] = R_C + j \cdot Im_C \quad (52)$$

$$G_p(j\omega_c) = Re(G_p(j\omega_c)) + j[Im(G_p(j\omega_c))] = R_{GP} + jIm_{GP} \quad (53)$$

O produto pode ser expandido como:

$$G_{MAC}(j\omega_c) = (R_C R_{GP} - Im_C Im_{GP}) + j(R_C Im_{GP} + Im_C R_{GP}) \quad (54)$$

Assim, a parte real e a parte imaginária de $G_{MAC}(j\omega_c)$ são dadas por:

$$\operatorname{Re}\{G_{MAC}(j\omega_c)\} = R_C R_{GP} - \operatorname{Im}_C \operatorname{Im}_{GP} \quad (55)$$

$$\operatorname{Im}\{G_{MAC}(j\omega_c)\} = R_C \operatorname{Im}_{GP} + \operatorname{Im}_C R_{GP} \quad (56)$$

Finalmente, o módulo de $G_{MAC}(j\omega_c)$ é expresso como:

$$|G_{MAC}(j\omega_c)| = \sqrt{(R_C R_{GP} - \operatorname{Im}_C \operatorname{Im}_{GP})^2 + (R_C \operatorname{Im}_{GP} + \operatorname{Im}_C R_{GP})^2} \quad (57)$$

O valor do módulo de G_{MAC} , em dB , pode ser determinado por

$$|G_{MAC}|_{dB} = 20 \log_{10} (|G_{MAC}|) \quad (58)$$

Determinado o módulo de G_{MAC} , obtém-se o valor do ganho a ser aplicado neste sistema (K_c), através da Equação (60):

$$K_{c_{dB}} = -|G_{MAC}|_{dB} \quad (59)$$

$$K_c = 10^{\left(\frac{K_{c_{dB}}}{20}\right)} = \frac{1}{|G_{MAC}|} \quad (60)$$

Desta forma, a função de transferência, em malha aberta, do controlador em série com a planta pode ser escrita pela Equação (61), concluindo a metodologia de projeto proposta:

$$G_{MAPI}(s) = K_c \left(\frac{Ts + 1}{s} \right) G_p(s) \quad (61)$$

Assim, a função de transferência do controlador PI (G_{PI}) é dada por:

$$G_{PI}(s) = \left(\frac{K_c T s + K_c}{s} \right) = \left(\frac{K_P s + K_I}{s} \right) \quad (62)$$

Portanto, os ganhos K_P e K_I são:

$$K_P = K_c T \quad K_I = K_c \quad (63)$$

Dada a metodologia apresentada, é possível determinar os ganhos dos controladores PI em cada malha de controle da NR-UPQC.

3.3 CONVERSORES CC-CC APLICADO NA NR-UPQC

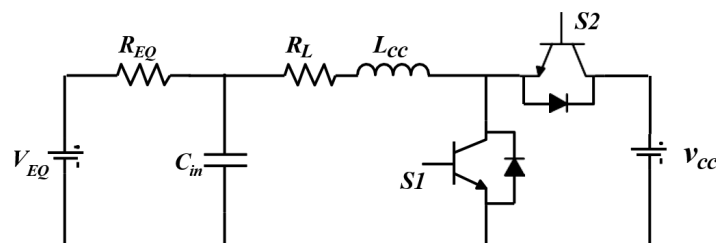
Para o processamento de potência dos elementos em CC da NR-UPQC (Geração FV, Banco de Bateria e Supercapacitor) é utilizado o conversor CC-CC do tipo *buck-boost*. A Figura 50 ilustra o diagrama do modelo de referência adotado para todos os conversores CC-CC discutidos neste trabalho. Presume-se que o barramento CC opere com tensão constante e estável, representada por uma fonte ideal v_{cc} . Os conversores do tipo *buck-boost* compartilham a mesma estrutura de modelagem no espaço de estados. Entretanto, no caso do conversor *buck-boost* para a geração FV, a corrente do indutor é unidirecional (positiva), circulando apenas pela chave $S1$ e pelo diodo da chave $S2$. Em contrapartida, no conversor *buck-boost* bidirecional dos dispositivos de armazenamento (bateria e supercapacitor), o fluxo de corrente pode ser tanto positivo quanto negativo, em função do chaveamento complementar entre os interruptores $S1$ e $S2$.

3.4 MODELAGEM DOS CONVERSORES CC-CC APLICADOS NA NR-UPQC

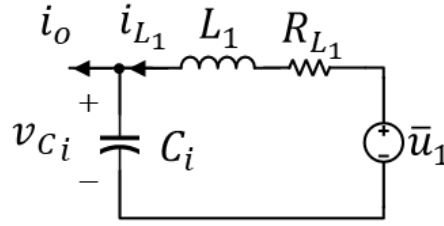
O conversor *buck-boost* será modelado e sua planta será extraída para análise de estabilidade e sintonia dos controladores PI aplicados nas malhas de controle de corrente e de tensão.

A Figura 50 apresenta o diagrama do modelo padrão que será utilizado para todos os conversores CC-CC abordados neste trabalho. Considera-se um barramento CC estável, representado por uma fonte constante de valor fixo, v_{cc} . Os conversores empregados nos armazenadores e o conversor utilizado na geração FV possuem matrizes de estado idênticas.

Figura 50 – Modelo simplificado equivalente do conversor Buck-Boost CC-CC acoplado as fontes alternativas ou armazenadores



Fonte: Autor

Figura 51 – Modelo elétrico equivalente do conversor CC-CC *buck-boost*

Fonte: Autor

3.4.1 Projeto do controle de corrente e de tensão do sistema FV, bateria e SC da NR-UPQC

O circuito do conversor CC-CC *buck-boost* utilizado na NR-UPQC é mostrado na Figura 50 incluindo como não idealidade as resistências série R_{L_1} equivalente do indutor L_1 . Nesse circuito, as chaves S_1 e S_2 são acionadas pelos PWM p_1 e p_2 , respectivamente, sempre de maneira complementar. Baseado em (KOTTURU; KOTHURU; AGARWAL, 2018), aplica-se a técnica de de aproximação por valores médios dentro de um período de chaveamento para obter o circuito equivalente representado na Figura 51.

Desprezando não idealidades paramétricas relacionadas às variações dos valores da indutância e resistência e capacitância em função da frequência, a partir do circuito da Figura 50, obtém-se o modelo matemático em espaço de estados linear representado em (64).

$$\begin{cases} \frac{di_{L_1}}{dt} = -\frac{R_{L_1}}{L_1}i_{L_1} - \frac{1}{L_1}v_{C_i} + \frac{1}{L_1}\bar{u}_1 \\ \frac{dv_{C_i}}{dt} = \frac{i_{L_1} + i_{L_2}}{C_i} - \frac{i_o}{C_i} \end{cases} \quad (64)$$

A partir do ganho estático do conversor *buck-boost* em função da razão cíclica d_1 e dos respectivos pulsos p_1 e p_2 , é possível encontrar (65).

$$\bar{u}_1 = d_1 V_{cc} \quad (65)$$

Substituindo (65) em (64), e representando o sistema de equações no domínio da frequência, a função de transferência $G_{id_1}(s)$ é dada em (66).

$$G_{id_1}(s) = \frac{i_{L_1}(s)}{d_1(s)} = \frac{V_{cc}}{(L_1 s + R_{L_1})} \quad (66)$$

Sabendo que a corrente i_{L_1} menos a corrente i_o é a corrente do capacitor C_i (i_{C_i}), e representando a Equação no domínio da frequência, a função de transferência $G_{vi}(s)$ pode ser encontrada como dado por (67).

$$G_{vi}(s) = \frac{v_{C_i}(s)}{i_{L_1}(s) - i_o(s)} = \frac{v_{C_i}(s)}{i_{C_i}(s)} = \frac{1}{C_i s} \quad (67)$$

Uma vez que a corrente i_o poderá se dirigir ao sistema FV, à bateria de lítio ou ao SC é possível representar (66) como dado por (68)

$$G_{id}(s) = \frac{i_{FV}(s) + i_{C_{iFV}}(s)}{d_{FV}(s)} = \frac{i_{Bat}(s) + i_{C_{ibat}}(s)}{d_{bat}(s)} = \frac{i_{SC}(s) + i_{C_{iSC}}(s)}{d_{SC}(s)} = \frac{V_{cc}}{(Ls + R_L)} \quad (68)$$

onde $i_{C_{iFV}}$, $i_{C_{ibat}}$ e $i_{C_{iSC}}$, representam as correntes que fluem pelos capacitores dos conversores conectados à geração fotovoltaica (FV), à bateria e ao supercapacitor (SC), respectivamente, i_{FV} , i_{Bat} e i_{SC} referem-se às correntes que fluem dos respectivos conversores FV, bateria e supercapacitor, e d_{FV} , d_{bat} e d_{SC} as razões cíclicas utilizadas nos conversores alimentados pela geração FV, bateria e supercapacitor, respectivamente.

Considerando a mesma capacitância utilizada nos conversores, ou seja, $C_{iFV} = C_{ibat} = C_{iSC} = C_i$, é possível representar (67) como dado por (69)

$$G_{vi}(s) = \frac{v_{C_{iFV}}(s)}{i_{C_{iFV}}(s)} = \frac{v_{C_{iBat}}(s)}{i_{C_{iBat}}(s)} = \frac{v_{C_{iSC}}(s)}{i_{C_{iSC}}(s)} = \frac{1}{C_i s} \quad (69)$$

Com as funções de transferência $G_i(s)$ e $G_v(s)$, os controladores correspondentes podem ser sintonizados de acordo com o método descrito na seção 3.2. Na Tabela 12 estão apresentados os parâmetros de projeto, e assim são obtidos os ganhos dos controladores $PI_{FV}(s)$, $PI_B(s)$ e $PI_{SC}(s)$, uma vez que o conversor CC-CC aplicado a cada elemento do NR-UPQC é o mesmo.

3.4.2 Projeto do controle de potência do barramento CC da NR-UPQC

O barramento CC é representado por um capacitor C_{cc} conectado a uma tensão nominal V_{cc} . O balanço de potência neste sistema é descrito por:

$$C_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{1}{V_{cc}} (P_{FV} + P_{Bat} + P_{SC} - P_{Carga}) \quad (70)$$

Após a linearização em torno do ponto de operação, obtém-se o modelo simplificado em pequeno sinal:

$$\frac{\Delta V_{cc}(s)}{\Delta P(s)} = \frac{1}{C_{cc} V_{cc} s + \frac{P_T}{V_{cc}}} \quad (71)$$

onde P_T representa a potência total nominal do sistema.

A bateria e o supercapacitor são modelados como sistemas equivalentes RL simplificados (72) e (73), e o módulo fotovoltaico pode ser representado por uma resistência dinâmica R_{Fv} associada a uma capacitância C_{FV} (74), obtidas a partir da linearização do circuito equivalente do módulo em torno de um ponto de operação específico.

$$G_{Bat}(s) = \frac{1}{L_{Bat} s + R_{Bat}} \quad (72)$$

Tabela 12 – Especificações para projeto dos controladores PI da malha de corrente.

Tensão do barramento CC	$V_{cc} = 230V$
Capacitância de entrada	$C_{in} = 400\mu F$
Indutância do filtro de corrente	$L_{cc} = 1mH$
Resistência série do indutor	$RL = 0,02\Omega$
Resistência série gerador fotovoltaico	$R_{FV} = 0,17733, \Omega$
Resistência série interna da bateria	$R_{FV} = 0,0048\Omega$
Resistência série interna do SC	$R_{FV} = 0,00188\Omega$
Frequência de chaveamento dos conversores	$f_{ch} = 20kHz$
Controlador $PI_{FV}(s)$ Fotovoltaico	
Margem de fase desejada malha corrente FV	$MFd_{FV_i} = ^\circ 60$
Frequência de cruzamento desejado malha corrente FV	$\omega_{c_{FV_i}} = (2\pi f_{ch})/10$
Ganho Proporcional	$K_{P_{FV_i}} = 0,0441$
Ganho Integrativo	$K_{I_{FV_i}} = 396,3642$
Controlador $PI_B(s)$ Bateria	
Margem de fase desejada malha corrente Bateria	$MFd_{B_i} = ^\circ 60$
Frequência de cruzamento desejado malha corrente bateria	$\omega_{c_{B_i}} = 1.2566 \times 10^4$
Ganho Proporcional	$K_{P_{B_i}} = 0,047$
Ganho Integrativo	$K_{I_{B_i}} = 394,9130$
Margem de fase desejada malha tensão bateria	$MFd_{B_v} = ^\circ 60$
Frequência de cruzamento desejado malha corrente bateria	$\omega_{c_{B_v}} = 1.2566 \times 10^3$
Ganho Proporcional	$K_{P_{B_v}} = Kp = 0,9759$
Ganho Integrativo	$K_{I_{B_v}} = 736.6743$
Controlador $PI_{SC}(s)$ Supercapacitor	
Margem de fase desejada malha corrente SC	$MFd_{SC_i} = ^\circ 55$
Frequência de cruzamento desejado malha corrente SC	$\omega_{c_{SC_i}} = 6.2832 \times 10^4$
Ganho Proporcional	$K_{P_{SC_i}} = Kp = 0.2236$
Ganho Integrativo	$K_{I_{SC_i}} = 9845.4815$
Margem de fase desejada malha tensão SC	$MFd_{SC_v} = ^\circ 60$
Frequência de cruzamento desejado malha corrente SC	$\omega_{c_{SC_v}} = 6.2832 \times 10^3$
Ganho Proporcional	$K_{P_{SC_v}} = 0,1580$
Ganho Integrativo	$K_{I_{SC_v}} = 109,7690$

Fonte: Autor

$$G_{SC}(s) = \frac{1}{L_{SC}s + R_{SC}} \quad (73)$$

$$G_{FV}(s) = \frac{V_{pv}(s)}{I_{pv}(s)} = \frac{R_{pv}}{1 + sR_{pv}C_{pv}} \quad (74)$$

em que L e R correspondem aos parâmetros elétricos aproximados de cada fonte.

Os ganhos dos controladores PI são definidos com base na metodologia descrita na Seção 3.2, utilizando a frequência de cruzamento ω_c e a margem de fase MF específicas para cada malha, conforme apresentado na Tabela 13.

- Malha externa (barramento): $\omega_c = 2\pi \times 100$ Hz, $MF = 60^\circ$;
- Bateria: $\omega_c = 2\pi \times 500$ Hz, $MF = 60^\circ$;
- Supercapacitor: $\omega_c = 2\pi \times 500$ Hz, $MF = 60^\circ$.

Neste sistema, o supercapacitor é priorizado para lidar com picos rápidos de potência, enquanto a bateria é responsável por atender variações de média duração, e o sistema fotovoltaico mantém operação constante no ponto de máxima potência.

Tabela 13 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de Potência

Controladores PI de Potência: PI_p Malha Externa	
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	100Hz
Margem de Fase MFdp	60°
Frequência ω_{LFPp}	314, 16rad/s
Ganho Proporcional K _{Pp}	0,090893
Ganho Integral K _{Ip}	34,034794
Controladores PI de Potência: Malha Interna PI_{FV}	
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	500Hz
Margem de Fase MFdp	60°
Frequência ω_{LFPp}	314, 16rad/s
Ganho Proporcional K _{Pp}	1,023105
Ganho Integral K _{Ip}	716,063513
Controladores PI de Potência: Malha Interna PI_B	
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	500Hz
Margem de Fase MFdp	60°
Frequência ω_{LFPp}	314, 16rad/s
Ganho Proporcional K _{Pp}	0,000858
Ganho Integral K _{Ip}	1,614098
Controladores PI de Potência: Malha Interna PI_{SC}	
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	2kHz
Margem de Fase MFdp	55°
Frequência ω_{LFPp}	314, 16rad/s
Ganho Proporcional K _{Pp}	0,000082
Ganho Integral K _{Ip}	0,722416

Fonte: Autor

3.4.3 Projeto do controle de tensão do barramento CC (Off-Grid) da NR-UPQC

Quando a rede elétrica estiver ausente e o inversor ativar a operação ilhada, ele passa a controlar a tensão para atender à carga em corrente alternada (CA). Nesse cenário, o inversor deixa de regular a tensão no barramento de corrente contínua (CC) (v_{CC}), de forma que essa tensão deve ser, então, regulada pelo sistema de armazenamento da NR-UPQC. Assim, o controle utilizado no modo de controle de potência ((71) é adaptado para gerenciar a tensão (v_{CC}) em vez da potência.

Adicionalmente, é implementada uma malha de controle da tensão do supercapacitor, de modo que, após os transitórios, a tensão V_{SC} sempre retorne ao valor médio, ou seja, $V_{SC}^* = (V_{SCmax} + V_{SCmin})/2$. A inclusão da malha de controle para a tensão V_{SC} é crucial, pois, na ausência dela, conforme proposto por Cantane (2022), seria necessário desativar o supercapacitor da absorção das correntes transitórias para, em seguida, reestabelecer sua tensão. Os ganhos dos controladores de potência são apresentados na Tabela 14,

Tabela 14 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de tensão do barramento CC e da tensão do SC

Controladores PI de Potência: PI_p Malha Externa	
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	100Hz
Margem de Fase MFdp	60°
Frequência ω_{LFPp}	314,16rad/s
Ganho Proporcional K _{Pp}	0,090893
Ganho Integral K _{Ip}	34,034794
Controladores PI de Potência: PI_p Malha Externa	
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	100Hz
Margem de Fase MFdp	60°
Frequência ω_{LFPp}	314,16rad/s
Ganho Proporcional K _{Pp}	0,090893
Ganho Integral K _{Ip}	34,034794

Fonte: Autor

$$G_{svCC} = G_{VCC} = \frac{\hat{v}_{CC}(s)}{\hat{u}_{CC}(s)} = \frac{G_{Pot-FV}(s) + G_{Pot-Bat}(s) + G_{SC}(s)}{V_{CC}C_{CC}s} \quad (75)$$

3.4.4 Projeto dos filtros para Conversor Buck-Boost Bidirecional Síncrono

O dimensionamento dos componentes passivos de um conversor buck-boost bidirecional síncrono baseia-se nas especificações de ondulação de corrente e tensão desejadas, frequência de chaveamento, tensão e corrente nominais.

Consideram-se os seguintes parâmetros de entrada:

- V_{in} : Tensão de entrada (V);
- V_{out} : Tensão de saída (V);
- I_{out} : Corrente de saída nominal (A);
- f_s : Frequência de chaveamento (Hz);
- $\Delta I_L(\%)$: Ondulação máxima permitida da corrente do indutor (percentual da corrente média);

- $\Delta V_C(\%)$: Ondulação máxima permitida da tensão no capacitor (percentual da tensão de saída).

A razão cíclica ideal, assumindo operação no modo contínuo de condução (CCM), é:

$$D = \frac{V_{out}}{V_{in} + V_{out}} \quad (76)$$

Para operação no modo boost (considerando o sentido de elevação de tensão):

$$I_{L_{avg}} = \frac{I_{out}}{1 - D} \quad (77)$$

Para o modo buck (redução de tensão), a expressão seria:

$$I_{L_{avg}} = \frac{I_{out}}{D} \quad (78)$$

Para projeto bidirecional, considera-se o maior valor entre as duas, ou seja, modo boost.

A ondulação máxima permitida da corrente no indutor é:

$$\Delta I_L = \Delta I_L(\%) \cdot I_{L_{avg}} \quad (79)$$

A indutância mínima necessária é obtida por:

$$L_{min} = \frac{V_{in} \cdot D}{\Delta I_L \cdot f_s} \quad (80)$$

Adiciona-se um fator de segurança, por exemplo 20%, para garantir operação estável:

$$L_{proj} = 1.2 \cdot L_{min} \quad (81)$$

A corrente máxima instantânea no indutor é:

$$I_{L_{peak}} = I_{L_{avg}} + \frac{\Delta I_L}{2} \quad (82)$$

A ondulação máxima de tensão permitida no capacitor é:

$$\Delta V_C = \Delta V_C(\%) \cdot V_{out} \quad (83)$$

A corrente de ondulação RMS no capacitor (considerando forma de onda triangular) é:

$$I_{C_{rms}} = \frac{\Delta I_L}{\sqrt{12}} \quad (84)$$

A capacitância mínima necessária é:

$$C_{min} = \frac{I_{L_{avg}} \cdot D}{\Delta V_C \cdot f_s} \quad (85)$$

Também se aplica um fator de segurança, por exemplo 50%:

$$C_{proj} = 1.5 \cdot C_{min} \quad (86)$$

O dimensionamento mínimo dos componentes é dado por:

$$L_{min} = \frac{V_{in} \cdot D}{\Delta I_L \cdot f_s} \quad (87)$$

$$C_{min} = \frac{I_{L_{avg}} \cdot D}{\Delta V_C \cdot f_s} \quad (88)$$

Com margens de segurança:

$$L_{proj} = 1.2 \cdot L_{min} \quad (89)$$

$$C_{proj} = 1.5 \cdot C_{min} \quad (90)$$

- O projeto deve considerar o pior caso de operação (modo buck ou boost) para garantir o correto funcionamento bidirecional;
- A corrente de pico do indutor deve ser menor que a saturação do núcleo magnético escolhido;
- A corrente RMS do capacitor deve ser compatível com a especificação de corrente permitida do componente;
- Para operação em modo descontínuo (DCM), os cálculos devem ser ajustados.

Neste caso, como a capacitância de saída será sempre o barramento cc C_{cc} , o projeto do capacitor de filtragem pode ser desconsiderado.

3.4.5 Projeto do Capacitor de Barramento CC

O capacitor de barramento CC tem como principais funções filtrar as ondulações de tensão e armazenar energia temporária para suportar variações rápidas de carga ou fontes. O dimensionamento do capacitor deve considerar a limitação da ondulação de tensão no barramento e a corrente RMS que ele deve suportar.

Consideram-se os seguintes parâmetros:

- V_{cc} : Tensão média no barramento CC (V);
- ΔV_{cc} : Ondulação máxima de tensão permitida no barramento CC (V);
- I_{load} : Corrente média de carga (A);
- f_{ripple} : Frequência da ondulação (Hz);

- P_{load} : Potência da carga (W);

O ripple de tensão no barramento CC pode ser estimado pela relação:

$$\Delta V_{cc} = \frac{I_{load}}{C_{cc} \cdot 2 \cdot f_{ripple}} \quad (91)$$

Isolando C_{dc} :

$$C_{cc} = \frac{I_{load}}{2 \cdot f_{ripple} \cdot \Delta V_{dc}} \quad (92)$$

Alternativamente, expressando I_{load} em função da potência:

$$I_{load} = \frac{P_{load}}{V_{cc}} \quad (93)$$

Substituindo em (92):

$$C_{cc} = \frac{P_{load}}{2 \cdot f_{ripple} \cdot V_{cc} \cdot \Delta V_{cc}} \quad (94)$$

A corrente RMS que o capacitor deve suportar (considerando ondulação de corrente com forma de onda triangular):

$$I_{C_{rms}} \approx \frac{I_{load}}{\sqrt{12}} \quad (95)$$

Este valor deve ser comparado com o limite especificado pelo fabricante do capacitor.

O capacitor também deve ser capaz de armazenar energia suficiente para suportar variações de carga ou interrupções momentâneas:

$$E_C = \frac{1}{2} C_{dc} V_{cc}^2 \quad (96)$$

Caso seja necessário suportar uma queda de tensão ΔV_{dc} a partir de $V_{dc_{nom}}$, a energia necessária é:

$$\Delta E = \frac{1}{2} C_{cc} (V_{cc_{nom}}^2 - (V_{cc_{nom}} - \Delta V_{cc})^2) \quad (97)$$

Recomenda-se aplicar um fator de segurança (por exemplo, 20%) no valor da capacitância calculada:

$$C_{proj} = 1.2 \cdot C_{cc} \quad (98)$$

O dimensionamento mínimo do capacitor de barramento CC pode ser resumido por:

$$C_{cc} = \frac{I_{load}}{2 \cdot f_{ripple} \cdot \Delta V_{cc}} \quad (99)$$

$$I_{C_{rms}} \approx \frac{I_{load}}{\sqrt{12}} \quad (100)$$

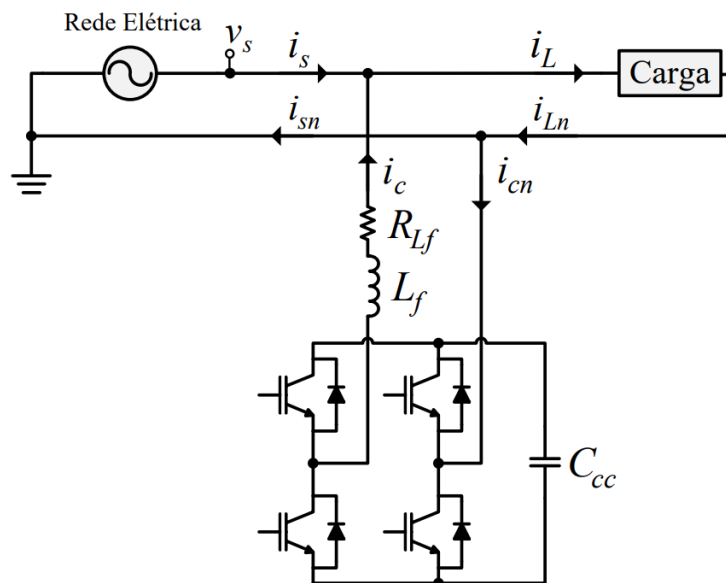
$$C_{proj} = 1.2 \cdot C_{cc} \quad (101)$$

3.5 MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CA APLICADO NA NR-UPQC

A principal justificativa para o uso de um conversor full-bridge bidirecional está na sua capacidade de realizar a conversão de corrente contínua CC para corrente alternada CA de maneira eficiente e controlada, permitindo a interconexão entre o barramento CC das fontes renováveis e sistemas de armazenamento e a rede CA de distribuição local. Esse conversor, além de possibilitar a conversão bidirecional de energia, permite a troca de energia entre a rede elétrica e os sistemas de armazenamento, possibilitando a descarga das baterias quando há demanda na rede e o carregamento das mesmas quando há excedente de geração ou disponibilidade de energia da rede (SALEM; LIU; XIE, 2019).

Além disso, o condicionamento ativo de energia pode ser proporcionado por este tipo de conversor. A capacidade do conversor de compensar correntes harmônicas e de corrigir o fator de potência melhora a estabilidade do sistema e minimiza os impactos negativos causados pelas cargas não lineares, frequentemente presentes em redes elétricas, como já discutido em outras seções. A Figura 52 mostra a topologia do inversor *full-bridge* utilizado na NR.

Figura 52 – Inversor full-bridge para Interface da NR com a rede elétrica e cargas.



Fonte: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL, 2013)

3.5.1 Modulação PWM

Diversas estratégias de modulação foram desenvolvidas e investigadas na literatura técnica para o acionamento das chaves em conversores full-bridge. No trabalho de revisão conduzido por Bushra ((BUSHRA *et al.*, 2024)), é apresentada uma análise abrangente das técnicas de modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) aplicadas a inversores, destacando tanto as tendências recentes quanto as perspectivas futuras no campo. O estudo discute as técnicas SPWM, ressaltando suas vantagens na mitigação das distorções harmônicas e na melhoria da qualidade de energia elétrica fornecida. Além disso, são examinados os desafios técnicos enfrentados na aplicação da SPWM em diferentes topologias de inversores, considerando limitações práticas e aspectos de implementação. O autor também explora aplicações práticas relevantes, fornecendo uma visão detalhada sobre o impacto das tecnologias emergentes — como dispositivos semicondutores avançados e técnicas digitais de controle — na evolução e aprimoramento das estratégias de modulação, apontando caminhos promissores para futuras pesquisas e inovações no setor.

Diante do exposto, opta-se nesta pesquisa pelo uso da modulação PWM senoidal de 3 níveis, tendo em vista seus benefícios diretos na redução da frequência efetiva de comutação por semicondutor, na minimização das perdas por comutação, e principalmente na redução do conteúdo harmônico total (THD) na tensão de saída. A presença de três níveis de tensão permite a geração de formas de onda mais próximas de uma senóide ideal, o que diminui significativamente a necessidade de filtragem passiva e reduz a indutância exigida no acoplamento com a carga. Esses fatores tornam a modulação PWM senoidal de 3 níveis particularmente vantajosa para aplicações práticas para sistemas avançados de conversão de energia. A Figura 53 mostra a modulação SPWM 3 níveis.

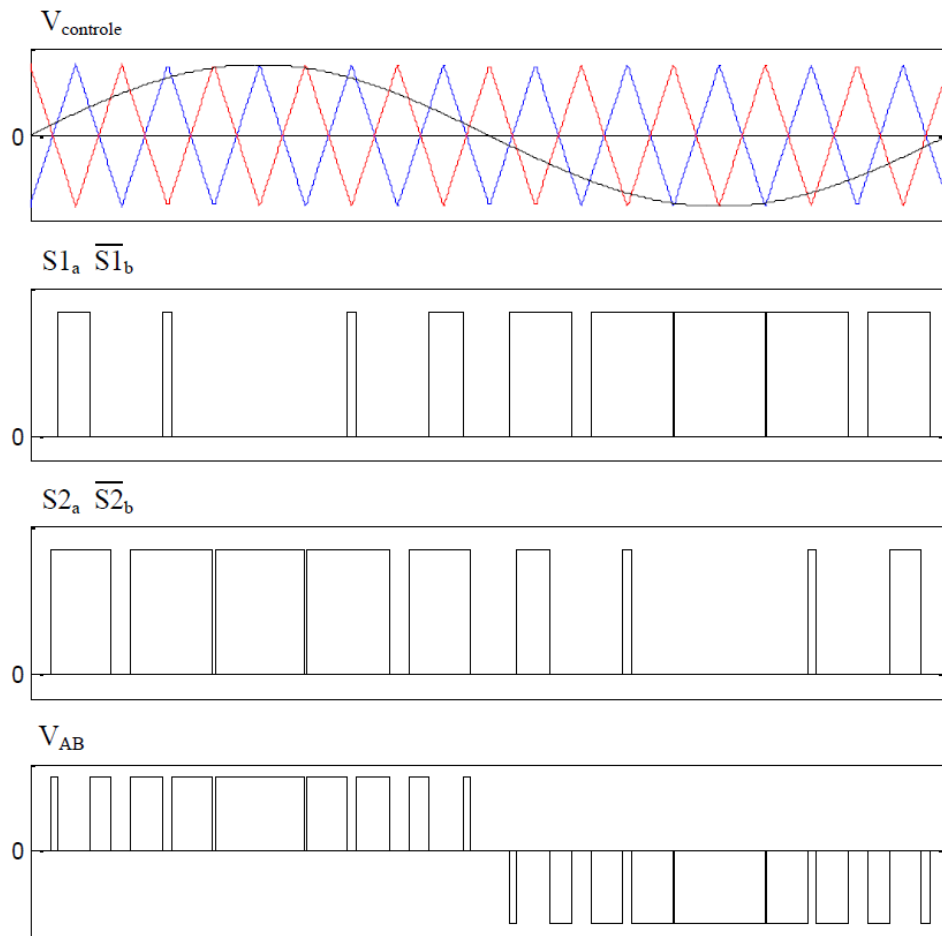
3.5.2 Algoritmo de Sincronização PLL

O sincronismo preciso entre NR e a rede elétrica principal é essencial para garantir a estabilidade e a qualidade da energia no PAC. Dentre as diversas estratégias de sincronização, os Phase-Locked Loops (PLLs) destacam-se por sua robustez.

Recentemente, diversas pesquisas têm investigado melhorias nas técnicas de PLL para aplicação em NRs. Por exemplo, um estudo propôs uma nova estratégia de sincronização para fontes de energia distribuídas, onde o PLL do controle local do conversor de fonte de tensão (VSC) é sincronizado com o ponto de tensão da rede, melhorando a operação estável e a dinâmica de potência ativa e reativa (ZHANG; WANG, 2024). Contudo, os autores destacam que a abordagem apresenta limitações em cenários de flutuação rápida de tensão e frequência, onde a resposta dinâmica do sistema pode ser insuficiente.

Outro trabalho analisou o impacto do PLL na estabilidade de inversores conectados à rede sob condições de rede fraca, propondo medidas de supressão para melhorar a estabilidade do sistema (LI; CHEN, 2024). Apesar dos avanços, os autores observam

Figura 53 – Modulação PWM Senoidal 3 níveis



Adaptado: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL, 2013)

que, em redes muito fracas com altos níveis de distorção harmônica, o desempenho do PLL convencional ainda é comprometido, exigindo estruturas de controle adicionais ou algoritmos mais robustos.

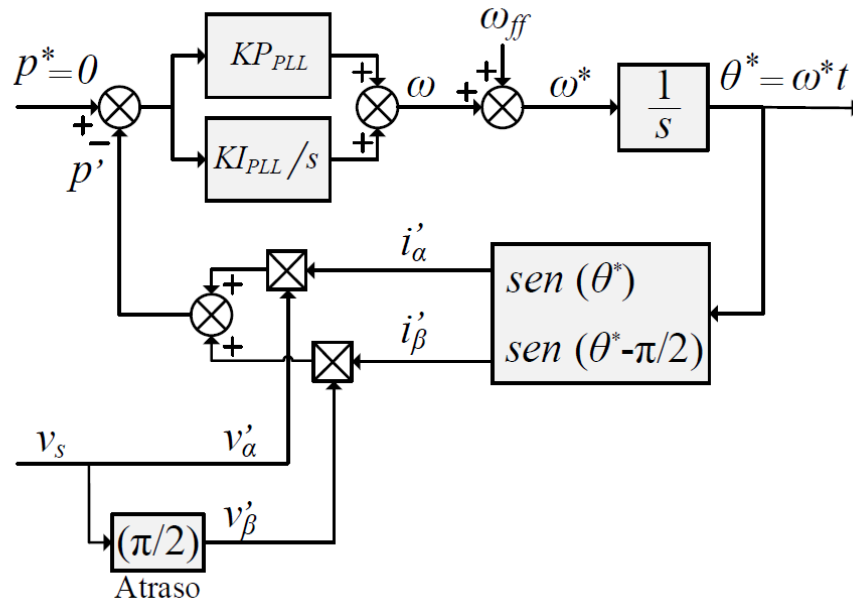
Além disso, uma pesquisa apresentou uma nova tecnologia de PLL baseada na transformada de Park inversa (IPT-PLL) para inversores monofásicos conectados à rede, adequada para sistemas de microrredes, visando melhorar a capacidade de rastreamento de fase sob condições de rede complexas (ZHANG; DONG, 2024). Entretanto, os autores reconhecem que a complexidade algorítmica do IPT-PLL pode aumentar significativamente a carga computacional do sistema, o que limita sua aplicação em controladores com capacidade de processamento restrita.

Entre as variações dos algoritmos PLL, o PLL monofásico (pPLL), que utiliza o método baseado no Eixo de Referencial Síncrono (Synchronous Reference Frame — SRF), se apresenta como uma solução particularmente eficaz para o rastreamento do ângulo de fase em sistemas monofásicos (DA SILVA *et al.*, 2006). O pPLL, fundamentado no método SRF, emprega um quadro de referência síncrono para converter sinais monofásicos

em sinais fictícios de dois eixos (d-q), os quais são analisados para identificar e corrigir variações na fase e na frequência do sinal. Essa abordagem proporciona um controle mais preciso, mesmo em condições operacionais com sinais distorcidos ou com variações bruscas de tensão.

A Figura 54 apresenta o diagrama de blocos de um controlador pPLL, utilizado na NR-UPQC para sincronismo com a rede elétrica durante a operação no modo On-grid.

Figura 54 – Diagrama de blocos do sistema pPLL monofásico.



Fonte: Autor

onde

- v_s : Tensão medida da rede elétrica no PAC.
- v'_α : Componente obtida diretamente de v_s .
- v'_β : Componente fictícia, obtida aplicando um atraso de $\pi/2$ a v_s .
- i'_α, i'_β : Correntes de referência nos eixos α e β .
- p^* : Potência ativa de referência, assumida nula no sincronismo ($p^* = 0$).
- p' : Potência ativa instantânea calculada.
- $K_{P_{PLL}}, K_{I_{PLL}}$: Ganhos proporcional e integral do controlador PI do PLL.
- ω^* : Frequência de referência do pPLL.
- θ^* : Ângulo de fase calculado pela integração da frequência ω^* .

O sistema inicia com a medição da tensão v_s , que é decomposta em suas componentes α (v'_α) e β (v'_β) — esta última é derivada de um bloco de atraso de $\pi/2$. Essas componentes são multiplicadas por suas correspondentes correntes de referência i'_α e i'_β , resultando na potência instantânea p' .

A diferença entre p^* (que é zero) e p' gera um erro de potência que é processado por um controlador PI. O sinal resultante ajusta a frequência para gerar ω^* . Essa frequência é integrada pelo bloco $1/s$, produzindo o ângulo de fase θ^* .

O ângulo θ^* é, portanto, utilizado para atualizar os sinais senoidais $\sin(\theta^*)$ e $\sin(\theta^* - \pi/2)$, os quais são reintroduzidos no sistema para assegurar o sincronismo das componentes α e β e que por fim fornece a referência angular do sistema.

3.5.3 Gerador de corrente de referência- SRF

A extração das componentes harmônicas em NR é uma tarefa fundamental para garantir a qualidade da energia fornecida aos consumidores e preservar a estabilidade do sistema. Nesse contexto, a estratégia SRF tem sido amplamente empregada devido à sua eficácia na separação das componentes de corrente e tensão nos eixos d e q , permitindo isolar e compensar distorções harmônicas e reativos indesejados. Estudos recentes destacam as vantagens desse método. Por exemplo, em Samal (2017), a técnica SRF-UPQC foi aplicada para mitigar harmônicos e distúrbios em microrredes, demonstrando desempenho robusto na regulação de tensão. No trabalho de Bangar (2019), o uso combinado de SRF-PLL e laços de impedância virtual aprimorou o compartilhamento proporcional de carga entre inversores operando em paralelo. Já em no trabalho do Sahoo, Samantaray e Alhaider (2025), a integração do controle SRF com técnicas de controle preditivo finito permitiu uma mitigação eficaz de harmônicos em MR híbridas CC. Além disso, Guerreiro et al.(2024) analisou especificamente o impacto das estratégias SRF na compensação de harmônicos gerados por sistemas fotovoltaicos sob condições de distúrbio, enquanto (AKBARI; ZARE GHALEH SEYYEDI, 2024) apresentou um inversor multifuncional que, por meio do controle SRF, conseguiu compensar desequilíbrios e distorções de forma eficiente. Portanto, devido às suas características de robustez, e eficácia na extração das componentes harmônicas, a estratégia SRF também será utilizada neste trabalho.

O algoritmo SRF, inicialmente desenvolvido para sistemas trifásicos, atua convertendo os termos fundamentais de tensão ou corrente do sistema em coordenadas estacionárias abc , transformando-os em grandezas contínuas nos eixos síncronos dq . Essas grandezas giram na mesma velocidade síncrona dos vetores espaciais de tensão e corrente. Como resultado, as componentes harmônicas de tensão ou corrente no sistema dq , que apresentam frequências diferentes da síncrona, se transformam em formas de onda alternadas, que se sobrepõem ao termo contínuo. Dessa maneira, as componentes fundamentais podem ser facilmente isoladas por meio de um filtro passa-baixa (FPB).

Para assegurar a sincronização com a frequência do sistema, utiliza-se o PLL, gera as coordenadas $\sin\theta$ e $\cos\theta$, as quais definem o vetor unitário síncrono. Esse processo garante a ortogonalidade necessária para o funcionamento ideal do sistema. Na Figura 55, é apresentado o diagrama de blocos do algoritmo SRF convencional aplicado a sistemas trifásicos.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} id_h \\ iq_h \end{bmatrix} \quad (104)$$

Para a compensação da parcela reativa, juntamente com a eliminação das parcelas harmônicas, é necessário remover o Filtro Passa Alta (FPA) no eixo síncrono q . A Equação (104) pode, então, ser substituída pela matriz de transformação apresentada na Equação (105).

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} id_h \\ iq \end{bmatrix} \quad (105)$$

A Equação (106) apresenta a matriz de transformação do sistema de eixos bifásico estacionário $\alpha\beta 0$ para o sistema trifásico abc . Esta matriz é utilizada para calcular as correntes de referência de compensação i_{ca}^* , i_{cb}^* e i_{cc}^* .

$$\begin{bmatrix} i_{ca}^* \\ i_{cb}^* \\ i_{cc}^* \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (106)$$

Como o algoritmo SRF, ilustrado na Figura 55, é aplicado em sistemas trifásicos, algumas modificações são necessárias para viabilizar sua utilização na NR-UPQC, que neste trabalho é monofásica. Dessa forma, considera-se o algoritmo SRF modificado mostrado na Figura 56, onde este representa um sistema trifásico fictício equilibrado, composto por correntes bifásicas também fictícias, ou seja, $i_\alpha = i_L$ e i_β .

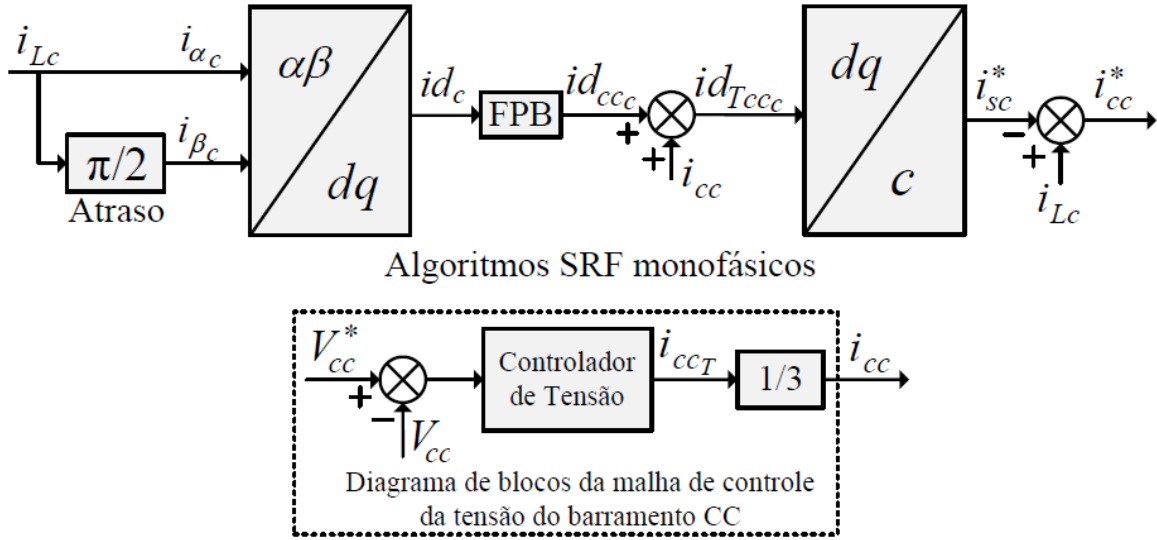
Com este algoritmo, obtém-se as correntes de referência para compensação em sistemas monofásicos. Este algoritmo, consiste em medir a corrente da carga (i_L) e introduzir um atraso de $\pi/2$ radianos na mesma, conforme definido na Equação (107). Assim, a corrente medida é considerada a corrente fictícia i_α , e a corrente defasada é considerada a corrente fictícia i_β . Dessa forma, as correntes bifásicas podem ser representadas no sistema de eixos estacionário bifásico fictício $\alpha\beta$.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L(\omega t) \\ i_L(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} \quad (107)$$

Observa-se que a transformação do eixo bifásico estacionário $\alpha\beta$ para o eixo bifásico síncrono dq é realizada unicamente por meio da matriz de transformação apresentada na Equação (103).

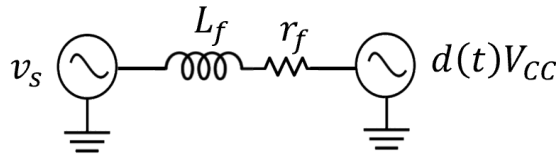
Obtida a grandeza de corrente i_d , é possível extrair, por meio da utilização de um FPB, a sua componente contínua $i_{d_{cc}}$. Essa componente representa o valor de pico da parcela fundamental da corrente da carga. Assim, é possível determinar a corrente

Figura 56 – Diagrama de blocos do algoritmo SRF monofásico.



Fonte: (CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL, 2013).

Figura 57 – Circuito Equivalente Conversor *fullbridge*



fundamental de referência (i_s^*) diretamente através da Equação (108). A corrente de referência de compensação (i_c^*) é obtida subtraindo a corrente da carga pela corrente fundamental de referência, conforme a Equação (109).

$$i_s^* = i_{d_{cc}} \cdot \cos \theta \quad (108)$$

$$i_c^* = i_L - i_s^* \quad (109)$$

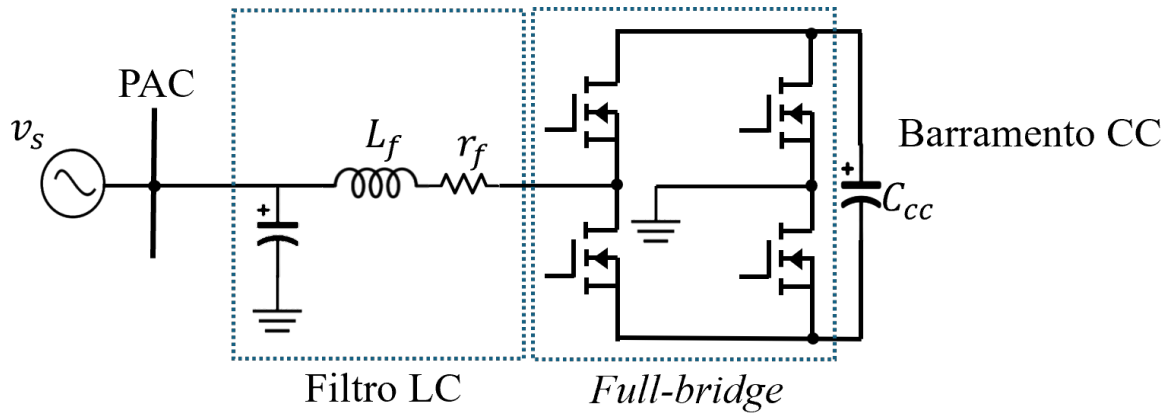
3.5.4 Projeto do controle da malha de corrente do inversor da NR-UPQC

Seja o conversor monofásico *full-bridge* apresentado na Figura 58, no qual a tensão do barramento CC é considerada constante.

Na operação em três níveis, têm-se a tensão entre os pontos A e o terra (V_{AN}) variando entre zero e $(+V_{CC})$, e entre zero e $(-V_{CC})$. Assim, o valor médio de (V_{AN}) para ambos os casos pode ser calculado pelas equações:

$$\langle v_{AN}(t) \rangle = d(t) \cdot V_{CC} \quad (110)$$

Figura 58 – Conversor monofásico *full-bridge* conectado no PAC



Fonte: Autor

$$\langle v_{AN}(t) \rangle = -d(t) \cdot V_{CC} \quad (111)$$

onde $d(t)$ representa a razão cíclica.

Assim, o circuito equivalente do conversor *full-bridge* pode ser representado conforme mostra a Figura 57.

Desenvolvendo a análise de circuito e considerando o valor médio das grandezas de corrente e tensão, é possível escrever a seguinte expressão:

$$d(t)V_{CC} = L_f \frac{d\langle i_c(t) \rangle}{dt} + R_f \langle i_c(t) \rangle + \langle v_s(t) \rangle \quad (112)$$

Devido ao fato da frequência de chaveamento ser muito maior que a frequência da rede elétrica, é possível considerar que a tensão da fonte $v_s(t)$ seja constante em um período de comutação. Assim, esta pode ser representada como uma grandeza CC (V_s), conforme mostra a Equação (113)(SANTOS, 2012):

$$\langle v_s(t) \rangle = V_s \quad (113)$$

Aplicando perturbações na razão cíclica $d(t)$ e na corrente média $\langle i_c(t) \rangle$ do circuito, estas duas grandezas podem ser reescritas conforme mostra as equações (114) e (115), respectivamente (SOUZA, 2000; LINDEKE, 2003):

$$d(t) = D + \hat{d}(t) \quad (114)$$

$$\langle i_c(t) \rangle = I_c + \hat{i}_c(t) \quad (115)$$

onde D e I_c representam as componentes CC e $\hat{d}(t)$ e $\hat{i}_c(t)$ representam as componentes oscilantes, da razão cíclica e da corrente do circuito, respectivamente.

Substituindo (113), (114) e (115) na Equação (112), têm-se:

$$DV_{CC} + \hat{d}(t)V_{CC} = L_f \frac{dI_c}{dt} + L_f \frac{d\hat{i}_c(t)}{dt} + R_f I_c + R_f \hat{i}_c(t) + V_s \quad (116)$$

onde D e I_c representam as componentes CC e $\hat{d}(t)$ e $\hat{i}_c(t)$ representam as componentes oscilantes, da razão cíclica e da corrente do circuito, respectivamente.

Os termos CC desta Equação referem-se à resposta em regime permanente do sistema. Portanto, desprezando estas componentes da Equação ??, obtém-se o modelo CA dado pela Equação (117).

$$\hat{d}(t)V_{CC} = L_f \frac{d\hat{i}_c(t)}{dt} + R_f \hat{i}_c(t) \quad (117)$$

Aplicando a transformada de *Laplace* na Equação (117) obtém-se a função de transferência para controle da corrente *full-bridge*, dada por:

$$G_{FB}(s) = \frac{\hat{i}_c(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{CC}}{L_f s + R_f} \quad (118)$$

De posse da Equação do modelo físico da planta para controle de corrente, é possível projetar o compensador PI de acordo com a metodologia apresentada anteriormente. A Tabela 15 mostra os parâmetros de projeto e os ganhos dos controladores da malha de corrente.

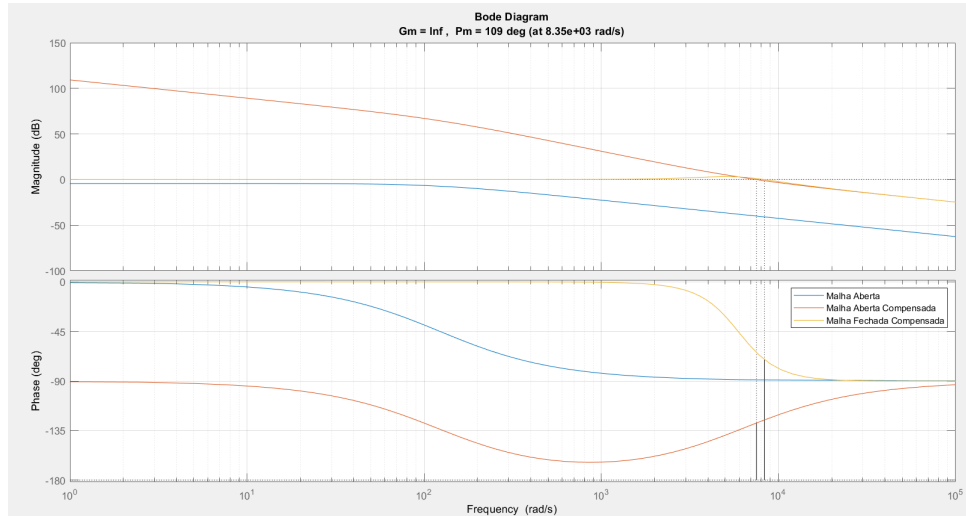
Tabela 15 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de corrente

Controladores PI da malha de corrente: PI_i	
Tensão do Barramento CC	$V_{cc} = 230V$
Indutor de filtragem	$L_f = 0,79673 \text{ mH}$
Capacitor de filtragem	$C_f = 26,493733 \text{ } \mu F$
Frequência de chaveamento do inversor	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	$1,250 \text{ kHz}$
Margem de Fase MFdp	67°
Ganho proporcional	$K_P = 48,509929 \text{ } \Omega$
Ganho Integral	$K_I = 199818,580110 \text{ } \Omega/s$

Fonte: Autor

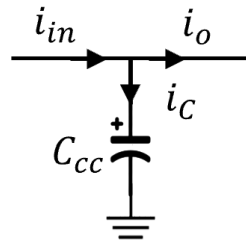
A Figura 59 apresenta o diagrama de Bode do sistema controlado por um controlador PI, mostrando as curvas para a malha aberta, malha aberta compensada e malha fechada compensada. Observa-se que a margem de fase alcançada é de 109° na frequência de cruzamento de aproximadamente $8,35 \times 10^3 \text{ rad/s}$. Além disso, verifica-se que a frequência de cruzamento está posicionada corretamente abaixo de uma faixa crítica relacionada à frequência de chaveamento, respeitando a recomendação de que a largura de banda seja aproximadamente 10 vezes menor para evitar interferências. O projeto atual, portanto, demonstra uma configuração estável e conservadora.

Figura 59 – Resposta em frequência malha aberta, malha aberta compensada e malha fechada compensada



Fonte: Autor

Figura 60 – Circuito equivalente para modelagem do controle de corrente do barramento CC



Fonte: Autor

3.5.5 Projeto do controle da malha de tensão do barramento CC do inversor (modo on-grid)

Nesta seção, apresenta-se a modelagem do inversor monofásico com filtro LC, com intuito de controlar a tensão do barramento CC quando conectado à rede elétrica. Esta malha é responsável por manter constante e no valor de referência especificado a tensão no barramento CC. Para que esta malha não distorça a corrente de referência da malha de corrente, ela deve apresentar uma ação lenta e atuar somente na amplitude da corrente de referência, de modo que o NR-UPQC controle o fluxo de potência ativa entre a rede e o barramento CC, de forma a compensar as perdas nos conversores e, conseqüentemente, manter constante a tensão no barramento.

A Figura 60 mostra o modelo equivalente para controle do barramento CC.

$$C \frac{dv_{cc}}{dt} = i_{in}(t) - i_o(t) \quad (119)$$

Onde a corrente de entrada i_{in} é composta pelas correntes dos outros elementos da

NR-UPQC como i_{FV} , i_{Bat} e i_{SC} conforme a Equação (120).

$$i_{in}(t) = i_{FV}(t) - i_{Bat}(t) - i_{SC}(t) \quad (120)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (119) e (120), obtém-se (121) e (122) respectivamente.

$$CsV_{dc}(s) = I_{in}(s) - I_c(s) \quad (121)$$

$$I_{in}(s) = I_{FV}(s) - I_{Bat}(s) - I_{SC}(s) \quad (122)$$

Substituindo (122) em (121) obtém-se

$$CsV_{dc}(s) = I_{Fv}(s) - I_{Bat}(s) - I_{SC}(s) - I_c(s) \quad (123)$$

$$V_{dc}(s) = \frac{I_{Fv}(s) - I_{Bat}(s) - I_{SC}(s) - I_c(s)}{Cs} \quad (124)$$

Como $I_{Fv}(s)$, $I_{Bat}(s)$ e $I_{SC}(s)$ são variáveis que não são controladas pelo inversor e por sua vez, podem ser consideradas constantes, podem ser desconsideradas no modelo. Portanto, a Equação da função de transferência da malha de tensão pode ser reescrita como (125).

$$V_{dc}(s) = -\frac{I_c(s)}{Cs} \quad (125)$$

Portanto, a malha de controle pode ser modelada conforme a Figura 60, onde as componentes de corrente $I_{Fv}(s)$, $I_{Bat}(s)$ e $I_{SC}(s)$ são somadas diretamente dentro do modelo.

De posse da Equação (125) do modelo físico da planta para controle de tensão, é possível projetar o compensador PI de acordo com a metodologia apresentada anteriormente. O procedimento adotado para o projeto do controlador PI, utilizado na malha de tensão do barramento CC, é o mesmo utilizado no projeto do PI da malha de corrente. O que difere é a função de transferência da planta do barramento CC. A Tabela 16 mostra as especificações adotadas para projeto deste controlador. Observa-se que a frequência de ondulação da tensão do barramento CC (f_0) é especificada em 120 Hz, em decorrência da analogia com o retificador monofásico em ponte completa.

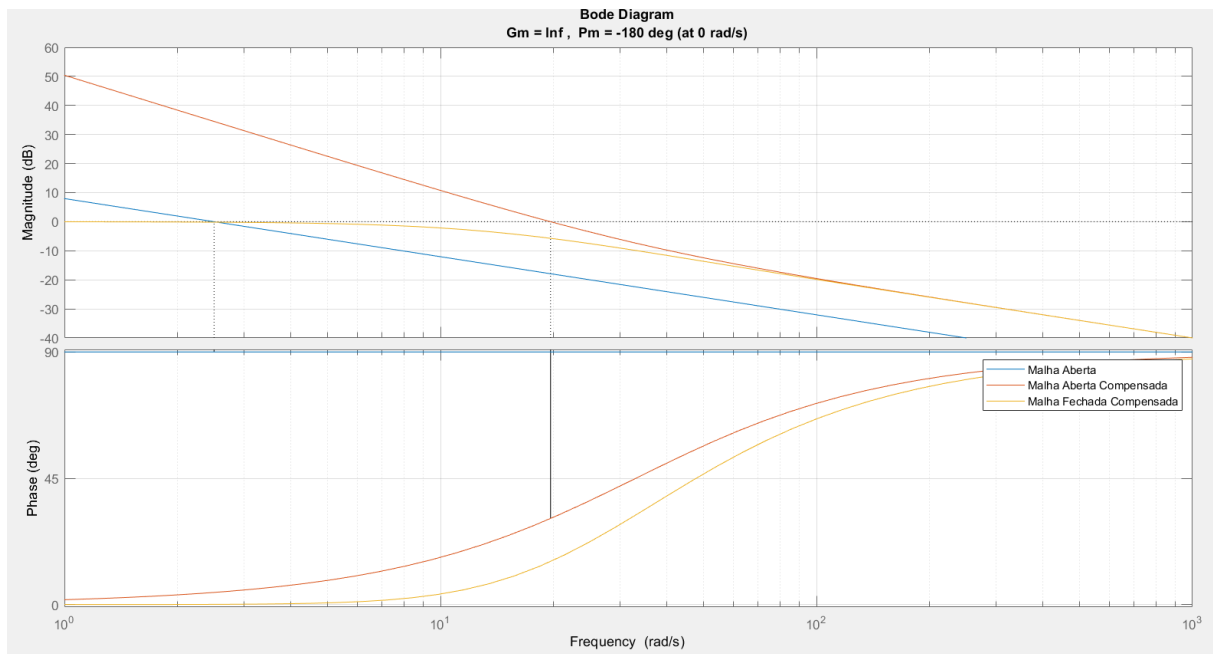
A Figura 61 apresenta o diagrama de Bode do sistema controlado por um controlador PI, mostrando as curvas para a malha aberta, malha aberta compensada e malha fechada compensada.

Tabela 16 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de corrente

Controladores PI da malha de corrente: PI_v	
Tensão do Barramento CC	$V_{cc} = 230V$
Frequência de ondulação do barramento CC	$f_o = 120 Hz$
Frequência de Cruzamento ω_{cv}	$24 Hz$
Margem de Fase MFdp	88°
Ganho proporcional	$K_P = 48,509929 \Omega$
Ganho Integral	$K_I = 199818,580110 \Omega/s$

Fonte: Autor

Figura 61 – Resposta em frequência do sistema de controle de tensão do barramento cc on-grid



Fonte: Autor

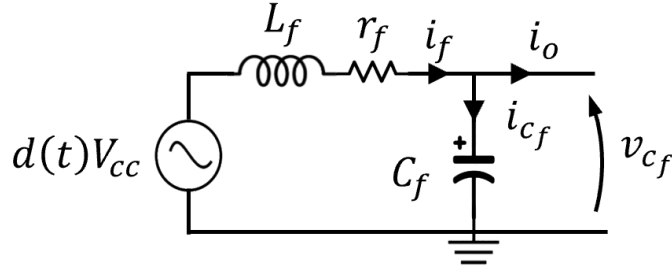
3.5.6 Projeto do controle da malha de tensão (VSI) do inversor (modo off-grid) *full-bridge*

Nesta seção, é apresentada a modelagem do inversor monofásico com filtro LC, que opera como formador de rede em modo ilhado, ou seja, proporcionando uma referência de tensão senoidal para a carga.

Hipóteses de Modelagem

- O barramento CC é representado por uma fonte de tensão constante V_{cc} , controlado pelo sistema de armazenamento.
- O inversor é controlado por um PWM senoidal de 3 níveis com razão cíclica $d(t)$.
- O filtro LC é composto por um indutor L_f com resistência R_L e um capacitor

Figura 62 – Circuito equivalente para modelagem da malha de controle de tensão



Fonte: Autor

 C_f .

- A carga é representada por uma resistência R_0 .

Para a modelagem de controle, carga na NR-UPQC é tratada como uma impedância constante, ou seja, não há variação da corrente no nó do capacitor do barramento CC proveniente da carga.

A Figura 62 apresenta o circuito LC com resistência série r_f . O objetivo é obter a Equação que relaciona a tensão no capacitor v_{cf} com a corrente de saída i_o e a entrada $d(t)$. Considera-se que a tensão v_{cf} deve ser controlada a 60 Hz (frequência fundamental), ou seja, o controle é focado em baixa frequência.

A partir da lei das malhas pode-se obter:

$$d(t)V_{cc} = L_f \frac{di_f}{dt} + r_f i_f + v_{cf} \quad (126)$$

E da lei das correntes no nó:

$$i_f = i_o + i_{cf} \quad (127)$$

onde:

$$i_{cf} = C_f \frac{dv_{cf}}{dt} \quad (128)$$

Logo:

$$i_f = i_o + C_f \frac{dv_{cf}}{dt} \quad (129)$$

Substituindo a Equação (129) na Equação (126):

$$d(t)V_{cc} = L_f \frac{d}{dt} \left(i_o + C_f \frac{dv_{cf}}{dt} \right) + r_f \left(i_o + C_f \frac{dv_{cf}}{dt} \right) + v_{cf}$$

Expandindo:

$$d(t)V_{cc} = L_f \frac{di_o}{dt} + L_f C_f \frac{d^2 v_{cf}}{dt^2} + r_f i_o + r_f C_f \frac{dv_{cf}}{dt} + v_{cf}$$

A Equação diferencial completa é:

$$d(t)V_{cc} = L_f C_f \frac{d^2 v_{cf}}{dt^2} + L_f \frac{di_o}{dt} + r_f C_f \frac{dv_{cf}}{dt} + r_f i_o + v_{cf} \quad (130)$$

Como a tensão v_{cf} deve ser controlada em 60 Hz, ou seja, em baixas frequências, podemos considerar que os efeitos associados às derivadas de ordem superior (alta frequência) são desprezíveis.

Assim, a derivada de segunda ordem $\frac{d^2 v_{cf}}{dt^2}$ pode ser desprezada frente aos demais termos. A Equação simplifica para:

$$d(t)V_{cc} \approx L_f \frac{di_o}{dt} + r_f C_f \frac{dv_{cf}}{dt} + r_f i_o + v_{cf} \quad (131)$$

Se assumirmos que i_o varia lentamente em relação à dinâmica do circuito (ou seja, $\frac{di_o}{dt} \approx 0$):

$$d(t)V_{cc} \approx r_f C_f \frac{dv_{cf}}{dt} + r_f i_o + v_{cf} \quad (132)$$

Aplicando Laplace:

$$V_{cf}(s) = \frac{d(s)V_{cc} - r_f I_o(s)}{r_f C_f s + 1} \quad (133)$$

considerando o controle de corrente interno com resposta mais rápida que a dinâmica de v_{cf} , pode-se assumir i_f como variável controlada diretamente. A Equação do capacitor mantém-se:

$$\frac{dv_{cf}}{dt} = \frac{1}{C_f} (i_f - i_o) \quad (134)$$

Aplicando Laplace:

$$V_{cf}(s) = \frac{1}{C_f s} (I_f(s) - I_o(s)) \quad (135)$$

Neste caso, a planta vista pelo controle de tensão é um integrador, sendo i_o uma entrada perturbadora.

Conclui-se que, para controle em baixa frequência (60 Hz), a dinâmica de segunda ordem pode ser reduzida para primeira ordem ao desprezar $\frac{d^2 v_{cf}}{dt^2}$, ou assumir i_o aproximadamente constante, facilitando o projeto de controladores.

De posse da Equação do modelo físico da planta para controle de corrente, é possível projetar o compensador PI de acordo com a metodologia apresentada anteriormente. A Tabela 17 mostra os parâmetros utilizados e os ganhos do controlador obtidos.

3.5.7 Projeto do filtro de saída do inversor monofásico

Em inversores monofásicos conectados à rede elétrica, os filtros de saída desempenham um papel importante na atenuação das componentes harmônicas geradas durante

Tabela 17 – Especificações e Ganhos dos Controladores PI da malha de tensão da NR-UPQC operando como VSI

Controladores PI da malha de corrente: PI_i	
Tensão do Barramento CC	$V_{cc} = 230V$
Indutor de filtragem	$L_f = 0,79673 \text{ mH}$
Capacitor de filtragem	$C_f = 26,493733 \text{ } \mu F$
Frequência de chaveamento do inversor	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Frequência de Cruzamento ω_{cp}	$1,250 \text{ kHz}$
Margem de Fase MFdp	67°
Ganho proporcional	$K_P = 48,509929 \text{ } \Omega$
Ganho Integral	$K_I = 199818,580110 \text{ } \Omega/s$

Fonte: Autor

o processo de modulação. Isso assegura que a tensão e a corrente fornecidas à carga ou à rede estejam em conformidade com os requisitos de qualidade de energia estabelecidos pelas normas ANEEL, IEC e IEEE (2021; 2018; 2014). Dentre as topologias mais comuns, destacam-se os filtros L, LC e LCL, cada um apresentando vantagens e limitações específicas.

O filtro L, constituído por uma única indutância em série na saída do inversor, é classificado como um filtro passa-baixa de primeira ordem, apresentando uma atenuação típica de -20 dB/dec (DAL PUPO, 2015). Sua simplicidade no projeto e robustez são fatores significativos em projetos que envolvem inversores de potência reduzida, como FAPPs e inversores fotovoltaicos on-grid, geralmente com capacidade inferior a 100 kW. Entretanto, para atender a limites de distorção harmônica mais rigorosos, o filtro L necessita de indutores maiores, o que resulta em um aumento de volume, custo e perdas.

Por outro lado, o filtro LC consiste em uma indutância em série e um capacitor em derivação, formando um filtro passa-baixa de segunda ordem, com uma atenuação típica de -40 dB/dec (DAL PUPO, 2015). Esse filtro é particularmente adequado para aplicações em que o inversor opera como fonte de tensão, como em sistemas de UPS e acionamentos de motores, permitindo um controle mais direto da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC). Sua principal limitação está relacionada à presença de uma frequência de ressonância determinada pelos valores de L e C, o que pode resultar em sobretensões caso não seja devidamente amortecido.

Já o filtro LCL, composto por duas indutâncias separadas por um capacitor, eleva a atenuação para até -60 dB/dec , tornando-se ideal para inversores conectados à rede que operam como fontes de corrente, especialmente para potências acima de 100 kW (DAL PUPO, 2015). Entretanto, a complexidade do projeto aumenta significativamente devido à necessidade de controle ativo ou de resistores de amortecimento, visando prevenir problemas de ressonância e instabilidades (DAL PUPO, 2015).

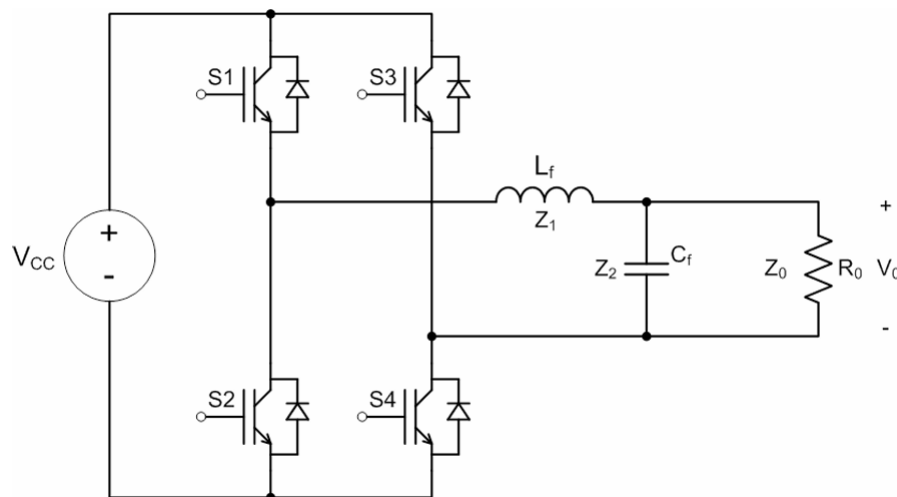
No contexto da NR-UPQC, que atua como um filtro ativo de harmônicos, a escolha

do filtro LC como componente de saída do inversor monofásico é justificável tecnicamente, pois possibilita um controle eficaz da corrente de compensação no (PAC) da rede elétrica, o que é essencial para assegurar a qualidade da energia entregue aquele ponto. Além disso, ao evitar o uso do filtro LCL, a complexidade do sistema e a necessidade de estratégias adicionais de amortecimento são reduzidas, mantendo o sistema mais simples. Embora se reconheçam as limitações ressonantes do filtro LC, estas são mitigadas por meio do controle ativo implementado na NR-UPQC.

Para o projeto do filtro LC da NR-UPQC, será aplicada a metodologia apresentada por (DAL PUPO, 2015). O projeto do filtro de saída destina-se a um inversor que opera com modulação SPWM, conforme o que será utilizado na NR-UPQC.

Analisando o circuito da Figura 63, a relação entre a saída e a entrada do circuito é expressa pela Equação (136).

Figura 63 – Inversor de tensão com filtro LC de saída.



Fonte: (DAL PUPO, 2015)

$$\frac{V_o}{V_{CC}} = \frac{Z_{eq}}{Z_1 + Z_{eq}} \quad (136)$$

onde:

$$Z_{eq} = \frac{Z_2 \cdot Z_o}{Z_2 + Z_o} \quad (137)$$

Considerando carga resistiva e aplicando a transformada de Laplace tem-se:

$$Z_1 = sL_f, \quad Z_2 = \frac{1}{sC_f}, \quad Z_o = R_s \quad (138)$$

Temos então:

$$Z_{eq} = \frac{R_s}{1 + sC_f R_s} \quad (139)$$

Substituindo em (136):

$$\frac{V_s}{V_{CC}}(s) = \frac{\frac{R_s}{1+sC_fR_s}}{sL_f + \frac{R_s}{1+sC_fR_s}} \quad (140)$$

Manipulando:

$$\frac{V_s}{V_{CC}}(s) = \frac{1}{s^2L_fC_f + s\frac{L_f}{R_s} + 1} \quad (141)$$

No domínio da frequência ($s = j\omega$):

$$\frac{V_s}{V_{CC}}(j\omega) = \frac{1}{-\omega^2L_fC_f + j\omega\frac{L_f}{R_s} + 1} \quad (142)$$

A frequência angular natural (ω_0) e o fator de amortecimento (ζ) são definidos como:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_fC_f}}, \quad \zeta = \frac{1}{2R_s} \sqrt{\frac{L_f}{C_f}} \quad (143)$$

Substituindo essas expressões:

$$\frac{V_s}{V_{CC}}(j\omega) = \frac{1}{-\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2 + j2\zeta\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right) + 1} \quad (144)$$

O projeto do filtro considera carga puramente resistiva. A resistência equivalente da carga pode ser estimada por:

$$R_s = |Z_s| = \frac{V_{s1ef}^2}{P_s \cos \varphi} \quad (145)$$

Adota-se um valor para o fator de amortecimento $0,707 \leq \zeta \leq 1$. A frequência de ressonância f_{res} deve estar uma década abaixo da frequência de comutação e uma década acima da frequência fundamental da tensão de saída (60 Hz).

Manipulando a Equação de ζ , obtém-se:

$$L_f = 4R_s^2\zeta^2C_f \quad (146)$$

Assumindo $\omega_0 = 2\pi f_{res}$, a capacitância é calculada por:

$$C_f = \frac{1}{4\pi\zeta f_{res}R_s} \quad (147)$$

E, finalmente, a indutância pode ser calculada por:

$$L_f = \frac{1}{(2\pi f_{res})^2 C_f} \quad (148)$$

A Tabela 18 apresenta os parâmetros de projeto e os valores calculados do capacitor C_f e da indutância L_f do filtro do inversor da NR-UPQC.

Tabela 18 – Parâmetros de projeto do filtro LC inversor da NR-UPQC

Parâmetro	Descrição	Sistema monofásico
P_s	Potência do inversor	5 kW
V_{CC}	Tensão no barramento CC	230 V
f_s	Frequência de comutação	20 kHz
V_s	Tensão de fase da rede	127 V
f_s	Frequência fundamental (rede elétrica)	60 Hz
ζ	Constante de amortecimento ($0,707 < \zeta < 1$)	$\zeta = 0,85$
f_{res}	Frequência de ressonância ($f_s \cdot 10 < f_{res} < \frac{f_s}{10}$)	$f_{res} = 2 \text{ kHz}$
C_f	Capacitância projetada	$C_f = 26,493733 \mu F$
L_f	Indutância projetada	$L_f = 0,79673 \text{ mH}$

Fonte: Autor

3.6 TUTORIAL DE USO E PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO NO IEEE DATAPORT

Com o objetivo de promover a ciência aberta e a reprodutibilidade da pesquisa, este trabalho disponibiliza publicamente o modelo NR-UPQC na plataforma IEEE DataPort. Nesta seção, é apresentado um passo a passo para a correta utilização, simulação e reparametrização do modelo desenvolvido.

1. Pré-requisitos

- MATLAB/Simulink versão R2022a ou superior;
- Toolboxes necessárias: Simscape Electrical, Control System Toolbox;
- Arquivos disponíveis no IEEE DataPort: <https://iee-dataport.org/documents/mop-fap-harmonic-and-reactive-power-compensation-grid-connected-mode-without-pv-or-energy>.

2. Estrutura dos Arquivos

O pacote inclui:

- Nanorrede_MOP_FAP.slx disponível em: <https://iee-dataport.org/documents/mop-fap-harmonic-and-reactive-power-compensation-grid-connected-mode-without-pv-or-energy#>
- Nanorrede_MOP1.slx disponível em: [#](https://iee-dataport.org/documents/mop-1-grid-connected-mode-pv-power-injection-and-voltage-control-battery-and#)
- Nanorrede_MOP2.slx disponível em: [#](https://iee-dataport.org/documents/mop-2-grid-connected-mode-pv-power-injection-and-coordinated-dispatch-control-battery-and#)

- Nanorrede_MOP3.slx disponível em: <https://iee-dataport.org/documents/mop-3-grid-connected-mode-pv-power-injection-battery-power-control-and-supercapacitor#>
- Nanorrede_MOP_VSI.slx disponível em: <https://iee-dataport.org/documents/mop-vsi-islanded-operation-mode-ac-voltage-regulation#>
- Submodelos de: FV, bateria, supercapacitor, conversores CC-CC e inversores;
- Scripts de configuração de parâmetros e casos de teste;

3. Execução dos Modos de Operação

Para simular os diferentes modos operacionais (MOP-FAP, MOP-1, MOP-2, MOP-3, MOP-VSI):

1. Abra o modelo `Nanorrede_xxx.slx`;
2. Ajuste os parâmetros dos subsistemas de geração e armazenamento conforme desejado;
3. Execute o script `Principal.m` para carregar os parâmetros do modelo.

4. Troca de Algoritmos MPPT:

- Acesse o bloco MPPT;
- Substitua o algoritmo (P&O, FA, PSO etc.);
- Recompile o modelo para simulação.

5. Exportação de Resultados

Todos os sinais principais estão conectados ao bloco `To Workspace` ou `Scope`:

- Após a simulação, ajuste o script `Principal.m` para gerar gráficos desejados;
- Os dados podem ser exportados para CSV via comando `writematrix`.

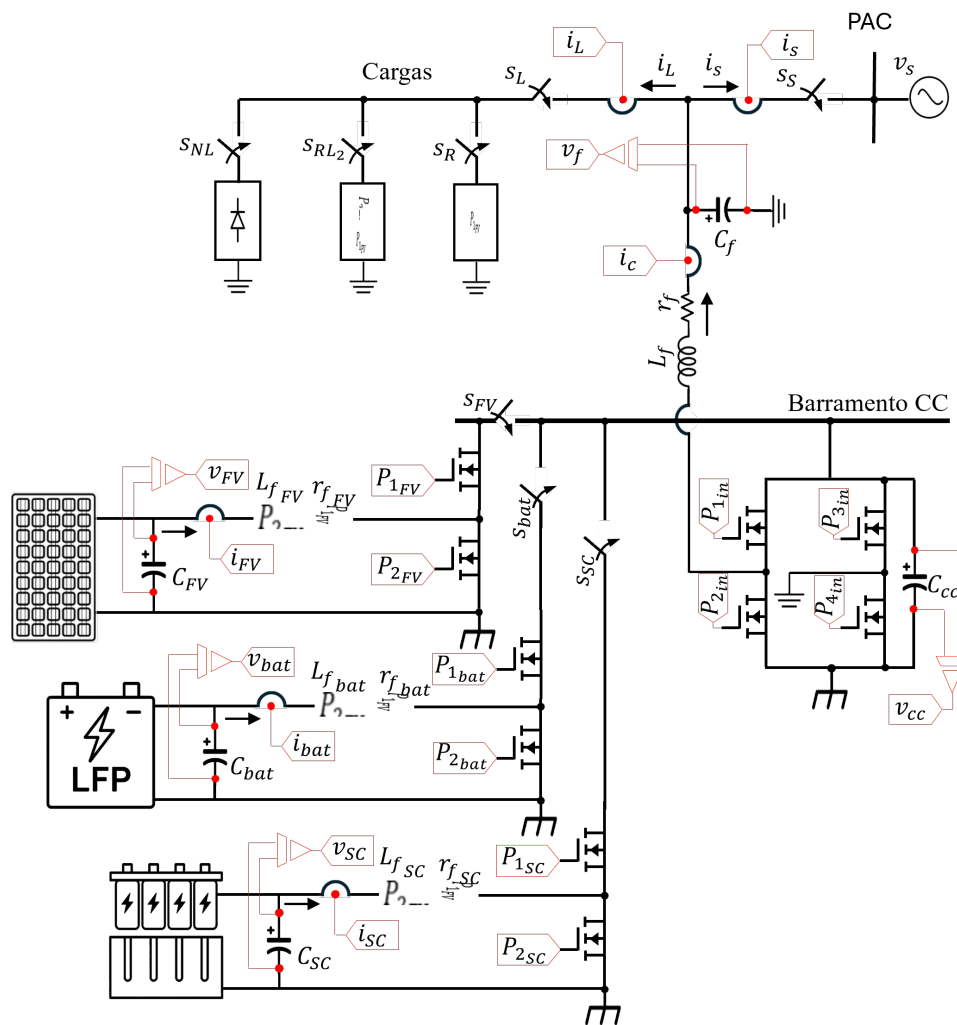
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da simulação e validação da **NR-UPQC** (NR-UPQC), proposta como uma solução integrada de condicionamento de qualidade de energia elétrica e gerenciamento energético em uma nanorede monofásica. Os resultados são organizados a partir da apresentação da arquitetura de controle, seguida da análise dos modos de operação (MOP) implementados e suas respectivas funcionalidades.

4.1 ARQUITETURA DE CONTROLE DA NR-UPQC

A Figura 64 ilustra a topologia desenvolvida para a NR-UPQC.

Figura 64 – Topologia e arquitetura da NR-UPQC proposta.



Fonte: Autor

A estrutura contempla os seguintes blocos principais:

- Sistema de geração fotovoltaica conectado à um conversor buck-boost e ao barramento CC através de da chave S_{FV} ;
- Sistema de armazenamento de lítio conectado à um conversor buck-boost e ao barramento CC através da chave S_{bat} ;
- Sistema de armazenamento por supercapacitor conectado à um conversor buck-boost e ao barramento CC através de da chave S_{SC} ;
- Inversor *full-bridge* conectado ao barramento CC e cargas/rede através do filtro L_f e C_f ;
- Sistema conectado à cargas não lineares, lineares RL e R, através das chaves S_{NL}, S_{RL} e S_R , respectivamente. Ou carga total seccionada pela chave S_L
- Sistema conectado à rede elétrica através do PAC e seccionado pela chave S_s .
- Sistema apresenta todos os pontos de medição de tensão e corrente, além dos sinais oriundos dos PWMs para acionamento dos conversores.

Onde, ainda na Figura 64 as variáveis são denominadas:

- v_{FV} e i_{FV} é a tensão e a corrente, respectivamente, medidas no sistema de geração FV;
- C_{FV} capacitor de filtragem do sistema de geração FV;
- $L_{f_{FV}}$ e $r_{f_{FV}}$ representam, respectivamente, o indutor e sua resistência série no conversor buck-boost do gerador FV;
- v_{bat} e i_{bat} é a tensão e a corrente, respectivamente, medidas na bateria;
- C_{bat} capacitor de filtragem da bateria;
- $L_{f_{bat}}$ e $r_{f_{bat}}$ representam, respectivamente, o indutor e sua resistência série no conversor buck-boost da bateria;
- v_{SC} e i_{SC} é a tensão e a corrente, respectivamente, medidas no módulo SC;
- C_{SC} capacitor de filtragem do módulo SC;
- $L_{f_{sc}}$ e $r_{f_{sc}}$ representam, respectivamente, o indutor e sua resistência série no conversor buck-boost do módulo SC;
- $P_{1_{FV}}$ e $P_{2_{FV}}$ pulsos nas chaves do conversor buck-boost oriundo do PWM;
- $P_{1_{bat}}$ e $P_{2_{bat}}$ pulsos nas chaves do conversor buck-boost oriundo do PWM;
- $P_{1_{SC}}$ e $P_{2_{SC}}$ pulsos nas chaves do conversor buck-boost oriundo do PWM;
- $P_{1_{inv}}, P_{2_{inv}}, P_{3_{inv}}$ e $P_{4_{inv}}$ pulsos nas chaves do conversor *full-bridge* oriundo do PWM;
- C_{CC} capacitor de filtragem do barramento CC;
- v_{CC} a tensão medida do barramento CC;

- L_f e r_f representam, respectivamente, o indutor e sua resistência série na saída do conversor *full-bridge*;
- C_f é o capacitor de filtragem do acoplamento CA;
- i_c é a corrente de compensação do sistema;
- i_L e i_s são as correntes de carga e da rede, respectivamente.

A arquitetura proposta possibilita a operação flexível da NR-UPQC, alternando entre diferentes estratégias de controle do fluxo de potência entre os dispositivos conectados, conforme o modo operacional selecionado. Para a avaliação nos diferentes modos de operação, será utilizado o algoritmo MPPT-PSO.

4.2 MODOS DE OPERAÇÃO DA NR-UPQC

Nesta seção serão descritos cada modo de operação, e seus respectivos controles, que a NR-UPQC pode assumir de acordo com sua arquitetura.

4.2.1 MOP-FAP: Modo Conectado à Rede com Compensação Sem Armazenamento ou Geração FV

No MOP-FAP, a NR-UPQC opera conectada à rede elétrica realizando a compensação de correntes harmônicas e de potência reativa sem integrar fontes de geração fotovoltaica ou dispositivos de armazenamento. O sistema atua como FAP, injetando correntes compensatórias no PAC.

A Figura 65 representa o diagrama de blocos deste modo, evidenciando o de controle sobre o barramento CC e corrente de compensação por parte do inversor *full-bridge*.

O diagrama de controle é baseado no referencial síncrono (SRF). O sinal de corrente i_L , medido no lado da carga, é utilizado como entrada da malha de corrente. A tensão da rede elétrica v_s é aplicada ao bloco PLL, responsável por extrair os sinais de sincronismo $\sin(\theta_{PLL})$ e $\cos(\theta_{PLL})$. A tensão do barramento CC v_{cc} é monitorada e comparada com sua referência v_{cc}^* . O erro resultante é processado pelo $PI_{v_{cc}}$, que gera uma corrente de referência i_{cc} , necessária para manter o barramento CC regulado.

Dentro do bloco tracejado, correspondente ao controle em referencial síncrono SRF, a corrente i_L passa por uma transformação de coordenadas $\alpha\beta \rightarrow dq$, utilizando os sinais do PLL. Essa transformação resulta na componente i_d . Em seguida, a componente i_d é processada por um filtro passa-baixa (FPB), que extrai sua componente fundamental i_{dcc} . A corrente harmônica i_{dh} é então obtida pela subtração entre i_d e i_{dcc} , ou seja, $i_{dh} = i_d - i_{dcc}$, isolando a componente harmônica da corrente.

Posteriormente, a corrente harmônica i_{dh} é transformada de volta para o referencial estacionário $\alpha\beta$ por meio da transformação inversa $dq \rightarrow \alpha\beta$, gerando o sinal i_{SRF} , que representa a corrente compensatória calculada no referencial síncrono. Este sinal é somado

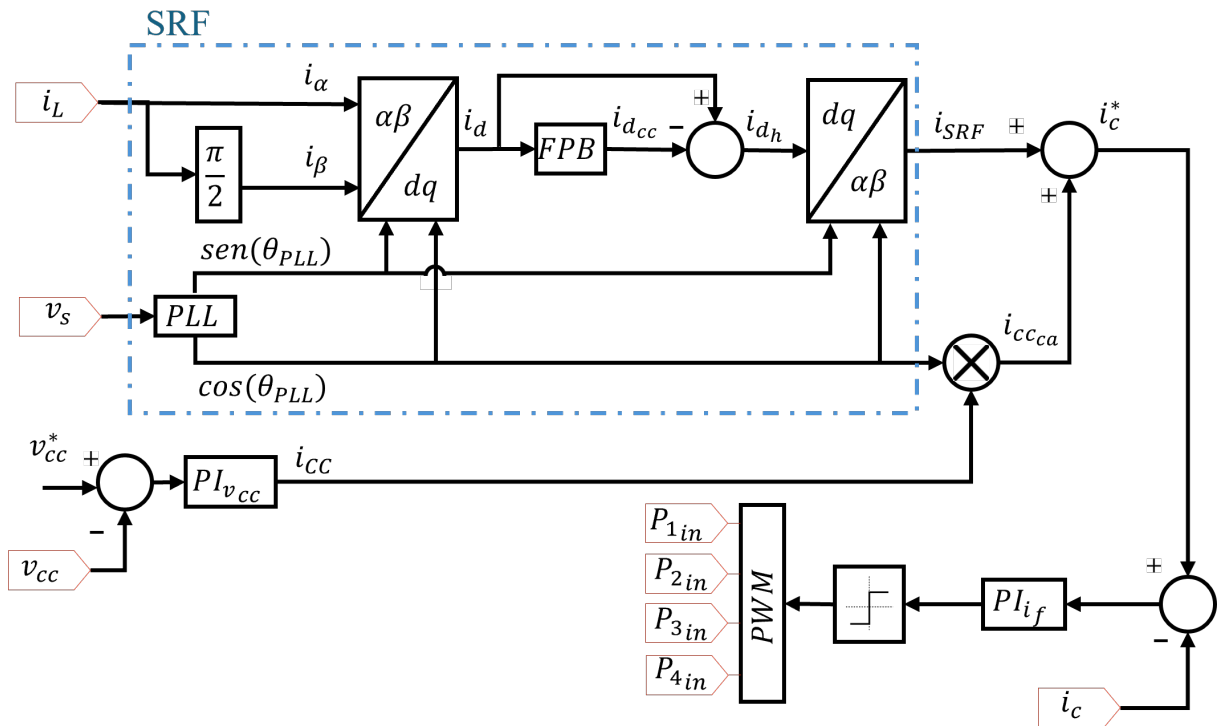


Figura 65 – Representação esquemática do MOP-FAP: compensação harmônica e reativa conectada à rede sem integração de FV ou armazenamento.

à corrente proporcional $i_{cc_{ca}}$, proveniente da malha de controle da tensão CC multiplicado pelo sinal $\cos(\theta_{PLL})$, resultando na referência final de corrente compensatória i_c^* , conforme a expressão $i_c^* = i_{SRF} + i_{cc_{ca}}$.

A corrente de compensação i_c é então comparada com a referência i_c^* . O erro obtido é processado por PI_{i_f} , cuja saída atua sobre o modulador PWM. O PWM, por sua vez, gera os sinais P_{1in} , P_{2in} , P_{3in} e P_{4in} .

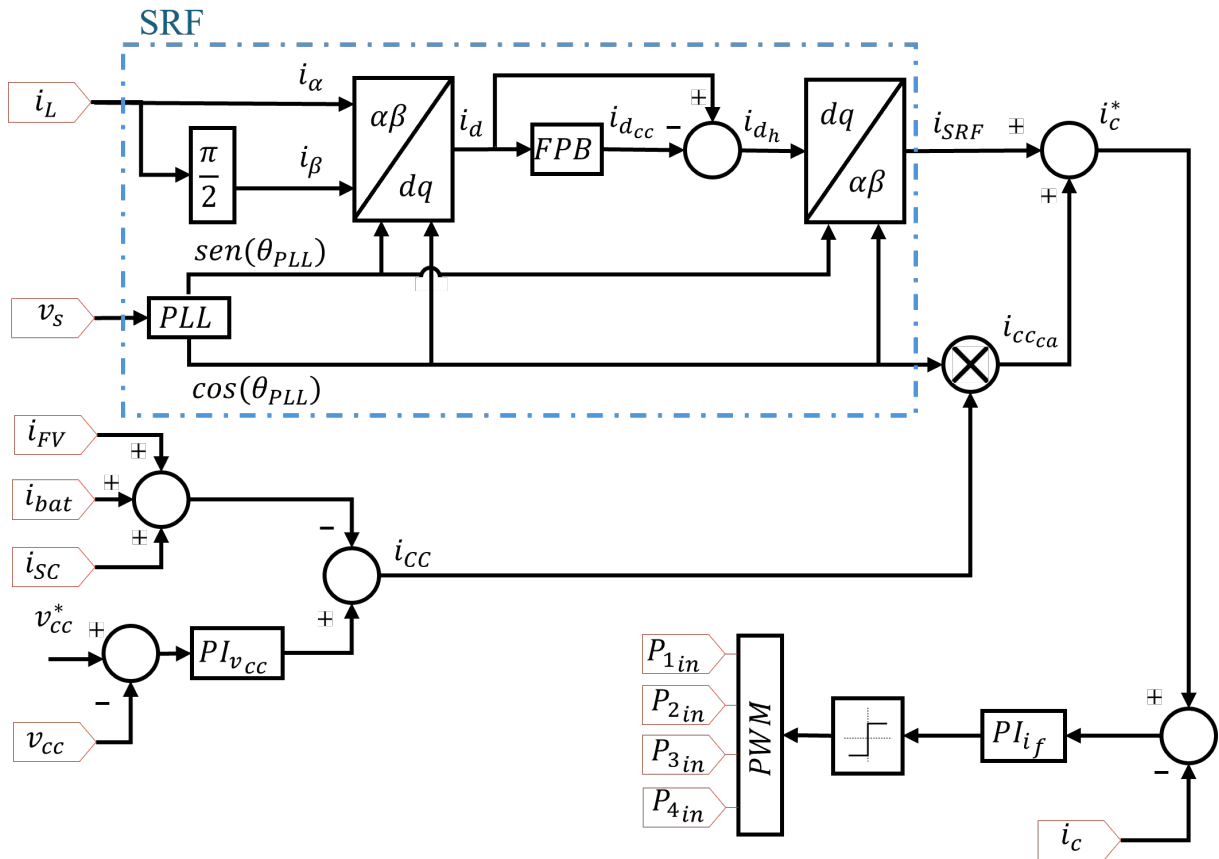
Em síntese, o sistema de controle mostrado combina o controle de corrente no referencial síncrono, responsável pela compensação seletiva de harmônicos, e o controle da tensão do barramento CC.

4.2.2 MOP-1: Modo Conectado à Rede elétrica com Compensação, injeção de potência FV e Controle de Tensão da Bateria e SC

No MOP-1, a NR-UPQC opera conectada à rede elétrica, integrando o sistema de geração fotovoltaica e dispositivos de armazenamento (bateria e SC). Este modo habilita o controle de tensão da bateria e do supercapacitor, permitindo gerenciar os estados de carga e proteger os dispositivos contra sobrecarga ou descarga profunda, além de manter os armazenadores carregados para quando o sistema for operar de modo desconectado (ilhado) ou despacho de potência.

A Figura 66 ilustra a arquitetura funcional deste modo, incluindo os laços adicionais de controle de tensão para os elementos de armazenamento.

Figura 66 – Estratégia de controle inversor MOP-FAP.



(a) Com barramento de controle.

(b) Estratégia de controle de tensão da bateria, supercapacitor e controle MPPT.

A Figura 66a apresenta o bloco responsável pelo controle da tensão do barramento CC (v_{cc}), considerando a contribuição de múltiplas fontes de energia, tais como a fonte fotovoltaica, a bateria e o supercapacitor. Esse bloco integra a regulação da tensão do barramento com o gerenciamento das correntes provenientes das diferentes fontes permitindo o equilíbrio dinâmico de potência no sistema.

Inicialmente, a tensão medida do barramento CC (v_{cc}) é comparada com o valor de referência (v_{cc}^*). O erro obtido dessa comparação é processado por um controlador proporcional-integral ($PI_{v_{cc}}$), cuja saída é a corrente de referência $i_{cc_{ref}}$. Essa corrente representa a quantidade de corrente necessária para corrigir o desvio da tensão do barramento, atuando de modo a manter a tensão no valor desejado.

Paralelamente, as correntes provenientes das três fontes de energia, a saber: a corrente do sistema fotovoltaico (i_{FV}), a corrente da bateria (i_{bat}) e a corrente do supercapacitor (i_{SC}), são somadas em um bloco somador. O resultado dessa soma representa a corrente total injetada no barramento CC pelas fontes disponíveis, ou seja, $i_{cc_{fontes}} = i_{FV} + i_{bat} + i_{SC}$.

Por fim, a corrente de controle i_{CC} é obtida pela subtração entre a corrente de referência da tensão $i_{cc_{ref}}$ e a corrente total das fontes $i_{cc_{fontes}}$, expressa pela Equação $i_{CC} = i_{cc_{ref}} - i_{cc_{fontes}}$. Essa corrente i_{CC} será utilizada na malha externa de controle somada com a corrente i_{SRF} irão formar a corrente de referência total de compensação i_c^* .

O funcionamento integrado deste bloco possibilita o controle dinâmico da tensão do barramento CC em sistemas com múltiplas fontes de energia, permitindo o equilíbrio de potência e contribuindo para a estabilidade operacional do sistema.

Já na Figura 66b é apresentado o diagrama das malhas de controle individuais associadas às três fontes de energia: fotovoltaica, bateria e supercapacitor. Cada uma dessas fontes possui uma estrutura de controle independente.

A tensão v_{FV} e a corrente i_{FV} medidas são aplicadas ao bloco de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), responsável por determinar a corrente de referência i_{FV}^* correspondente à operação ótima do arranjo fotovoltaico. Essa corrente de referência i_{FV}^* é comparada com a corrente medida i_{FV} , gerando um erro que é processado pelo $PI_{i_{FV}}$. A saída desse controlador é utilizada como sinal de controle para o modulador PWM.

Já a malha da parte central, representa o controle da bateria. A tensão medida da bateria v_{bat} é comparada com a referência v_{bat}^* , sendo o erro processado pelo controlador proporcional-integral $PI_{v_{bat}}$. A saída deste controlador corresponde à corrente de referência i_{bat}^* . Essa corrente de referência é comparada com a corrente medida i_{bat} , e o erro resultante é tratado pelo controlador $PI_{i_{bat}}$.

Por fim, a malha inferior corresponde ao controle do supercapacitor. A tensão v_{SC} medida é comparada com sua referência v_{SC}^* , sendo o erro resultante processado pelo controlador proporcional-integral $PI_{v_{SC}}$. A saída desse controlador fornece a corrente de

referência i_{SC}^* , a qual é comparada com a corrente medida i_{SC} . O erro obtido é processado pelo controlador de corrente $PI_{i_{SC}}$, cuja saída atua no modulador PWM.

Em síntese, o diagrama apresentado implementa uma estrutura de controle hierárquica para cada fonte, composta por uma malha de controle de tensão e uma malha de controle de corrente. Essa abordagem possibilita o gerenciamento dinâmico e coordenado das diferentes fontes de energia na NR-UPQC.

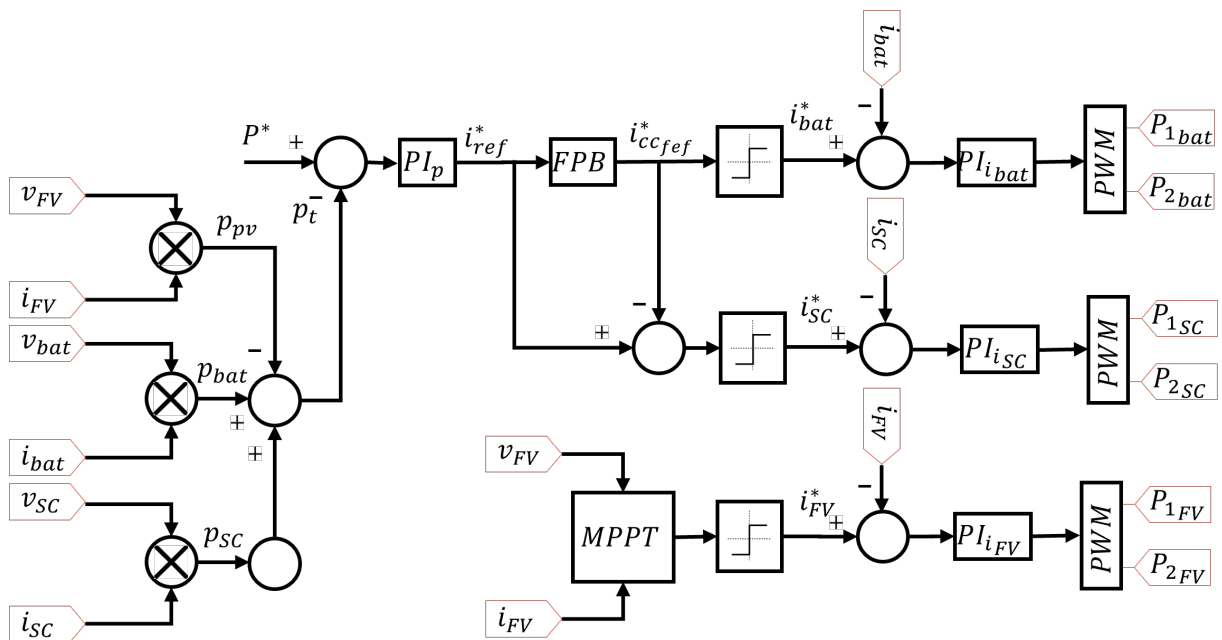
A malha de controle do inversor *full-bridge* na Figura 66a será a mesma para os modos de operação (MOP-2 e MOP-3).

4.2.3 MOP-2: Modo Conectado à Rede com injeção de Potência da geração FV e controle de despacho de energia da Bateria e SC

O MOP-2 concentra-se no controle ativo da potência da fonte fotovoltaica, da bateria e do SC. O objetivo é permitir um gerenciamento dinâmico de energia, otimizando o fluxo de potência entre geração, armazenamento e rede. Este modo de operação também permite um controle de despacho energético.

A Figura 67 ilustra o diagrama do MOP-2 contendo os blocos de controle de potência.

Figura 67 – Arquitetura de controle do MOP-2: integração do controle de potência da FV, bateria e SC.



Fonte: Autor

As potências instantâneas das três fontes são calculadas por meio da multiplicação da tensão e da corrente de cada uma delas, resultando nas grandezas p_{pv} , p_{bat} e p_{sc} , correspondentes às potências da fonte fotovoltaica, da bateria e do supercapacitor, respectivamente. Essas potências são somadas, obtendo-se a potência total p_t entregue pelas fontes

ao barramento. Em seguida, essa potência total é comparada com a referência de potência desejada p^* , gerando um erro que é processado pelo controlador proporcional-integral PI_p . A saída desse controlador é a corrente de referência i_{ref}^* necessária para equilibrar a potência no barramento CC.

A corrente de referência i_{ref}^* passa por um filtro passa-baixa (FPB) para separar a componente CC, resultando na corrente i_{ccref} . Essa corrente é utilizada para o controle da corrente da bateria e para a obtenção da parcela de alta frequência i_{ccca} , obtida a partir da subtração do FPB ($i_{ccref}^* = i_{ref}^* - i_{ccca}^*$). Assim, o sistema de controle (SC) assume a oscilação de alta frequência do sistema, atuando nas dinâmicas rápidas de carga e geração fotovoltaica (FV). As correntes de referência da bateria i_{bat}^* e do supercapacitor i_{SC}^* são obtidas a partir desse processo de filtragem e separação de componentes de alta frequência e baixa frequência.

Para a fonte fotovoltaica, a referência de corrente i_{FV}^* é gerada através do MPPT, que utiliza as medições de tensão v_{FV} e corrente i_{FV} para determinar o ponto ótimo de operação da fonte.

4.2.4 MOP-3: Modo Conectado à Rede com injeção de potência FV e Controle de potência da bateria e recuperação de tensão do SC

O MOP-3 opera de maneira similar ao MOP-2, porém, o foco no controle da potência fica a cargo da bateria, e a malha de controle do SC realiza a recuperação de tensão. Este modo prioriza a estabilização da tensão do SC para futuras dinâmicas de carga, mantendo a estabilidade da tensão e minimizando flutuações do barramento CC.

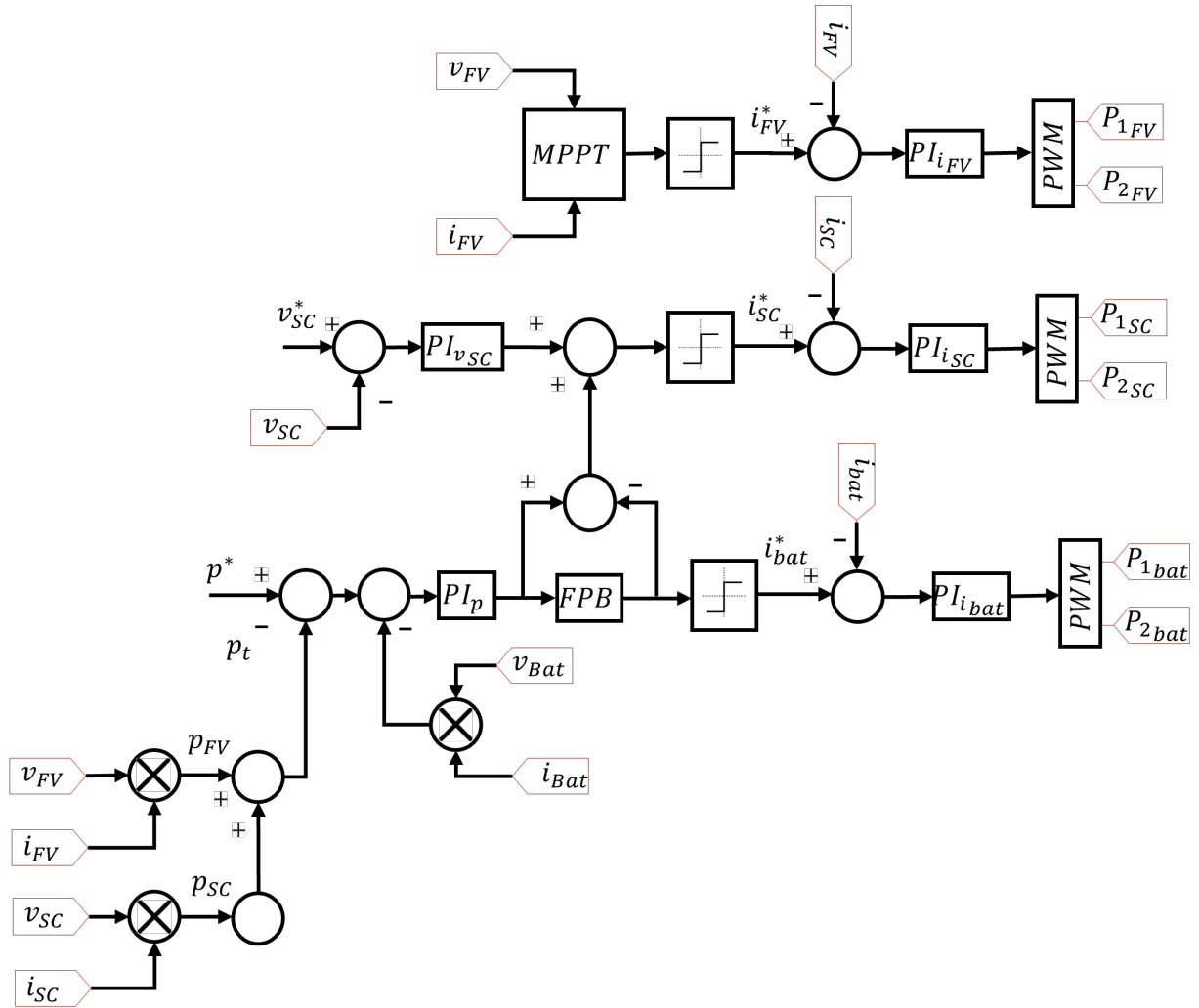
A Figura 68 ilustra o controle utilizado nesse modo.

Neste modo de operação, as potências instantâneas da fonte fotovoltaica e do supercapacitor são calculadas a partir da multiplicação de suas tensões e correntes, resultando nas potências p_{FV} e p_{SC} , respectivamente. Essas potências são somadas $p_t = p_{FV} + p_{SC}$, e o resultado é comparado com a referência de potência desejada p^* . O erro obtido é processado pelo controlador proporcional-integral PI_p , cuja saída corresponde à corrente de referência da bateria i_{bat}^* . A corrente de referência da bateria i_{bat}^* é comparada com a corrente medida da bateria i_{bat} , e o erro é processado pelo controlador $PI_{i_{bat}}$. A saída deste controlador atua no modulador PWM. Essa malha é utilizada para regular o fluxo de energia da bateria, permitindo o atendimento da demanda de potência do sistema.

Na malha de controle central, observa-se o controle do supercapacitor. A tensão medida v_{SC} é comparada com a referência v_{SC}^* , e o erro é processado pelo controlador $PI_{v_{SC}}$, cuja saída corresponde à corrente de referência i_{SC}^* . Esta corrente é comparada com a corrente medida i_{SC} , e o erro obtido é processado pelo controlador $PI_{i_{SC}}$.

Por fim, na malha superior da Figura 68, encontra-se o controle da fonte FV. As medições de tensão v_{FV} e corrente i_{FV} são aplicadas ao (MPPT), o qual determina a corrente de referência i_{FV}^* . Esta corrente é comparada com a corrente medida i_{FV} , e o

Figura 68 – Diagrama esquemático do MOP-3: controle de tensão focado em cenários com alta penetração renovável.



Fonte: Autor

erro resultante é processado pelo controlador proporcional-integral $PI_{i_{FV}}$.

A arquitetura apresentada permite o controle coordenado das diferentes fontes de energia, assegurando a operação ótima da fonte fotovoltaica, a regulação da tensão do supercapacitor e o controle dinâmico da potência da bateria.

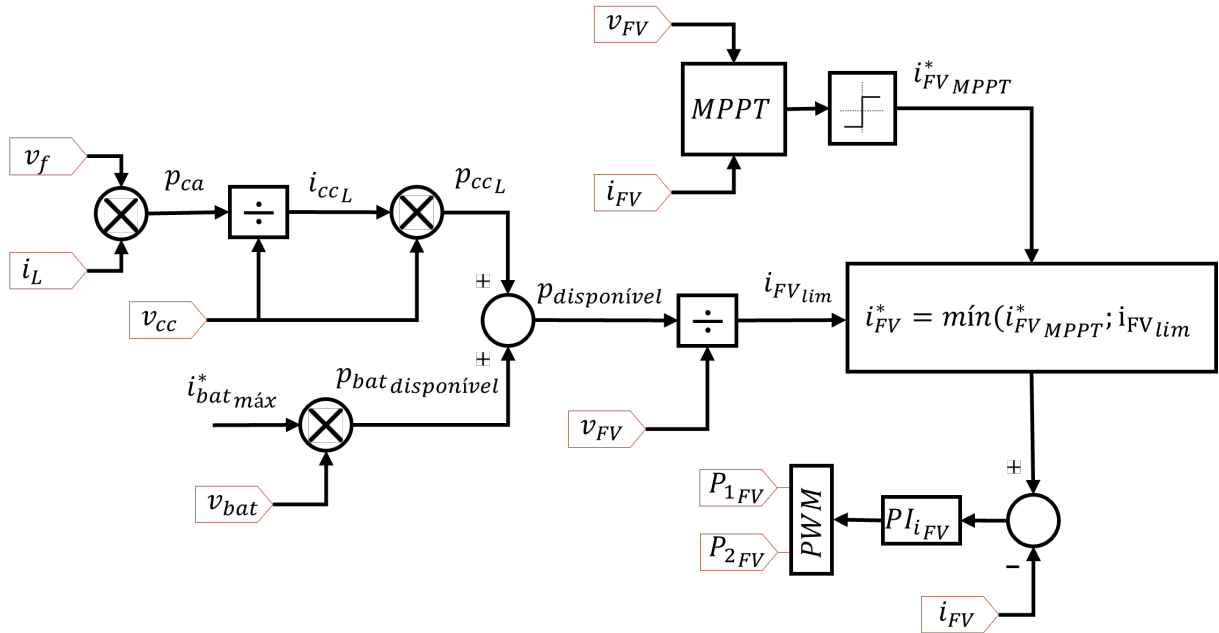
4.2.5 MOP-VSI: Modo Desconectado da Rede (Ilhado) com Controle de Tensão CA

No MOP-VSI, a NR-UPQC opera no modo isolado da rede elétrica, assumindo a função de um inversor fonte de tensão (VSI) responsável por regular a tensão CA para as cargas locais. O sistema de armazenamento e geração fotovoltaica controla o barramento CC, garantindo a alimentação contínua das cargas durante a condição de ilhamento.

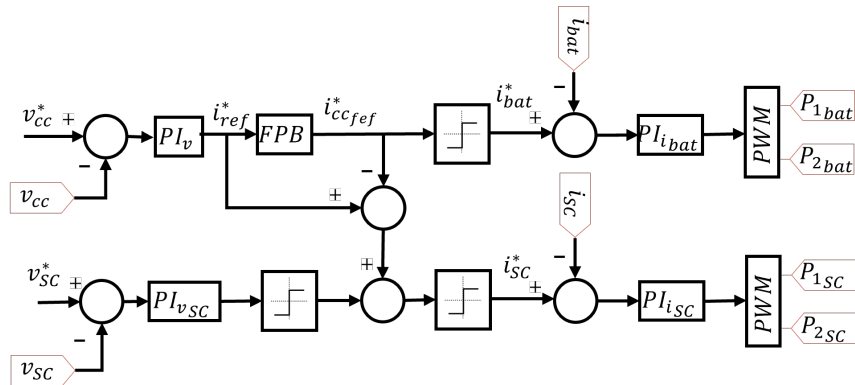
A Figura 69 apresenta o diagrama funcional deste modo de operação.

A Figura 69a é responsável por limitar dinamicamente a corrente de referência

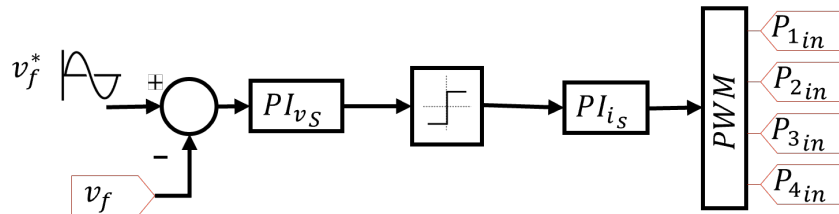
Figura 69 – Estratégia de controle no modo de operação ilhado - VSI



(a) Malha de controle do sistema FV com saturação do MPPT.



(b) Malha de controle de tensão do barramento CC e SC.



(c) Malha de controle de tensão CA na saída do inversor full-bridge.

do gerador fotovoltaico i_{FV}^* com base na capacidade máxima de absorção da bateria e no consumo da carga. Esse saturador visa evitar a injeção de potência excedente no barramento CC, assegurando a operação segura do sistema isolado.

Inicialmente, a potência instantânea consumida pela carga p_{ca} é calculada a partir da multiplicação da tensão de saída v_f pela corrente da carga i_L . Paralelamente, a potência do barramento CC p_{ccL} é determinada por meio da multiplicação da tensão do barramento v_{cc} pela corrente i_{ccL} . A potência máxima disponível para carga da bateria $p_{bat_{disponivel}}$ é calculada com base na corrente máxima admissível de carga da bateria $i_{bat_{max}}^*$ (obtida do manual da bateria) multiplicada pela tensão instantânea da bateria v_{bat} , conforme a expressão:

$$p_{bat_{disponivel}} = i_{bat_{max}}^* \cdot v_{bat} \quad (149)$$

A potência total disponível $p_{disponivel}$ é calculada pela soma da potência da carga p_{ccL} com potência máxima disponível da bateria $p_{bat_{disponivel}}$.

$$p_{disponivel} = p_{ca} + p_{bat_{disponivel}} \quad (150)$$

Com a potência disponível $p_{disponivel}$, é possível calcular o limite da corrente fotovoltaica $i_{FV_{lim}}$ dividindo essa potência pela tensão do gerador fotovoltaico v_{FV} :

$$i_{FV_{lim}} = \frac{p_{disponivel}}{v_{FV}} \quad (151)$$

Em paralelo, o bloco de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) determina a corrente de referência $i_{FV_{MPPT}}^*$ baseada nas medições de tensão v_{FV} e corrente i_{FV} do arranjo fotovoltaico. A corrente final de referência i_{FV}^* injetada pelo gerador fotovoltaico é definida como o menor valor entre a corrente calculada pelo MPPT e o limite de corrente $i_{FV_{lim}}$, conforme:

$$i_{FV}^* = \min(i_{FV_{MPPT}}^*, i_{FV_{lim}}) \quad (152)$$

A corrente de referência i_{FV}^* é então comparada com a corrente medida i_{FV} , sendo o erro processado por um controlador $PI_{i_{FV}}$.

Essa estratégia possibilita a priorização do consumo da energia gerada pelo arranjo fotovoltaico, limitando dinamicamente a geração para evitar a sobrecarga do barramento CC quando a bateria atinge sua capacidade máxima de absorção. O controle permite a estabilidade da tensão do barramento e protege os dispositivos conectados, mantendo o equilíbrio da NR-UPQC isolada.

A operação de um sistema FV isolado com bateria requer um controle que priorize o consumo da energia gerada pela fonte FV, mantendo a tensão do barramento CC estável e evitando a sobrecarga da bateria. Para isso, adota-se uma lógica de supervisão que monitora o estado de carga (SoC) da bateria e sua tensão terminal, limitando a potência

extraída do gerador fotovoltaico quando a bateria atinge sua capacidade máxima de armazenamento.

A Figura 69b apresenta o diagrama de controle integrado da bateria para regulação da tensão do barramento CC e da tensão do supercapacitor.

No controle da tensão do barramento CC, a tensão medida v_{cc} é comparada com a referência v_{cc}^* , e o erro é processado pelo controlador PI_v . A saída desse controlador é a corrente de referência i_{ref} , que passa por um filtro passa-baixa (FPB), resultando na corrente filtrada i_{ccref} , utilizada para estabilização da tensão do barramento.

A corrente de referência i_{ref}^* passa por um filtro passa-baixa (FPB) para separar a componente CC, resultando na corrente i_{ccref} . Essa corrente é utilizada para o controle da corrente da bateria e para a obtenção da parcela de alta frequência i_{ccca} , obtida a partir da subtração do FPB ($i_{ca_{ref}}^* = i_{ref}^* - i_{ccref}^*$). A corrente $i_{ca_{ref}}^*$ é somada a corrente de referência gerada pelo controlador $PI_{v_{SC}}$ formando a corrente i_{SC}^* . Assim, o sistema de controle (SC) assume a oscilação de alta frequência do sistema, atuando nas dinâmicas rápidas de carga. As correntes de referência da bateria i_{bat}^* e do supercapacitor i_{SC}^* são obtidas a partir desse processo de filtragem e separação de componentes de alta frequência e baixa frequência.

A estratégia de controle apresentada permite a atuação cooperativa entre a bateria e o supercapacitor, permitindo a regulação da tensão do barramento CC e da tensão do supercapacitor, ao mesmo tempo em que distribui a demanda de corrente de forma coordenada entre os dispositivos de armazenamento.

A Figura 69c apresenta o diagrama da malha de controle da tensão de saída em corrente alternada (CA), responsável por regular a tensão fornecida pelo inversor ao ponto de acoplamento com a carga.

Inicialmente, a tensão medida v_f na saída CA é comparada com a referência de tensão v_f^* , gerando um erro de tensão. Esse erro é processado pelo controlador proporcional-integral PI_{v_s} , cuja saída corresponde à corrente de referência da malha de controle de corrente. A corrente de referência é então processada pelo controlador PI_{i_s} , que gera o sinal de controle a ser aplicado ao modulador PWM.

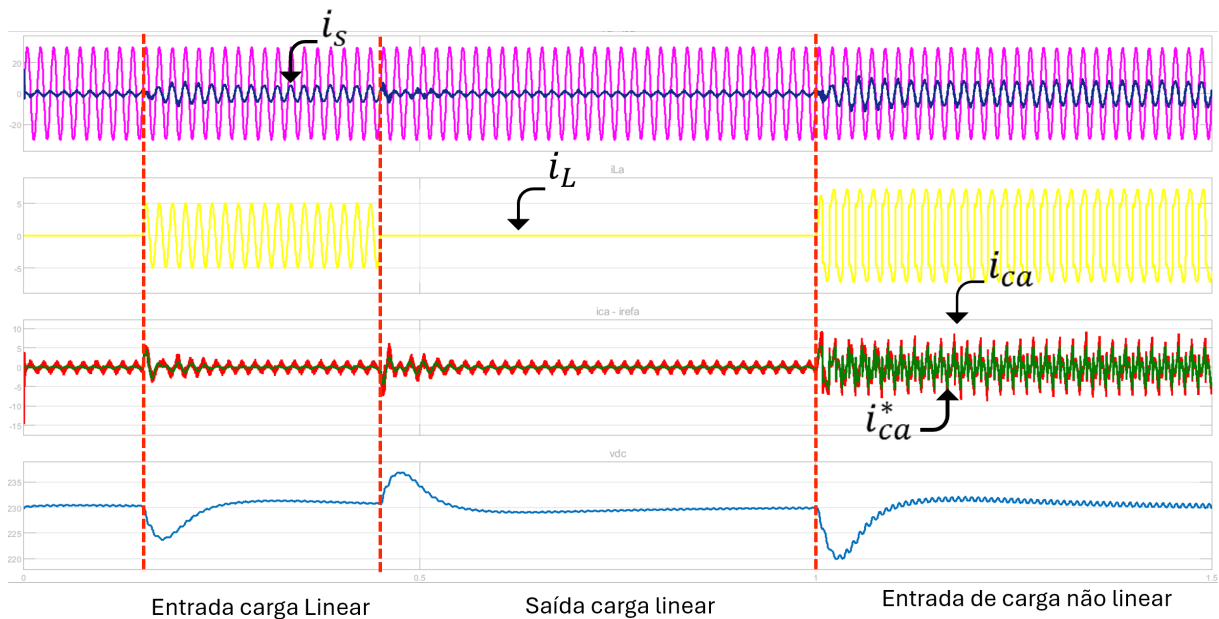
A saída do PWM corresponde aos sinais de chaveamento aplicados ao inversor, permitindo que a corrente de saída siga a referência definida pelo controle de tensão. Essa arquitetura de controle assegura a regulação da tensão CA no ponto de acoplamento, atendendo as necessidades da carga.

4.2.6 Resultados do MOP-FAP.

A Figura 70 mostra a NR-UPQC operando no MOP-FAP. Nesse modo de operação o sistema opera somente como filtro ativo, fazendo a compensação de harmônicos e reativos no PAC.

É possível observar na Figura 70, que a corrente drenada da rede i_S é apenas

Figura 70 – Correntes de carga, rede e compensação no MOP-FAP



Fonte: Autor

a necessária para manter o controle do barramento CC. Em 0,15s há uma entrada de carga linear i_L e a corrente drenada da rede aumenta. Nesse instante é possível observar que a tensão do barramento cc v_{cc} sofre uma queda, porém se restabelece ao valor de referência de 230V. Já no instante 0,45s a carga é desconectada, e o barramento cc oscila com um aumento de tensão. Por fim, no instante de 1s há uma entrada de uma carga não linear. Neste instante a corrente da carga apresenta alta taxa de distorção harmônica porém, a NR-UPQC opera como FAP injetando uma corrente de compensação que atenua a característica de corrente drenada da rede elétrica i_s .

A Figura 71 mostra a taxa de distorção harmônica no PAC sem compensação e compensada.

É possível observar na Figura que a TDH era de 32,88%. Já após a compensação a TDH passa a ser 3,82% o que indica a melhoria do característica da corrente do PAC com o MOP-FAP da NR-UPQC.

4.2.7 Resultados do MOP-1.

No MOP-1, a fonte de energia fotovoltaica (FV) fornecerá potência ao sistema da NR-UPQC enquanto a bateria e o supercapacitor (SC) são carregados. Nesse modo a prioridade é manter a bateria carregada e o SC para momentos futuros de demanda de carga. A Figura 72 mostra a dinâmica do sistema nesse modo.

A Figura 73 apresenta o detalhe da injeção de corrente i_s na rede, no instante em que apenas a geração fotovoltaica (FV) está presente na rede elétrica.

Nos primeiros 0.5s de simulação, apenas a bateria e SC iniciam sendo carregadas.

Figura 71 – Taxa de distorção harmônica das corrente no MOP-FAP

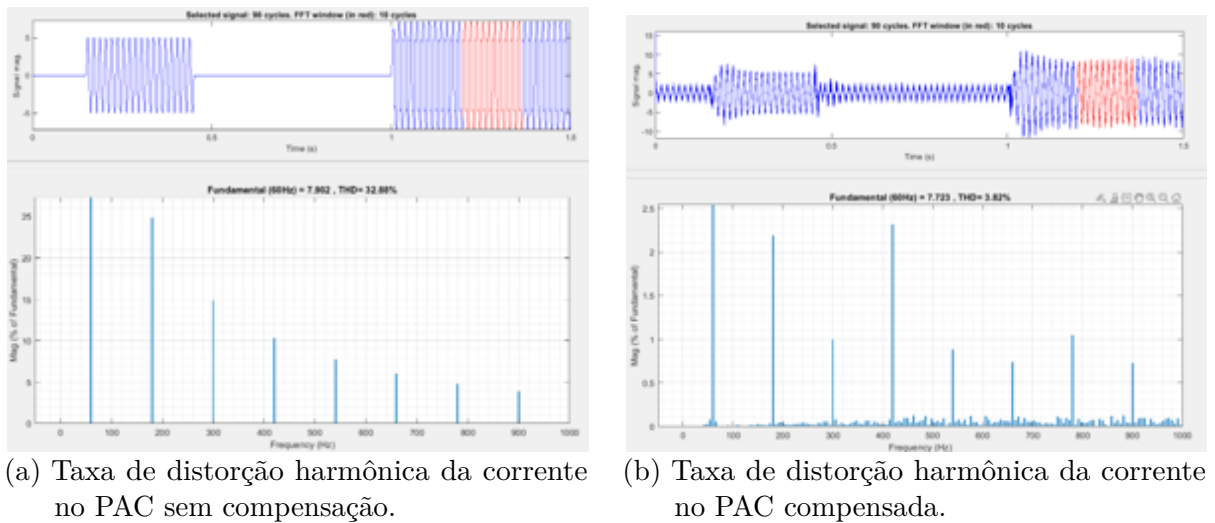
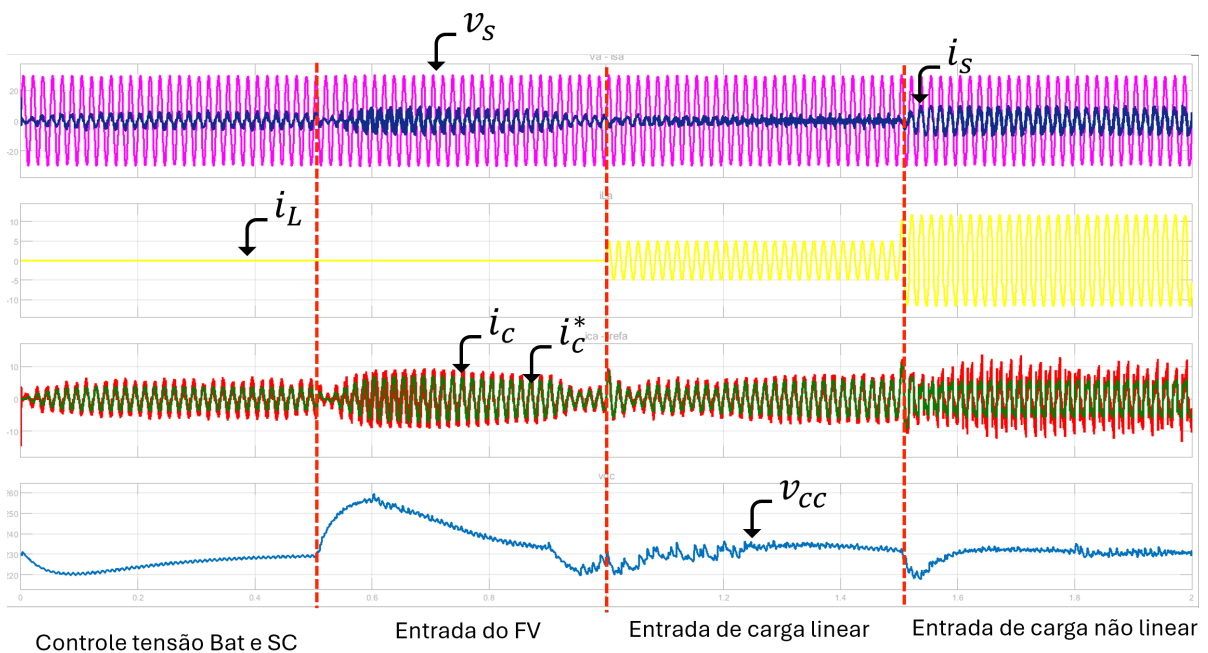


Figura 72 – Correntes de carga, rede e compensação no MOP-1



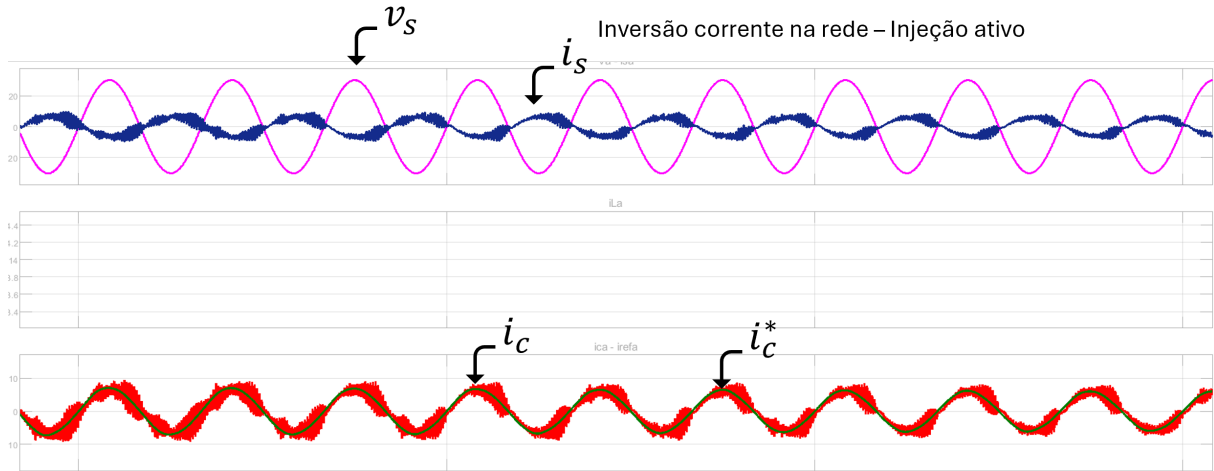
Fonte: Autor

No instante de 0,5s o sistema FV inicia a injeção de potência no barramento CC. Já no instante de 1s e 1,5s as cargas linear e não linear são coectadas.

4.2.8 Resultados do MOP-2.

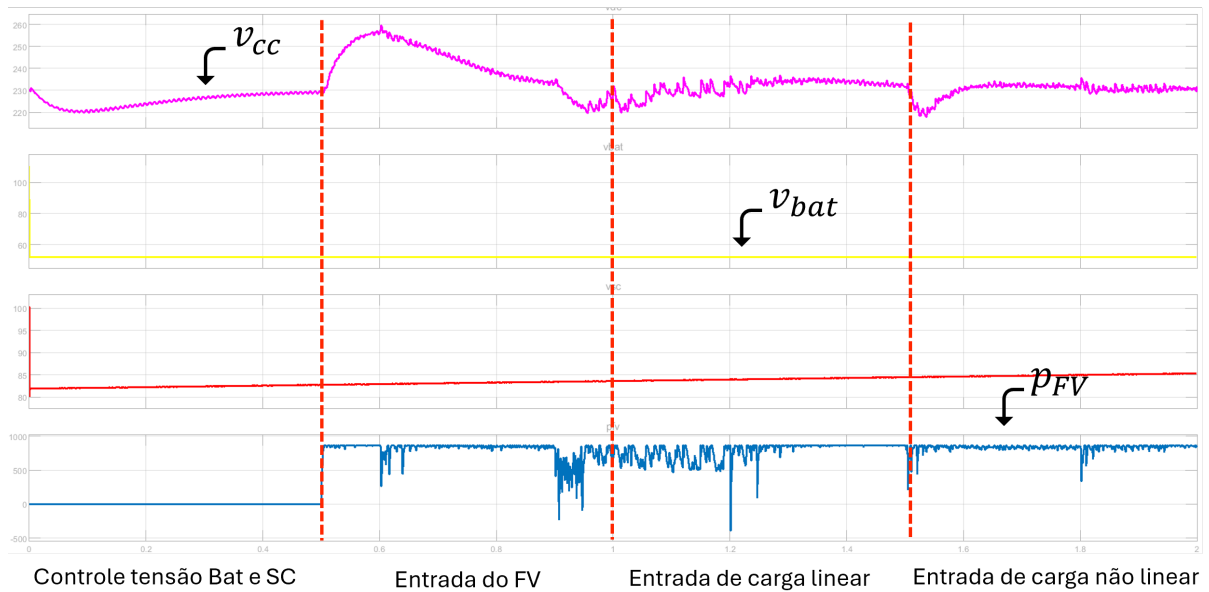
Na Figura 75 são apresentados os resultados da operação do sistema NR-UPQC no modo MOP-2, sob controle de potência ativa regulada. Na primeira região, de 0 a 0,5 s, observa-se a operação em vazio, com ausência de demanda de potência e, conseqüentemente, inexistência de corrente de carga, mantendo apenas o barramento CC. Na segunda região,

Figura 73 – Corrente injetada na rede e de compensação no MOP-1



Fonte: Autor

Figura 74 – Correntes de carga, rede e compensação no MOP-1

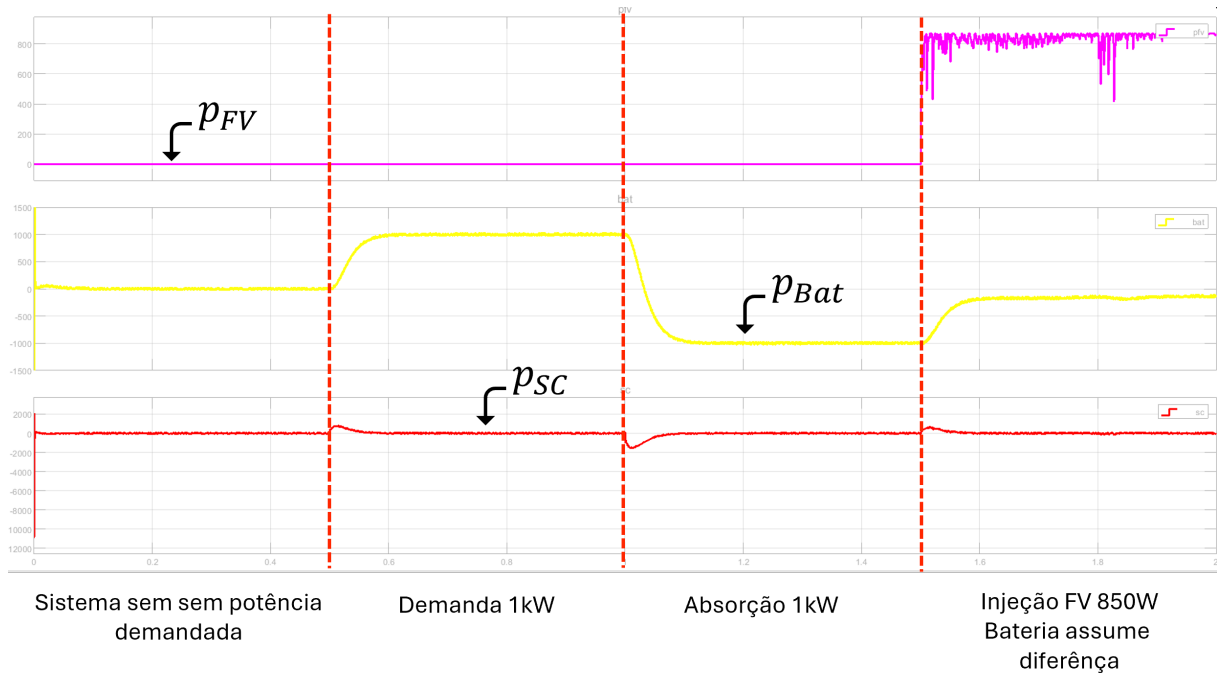


Fonte: Autor

de 0,5 s a 1 s, é inserida uma carga com demanda de 1 kW, permitindo a observação da atuação do compensador, onde a potência da bateria responde de forma mais lenta que a potência do supercapacitor (SC), como esperado. A terceira região, de 1 s até 1,5 s, representa a absorção de potência por parte da bateria de 1 kW (comportamento regenerativo), na qual a corrente do sistema se inverte e o compensador atua absorvendo a potência correspondente. Já na quarta região, verifica-se a injeção de 850 W pelo arranjo fotovoltaico (P_{FV}), sendo a diferença complementada pela bateria (P_{Bat}). O supercapacitor (P_{SC}) atua em todas as transições, suavizando as variações rápidas no barramento CC.

Já a Figura 76 demonstra as dinâmicas das correntes da rede durante o despacho e

Figura 75 – Dinâmica das potências no MOP-2



Fonte: Autor

absorção de potência por parte do sistema.

4.2.9 Resultados do MOP-3.

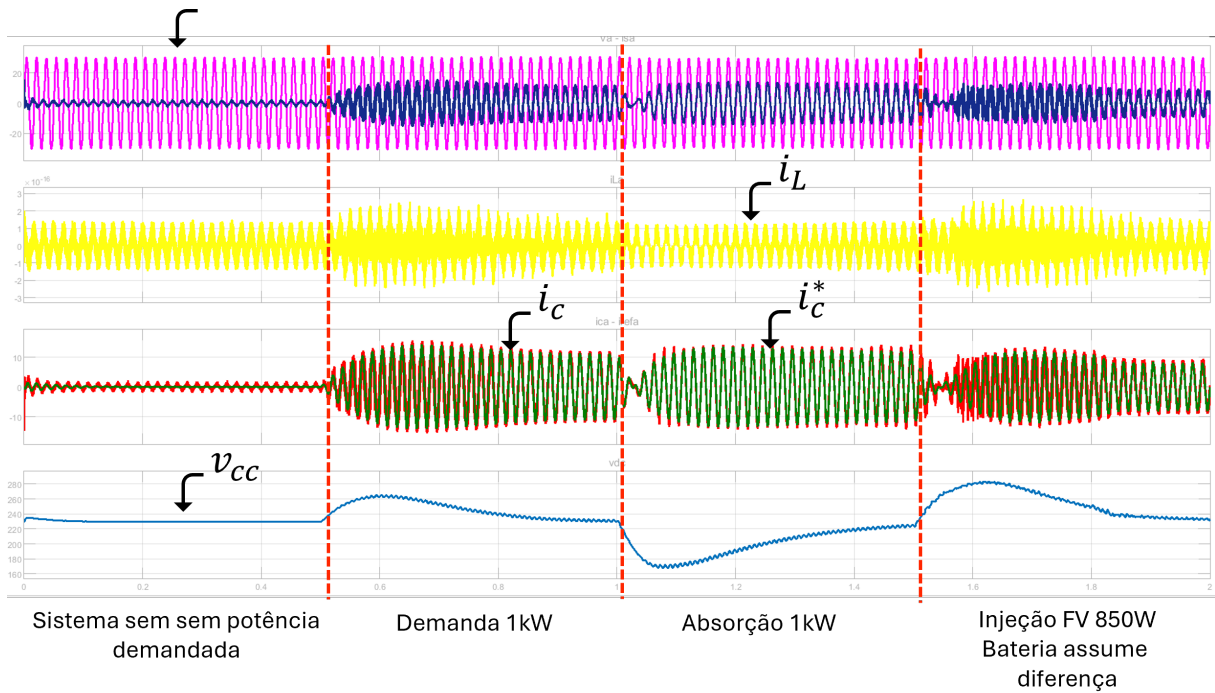
As Figuras 77 e 78 apresentam a dinâmica das correntes de carga (i_L), rede (i_S) e compensação (i_c) no MOP-3, em que a NR-UPQC opera com integração simultânea da geração fotovoltaica (FV), bateria e supercapacitor (SC), com controle cooperativo das fontes de armazenamento. Observa-se que o sistema consegue manter o equilíbrio energético mesmo com inserções abruptas de carga e variações do perfil de geração.

A corrente de compensação atua efetivamente para suprimir os componentes harmônicos e desequilíbrios introduzidos pela carga não linear, conforme evidenciado pela forma de onda suave da corrente de rede. A arquitetura de controle implementada permite que o SC absorva rapidamente as dinâmicas transitórias, enquanto a bateria contribui com a compensação de potência de baixa frequência, garantindo a estabilidade da tensão do barramento CC e evitando variações abruptas na corrente drenada da rede.

4.2.10 Resultados do MOP-VSI.

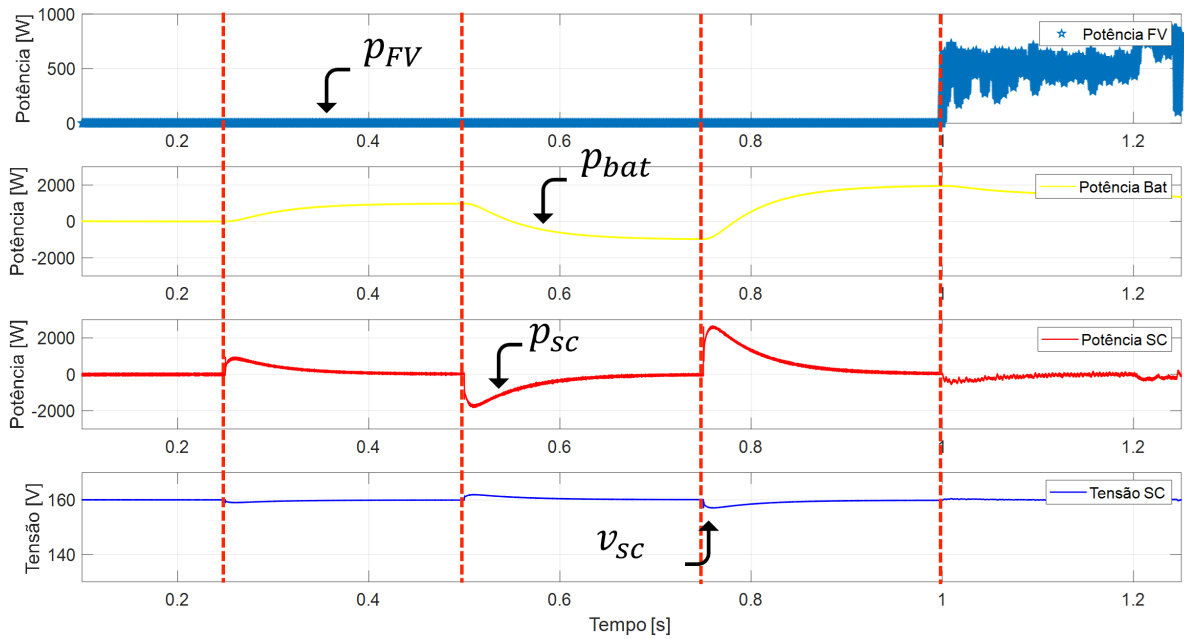
As Figuras 79, 80 e 81 ilustram os resultados obtidos para o modo de operação ilhado MOP-VSI, no qual a NR-UPQC atua como fonte autônoma de tensão, regulando diretamente a tensão alternada no ponto de acoplamento com a carga.

Figura 76 – Dinâmica das Correntes de carga, rede e compensação no MOP-2



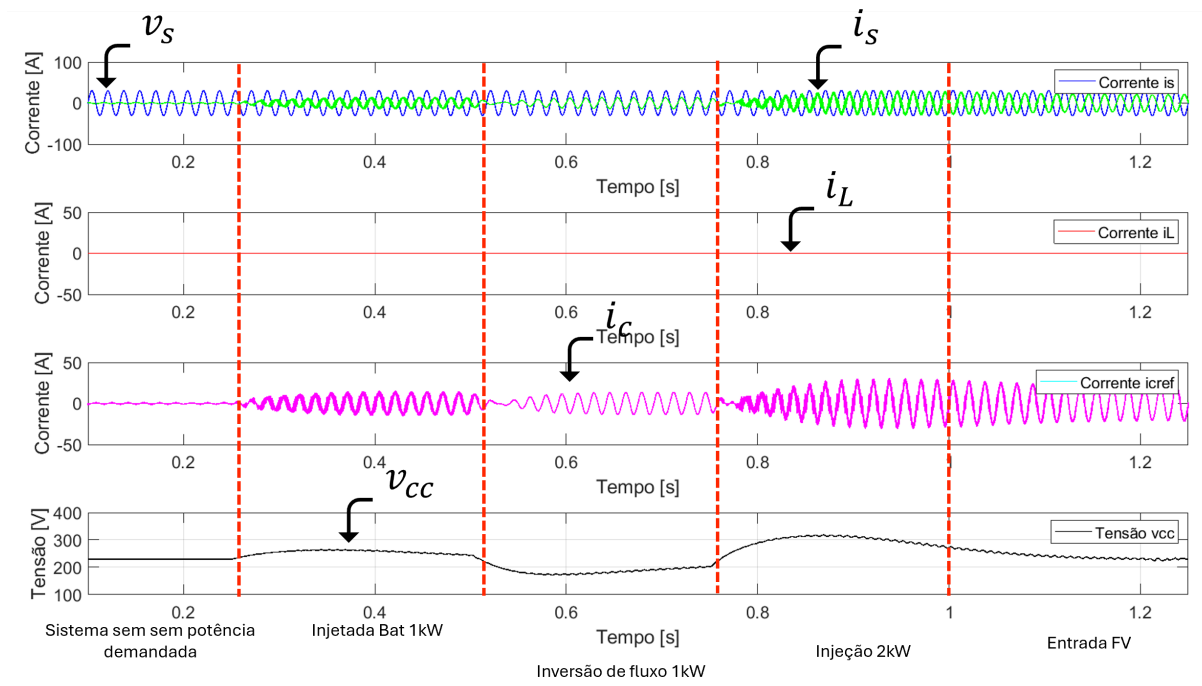
Fonte: Autor

Figura 77 – Dinâmica das Correntes de carga, rede e compensação no MOP-3



Fonte: Autor

Figura 78 – Dinâmica das Correntes de carga, rede e compensação no MOP-3



Fonte: Autor

A Figura 79 mostra a dinâmica das potências ativa e reativa fornecidas pelo sistema. Nota-se uma resposta rápida do controle de tensão, mesmo durante transições de carga. A potência ativa é fornecida de forma contínua, enquanto a reativa é ajustada conforme a necessidade da carga conectada.

A Figura 80 apresenta a tensão CA e a corrente da carga durante a operação com carga linear. Observa-se que a forma de onda da tensão mantém-se senoidal e estável, com variações mínimas mesmo em presença de flutuações de corrente.

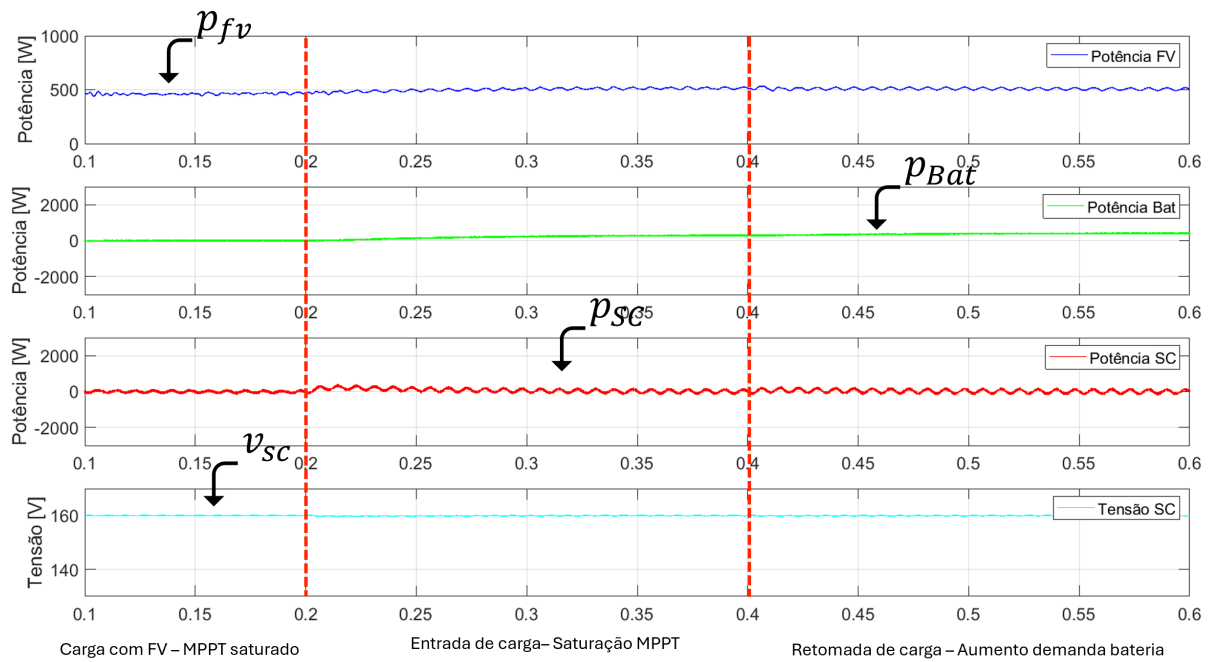
Na Figura 81, é introduzida uma carga não linear, que distorce a forma de onda da corrente. Ainda assim, o controlador VSI da NR-UPQC consegue manter a tensão de saída com baixa distorção harmônica, demonstrando a robustez do sistema frente a cargas desbalanceadas e não lineares.

4.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A análise dos modos de operação da NR-UPQC evidenciou a flexibilidade, robustez e eficiência da arquitetura proposta, tanto em cenários de fornecimento de energia quanto em condições de melhoria da qualidade da energia elétrica.

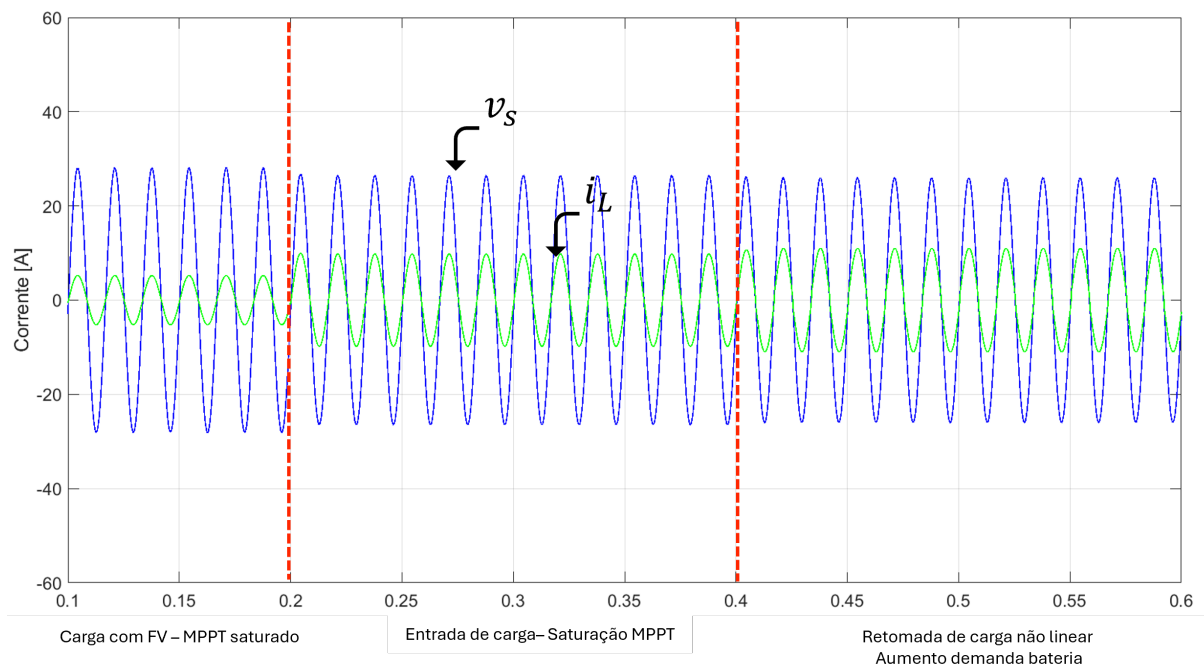
No MOP-FAP, a operação da NR-UPQC como filtro ativo de potência demonstrou sua capacidade de mitigar distúrbios harmônicos e compensar potência reativa, mesmo sem a presença de fontes de geração ou armazenamento. A taxa de distorção harmônica total (TDH) da corrente no ponto de acoplamento comum (PAC) foi reduzida de 32,88%

Figura 79 – Dinâmica das potências no MOP-VSI



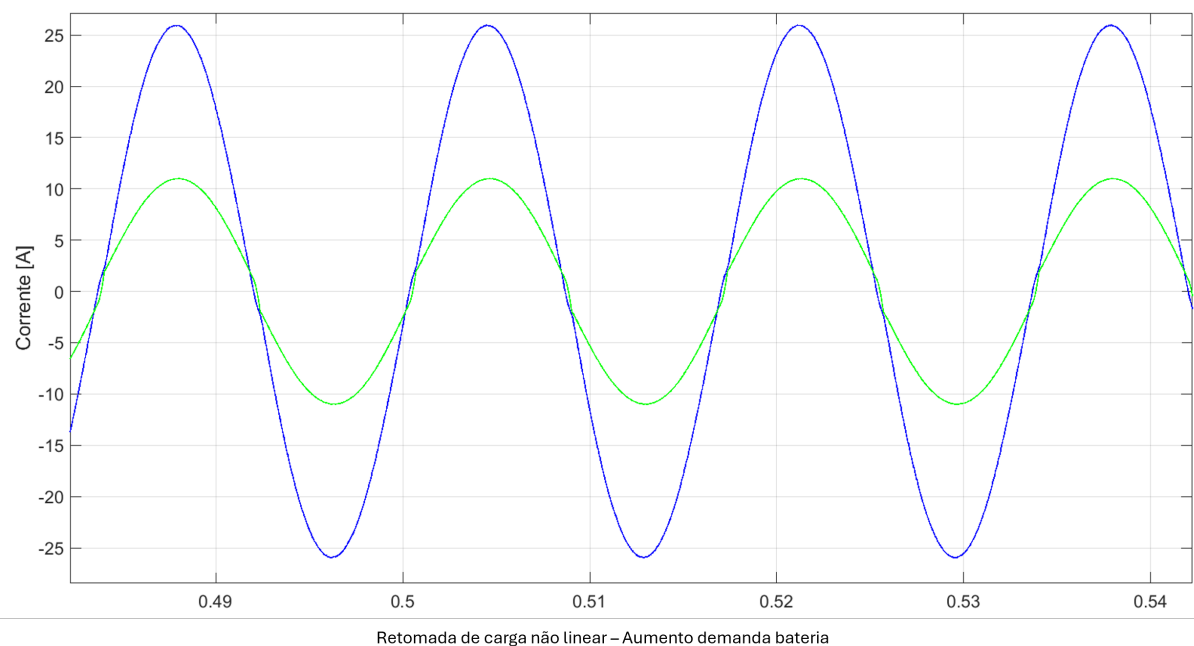
Fonte: Autor

Figura 80 – Tensão controlada e corrente na carga



Fonte: Autor

Figura 81 – Tensão controlada e corrente na carga não linear



Fonte: Autor

para 3,82%, evidenciando a atuação eficiente do inversor full-bridge e do controle em referencial síncrono na melhoria da qualidade da corrente. Esse resultado é particularmente relevante quando comparado aos limites estabelecidos pelas normas técnicas: de acordo com a IEEE Std 519-2014, o limite recomendado de TDH para sistemas com corrente de carga inferior a 16 A é de até 5%, enquanto a norma IEC 61000-3-2 estabelece limites ainda mais rigorosos para harmônicos individuais de baixa ordem. Assim, o valor final obtido de 3,82% encontra-se confortavelmente dentro dos requisitos normativos, demonstrando que a NR-UPQC é capaz de atender aos critérios de conformidade com padrões internacionais de qualidade de energia elétrica.

O MOP-1 introduziu a geração fotovoltaica no sistema, inicialmente utilizada para carregar a bateria de lítio e o supercapacitor. Os resultados mostraram que, a partir de 0,5 s de simulação, a fonte FV iniciou a injeção de potência no barramento CC, mantendo sua estabilidade mesmo com a inserção sequencial de cargas lineares e não lineares. O sistema conseguiu gerenciar essas variações sem impacto significativo na tensão do barramento, indicando uma boa resposta dos controladores PI de corrente e tensão.

No MOP-2, a estratégia de despacho energético se destacou pelo gerenciamento inteligente entre as três fontes: FV, bateria e SC. Durante as transições de carga e geração, observou-se que o supercapacitor foi responsável por suavizar as variações rápidas, enquanto a bateria atuou de forma mais lenta, conforme o previsto em sua modelagem. Este comportamento é fundamental para reduzir o estresse nos elementos de armazenamento, prolongando sua vida útil. A capacidade de a NR-UPQC operar em regime regenerativo (absorção de potência) também foi verificada, o que amplia seu potencial para cenários

com fluxo bidirecional de energia.

O MOP-3 demonstrou o controle de potência da bateria e a estabilização do barramento CC por meio do supercapacitor em cenários com alta penetração fotovoltaica. A dinâmica entre as fontes mostrou-se eficiente em manter o equilíbrio energético, com o SC assumindo a maior parte das dinâmicas transitórias e a bateria fornecendo a componente de baixa frequência da potência. Essa separação de faixas de atuação reforça a complementaridade entre as tecnologias de armazenamento.

No MOP-VSI, a NR-UPQC operou desconectada da rede elétrica, assumindo a função de inversor fonte de tensão (VSI). Neste modo, o controle da tensão CA foi mantido mesmo com variações nas cargas e geração. Um ponto relevante foi a implementação de um limitador dinâmico da corrente de referência do gerador FV, com base na capacidade da bateria, evitando a saturação do barramento CC. Tal estratégia mostrou-se eficaz em preservar a integridade do sistema durante a operação em modo isolado.

Adicionalmente, as **transições entre modos de operação** foram realizadas sem instabilidades perceptíveis, validando o controle hierárquico implementado. A separação entre malhas de tensão e corrente em cada subsistema (FV, bateria e SC) permitiu reconfigurações dinâmicas do sistema sem perda de desempenho ou colapso de tensão.

Em suma, os resultados confirmam que a NR-UPQC é uma solução eficaz para a integração de geração renovável distribuída, sistemas de armazenamento e controle ativo de qualidade de energia. Sua estrutura modular, combinada ao controle hierárquico desacoplado, permite ampla adaptabilidade para diferentes perfis de carga, condições operacionais e exigências normativas.

4.3.1 Disponibilização da Ferramenta no IEEE DataPort

Com o intuito de promover a ciência aberta e ampliar o impacto acadêmico e técnico da presente pesquisa, o modelo completo da NR-UPQC com funcionalidades foi documentado e disponibilizado publicamente na plataforma *IEEE DataPort*.¹ A iniciativa visa facilitar o acesso de pesquisadores, engenheiros e estudantes à ferramenta desenvolvida, permitindo sua replicação, validação e posterior extensão em novos estudos e aplicações.

O repositório inclui:

- **Arquivos do modelo:** Implementação completa no ambiente *MATLAB/Simulink*, com parametrização modular e adaptável;
- **Casos de teste:** Conjunto de simulações com diferentes modos de operação (MOP's Conectado e isolado), servindo como referência para validação do sistema;
- **Resultados de simulação:** Arquivos de saída correspondentes aos casos demonstrativos, com variáveis monitoradas e comparativos de desempenho.

¹ <https://ieee-dataport.org>

A disponibilização da ferramenta representa uma das principais contribuições deste trabalho, fomentando a reprodutibilidade científica e incentivando o uso de modelos abertos para estudo e desenvolvimento de sistemas de gerenciamento de NR.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Esta tese apresentou o desenvolvimento, modelagem e simulação de uma nanorede monofásica com capacidade de condicionamento de qualidade de energia e gerenciamento energético, denominada NR-UPQC. A estrutura proposta integra sistemas de geração fotovoltaica, armazenamento eletroquímico (bateria de lítio) e eletrostático (supercapacitor), conectados a um barramento CC, com controle hierárquico e algoritmos dedicados para rastreamento do ponto de máxima potência, controle de tensão, corrente e potência.

A modelagem detalhada dos conversores eletrônicos de potência, das estratégias de controle para os diferentes modos de operação (MOPs), bem como os resultados de simulação, permitiram verificar o comportamento dinâmico da NR-UPQC em cinco cenários distintos:

- **MOP-FAP:** Condicionamento de qualidade de energia sem geração ou armazenamento;
- **MOP-1:** Injeção de potência FV com controle de tensão da bateria e SC;
- **MOP-2:** Controle de despacho energético com múltiplas fontes;
- **MOP-3:** Operação com controle de potência da bateria e SC;
- **MOP-VSI:** Operação em modo ilhado com controle de tensão CA.

As simulações evidenciaram que a arquitetura é capaz de:

- Executar o compartilhamento dinâmico de potência entre as fontes;
- Suavizar variações abruptas de potência através da atuação do supercapacitor;
- Operar de forma estável tanto em regime conectado quanto ilhado;
- Reduzir significativamente a distorção harmônica das correntes no ponto de acoplamento comum;
- Adaptar-se a diferentes cenários operacionais e de carga com alta robustez.

Além disso, destaca-se como principal contribuição a **plataforma de simulação baseada em ciência aberta**, desenvolvida em *MATLAB/Simulink*, com estrutura modular, adaptável a diferentes algoritmos de controle e perfis reais de operação, fomentando a reprodutibilidade científica e o uso educacional e técnico.

PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Como proposta de continuidade para este trabalho, propõe-se:

- **Validação Experimental:** Construção de uma bancada de testes em escala reduzida ou protótipo real para validação em *Hardware-in-the-Loop* (HIL), com uso de plataformas como dSPACE ou RTDS;
- **Implementação em Tempo Real:** Migração do código de controle para implementação em FPGA ou DSP visando aplicações embarcadas;

- **Ampliação para Multifásico:** Extensão do modelo para sistemas trifásicos e análise de operação em redes com desbalanceamento e harmônicos de múltiplas ordens;
- **Integração de Inteligência Artificial:** Emprego de técnicas como aprendizado por reforço, lógica fuzzy ou redes neurais para tomada de decisão nos modos de operação e despacho energético;
- **Análise Econômica e de Confiabilidade:** Avaliação de indicadores econômicos (TIR, VPL) e de confiabilidade (MTBF, tempo de recuperação) para aplicações em comunidades isoladas ou zonas urbanas vulneráveis;
- **Publicação e Compartilhamento:** Submissão formal da plataforma desenvolvida ao repositório *IEEE Dataport*, com documentação técnica, manuais de uso e banco de dados de casos de teste;
- **Compatibilização com Outras Ferramentas:** Tradução do modelo para plataformas como OpenDSS, PSCAD ou ambientes baseados em Python, ampliando o acesso e a integração com outros sistemas.

Com isso, esta pesquisa se estabelece como um passo importante na consolidação de nanoredes inteligentes, modulares e resilientes para o contexto de sistemas elétricos distribuídos e descentralizados.

REFERÊNCIAS

- ACUMULADORES MOURA S.A. **Manual Técnico - Linha Estacionária Moura Lítio Série MLF**. Belo Jardim, PE, 2021. Versão 2, emitido em 26 de junho de 2021. Disponível em: https://s34918.pcdn.co/wp-content/uploads/2023/01/PT_Manual-MLF.pdf?utm_source=chatgpt.com#page=3.32.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 956, de 9 de dezembro de 2021**. Brasília, DF: [s.n.], 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em: 26 abr. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2024**. [S.l.: s.n.], 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2024>. Acesso em: 27 abr. 2025. Notícia institucional.
- AKAGI, Hirofumi. Active harmonic filters. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 93, n. 12, p. 2128–2141, 2005.
- AKAGI, Hirufumi. Large static converters for industry and utility applications. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 89, n. 6, p. 976–983, 2001.
- AKBARI, Ehsan; ZARE GHALEH SEYYEDI, Abbas. Multi-functional voltage and current based enhancement of power quality in grid-connected microgrids considering harmonics. **Heliyon**, v. 10, n. 4, e26008, 2024. ISSN 2405-8440.
- ANGÉLICO, Bruno A; CAMPANHOL, Leonardo BG; OLIVEIRA DA SILVA, Sérgio A. Proportional–integral/proportional–integral–derivative tuning procedure of a single-phase shunt active power filter using Bode diagram. **IET Power Electronics**, Wiley Online Library, v. 7, n. 10, p. 2647–2659, 2014.
- AQUILA, Giancarlo; OLIVEIRA PAMPLONA, Edson de; QUEIROZ, Anderson Rodrigo de; JUNIOR, Paulo Rotela; FONSECA, Marcelo Nunes. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 70, p. 1090–1098, 2017.

ARMAND, Michel; TARASCON, J-M. Building better batteries. **nature**, Nature Publishing Group UK London, v. 451, n. 7179, p. 652–657, 2008.

ASNA, M; HUSSAIN, CK Sakkeer. Analysis of three phase quadratic boost derived hybrid converter. *In: IEEE. 2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*. [S.l.: s.n.], 2017. P. 2327–2331.

ASNIL, Asnil; NAZIR, Refdinal; KRISMADINATA, Krismadinata; SONNI, Muhammad Nasir. Performance Analysis of an Incremental Conductance MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems Under Rapid Irradiance Changes. **TEM Journal**, v. 13, n. 2, 2024.

BAGEWADI, Milind D; DAMBHARE, Sanjay S. A Buck-Boost topology based hybrid converter for standalone nanogrid applications. *In: IEEE. 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*. [S.l.: s.n.], 2017. P. 502–506.

BARUA, Sujoy; PATHAN, Anuar; SIDDIKI, Mehedi; HASSAN, Md. **Performance Analysis of Industrial Battery**. Mai. 2009. Tese (Doutorado).

BASAK, Prasenjit; CHOWDHURY, S; DEY, S Halder nee; CHOWDHURY, SP. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 8, p. 5545–5556, 2012.

BENATO, Roberto; COSCIANI, Nicola; CRUGNOLA, Giorgio; SESSA, Sebastian Dambone; LODI, Giuseppe; PARMEGGIANI, Carlo; TODESCHINI, Marco. Sodium nickel chloride battery technology for large-scale stationary storage in the high voltage network. **Journal of Power Sources**, Elsevier, v. 293, p. 127–136, 2015.

BHIRUD, Omkumar Naresh; SATARKAR, MFAR. Design and analysis of multi-output isolated DC-DC converter for low voltage application. *In: IEEE. 2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)*. [S.l.: s.n.], 2018. P. 815–819.

BIDRAM, Ali. **Distributed cooperative control of AC microgrids**. [S.l.]: The University of Texas at Arlington, 2014.

BOLLEN, Math HJ. **Understanding power quality problems**. [S.l.]: IEEE press New York, 2000. v. 3.

BOŠNJAKOVIĆ, Mladen; STOJKOV, Marinko; KATINIĆ, Marko; LACKOVIĆ, Ivica. Effects of extreme weather conditions on pv systems. **Sustainability**, MDPI, v. 15, n. 22, p. 16044, 2023.

BRYAN, J; DUKE, R; ROUND, S. Decentralized generator scheduling in a nanogrid using DC bus signaling. *In*: IEEE. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004. [S.l.: s.n.], 2004. P. 977–982.

BURKE, Andrew. Ultracapacitors: why, how, and where is the technology. **Journal of power sources**, Elsevier, v. 91, n. 1, p. 37–50, 2000.

BURMESTER, Daniel; RAYUDU, Ramesh; SEAH, Winston; AKINYELE, Daniel. A review of nanogrid topologies and technologies. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 67, p. 760–775, 2017.

BUSHRA, Eram; ZEB, Kamran; AHMAD, Iftikhar; KHALID, Muhammad. A comprehensive review on recent trends and future prospects of PWM techniques for harmonic suppression in renewable energies based power converters. **Results in Engineering**, v. 22, p. 102213, 2024. ISSN 2590-1230.

BUSO, Simone; CALDOGNETTO, Tommaso; LIU, Qing. Analysis and experimental characterization of a large-bandwidth triple-loop controller for grid-tied inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 34, n. 2, p. 1936–1949, 2018.

CAMPANHOL, Leonardo BG; SILVA, Sergio A Oliveira da; GOEDTEL, Alessandro. Filtro ativo de potência paralelo aplicado em sistemas trifásicos a quatro-fios. **Eletrônica de Potência**, v. 18, n. 1, p. 782–792, 2013.

CANAL SOLAR. **Efeitos do fluxo reverso e seus impactos para os sistemas fotovoltaicos**. Acesso em: 9 abr. 2025. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/efeitos-do-fluxo-reverso-e-seus-impactos-para-os-sistemas-fotovoltaicos/>.

CANTANE, Daniel Augusto; TAVARES JUNIOR, Adalberto Teogenes; ISERNHAGEN, Ediane Karine Scherer; BUSTI, Nathalie Danree; ROSPIRSKI, Aleksandra; JAHN, Tales Gottlieb; OLIVEIRA, Fernando Marcos de.

FBM-CSoC Control and Management System for Multi-Port Converter Applied in Hybrid Energy Storage System Used in Microgrid. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 16, p. 5923, 2022.

CAO, Yijia; WANG, Xifan; LI, Yong; TAN, Yi; XING, Jianbo; FAN, Ruixiang. A comprehensive study on low-carbon impact of distributed generations on regional power grids: A case of Jiangxi provincial power grid in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 53, p. 766–778, 2016.

CASTLE, Ormond D; EL SHAHAT, Adel. Single-input-multi-output (simo) converter for nano-grids applications. *In: IEEE. SOUTHEASTCON 2017. [S.l.: s.n.], 2017. P. 1–5.*

CHAO, Kuei-Hsiang; ZHANG, Shu-Wei. An Maximum Power Point Tracker of Photovoltaic Module Arrays Based on Improved Firefly Algorithm. **Sustainability**, v. 15, n. 11, 2023. ISSN 2071-1050.

CHAUHAN, Avneet K; RAGHURAM, M; KUMAR, Raja Ram; SINGH, Santosh Kumar. Effects and mitigation of nonzero DCM in buck-boost-derived hybrid converter. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 1470–1482, 2017.

CLARKE, Edith. **Circuit analysis of AC power systems: symmetrical and related components**. [S.l.]: Wiley, 1943. v. 1.

CLEMENTE, Alejandro; COSTA-CASTELLÓ, Ramon. Redox Flow Batteries: A Literature Review Oriented to Automatic Control. **Energies**, v. 13, n. 17, 2020. ISSN 1996-1073.

CONWAY, Brian E. **Electrochemical supercapacitors: scientific fundamentals and technological applications**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2013.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **SunData — Banco de Dados de Irradiação Solar**. [S.l.: s.n.], 2024. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 27 abr. 2025. Dados de irradiação solar para o Brasil.

CVETKOVIC, Igor *et al.* Future home uninterruptible renewable energy system with vehicle-to-grid technology. *In: IEEE. 2009 IEEE Energy conversion congress and exposition. [S.l.: s.n.], 2009. P. 2675–2681.*

DA SILVA, Sergio A Oliveira; TOMIZAKI, Edgar; NOVOCHADLO, Rhodolfo; ANTONIO, Ernane; COELHO, Alves. PLL structures for utility connected systems under distorted utility conditions. *In: IEEE. IECON 2006-32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics. [S.l.: s.n.], 2006. P. 2636–2641.*

DAL PUPO, Andres. **Estudo de metodologias de projeto para filtros de saída de inversores**. 2015. B.S. thesis – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

DAS, Soumya Ranjan; RAY, Prakash Kumar; SAHOO, Arun Kumar; RAMASUBBAREDDY, Somula; BABU, Thanikanti Sudhakar; KUMAR, Nallapaneni Manoj; ELAVARASAN, Rajvikram Madurai; MIHET-POPA, Lucian. A comprehensive survey on different control strategies and applications of active power filters for power quality improvement. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 15, p. 4589, 2021.

DELMONTE, N.; CABEZUELO, D.; KORTABARRIA, I.; SANTORO, D.; TOSCANI, A.; COVA, P. A method to extract lumped thermal networks of capacitors for reliability oriented design. **Microelectronics Reliability**, v. 114, p. 113737, 2020. 31st European Symposium on Reliability of Electron Devices, Failure Physics and Analysis, ESREF 2020. ISSN 0026-2714.

DESCATEAUX, Paul; ASTUDILLO, Miguel F; AMOR, Mourad Ben. Assessing the life cycle environmental benefits of renewable distributed generation in a context of carbon taxes: The case of the Northeastern American market. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 53, p. 1178–1189, 2016.

DICKS, Andrew L; RAND, David AJ. **Fuel cell systems explained**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2018.

DJILALI, Abdelkadir Belhadj; BOUNADJA, Elhadj; YAHDOUN, Adil; BENBOUHENNI, Habib; ELBARBARY, ZMS; COLAK, Ilhami; AL-GAHTANI, Saad F. Enhanced variable step sizes perturb and observe MPPT control to reduce energy loss in photovoltaic systems. **Scientific Reports**, Nature Publishing Group UK London, v. 15, n. 1, p. 11700, 2025.

DONG, Dong; BOROYEVICH, Dushan; WANG, Ruxi; CVETKOVIC, Igor. A two-stage high power density single-phase ac-dc bi-directional PWM converter for renewable energy systems. *In: 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. [S.l.: s.n.], set. 2010. P. 3862–3869.*

DONG, Dong; CVETKOVIC, Igor; BOROYEVICH, Dushan; ZHANG, Wei; WANG, Ruxi; MATTAVELLI, Paolo. Grid-interface bidirectional converter for residential DC distribution systems—Part one: High-density two-stage topology. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 28, n. 4, p. 1655–1666, 2012.

DONG, Dong; LUO, Fang; ZHANG, Xuning; BOROYEVICH, Dushan; MATTAVELLI, Paolo. Grid-Interface Bidirectional Converter for Residential DC Distribution Systems—Part 2: AC and DC Interface Design With Passive Components Minimization. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1667–1679, abr. 2013. ISSN 1941-0107.

DUNN, Bruce; KAMATH, Haresh; TARASCON, Jean-Marie. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. **Science**, American Association for the Advancement of Science, v. 334, n. 6058, p. 928–935, 2011.

DUTTA, Subhendu; CHATTERJEE, Kishore. An AC–DC hybrid nanogrid system for PV and battery storage based futuristic buildings. **IEEE Journal of emerging and selected topics in industrial electronics**, IEEE, v. 2, n. 3, p. 314–323, 2021.

EINABADI, Nasrin; KAZERANI, Mehrdad. Nanogrids in Modern Power Systems: A Comprehensive Review. **Smart Cities**, MDPI AG, v. 8, n. 1, p. 11, 2025.

ELLIS, Brian L.; NAZAR, Linda F. Sodium and sodium-ion energy storage batteries. **Current Opinion in Solid State and Materials Science**, v. 16, n. 4, p. 168–177, 2012. Emerging Opportunities in Energy Storage. ISSN 1359-0286.

ENDIZ, Mustafa Sacid; GÖKKUŞ, Göksel; COŞGUN, Atıl Emre; DEMIR, Hasan. A Review of Traditional and Advanced MPPT Approaches for PV Systems Under Uniformly Insolation and Partially Shaded Conditions. **Applied Sciences**, v. 15, n. 3, 2025. ISSN 2076-3417.

ESPINA, Enrique; LLANOS, Jacqueline; BURGOS-MELLADO, Claudio; CARDENAS-DOBSON, Roberto; MARTINEZ-GOMEZ, Manuel; SAEZ, Doris. Distributed control strategies for microgrids: An overview. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 193412–193448, 2020.

EUSUFF, Muzaffar M; LANSEY, Kevin E. Optimization of water distribution network design using the shuffled frog leaping algorithm. **Journal of Water Resources**

planning and management, American Society of Civil Engineers, v. 129, n. 3, p. 210–225, 2003.

FAN, Hong; YU, Weinan; XIA, Shiwei. Review of control strategies for DC nano-grid. **Frontiers in Energy Research**, Frontiers Media SA, v. 9, p. 644926, 2021.

FINOCCHIO, Marco Antonio Ferreira; CAGNON, José Ângelo; GEROMEL, Luiz Henrique. Avaliação do fator de potência de consumidores residenciais. **Revista Tecnologia & Humanismo**, v. 23, n. 36, p. 6–11, 2009.

GADE, Swati; AGRAWAL, Rahul; MUNJE, Ravindra. Recent trends in power quality improvement: Review of the unified power quality conditioner. **ECTI Transactions on Electrical Engineering, Electronics, and Communications**, v. 19, n. 3, p. 268–288, 2021.

GOLDBERG, David E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. Reading, MA: Addison-Wesley, 1989.

GUERRERO, Josep M; VASQUEZ, Juan C; MATAS, José; DE VICUÑA, Luis García; CASTILLA, Miguel. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization. **IEEE Transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2010.

GUERRERO-RODRÍGUEZ, Nestor F.; BATISTA-JORGE, Rafael Omar; RAMÍREZ-RIVERA, Francisco A.; FERREIRA, Julio; MERCADO-RAVELO, Robert; MANILLA, Abraham. Harmonic Distortion Study of a Photovoltaic Generator in a Microgrid under Disturbances. **Energies**, v. 17, n. 9, 2024. ISSN 1996-1073.

GUIMARAES, Lariane Heloisa; SILVA, Katia Lopes; GAZZANI, Mauro Hemerly. Os impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. **Caderno Pedagógico**, v. 22, n. 1, e13451–e13451, 2025.

GUO, Zhang; LIU, Zhien; CHEN, Wan; SUN, Xianzhong; ZHANG, Xiong; WANG, Kai; MA, Yanwei. Battery-type lithium-ion hybrid capacitors: current status and future perspectives. **batteries**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 2, p. 74, 2023.

GUO, Zhen; YE, Ming-Hao; CHEN, Shuang; NAI, Ji-Qiu; TONG, Di; WANG, Shu. Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Technology Based on Improved

Multi-Subgroup Parallel Optimization Algorithm with Shuffled Frog Leaping Algorithm. **IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering**, Wiley Online Library, v. 20, n. 4, p. 560–567, 2025.

GUPTA, Sheryl; SAHOO, Girija Shankar; KUMAR, Mukesh *et al.* Energy Management System of Wind and Photovoltaic based Hybrid Nanogrid. *In: EDP SCIENCES. E3S Web of Conferences. [S.l.: s.n.], 2024. v. 540, p. 10010.*

GUTIÉRREZ-ESCALONA, Javier; RONCERO-CLEMENTE, Carlos; GONZÁLEZ-ROMERA, Eva; MILANÉS-MONTERO, María Isabel; HUSEV, Oleksandr; ROMERO-CADAVAL, Enrique. PV-battery assisted three-level T-type inverter for AC residential nanogrid realized with small-scale HIL units. **IEEE Access**, IEEE, v. 11, p. 48007–48021, 2023.

HABIBI, Saeed; RAHIMI, Ramin; SHAMSI, Pourya; FERDOWSI, Mehdi. Efficiency assessment of a residential DC nanogrid with low and high distribution voltages using realistic data. *In: IEEE. 2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech). [S.l.: s.n.], 2021. P. 574–579.*

HAJIAGHASI, Salman; SALEMNIA, Ahmad; HAMZEH, Mohsen. Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. **Journal of Energy Storage**, Elsevier, v. 21, p. 543–570, 2019.

HASAN, M.M.; HAQUE, R.; JAHIRUL, M.I.; RASUL, M.G.; FATTAH, I.M.R.; HASSAN, N.M.S.; MOFIJUR, M. Advancing energy storage: The future trajectory of lithium-ion battery technologies. **Journal of Energy Storage**, v. 120, p. 116511, 2025. ISSN 2352-152X.

HAZARATHAIAH, Y; DEEPAK, Karanam; PAVAN, M; RAHAMAN, Shaik Abdul; KUMAR, Bonthala Dinesh; MADHUBABU, C. Photovoltaic based Hybrid Nanogrid. *In: EDP SCIENCES. E3S Web of Conferences. [S.l.: s.n.], 2024. v. 540, p. 10012.*

HOSSAIN, Eklas; FARUQUE, Hossain Mansur Resalat; SUNNY, Md. Samiul; SAMI, Naeem Md; NAWAR, Nafiu. A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects. **Energies**, v. 13, p. 3651, jul. 2020.

HOU, Chaoyong; HU, Xuehao; HUI, Dong. Hierarchical control techniques applied in micro-grid. *In: IEEE. 2010 International Conference on Power System Technology. [S.l.: s.n.], 2010. P. 1–5.*

HOUNJET, Lindsay J. Comparing lithium-and sodium-ion batteries for their applicability within energy storage systems. **Energy Storage**, Wiley Online Library, v. 4, n. 3, e309, 2022.

HUESO, Karina B; PALOMARES, Verónica; ARMAND, Michel; ROJO, Teófilo. Challenges and perspectives on high and intermediate-temperature sodium batteries. **Nano Research**, Springer, v. 10, p. 4082–4114, 2017.

IBRAHIM, Abdalla Eltigani; NOR, Nursyarizal Mohd; NAWI, Illani Binti Mohd; MOHD, Fakhizan R; MOHD, Khairul Nisak. Genetic algorithm to improve power output of photovoltaic system under partial shaded condition. **International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)**, v. 10, n. 4, p. 2182–2189, 2019.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519-2014 - IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2014.

<https://standards.ieee.org/standard/519-2014.html>. Acesso em: 26 abr. 2025.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TS 62898-1: Microgrids Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification**. Sterling Heights, MI, USA, 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)**. [S.l.: s.n.], 2018.

<https://webstore.iec.ch/publication/60279>. Acesso em: 26 abr. 2025.

ITANI, Khaled; DE BERNARDINIS, Alexandre. Review on New-Generation Batteries Technologies: Trends and Future Directions. **Energies**, v. 16, n. 22, 2023. ISSN 1996-1073.

JAFARIZADEH, Heidar; YAMINI, Eliyad; ZOLFAGHARI, Seyed Mohammad; ESMAEILION, Farbod; ASSAD, M. El Haj; SOLTANI, M. Navigating challenges in large-scale renewable energy storage: Barriers, solutions, and innovations. **Energy Reports**, v. 12, p. 2179–2192, 2024. ISSN 2352-4847.

- JAMAL, Saif; TAN, Nadia ML; PASUPULETI, Jagadeesh. A review of energy management and power management systems for microgrid and nanogrid applications. **Sustainability**, MDPI, v. 13, n. 18, p. 10331, 2021.
- JOLHE, Sachin P; DHOMANE, Gunwant A; KARALKAR, Minal D. Design of protection and control scheme for hybrid nanogrid. **Protection and Control of Modern Power Systems**, PSPC, v. 6, n. 4, p. 1–7, 2021.
- JUSTO, Jackson John; MWASILU, Francis; LEE, Ju; JUNG, Jin-Woo. AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 24, p. 387–405, 2013.
- KADIR, Nourin; FUNG, Alan S. Integrated Micro-and Nano-Grid with Focus on Net-Zero Renewable Energy—A Survey Paper. **Energies (19961073)**, v. 18, n. 4, 2025.
- KAUR, Amandeep; KAUSHAL, Jitender; BASAK, Prasenjit. A review on microgrid central controller. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 55, p. 338–345, 2016.
- KEBEDE, Abraham Alem; COOSEMANS, Thierry; MESSAGIE, Maarten; JEMAL, Towfik; BEHABTU, Henok Ayele; VAN MIERLO, Joeri; BERECIBAR, Maitane. Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application. **Journal of Energy Storage**, Elsevier, v. 40, p. 102748, 2021.
- KEBEDE, Abraham Alem; KALOGIANNIS, Theodoros; VAN MIERLO, Joeri; BERECIBAR, Maitane. A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 159, p. 112213, 2022. ISSN 1364-0321.
- KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. *In: PROCEEDINGS of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks. [S.l.: s.n.]*, 1995. v. 4, p. 1942–1948.
- KEYHANI, Hamidreza; TOLIYAT, Hamid A. Single-stage multistring PV inverter with an isolated high-frequency link and soft-switching operation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 29, n. 8, p. 3919–3929, 2013.
- KHALID, Muhammad; ALMUHAINI, Mohammed; AGUILERA, Ricardo P; SAVKIN, Andrey V. Method for planning a wind–solar–battery hybrid power plant with

optimal generation-demand matching. **IET Renewable Power Generation**, Wiley Online Library, v. 12, n. 15, p. 1800–1806, 2018.

KIM, Ho-Sung; RYU, Myung-Hyo; BAEK, Ju-Won; JUNG, Jee-Hoon. High-efficiency isolated bidirectional AC–DC converter for a DC distribution system. **IEEE transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 28, n. 4, p. 1642–1654, 2012.

KIM, Ho-Sung; RYU, Myung-Hyo; BAEK, Ju-Won; JUNG, Jee-Hoon. High-Efficiency Isolated Bidirectional AC–DC Converter for a DC Distribution System. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1642–1654, abr. 2013. ISSN 1941-0107.

KOCER, Mustafa; CENGIZ, Ceyhun; GEZER, Mehmet; GUNES, Doruk; CINAR, Mehmet; ALBOYACI, Bora; ONEN, Ahmet. Assessment of Battery Storage Technologies for a Turkish Power Network. **Sustainability**, v. 11, p. 3669, jul. 2019.

KOTTURU, Janardhana; KOTHURU, Sudhakar; AGARWAL, Pramod. Simplified Predictive Control of Unified Power Quality Conditioner. *In: 2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.: s.n.], 2018. P. 1–6.

KUMAR, P Satish; CHANDRASENA, RPS; RAMU, V; SRINIVAS, GN; BABU, K Victor Sam Moses. Energy management system for small scale hybrid wind solar battery based microgrid. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 8336–8345, 2020.

L, Bangar; K, Dr. Robust Parallel Operated Inverters in Microgrid with SRF(Synchronous Reference Frame) – PLL(Phase Locked Loop) and SRF - Virtual Impedance Compensation Loop for Proportional Load Sharing. **International Journal of Engineering and Advanced Technology**, v. 9, p. 5619–5625, dez. 2019.

LAIRD, I; LOVATT, H; SAVVIDES, N; LU, D; AGELIDIS, VG. Comparative study of maximum power point tracking algorithms for thermoelectric generators. *In: IEEE. 2008 Australasian Universities Power Engineering Conference*. [S.l.: s.n.], 2008. P. 1–6.

LI, Guosheng; LU, Xiaochuan; KIM, Jin Y; MEINHARDT, Kerry D; CHANG, Hee Jung; CANFIELD, Nathan L; SPRENKLE, Vincent L. Advanced intermediate temperature sodium–nickel chloride batteries with ultra-high energy density. **Nature communications**, Nature Publishing Group UK London, v. 7, n. 1, p. 10683, 2016.

- LI, Wei; CHEN, Hao. Impact of phase-locked loop on grid-connected inverter stability under weak grid conditions and suppression measures. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 150, p. 109123, 2024.
- LINDEKE, Dirk; MUSSA, SAMIR AHMAD; DE SOUZA, FP; BARBI, Ivo. Single phase active power filter controlled with a digital signal processor-DSP. *In: IEEE. 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551). [S.l.: s.n.], 2004. v. 2, p. 1024–1027.*
- LINDEN, David; REDDY, Thomas B. **Handbook of batteries 3 ed. amerika serikat: The mcgraw-hills companies.** [S.l.]: Inc, 2002.
- LIU, Zeng; LIU, Jinjun; BOROYEVICH, Dushan; BURGOS, Rolando. Stability criterion of droop-controlled parallel inverters based on terminal-characteristics of individual inverters. *In: IEEE. 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia). [S.l.: s.n.], 2016. P. 2958–2963.*
- LUCIA, Oscar; CVETKOVIC, Igor; BOROYEVICH, Dushan; MATTAVELLI, Paolo; LEE, Fred C. Design of household appliances for a Dc-based nanogrid system: An induction heating cooktop study case. *In: IEEE. 2013 Twenty-Eighth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). [S.l.: s.n.], 2013. P. 1576–1583.*
- MA, Yiwei; SONG, Xiantong; CHEN, Yuyang; DENG, Fuchun; PIAO, Changhao. Economic optimal dispatch for grid-connected AC microgrid considering TOU tariffs. *In: IEEE. 2020 5th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). [S.l.: s.n.], 2020. P. 643–647.*
- MAXWELL TECHNOLOGIES. **Datasheet - 160V 6F Ultracapacitor Module.** [S.l.: s.n.], 2021. Accessed: April 29, 2025. Disponível em: https://maxwell.com/wp-content/uploads/2021/09/160V-6F-Module_ds_3002017-EN.5.pdf.
- MAY, Geoffrey; DAVIDSON, Alistair; MONAHOV, Boris. Lead batteries for utility energy storage: A review. **Journal of Energy Storage**, v. 15, p. 145–157, fev. 2018.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Agosto de 2024.** [S.l.: s.n.], 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia->

[eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2024/boletim-agosto_snee-ddos-final.pdf](#). Acesso em: 27 abr. 2025. Relatório técnico.

MIRJALILI, Seyedali; MIRJALILI, Seyed Mohammad; LEWIS, Andrew. Grey Wolf Optimizer. **Advances in Engineering Software**, v. 69, p. 46–61, 2014.

MUKTI, Ersalina; RISDIYANTO, Agus; KRISTI, Ardath; DARUSSALAM, Rudi. Particle Swarm Optimization (PSO) based Photovoltaic MPPT Algorithm under the Partial Shading Condition. **Jurnal Elektronika dan Telekomunikasi**, v. 23, p. 99, dez. 2023.

NAG, Soumya Shubhra; ADDA, Ravindranath; RAY, Olive; MISHRA, Santanu Kumar. Current-fed switched inverter based hybrid topology for DC nanogrid application. *In: IEEE. IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. [S.l.: s.n.], 2013. P. 7146–7151.*

NAMANI, Rakesh; NATARAJAN, Babu; SUBRAMANIAM, Senthilkumar; GURUSAMY, Madhusudanan. Single Stage Power Control Strategy for Nanogrid Connected Solar PV System. **Distributed Generation & Alternative Energy Journal**, p. 749–770, 2022.

NASIRIAN, Vahidreza; MOAYEDI, Seyedali; DAVOUDI, Ali; LEWIS, Frank L. Distributed cooperative control of DC microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 30, n. 4, p. 2288–2303, 2014.

NECOECHEA-PORRAS, Pablo David; LÓPEZ, Asunción; SALAZAR-ELENA, Juan Carlos. Deregulation in the Energy Sector and Its Economic Effects on the Power Sector: A Literature Review. **Sustainability**, v. 13, n. 6, 2021. ISSN 2071-1050.

NGUYEN, Hoach The; AL-SUMAITI, Ameena S; AL HOSANI, Khalifa; EL MOURSI, Mohamed Shawky. Multifunctional control of wind-turbine based nano-grid connected to distorted utility-grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 37, n. 1, p. 576–589, 2021.

OLIVEIRA, Fernando Marcos de; BRANDT, Marcelo Henrique Manzke; SALVADORI, Fabiano; IZQUIERDO, José Enrique Eirez; CAVALLARI, Marco Roberto; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo. Development of an MPPT-Based Genetic Algorithm for

Photovoltaic Systems versus Classical MPPT Techniques in Scenarios with Partial Shading. **Inventions**, MDPI, v. 9, n. 3, p. 64, 2024.

OLIVEIRA, Fernando Marcos de; BRANDT, Marcelo Henrique Manzke; SALVADORI, Fabiano; IZQUIERDO, José Enrique Eirez; CAVALLARI, Marco Roberto; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo. Development of an MPPT-Based Genetic Algorithm for Photovoltaic Systems versus Classical MPPT Techniques in Scenarios with Partial Shading. **Inventions**, v. 9, n. 3, 2024. ISSN 2411-5134.

OLIVEIRA, Fernando Marcos de; MARIANO, Augusto Cesar Santos; SALVADORI, Fabiano; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo. Power management and power quality system applied in a single-phase nanogrid. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 19, p. 7121, 2022.

OLIVEIRA, Fernando Marcos; LEDESMA, Jorge Javier Gimenez; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo. **Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) para sistemas de energia solar fotovoltaica: Técnicas, Implementação e Desempenho sob sombreamento parcial**. São Paulo: Editora CRV, 2024.

OLIVEIRA, FM; SILVA, SAO; DURAND, FR; SAMPAIO, LP *et al.* Maximum Power Point Tracking Technique Based on Particle Swarm Optimization Method Applied to a Single-Phase Grid-Tied Photovoltaic System. *In: INT. Conf. on Renewable Energies and Power Quality. [S.l.: s.n.]*, 2015.

ORIGGI, Lucas. **AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**. [S.l.]: São Mateus, 2024.

PARK, Byungju; LEE, Jaehyeong; YOO, Hangkyu; JANG, Gilsoo. Harmonic mitigation using passive harmonic filters: Case study in a steel mill power system. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 8, p. 2278, 2021.

PELZ, Beatriz Masquetti; SILVA, Sérgio Augusto Oliveira da; CAMPANHOL, Leonardo Bruno Garcia; SAMPAIO, Leonardo Poltronieri; PELZ, Guilherme Masquetti. Controle de um Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias em Conjunto com Filtro Ativo de Potência Paralelo por meio do Conversor DAB. Galoá, 2024.

PETROVIC, Slobodan; PETROVIC, Slobodan. Nickel–cadmium batteries. **Battery Technology Crash Course: A Concise Introduction**, Springer, p. 73–88, 2021.

PILEHVAR, Mohsen S; SHADMAND, Mohammad B; MIRAFZAL, Behrooz. Analysis of smart loads in nanogrids. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 548–562, 2018.

PINI, Silvia Helena. **Estudo e implementação de um filtro ativo paralelo de dois quadrantes conectado no lado de corrente contínua de um retificador monofásico com filtro indutivo**. 2010. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, SC. Acesso em: 26 abr. 2025.

PIRES, Igor Amariz. Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletro-eletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais, 2006.

PRADHAN, Subarni; SINGH, Bhim; PANIGRAHI, Bijaya Ketan; MURSHID, Shadab. A composite sliding mode controller for wind power extraction in remotely located solar PV–wind hybrid system. **IEEE transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 66, n. 7, p. 5321–5331, 2018.

QUIROGA, Gabriel Albieri. **Impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção: considerações para o planejamento de redes de distribuição**. 2019. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo.

RABBI, Mohammad Fazle; POPP, József; MÁTÉ, Domicián; KOVÁCS, Sándor. Energy Security and Energy Transition to Achieve Carbon Neutrality. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 21, p. 8126, 2022.

RAE, Callum; BRADLEY, Fiona. Energy autonomy in sustainable communities—A review of key issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 9, p. 6497–6506, 2012.

RALON, Pablo; TAYLOR, Michael; ILAS, Andrei; DIAZ-BONE, Harald; KAIRIES, Kjireaad. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. **International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates**, v. 164, 2017.

- RAWA, Muhyaddin *et al.* Single Diode Solar Cells—Improved Model and Exact Current–Voltage Analytical Solution Based on Lambert’s W Function. **Sensors**, v. 22, n. 11, 2022. ISSN 1424-8220.
- RAY, Olive; MISHRA, Santanu. A multi-port converter topology with simultaneous isolated and non-isolated outputs. *In*: IEEE. IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. [S.l.: s.n.], 2013. P. 7118–7123.
- RAY, Olive; MISHRA, Santanu. Boost-Derived Hybrid Converter With Simultaneous DC and AC Outputs. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 2, p. 1082–1093, mar. 2014. ISSN 1939-9367.
- RAY, Olive; MISHRA, Santanu. Boost-derived hybrid converter with simultaneous DC and AC outputs. **IEEE transactions on Industry applications**, IEEE, v. 50, n. 2, p. 1082–1093, 2013.
- REDWAY POWER. **Compreensão aprofundada da bateria de polímero de lítio**. Acesso em: 7 maio 2025. Jan. 2024. Disponível em: <https://www.redwaypower.com/pt/bateria-de-pol%C3%ADmero-de-l%C3%ADtio-em-profundidade-compreens%C3%A3o/>.
- REVUELTA, Patricio Salmerón; LITRÁN, Salvador Pérez; THOMAS, Jaime Prieto. **Active power line conditioners: design, simulation and implementation for improving power quality**. [S.l.]: Academic Press, 2015.
- REZENDE, Izabella Helena Werneck Soares; BORGES, Luiz Eduardo Pizarro; PEREIRA, Robson Pacheco. Supercapacitores: Revisão. **Research, Society and Development**, v. 11, n. 15, e226111537069–e226111537069, 2022.
- RIOS, Frederico Santiago; CURI, Gustavo Sacchetto; CHAVES, Fabrício Silveira; SILVA, Arlete Vieira da. O fator de potência em unidades consumidoras residenciais. **e-xacta**, v. 7, n. 1, p. 1–11, 2014.
- RODRIGUES, Fábio Jose. **Algoritmo de Otimização Shuffled Frog Leaping aplicado em Sistemas Fotovoltaicos com Sombreamento Parcial (SFLA-MPPT)**. Foz do Iguaçu: [s.n.], 2023. Orientador: Prof. Dr. Walber Ferreira Braga.

- ROJAS-GALVÁN, Rafael; GARCÍA-MARTÍNEZ, José R.; CRUZ-MIGUEL, Edson E.; ÁLVAREZ-ALVARADO, José M.; RODRÍGUEZ-RESENDIZ, Juvenal. Performance Comparison of Bio-Inspired Algorithms for Optimizing an ANN-Based MPPT Forecast for PV Systems. **Biomimetics**, v. 9, n. 10, 2024. ISSN 2313-7673.
- ROSS, Michael; ABBEY, Chad; BOUFFARD, François; JOOS, Geza. Microgrid economic dispatch with energy storage systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3039–3047, 2016.
- ŞAHİN, Mustafa Ergin; BLAABJERG, Frede; SANGWONGWANICH, Ariya. A comprehensive review on supercapacitor applications and developments. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 3, p. 674, 2022.
- SAHOO, Buddhadeva; SAMANTARAY, Subhransu Ranjan; ALHAIDER, Mohammed M. Advanced control scheme for harmonic mitigation and performance improvement in DC-AC microgrid with parallel voltage source inverter. **Scientific Reports**, Nature Publishing Group UK London, v. 15, n. 1, p. 7051, 2025.
- SALAMEH, ZM; DAVIS, AJ. Case study of a residential-scale hybrid renewable energy power system in an urban setting. *In*: IEEE. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491). [*S.l.*: *s.n.*], 2003. v. 4, p. 2320–2322.
- SALAS, Vicente; OLÍAS, Emilio; BARRADO, A; LAZARO, A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. **Solar energy materials and solar cells**, Elsevier, v. 90, n. 11, p. 1555–1578, 2006.
- SALEH-AHMADI, Abdonaser; MOATTARI, Mazda; GAHEDI, Amir; POURESMAEIL, Edris. Droop method development for microgrids control considering higher order sliding mode control approach and feeder impedance variation. **Applied Sciences**, MDPI, v. 11, n. 3, p. 967, 2021.
- SALEM, Qusay; LIU, Libo; XIE, Jian. Dual Operation Mode of a Transformerless H-Bridge Inverter in Low-Voltage Microgrid. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 55, n. 5, p. 5289–5299, 2019.
- SALMAN, Hasan M; PASUPULETI, Jagadeesh; SABRY, Ahmad H. Review on causes of power outages and their occurrence: Mitigation strategies. **Sustainability**, MDPI, v. 15, n. 20, p. 15001, 2023.

SALVADORI, Fabiano; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo; CAMPOS, Maurício de; SAUSEN, Paulo Sérgio; ANDRADE DA SILVA, Eder; SANTOS, André Quites Ordovás; OLIVEIRA, Fernando Marcos de. Energy Storage Applications in Renewable Energy Systems. *In: SMART Grids—Renewable Energy, Power Electronics, Signal Processing and Communication Systems Applications*. [S.l.]: Springer, 2023. P. 73–118.

SAMAL, Sarita; HOTA, Prakash Kumar; SAI, VS; SAMBALPUR, B. Harmonics Mitigation of a Microgrid System using Modified SRF-UPQC Method. **Indian Journal of Science and Technology**, v. 10, n. 16, 2017.

SANTORO, Danilo; DELMONTE, Nicola; SIMONAZZI, Marco; TOSCANI, Andrea; ROCCHI, Nicholas; SOZZI, Giovanna; COVA, Paolo; MENOZZI, Roberto. Local power distribution—A review of nanogrid architectures, control strategies, and converters. **Sustainability**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 15, n. 3, p. 2759, 2023.

SANTOSO, Surya; MCGRANAGHAN, Mark F; DUGAN, Roger C; BEATY, H Wayne. **Electrical power systems quality**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2012.

SARATH, R; KANAKASABAPATHY, P. Switched-capacitor/switched-inductor Ćuk-derived hybrid converter for nanogrid applications. *In: IEEE. 2015 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*. [S.l.: s.n.], 2015. P. 0430–0435.

SEPASI, Saeed; TALICHET, Celia; PRAMANIK, Abrar Shahriar. Power quality in microgrids: A critical review of fundamentals, standards, and case studies. **IEEE Access**, IEEE, v. 11, p. 108493–108531, 2023.

SHAFIEE, Qobad; GUERRERO, Josep M; VASQUEZ, Juan C. Distributed secondary control for islanded microgrids—A novel approach. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 29, n. 2, p. 1018–1031, 2013.

SILAA, Mohammed Yousri; BARAMBONES, Oscar; BENCHERIF, Aissa; RAHMANI, Abdellah. A New MPPT-Based Extended Grey Wolf Optimizer for Stand-Alone PV System: A Performance Evaluation versus Four Smart MPPT Techniques in Diverse Scenarios. **Inventions**, v. 8, n. 6, 2023. ISSN 2411-5134.

SILVA, SAO da; SAMPAIO, Leonardo P; OLIVEIRA, FM de; DURAND, Fábio R. Sistema fotovoltaico com condicionamento ativo de energia usando mppt baseado em PSO

e malha feed-forward de controle de tensão do barramento CC. **Eletrônica de Potência**, v. 21, n. 2, p. 105–116, 2016.

SILVA, Sérgio Augusto de Oliveira da. **Sistemas de energia ininterrupta line interactive trifásicos com compensação ativa de potência série e paralela**. 2001. Tese (Doutorado) – Tese de Doutorado.

SIMON, Patrice; GOGOTSI, Yury. Materials for electrochemical capacitors. **Nature materials**, Nature Publishing Group UK London, v. 7, n. 11, p. 845–854, 2008.

SIVARASU, SR; SEKARAN, E Chandira; KARTHIK, P. Development of renewable energy based microgrid project implementations for residential consumers in India: scope, challenges and possibilities. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 50, p. 256–269, 2015.

SOCOL, Francisco Junior; PEREIRA, Adan Lucio; CELESTE, Wanderley Cardoso; COURA, Daniel J Custódio; CHAVES, Gisele de Lorena Diniz. Desafios Para Implementação da Geração Distribuída de Energia no Brasil: Uma Revisão Integrativa da Literatura. **Brazilian Journal of Production Engineering**, v. 2, n. 3, p. 31–43, 2016.

TAFT, EP; DIXON, DA; SULLIVAN, CW. Electric Power Research Institute's (EPRI) research on behavioral technologies. *In*: BEHAVIORAL Technologies for Fish Guidance: American Fisheries Society Symposium. [*S.l.*: *s.n.*], 2001. P. 115.

TAN, Kuan Tak; BALA KRISHNAN, Sivaneasan; CHUA, Andy Yi Zhuang. Modelling and Simulation of Pico-and Nano-Grids for Renewable Energy Integration in a Campus Microgrid. Singapore Institute of Technology, 2024.

VAKACHARLA, Venkata R; RAGHURAM, M; SINGH, Santosh Kumar. Hybrid switched inductor impedance source converter—A decoupled approach. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 31, n. 11, p. 7509–7521, 2016.

WANG, Gang; SADIQ, Misbah; BASHIR, Taqadus; JAIN, Vipin; ALI, Syed Ahtsham; SHABBIR, Malik Shahzad. The dynamic association between different strategies of renewable energy sources and sustainable economic growth under SDGs. **Energy Strategy Reviews**, Elsevier, v. 42, p. 100886, 2022.

WANG, Houqing; WU, Weimin; LI, Yunwei; BLAABJERG, Frede. A coupled-inductor-based buck–boost AC–DC converter with balanced DC output voltages. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 34, n. 1, p. 151–159, 2018.

WARD, David. The effect of weather on grid systems and the reliability of electricity supply. **Climatic Change**, v. 121, nov. 2013.

WATANABE, Rodrigo Bairros; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo; LEANDRO, Paulo Gabriel Martins; SALVADORI, Fabiano; BECK, Marlon Felipe; PEREIRA, Katiane; BRANDT, Marcelo Henrique Manzque; OLIVEIRA, Fernando Marcos de. Implementation of the Bio-Inspired Metaheuristic Firefly Algorithm (FA) Applied to Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Systems. **Energies**, v. 15, n. 15, 2022. ISSN 1996-1073.

WEBER, Adam Z; MENCH, Matthew M; MEYERS, Jeremy P; ROSS, Philip N; GOSTICK, Jeffrey T; LIU, Qinghua. Redox flow batteries: a review. **Journal of applied electrochemistry**, Springer, v. 41, p. 1137–1164, 2011.

WILLIAMSON, Samuel; KITSON, Joanne; GRIFFO, Antonio; MACÊDO, Wilson. Universal droop controller for DC–DC converter interfaces onto a modular multi-tiered DC microgrid. **The Journal of Engineering**, v. 2019, abr. 2019.

XU, Feng; HUO, Qunhai; DENG, Huawei; DING, Chao; LU, Yi; WEI, Tongzhen. Study on operation optimization of DC micro-grid based on carbon emission constraints. *In*: IEEE. 2022 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET). [S.l.: s.n.], 2022. P. 547–552.

XU, Qunwei; MA, Zhiqian; LI, Pei; HUANG, Hongyang; CHEN, Feng; LV, Wentao. Control Strategy of DC nanogrid Based on hierarchical bus voltage control and droop control. *In*: IEEE. 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). [S.l.: s.n.], 2020. P. 2237–2242.

XU, Zeyu; LI, Jiayi; WU, Maochun. A high-rate and long-life zinc-bromine flow battery. **Journal of Power Sources**, v. 613, p. 234869, 2024. ISSN 0378-7753.

YANG, Xin-She. **Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms**. 2. ed. United Kingdom: Luniver Press, 2010.

- ZAFAR, Raheel; NEZHAD, Ali Esmaeel; AHMADI, Abdollah; ERFANI, Tohid; ERFANI, Rasool. Trading off environmental and economic scheduling of a renewable energy based microgrid under uncertainties. **IEEE Access**, IEEE, v. 11, p. 459–475, 2022.
- ZENG, Xianguang; PENG, Jing; GUO, Yi; ZHU, Huafeng; HUANG, Xi. Research progress on Na₃V₂(PO₄)₃ cathode material of sodium ion battery. **Frontiers in chemistry**, Frontiers Media SA, v. 8, p. 635, 2020.
- ZHANG, Tao; DONG, Dezhi. An improved IPT-PLL technology for single-phase grid-connected inverters in complex power grid conditions. **Scientific Reports**, Nature Publishing Group, v. 14, n. 1, p. 12169, 2024.
- ZHANG, Tao; WANG, Li. A Novel Synchronization Strategy for Distributed Energy Resources in Microgrids. **Energies**, MDPI, v. 17, n. 23, p. 6135, 2024.
- ZHAO, Lina; ZHANG, Teng; LI, Wei; LI, Tao; ZHANG, Long; ZHANG, Xiaoguang; WANG, Zhiyi. Engineering of sodium-ion batteries: Opportunities and challenges. **Engineering**, Elsevier, v. 24, p. 172–183, 2023.
- ZHAO, Lingfei; TAO, Ying; ZHANG, Yiyang; LEI, Yaojie; LAI, Wei-Hong; CHOU, Shulei; LIU, Hua-Kun; DOU, Shi-Xue; WANG, Yun-Xiao. A Critical Review on Room-Temperature Sodium-Sulfur Batteries: From Research Advances to Practical Perspectives. **Advanced Materials**, Wiley Online Library, p. 2402337, 2024.
- ZUCCO, L.; DIAZ, V. S.; BRANDT, M. H. M.; OLIVEIRA, F. M. Implementação de um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência aplicado em sistemas fotovoltaicos utilizando sistema inteligente baseado em GWOP. Versão portuguesa. *In*: ANAIS do Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC). Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2019.