

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Microrrede elétrica isolada baseada em energia solar fotovoltaica e armazenamento em baterias

David Armando Antunes Soares Lemos



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. António Pina Martins

20 de julho de 2026

Microrrede elétrica isolada baseada em energia solar fotovoltaica e armazenamento em baterias

David Armando Antunes Soares Lemos

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Aprovado em provas públicas pelo Júri:

Presidente: Prof. Cláudio Domingos Martins Monteiro

Vogal / Arguente: Prof. Pedro Manuel Soares

Vogal / Orientador: Prof. António José de Pina Martins

20 de julho de 2026

Sumário

Esta dissertação aborda a concepção e análise de microrredes elétricas isoladas baseadas em energia solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento em baterias, visando a apresentação de soluções sustentáveis para locais sem acesso à rede convencional de distribuição. O problema central consistiu em especificar, dimensionar e gerir sistemas autónomos capazes de garantir um fornecimento estável de energia face à intermitência intrínseca da geração solar e a perfis de carga variáveis nos setores residencial, comercial e industrial. Através do desenvolvimento de algoritmos de gestão de energia *Energy Management System* (Sistema de Gestão de Energia) (EMS), foi possível otimizar a resiliência e a eficiência energética do sistema global.

Para alcançar estes propósitos, o trabalho focou-se no dimensionamento do sistema de armazenamento e condicionamento de potência, na formulação de uma estratégia de gestão hierárquica do EMS, na especificação de perfis de consumo com estratégias de desligamento seletivo de cargas, e na validação operacional sob diferentes regimes de funcionamento. O percurso metodológico assentou na modelação matemática e computacional detalhada dos subsistemas recorrendo ao PSIM, seguida da validação individual de cada bloco, integração global e análise de cenários representativos de operação. Os resultados obtidos demonstraram a viabilidade do controlo hierárquico da microrrede em modo ilha, a eficácia do *Maximum Power Point Tracking* (Seguimento do Ponto de Potência Máxima) (MPPT) sob curvas não-lineares, e o sucesso da gestão dinâmica e coordenada entre as prioridades de carga e as restrições de armazenamento do sistema.

Palavras-chave: Microrredes Isoladas • Sistemas Fotovoltaicos • Armazenamento de Energia • Gestão de Energia

Abstract

This dissertation addresses the design and analysis of isolated electrical microgrids based on solar photovoltaic energy and battery energy storage systems, aiming to present sustainable solutions for locations without access to the conventional distribution grid. The central problem consisted in specifying, sizing, and managing autonomous systems capable of ensuring a stable power supply face to the intrinsic intermittency of solar generation and variable load profiles in the residential, commercial, and industrial sectors. Through the development of energy management algorithms EMS, it was possible to optimize the resilience and energy efficiency of the global system.

To achieve these purposes, the work focused on sizing the storage and power conditioning system, formulating a hierarchical management strategy for the EMS, specifying consumption profiles with selective load-shedding strategies, and operational validation under different operating regimes. The methodological approach was based on detailed mathematical and computational modeling of the subsystems using PSIM, followed by the individual validation of each block, global integration, and the analysis of representative operating scenarios. The obtained results demonstrated the viability of the hierarchical control of the microgrid in islanded mode, the effectiveness of the MPPT under non-linear curves, and the success of the dynamic and coordinated management between load priorities and the system's storage constraints.

Keywords: Isolated Microgrids • Photovoltaic Systems • Energy Storage • Energy Management

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU

No âmbito da Agenda 2030 estabelecida pela Organização das Nações Unidas (ONU), a atividade científica e o desenvolvimento tecnológico desempenham um papel crucial na construção de um futuro mais sustentável. Esta dissertação, focada no desenvolvimento e controlo de uma microrrede autónoma, enquadra-se ativamente neste esforço global. Através da implementação de soluções de energia renovável e da otimização de sistemas de armazenamento, o trabalho desenvolvido tem um impacto direto na sustentabilidade energética e ambiental.

A Tabela sintetiza os *Sustainable Development Goals* (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) (SDG) para os quais esta investigação contribui de forma mais significativa, detalhando a correspondência entre os objetivos selecionados e o trabalho prático realizado.

ODS 7 Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos.

ODS 13 Adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos.

ODS	Objetivo	Contribuição	Indicadores de Desempenho e Métricas
7	7.2	Projeto de uma microrrede autónoma assente num sistema de produção 100% renovável através de energia solar fotovoltaica, garantindo a autossuficiência energética face aos consumos estimados.	Aumento de energia renovável no consumo final total de energia
13	13.2	Redução das emissões de gases com efeito estufa através da substituição de fontes de geração fósseis por um sistema de produção assente em energia renovável.	Emissões totais de gases com efeito de estufa por ano

Agradecimentos

Gostaria de começar por expressar o meu sincero agradecimento ao meu orientador, o Professor António Pina Martins, por ter acompanhado de perto todo o progresso deste trabalho e por me guiar da melhor forma ao longo de todo o percurso. Um agradecimento especial pela sua constante disponibilidade e por encontrar sempre tempo na sua agenda para reunir e esclarecer as minhas dúvidas.

À minha família, o meu obrigado mais sincero. Por estarem sempre presentes quando foi necessário, pelo apoio incondicional e por segurarem a base que me permitiu focar neste objetivo. Sem o vosso carinho e sacrifício, o caminho teria sido infinitamente mais difícil.

À minha namorada, dirijo um agradecimento muito especial. Obrigado pela paciência demonstrada nos dias mais longos, pelo incentivo constante de continuar.

A todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para que esta etapa fosse concluída com sucesso, o meu muito obrigado.

Declaração de Honra

Declaro que a presente dissertação é de minha autoria e não foi previamente apresentada e avaliada nesta ou em outra instituição. As referências a outros autores (afirmações, ideias, pensamentos), assim como a utilização de trabalhos publicados respeitam escrupulosamente as regras da atribuição, e encontram-se devidamente indicadas no texto e nas referências bibliográficas, de acordo com as normas de referência. Tenho consciência de que a prática de plágio ou de autoplágio constituem ilícitos académicos, conforme estabelecido no Código de Ética da U.Porto.

Declaro, ainda, que utilizei ferramentas de Inteligência Artificial para a realização de parte(s) da presente dissertação, e essa utilização e os seus resultados estão devidamente assinalados e foram objeto de cuidada verificação para deteção de erros, imprecisões, atribuições infundadas ou outras formas de enviesamento de conteúdos e argumentos, bem como de determinação de autoria.

<David Armando Antunes Soares Lemos>

Índice

1	Introdução	1
2	Estado da Arte	4
2.1	Sistemas de Energia Elétrica e Microrredes	4
2.1.1	Conceito de Microrrede	4
2.2	Energia Solar Fotovoltaica	6
2.2.1	Curvas I–V e P–V de Módulos Fotovoltaicos	6
2.2.2	Ponto de Máxima Potência e Conversão de Energia	7
2.2.3	Perfis de Geração Fotovoltaica e Necessidade de Armazenamento	8
2.3	Topologias de Conversão Eletrônica de Potência	9
2.3.1	Conversores CC/CC Não Isolados	9
2.3.2	Conversores CC/CC Isolados	12
2.3.3	Conversores CC/CA Não Isolados	13
2.3.4	Conversores CC/CA Isolados	14
2.4	Estratégias de Operação: Grid-Following vs. Grid-Forming	14
2.4.1	Capacidades de Interação com a Rede de Inversores GFL e GFM	14
2.5	Armazenamento em Baterias	15
2.5.1	Conceitos Fundamentais de Baterias	16
2.5.2	Tipos Principais de Baterias	17
2.6	Gestão de Energia e Perfis de Carga	18
2.6.1	Perfil de Carga	18
2.6.2	Classificação de Cargas por Prioridade de Fornecimento	18
3	Desenvolvimento, Teste e Validação do Sistema	20
3.1	Arquitetura do Sistema	20
3.2	Perfil de Consumo Diário	21
3.2.1	Classificação Hierárquica das Cargas	23
3.2.2	Processamento de Dados e Caracterização da Procura Energética	24
3.3	Produção do Pannel Fotovoltaico	24
3.3.1	Perfil Solar Diário	24
3.3.2	Arranjo Fotovoltaico	25
3.3.3	Modelo Físico	26
3.3.4	Conversor CC/CC <i>Boost</i>	28
3.3.5	Resultados de Validação	29
3.4	Sistema de Armazenamento de Energia (Bateria)	31
3.4.1	Estrutura Elétrica e Parametrização do Modelo RC	31
3.4.2	Interface de Potência e Conversor CC/CC	32
3.4.3	Resultados de Validação	33

3.5	Modelação do Inversor CC/CA	35
3.5.1	Estratégia de Regulação de Tensão em Malha Fechada	35
3.5.2	Modelo de Comutação	36
3.5.3	Modelo de Média	37
3.5.4	Validação e Análise Comparativa dos Modelos	38
3.6	Integração e Modelação das Cargas	40
3.6.1	Estratégia de Implementação	41
3.6.2	Modelação das Cargas	41
3.7	Integração da Produção Fotovoltaica e do Armazenamento	42
3.7.1	Modelação do Barramento CC e Malhas de Regulação	43
3.8	Análise de Resultados	44
3.8.1	Balanço Energético	44
3.8.2	Comportamento Dinâmico da Tensão no Barramento CC	47
3.9	Gestão da Procura e Estratégias de Controlo	48
3.9.1	Desconexão Hierárquica de Cargas	48
3.9.2	<i>De-rating</i> Proporcional da Produção Fotovoltaica	52
4	Resultados para Diferentes Cenários	56
4.1	Introdução	56
4.2	Cenário A: Operação sob Perfil de Produção Solar de Inverno	57
4.2.1	Caracterização do Recurso Solar Sazonal	57
4.2.2	Resultados e Discussão do Cenário A	58
4.3	Cenário B: Perfil de Inverno com Alteração de Carga	62
4.3.1	Configuração do Novo Conjunto de Cargas	62
4.3.2	Resultados e Discussão do Cenário B	65
5	Conclusão	70
5.1	Limitações do Trabalho	71
5.2	Trabalhos Futuros	71
	Referências	73

Lista de Figuras

2.1	Estrutura típica microrrede [1]	5
2.2	Curvas I–V e P–V de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de irradiação (à esquerda) e temperatura (à direita). [3]	7
2.3	Descrição geral de um sistema de conversão de energia solar fotovoltaica. [1] . .	8
2.4	Curva típica diária de produção fotovoltaica [5]	9
2.5	Connversor Boost [6]	10
2.6	Conversor Buck Boost [7]	10
2.7	Conversor SEPIC [7]	11
2.8	Conversor Cuk [7]	11
2.9	Conversor ressonante LLC em ponte completa [13]	12
2.10	Conversor bridge phase shift [15]	12
2.11	H-NPC de estágio único [16]	13
2.12	Inversor HERIC de dois estágios [16]	14
2.13	Controlo de potência reativa para apoio à rede	15
3.1	Diagrama de blocos da arquitetura da microrrede fotovoltaica isolada	20
3.2	Perfil diário total das cargas	23
3.3	Perfil de produção solar horário estimado para um módulo de 450W.	25
3.4	Janela de parametrização do bloco <i>Solar Module (Physical Model)</i> e respetivas curvas características no PSIM.	27
3.5	Esquema do estágio de conversão CC/CC Boost e malha de controlo MPPT implementados no PSIM.	28
3.6	Resposta dinâmica da potência injetada no barramento P_{DC}	30
3.7	Esquema do modelo elétrico da bateria, conversor bidirecional CC/CC e malha de controlo de corrente implementados no PSIM.	32
3.8	Resposta do sistema de armazenamento	34
3.9	Modelo por comutação do inversor monofásico em ponte completa implementado no PSIM, evidenciando o estágio de potência com IGBTs e o filtro passa-baixo LC	36
3.10	Modelo de média do inversor monofásico implementado no PSIM, integrando fontes controladas para emulação da transferência de potência e malha de controlo PI para regulação da tensão eficaz.	38
3.11	Análise comparativa das formas de onda entre o modelo por comutação (vermelho) e o modelo de média (verde): tensão pulsada vs. fundamental (V_{ab}), tensão na carga (V_o), corrente no barramento CC (I_{dc}), corrente na indutância do filtro (I_L) e potência ativa consumida (P_{cargas}).	39
3.12	Esquema elétrico e de controlo para a modelação de cargas individuais e gestão do perfil de carga da microrrede.	42

3.13	Esquema elétrico do sistema fotovoltaico com barramento CC flutuante e regulação por bateria no PSIM.	43
3.14	Perfis temporais de simulação para a potência fotovoltaica (P_{fv1}), corrente da bateria (I_{bat}) e potência total consumida (P_{carga}) durante três ciclos diários.	46
3.15	Variação da tensão no barramento CC (V_{dc}) obtido em ambiente de simulação no PSIM.	47
3.16	Estrutura lógica dos comparadores com histerese para desconexão hierárquico de cargas.	49
3.17	Resposta dinâmica da tensão da bateria (V_{bat}) e estados lógicos de ativação das cargas durante os períodos de descarga e recuperação no Caso Base.	51
3.18	Diagrama do circuito de controlo para a limitação ativa (<i>de-rating</i>) proporcional da produção fotovoltaica através de ganho ajustável.	53
3.19	Resposta dinâmica do sistema ao mecanismo de <i>de-rating</i> : evolução de V_{bat} e comparação entre a potência em MPPT (P_{fv}) e a potência regulada (P_{fv_c}).	54
4.1	Perfil diário de produção solar para um módulo fotovoltaico de 450 W em condições de inverno.	57
4.2	Variação da tensão no barramento CC (V_{dc}) obtido em ambiente de simulação no PSIM.	58
4.3	Dinâmica do fluxo energético no Cenário A: correlação entre as potências fotovoltaicas (P_{fv} e P_{fv_c}) e a corrente na bateria (I_{bat})	60
4.4	Comportamento dinâmico do algoritmo de <i>load shedding</i> face à tensão da bateria (V_{bat}) no Cenário A.	61
4.5	Perfil total da procura de potência (kW) para o Cenário B ao longo de um ciclo diário.	64
4.6	Evolução temporal da tensão no barramento CC (V_{dc}) sob as condições do Cenário B.	65
4.7	Dinâmica do fluxo energético no Cenário B: correlação entre as potências fotovoltaicas (P_{fv} e P_{fv_c}) e a corrente na bateria (I_{bat})	66
4.8	Desempenho do algoritmo de <i>load shedding</i> face à tensão da bateria (V_{bat}) sob as condições de procura distribuída do Cenário B.	68

Lista de Tabelas

2.1	Comparação de tecnologias de baterias estacionárias, adaptado de [17]	17
3.1	Perfil de consumo diário estratificado por tipologia de carga ativa (kW).	22
3.2	Balanco energético total por tipologia de carga e do sistema.	22
3.3	Resultados do dimensionamento horário do sistema fotovoltaico e do banco de baterias ($N_{\text{painéis}} = 32$).	45
4.1	Perfil de consumo diário estratificado por tipologia de carga ativa (kW) para o Cenário B.	63
4.2	Balanco energético total por tipologia de carga e do sistema para o Cenário B. . .	63

Lista de Abreviaturas

BMS	<i>Battery Management System</i> (Sistema de Gestão de Baterias)
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CMV	<i>Common-Mode Voltage</i> (Tensão de Modo Comum)
CPU	<i>Central Processing Unit</i> (Unidade Central de Processamento)
DMS	<i>Distribution Management System</i> (Sistema de Gestão de Distribuição)
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de Descarga)
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gestão de Energia)
GFMI s	<i>Grid-Forming Inverters</i>
GFLI s	<i>Grid-Following Inverters</i>
IGBT s	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistors</i>
IBR	<i>Inverter-Based Resources</i> (Fontes Baseadas em Inversores)
LC	Filtro Indutor-Condensador
MC	<i>Micro-source Controller</i> (Controlador de Microfontes)
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i> (Controlador Central da Microrrede)
MOSFET	<i>Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Ponto de Potência Máxima)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguimento do Ponto de Potência Máxima)
ONU	Organização das Nações Unidas
PFC	<i>Power Factor Correction</i> (Correção do Fator de Potência)
PI	Proporcional-Integral
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Impulso)
RMS	<i>Root Mean Square</i> (Valor Eficaz)
RTE	<i>Round-Trip Efficiency</i> (Eficiência de Ida e Volta)
SDG	<i>Sustainable Development Goals</i> (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável)
SEPIC	<i>Single-Ended Primary-Inductor Converter</i>
SoC	<i>State of Charge</i> (Estado de Carga)
SoH	<i>State of Health</i> (Estado de Saúde da Bateria)

Capítulo 1

Introdução

A área científica desta dissertação insere-se na engenharia eletrotécnica e nos sistemas de energia, com foco na concepção e análise de microrredes elétricas baseadas em geração solar fotovoltaica e armazenamento em baterias. Neste contexto, as microrredes representam soluções robustas, eficientes e sustentáveis para a produção e gestão de energia elétrica em locais com acesso inexistente ou limitado à rede convencional, permitindo integrar fontes renováveis e sistemas de armazenamento de forma coordenada para assegurar o equilíbrio entre geração e consumo. A relevância deste domínio está ligada à necessidade de aumentar a resiliência energética local e reduzir a dependência de combustíveis fósseis, em linha com os objetivos de transição energética e descarbonização.

O problema central abordado consiste em definir, dimensionar e avaliar uma microrrede com geração fotovoltaica e baterias, capaz de garantir um fornecimento de energia estável e fiável a um conjunto de cargas previamente definido. A questão principal pode ser formulada como: “Como especificar e gerir um sistema de armazenamento de energia, integrado numa microrrede solar, que assegure a continuidade de serviço e o uso eficiente da energia renovável, tendo em conta a variabilidade da produção e o perfil de consumo das cargas?”. Esta problemática envolve decisões sobre a capacidade de armazenamento, a forma como a bateria é operada, a caracterização das cargas e a definição de estratégias de gestão da procura, bem como a avaliação do desempenho do sistema em diferentes condições de funcionamento.

A proposta de trabalho assenta em cinco objetivos principais. Em primeiro lugar, pretende-se especificar e dimensionar o sistema de armazenamento de energia da microrrede, definindo a tecnologia de bateria, a capacidade necessária e os limites operacionais (tensão, corrente e profundidade de descarga) em função dos perfis de geração fotovoltaica e das exigências de autonomia. Em segundo lugar, será definida uma estratégia de gestão do sistema de armazenamento, estabelecendo regras de carga e descarga, prioridades de utilização da energia solar e da bateria e condições de atuação de eventuais fontes auxiliares, de modo a maximizar a fração renovável e preservar a vida útil das baterias. Em terceiro lugar, o trabalho irá caracterizar um ou mais perfis de carga e uma estratégia de gestão da procura, incluindo critérios para o desligar ou limitar determinadas cargas em situações de défice de geração ou de estado de carga crítico, garantindo o abastecimento

às cargas prioritárias. Em quarto lugar, serão demonstradas, por simulação, diferentes condições de operação da microrrede, analisando cenários típicos de carga e descarga da bateria, períodos de elevada e baixa produção fotovoltaica e eventos de desligar/ligar as cargas. Finalmente, será simulada a solução global que integra todos os subsistemas modelados, caracterizando o comportamento dinâmico do conjunto face a cenários de operação reais. O objetivo foca-se em validar o desempenho combinado do gerador fotovoltaico, do banco de baterias e dos respetivos conversores eletrónicos, quantificando a eficácia das estratégias implementadas, nomeadamente o algoritmo MPPT e o EMS de controlo bidirecional da corrente. Desta forma, demonstra-se a capacidade do sistema em garantir o balanço energético e a estabilidade da microrrede através do uso coordenado e otimizado de todos os seus recursos.

A motivação para este trabalho decorre da crescente necessidade de soluções energéticas autónomas para zonas remotas, ilhas ou instalações críticas onde a ligação à rede elétrica é inexistente ou instável, bem como da pressão para reduzir emissões de CO_2 e melhorar a segurança de abastecimento.

As microrredes solares com baterias oferecem uma alternativa competitiva aos sistemas baseados exclusivamente em grupos geradores a diesel, permitindo reduzir custos operacionais, volatilidade de preços e impactos ambientais, ao mesmo tempo que aumentam a autonomia energética de comunidades e empresas. Do ponto de vista de auditoria e gestão de energia, uma metodologia clara para especificar, gerir e avaliar microrredes isoladas constitui uma ferramenta valiosa na identificação e priorização de investimentos em infraestruturas resilientes e sustentáveis. As aplicações potenciais da solução estudada incluem comunidades rurais isoladas, pequenos aglomerados em ilhas, instalações turísticas remotas, unidades industriais de pequena escala e infraestruturas críticas como estações de telecomunicações, unidades de saúde ou centros de comando. A resolução do problema proposto tem implicações diretas na melhoria da qualidade de serviço energético, na redução da dependência de combustível fóssil e na criação de modelos replicáveis que possam ser adaptados a diferentes contextos, com perfis de carga e recursos renováveis distintos.

A abordagem preliminar prevista passa pela recolha de dados de recurso solar e de perfis de carga representativos, pela seleção de modelos para os principais componentes (módulos fotovoltaicos, inversores e baterias) e pela implementação de um modelo de microrrede em ambiente de simulação. Sobre esta base, serão definidos cenários operacionais e estratégias de gestão de armazenamento e de cargas, avaliando o desempenho do sistema em termos elétricos, energéticos e operacionais. O âmbito do trabalho centra-se em microrredes de pequena e média potência baseadas em painéis fotovoltaicos e baterias, operando em modo isolado, não serão abordados em detalhe outros recursos renováveis, mecanismos de mercado ou implementação física de hardware, privilegiando-se a modelação, simulação e análise crítica de resultados.

O documento organiza-se em cinco capítulos articulados. Após esta introdução que apresenta o problema e objetivos, segue-se o capítulo 2 "Estado da Arte", com uma revisão crítica sobre as microrredes, geração fotovoltaica, baterias e eletrónica de potência. Posteriormente, o capítulo 3 "Desenvolvimento, Teste e Validação do Sistema" aborda a definição da arquitetura estrutural do sistema e a respetiva implementação do modelo de simulação, servindo de base para o capítulo 4

"Resultados para Diferentes Cenários", onde são exploradas variantes de gestão sob diferentes perfis de carga e geração. Por fim, a dissertação termina com o 5 "Conclusão", onde se realiza uma avaliação global do desempenho do sistema e uma síntese das principais conclusões e limitações identificadas ao longo do estudo.

Para garantir a concretização sistemática da estrutura apresentada e o cumprimento dos objetivos delineados, o plano de trabalho foi segmentado em fases metodológicas interdependentes. Estas etapas cobrem desde a fundamentação teórica abstrata até à validação e documentação dos resultados, estabelecendo um fluxo contínuo que sustenta o desenvolvimento rigoroso da investigação. As principais componentes desta abordagem metodológica são detalhadas de seguida.

Preparação (Revisão da literatura e Atualização do Estado da Arte) : Finalização da revisão bibliográfica sobre microrredes elétricas isoladas, com aprofundamento das tecnologias de armazenamento em baterias e dos seus diferentes tipos, algoritmos MPPT e estratégias de controlo hierárquico.

Modelação (Identificação do modelo para simulação e implementação da solução para o sistema global) : Nesta fase será desenvolvido os modelos completos no PSIM dos principais subsistemas da microrrede isolada. Cada subsistema será testado individualmente para verificar os comportamentos dinâmicos e estáveis, assegurando fiabilidade antes da integração no sistema global.

Simulação e Análise (Análise e caracterização do desempenho do sistema de conversão de energia) : Integração do sistema global com lógica de gestão de armazenamento (EMS), simulação de cenários operacionais com diferentes perfis de carga e caracterização de indicadores de desempenho.

Documentação (Escrita da dissertação) : Esta etapa será desenvolvida paralelamente às outras fases, adotando-se um trabalho contínuo de escrita com o objetivo de facilitar a revisão final e ajuste de detalhes. Esta abordagem permite consolidação progressiva dos capítulos à medida que os resultados são obtidos, garantindo coerência entre o enquadramento teórico e a análise prática, bem como revisão iterativa ao longo de todo o processo.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Sistemas de Energia Elétrica e Microrredes

Os sistemas de energia elétrica convencionais foram historicamente concebidos com uma estrutura hierárquica, composta por grandes centros de produção, redes de transporte em alta tensão, redes de distribuição em média e baixa tensão e, por fim, os consumos dispersos em edifícios, indústria e infraestruturas públicas. Nesta configuração, o fluxo de energia é predominantemente unidirecional, deslocando-se das centrais de grande potência para as cargas, enquanto a gestão da estabilidade de tensão e frequência é assegurada por um número relativamente reduzido de unidades de produção síncronas. Este modelo mostrou-se eficaz durante décadas, mas revela limitações perante a crescente integração de fontes renováveis distribuídas, a necessidade de reduzir emissões de gases com efeito de estufa e a exigência de maior resiliência em contextos onde a rede é fraca, instável ou inexistente.

Neste cenário, o conceito de microrrede surge como uma evolução natural dos sistemas elétricos tradicionais, permitindo uma abordagem mais modular, flexível e local à produção e gestão de energia. Uma microrrede pode ser entendida como um conjunto de cargas e recursos energéticos distribuídos, tais como, a geração renovável, o armazenamento em baterias e, eventualmente, geração convencional de pequena escala interligados numa área geográfica limitada e capazes de operar como um sistema quase autónomo. Ao contrário da rede convencional, onde o utilizador é essencialmente passivo, numa microrrede as decisões sobre quando e como produzir, armazenar e consumir energia podem ser tomadas localmente, recorrendo a estratégias de controlo que otimizam o desempenho energético, a qualidade de serviço e os custos de operação. Esta capacidade de operar de forma independente é particularmente relevante em microrredes isoladas, nas quais não existe ligação permanente à rede pública e onde a continuidade do fornecimento depende diretamente do equilíbrio interno entre geração, armazenamento e consumo.

2.1.1 Conceito de Microrrede

As microrredes elétricas são sistemas elétricos de pequena escala que integram múltiplas fontes de geração, armazenamento e cargas, capazes de operar tanto conectadas à rede principal como

de forma isolada. De acordo com a Figura 1, dois feeders e um dispositivo de armazenamento de energia estão conectados ao lado de Baixa Tensão (BT). São representados recursos energéticos despacháveis e não despacháveis que fornecem energia em Corrente Alternada (CA) ou Corrente Contínua (CC). Como a estrutura considerada para a microrrede transmite energia em CA, são utilizados conversores eletrônicos de potência para ajustar as fontes em CC e realizar a transformação de CC para CA.[1] [2]

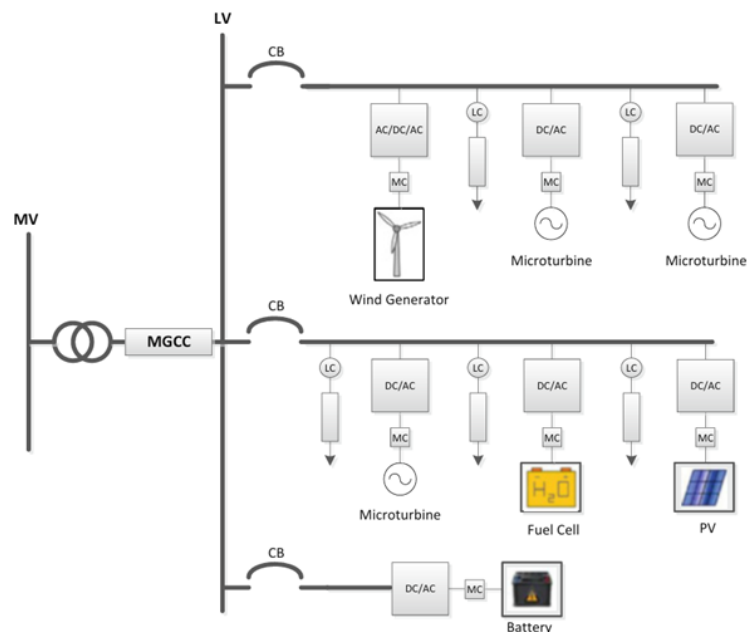


Figura 2.1: Estrutura típica microrrede [1]

O controlo da microrrede é realizado de forma hierárquica, estruturando-se em diferentes níveis de decisão. Na base desta arquitetura localizam-se os controladores locais: *Micro-source Controller* (Controlador de Microfontes) (MC), responsável por regular e monitorizar individualmente as fontes de geração distribuída, e o Filtro Indutor-Condensador (LC), encarregue de gerir os consumos controláveis nos ramos através da regulação da potência ativa e reativa. Ambos os dispositivos operam ao nível local e executam as diretrizes emanadas pelo *Microgrid Central Controller* (Controlador Central da Microrrede) (MGCC), que atua como o órgão de gestão e supervisão global, assegurando a coordenação, estabilidade e eficiência energética de todo o sistema integrado. No topo desta hierarquia, o *Distribution Management System* (Sistema de Gestão de Distribuição) (DMS) estabelece a comunicação bidirecional com o MGCC, promovendo a otimização operativa e a integração segura da microrrede na rede de distribuição principal.

No que concerne à operação, as microrredes exibem a capacidade de atuar em dois modos distintos: conectado à rede elétrica ou isolado. No modo conectado, a microrrede encontra-se interligada à rede de distribuição principal, a qual assume o controlo direto da tensão e da frequência no ponto de acoplamento comum. Neste regime, o controlo interno é simplificado, permitindo à microrrede absorver energia para suprir défices locais ou injetar o excedente gerado pelas fon-

tes renováveis, abrindo a possibilidade de fornecer serviços de sistema, tais como o suporte de potência reativa e a regulação local de tensão.

Inversamente, no modo isolado (*islanded mode*), a microrrede opera de forma totalmente autônoma, tornando-se diretamente responsável pela regulação e manutenção dos perfis de tensão e frequência do barramento. Este modo é essencial em cenários de falha na rede macro, intervenções de manutenção ou estratégias específicas de gestão energética, exigindo a aplicação de algoritmos de controle que garantam o equilíbrio instantâneo entre a geração e a procura, muitas vezes recorrendo ao deslastre ou priorização de cargas críticas. A transição entre estes dois modos operativos deve ser executada de forma suave e controlada para mitigar transientes severos e evitar instabilidades, conferindo às microrredes elevados índices de flexibilidade, autonomia e resiliência face a perturbações externas.

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica baseia-se na conversão direta da radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, que ocorre em células fotovoltaicas fabricadas com materiais semicondutores, geralmente silício ou outros materiais como o índio, cádmio e gálio. Estas células são os componentes fundamentais dos painéis solares e têm a capacidade de transformar a energia luminosa em energia elétrica.

A corrente elétrica gerada pelas células é de corrente contínua (cc) e é encaminhada para um inversor, onde é convertida em corrente alternada (ca), compatível com a rede elétrica e os equipamentos de consumo. A eficiência deste processo depende de fatores como a qualidade dos materiais semicondutores, a temperatura de operação, o nível de irradiância e o ângulo de incidência da luz solar.

A intensidade da radiação solar, expressa em W/m^2 , é um parâmetro determinante no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Em condições ideais, a irradiância global à superfície terrestre atinge cerca de $1000 W/m^2$, embora varie em função da localização geográfica, da altitude e das condições atmosféricas.

Do ponto de vista geográfico, a disponibilidade de energia solar é maior nas regiões de latitudes baixas, onde a radiação é mais direta e constante ao longo do ano. Locais com alta insolação e baixa nebulosidade apresentam, portanto, maior produtividade energética. A orientação e a inclinação dos painéis também influenciam significativamente a eficiência do sistema.

2.2.1 Curvas I–V e P–V de Módulos Fotovoltaicos

O comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico é descrito pelas suas curvas corrente–tensão (I–V) e potência–tensão (P–V). A curva I–V demonstra que o módulo se comporta como uma fonte de corrente contínua, mantendo a corrente praticamente constante para diferentes níveis de tensão. À medida que a tensão aumenta, ocorre a recombinação dos elétrons livres, reduzindo gradualmente a corrente até ao ponto de circuito aberto V_{oc} , onde esta se anula. Em curto-circuito, o módulo fornece a corrente máxima I_{sc} , que varia quase linearmente com a irradiação solar.

A curva P-V, obtida pela multiplicação da corrente pela tensão, apresenta um ponto de potência máxima *Maximum Power Point* (Ponto de Potência Máxima) (MPP). A tensão correspondente V_{mp} depende das condições de temperatura e irradiação. A temperatura tem um impacto significativo, pois o aumento da temperatura reduz a tensão de circuito aberto, diminuindo a potência máxima disponível. Assim, a potência extraída de um módulo fotovoltaico é diretamente afetada por estes dois fatores ambientais.

Nos sistemas fotovoltaicos reais, as curvas I-V e P-V são também influenciadas pelas resistências internas de série R_s e de *shunt* R_{sh} , que representam perdas no material semicondutor e nas ligações elétricas. Em instalações compostas por múltiplos módulos ligados em série ou em paralelo, podem surgir diferenças de temperatura, sombreamento parcial ou *mismatch* elétrico, originando vários pontos locais de potência máxima, o que torna mais complexa a obtenção do ponto ótimo global. [3] [4]

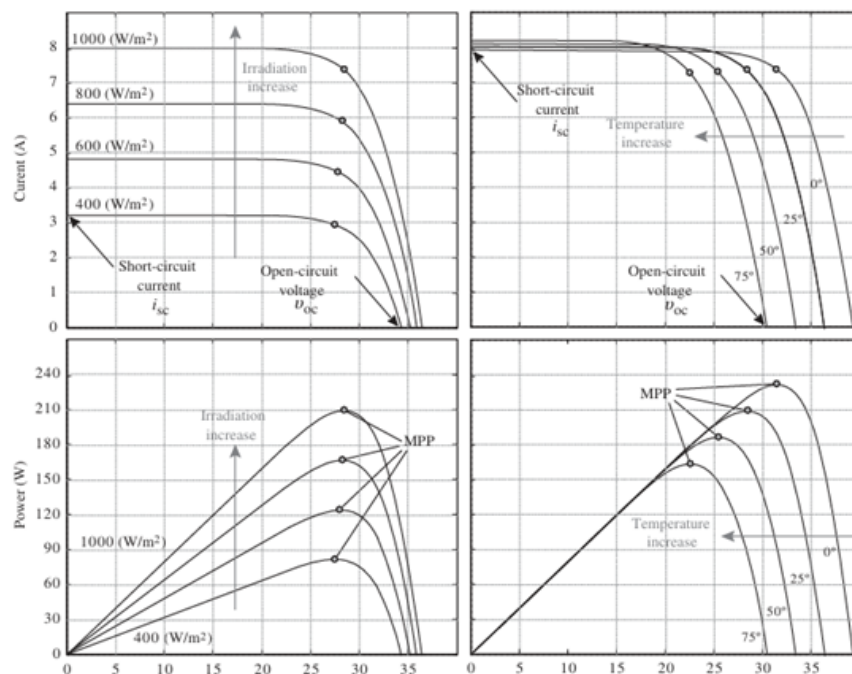


Figura 2.2: Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de irradiância (à esquerda) e temperatura (à direita). [3]

2.2.2 Ponto de Máxima Potência e Conversão de Energia

O algoritmo MPPT é responsável por ajustar dinamicamente o ponto de operação elétrico do arranjo fotovoltaico, de forma a otimizar a potência transferida para o sistema de condicionamento de potência. Este é o conjunto de conversores eletrônicos de potência responsáveis pela adaptação, conversão e controlo da energia gerada pelos painéis solares antes da sua injeção na rede elétrica.

Estes conversores podem ser configurados segundo duas principais topologias de conversão:

- **Topologia de estágio único:** o arranjo fotovoltaico é ligado diretamente ao barramento CC do inversor. Nesta configuração, o inversor realiza simultaneamente as funções de MPPT e conversão CC-CA, apresentando uma arquitetura mais simples, um menor custo e melhor eficiência.
- **Topologia de dois estágios:** inclui um conversor CC-CC entre o arranjo FV e o inversor. O conversor CC-CC é responsável pela execução do algoritmo MPPT, regulando a tensão e maximizando a extração de potência, enquanto o inversor CC-CA assegura a sincronização e injeção de energia na rede. Esta separação funcional permite maior flexibilidade operacional, possibilitando o controlo independente de potência ativa e reativa, a regulação de tensão e a compensação dinâmica de potência.

A Figura 2.3 apresenta de forma simplificada as principais etapas da conversão de energia elétrica num sistema fotovoltaico ligado à rede. Os painéis solares são associados em série e/ou paralelo para formar um arranjo com a potência desejada, sendo a energia processada por um conversor eletrónico, que pode incluir um estágio CC-CC. Nos sistemas autónomos (*off-grid*), esta conversão é geralmente assegurada apenas por um conversor CC-CC. [1]

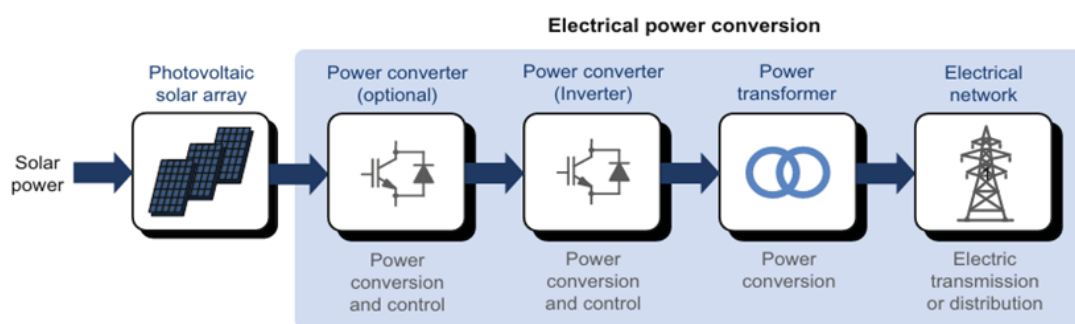


Figura 2.3: Descrição geral de um sistema de conversão de energia solar fotovoltaica. [1]

2.2.3 Perfis de Geração Fotovoltaica e Necessidade de Armazenamento

A produção de energia em sistemas solares fotovoltaicos varia de forma marcadamente intermitente ao longo do dia, refletindo a disponibilidade de radiação solar. De forma simplificada, um modelo diário típico pode ser representado por uma curva em “sino”: produção nula durante a noite, subida progressiva após o nascer do sol, valor máximo próximo do meio-dia solar e descida gradual até ao pôr do sol. Em termos horários, esta curva pode ser aproximada multiplicando a potência nominal do campo fotovoltaico por um fator de utilização que depende da irradiância e da temperatura em cada intervalo de tempo, permitindo estimar a energia produzida em cada hora do dia.

Em escalas sazonais, o perfil médio diário desloca-se e altera a sua amplitude em função da época do ano, resultando em maior produção no verão (dias mais longos e maior irradiância) e menor produção no inverno. Além disso, fenómenos de curto prazo, como passagem de nuvens,

causam flutuações rápidas na potência instantânea, introduzindo variações que podem ser relevantes em microrredes de pequena dimensão, como podemos verificar na Figura 2.4. Em termos de modelação simples, estes efeitos podem ser considerados através de perfis horários médios mensais, eventualmente ajustados por fatores de correção para cenários mais pessimistas ou mais favoráveis.

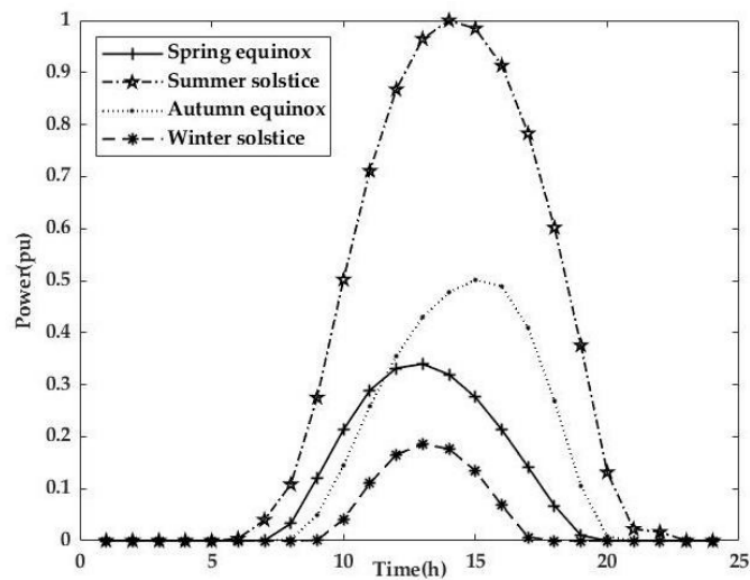


Figura 2.4: Curva típica diária de produção fotovoltaica [5]

A consequência direta destes perfis de geração é o descasamento temporal entre a produção máxima e a procura de energia das cargas. Em muitas aplicações, os consumos mais significativos não coincidem exatamente com o período de maior produção solar, podendo ocorrer picos de carga ao início da manhã, ao final da tarde ou mesmo durante a noite, quando a produção fotovoltaica é nula. Esta descoordenação entre geração e consumo justifica, em termos técnicos, o recurso a sistemas de armazenamento em baterias: o excedente de energia produzido nas horas de maior radiação pode ser armazenado e posteriormente utilizado em períodos de menor ou inexistente produção, contribuindo para a estabilidade da microrrede, para a redução de cortes de carga e para o aumento da fração de energia renovável efetivamente aproveitada.

2.3 Topologias de Conversão Eletrônica de Potência

2.3.1 Conversores CC/CC Não Isolados

Conversores CC/CC não isolados são topologias em que a entrada e a saída partilham a mesma referência elétrica (massa comum), não havendo transformador de alta frequência entre elas. Nessa categoria incluem-se os conversores Buck, Boost, Buck-Boost, Ćuk, *Single-Ended Primary-Inductor Converter* (SEPIC).

Boost:

O conversor *boost* é a arquitetura mais utilizada na atualidade. O seu funcionamento baseia-se no armazenamento temporário de energia num indutor para elevar uma tensão contínua de entrada para um nível superior na saída. Devido a esta ampla aceitação, a topologia convencional do conversor será a arquitetura adotada neste trabalho, sendo utilizada mais à frente para a parte de modelação, controlo e simulação do sistema.

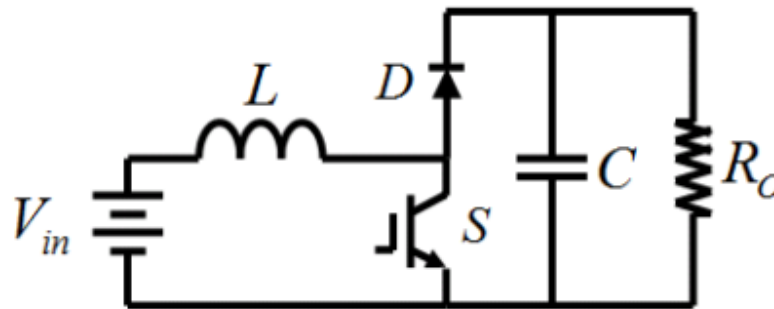


Figura 2.5: Connversor Boost [6]

Buck-Boost:

O conversor Buck-Boost é uma topologia versátil, como mostra na Figura 2.6 que combina as capacidades de redução (Buck) e elevação (Boost) de tensão. É amplamente utilizado na integração de energias renováveis (fotovoltaica e pilhas de combustível) e em setores industriais, como acionamentos de motores e iluminação LED. Recentemente, a investigação tem-se focado em variações desta topologia (como conversores bidirecionais ou em cascata) para maximizar a eficiência, reduzir o stresse dos componentes e melhorar a gestão de energia em aplicações críticas como veículos elétricos e telecomunicações. Nesta topologia, são utilizadas múltiplas fontes de potência de entrada em conjunto com conversores buck-boost de múltipla entrada, integrados como uma interface entre as microfontes e o barramento CC. [7] [8]

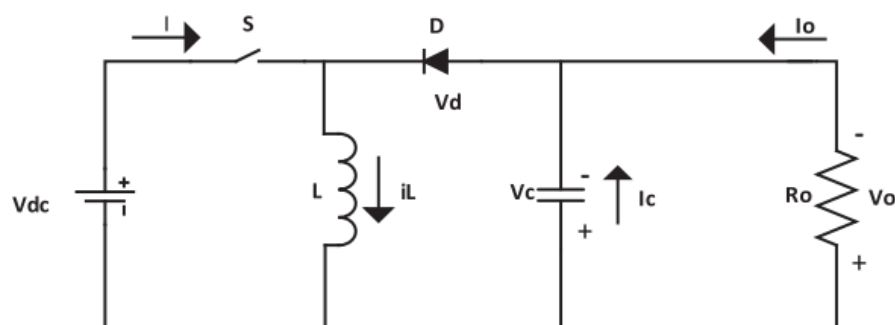


Figura 2.6: Conversor Buck Boost [7]

SEPIC:

O conversor SEPIC (Single-Ended Primary Inductor Converter) é semelhante à topologia buck-boost, como ilustrado na Figura 2.7, tendo também a capacidade de elevar ou reduzir os níveis de tensão de saída. Esta topologia é utilizada em inúmeras áreas, como na geração de energia solar para regular tensões CC instáveis e para melhorar o fator de potência em linhas CA. Uma das suas maiores vantagens face ao buck-boost é o facto de possuir uma saída não inversora, sendo preferido para aplicações de alta potência. Para obter tensões de saída elevadas, o tempo de condução do interruptor deve ser superior ao tempo de corte. [7] [9]

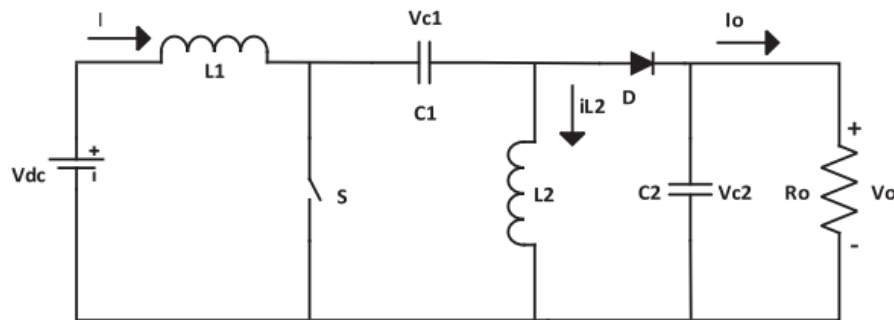


Figura 2.7: Conversor SEPIC [7]

Cuk:

O conversor Cuk baseia-se numa topologia boost seguida de uma topologia buck, conforme ilustrado na Figura 2.8. É utilizado para regulação de tensão e *Power Factor Correction* (Correção do Fator de Potência) (PFC) em diversas aplicações. A polaridade da saída é invertida em relação à entrada, apresentando menores perdas por comutação e uma melhor eficiência. A elevação da tensão depende dos períodos ON e OFF do interruptor de controlo: durante o período ON, os condensadores descarregam enquanto os indutores armazenam energia; inversamente, durante o período OFF, o diódo entra em condução e começa a fornecer corrente. Esta topologia utiliza o condensador como componente principal de armazenamento de energia, ao contrário de outras que utilizam indutores. [7] [10]

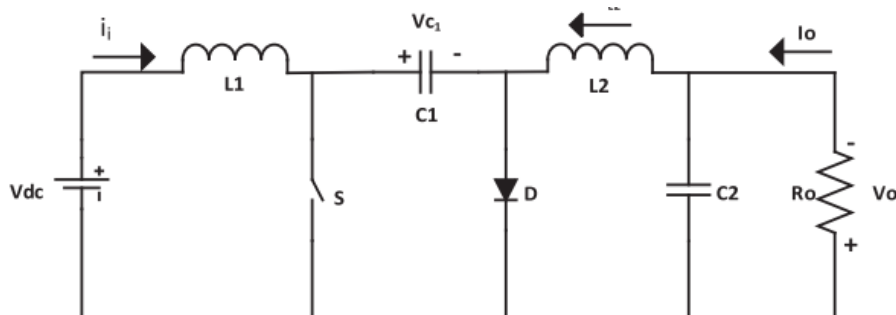


Figura 2.8: Conversor Cuk [7]

2.3.2 Conversores CC/CC Isolados

Conversor ressonante LLC Full bridge:

O conversor ressonante em ponte para conversão cc-cc, conforme indicado na Figura 2.9, para carregamento rápido. Este alcança comutação com tensão nula (zero voltage switching), sem oscilação de tensão no diodo retificador e sem corrente de recuperação inversa [11]. A principal desvantagem é que, para controlar a tensão de saída da bateria, esta topologia necessita da utilização de uma ampla gama de frequências de comutação. Isto complica o projeto do transformador e do filtro e, quando a tensão da bateria baixa, a operação do conversor torna-se menos eficiente [12].

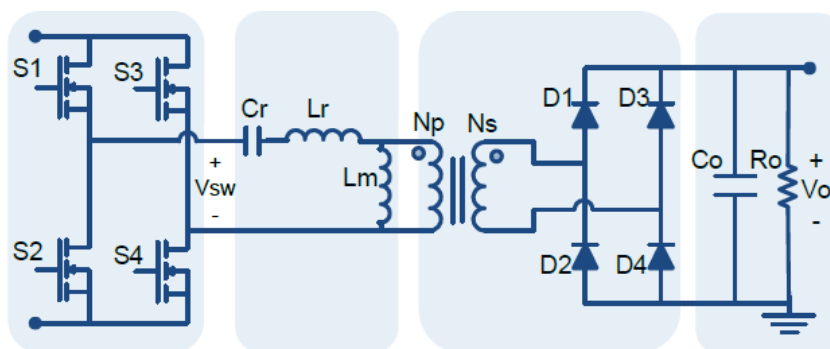


Figura 2.9: Conversor ressonante LLC em ponte completa [13]

Conversor Full-Bridge Phase-Shift:

Um conversor full-bridge phase shift utilizado em aplicações de controlo, conforme ilustrado na Figura . As características deste conversor são um mecanismo de controlo rápido, baixo stresse de corrente e comutação suave (soft switching) para os interruptores primários. Este conversor apresenta várias desvantagens, incluindo a passagem excessiva de corrente durante o período de roda livre (freewheeling) e o stresse excessivo de tensão na ponte retificadora. [14]

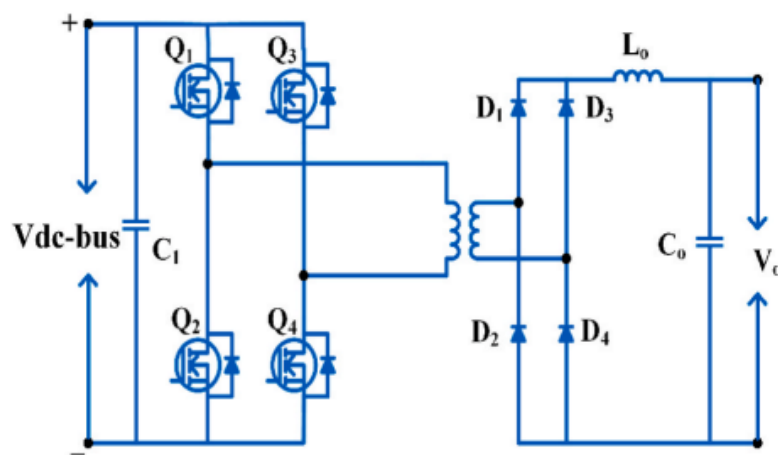


Figura 2.10: Conversor bridge phase shift [15]

2.3.3 Conversores CC/CA Não Isolados

Embora as topologias de inversores isolados sejam aceites como um padrão industrial em termos de isolamento galvânico e requisitos de segurança, as novas topologias de inversores sem transformador (não isolados) foram propostas para reduzir os custos de implementação e as correntes de fuga, e para aumentar a eficiência através da eliminação das perdas no transformador. Os inversores fotovoltaicos (PV) monofásicos sem transformador tornaram-se uma tecnologia industrial de longa data na integração de centrais solares na rede. Nos últimos anos, estas topologias de inversores de string com potência nominal inferior a 5 kW têm sido amplamente utilizadas em microinversores solares de baixa potência. As topologias mais recentes, tais como H-bridge, NPC, H-NPC, HERIC, T-type, H5 e H6, estão a ser amplamente utilizadas em microinversores comerciais. Estas configurações são projetadas em estruturas de estágio único ou de dois estágios, dependendo da topologia e dos requisitos de ligação à terra. Embora exista um interesse crescente em topologias de microinversores sem transformador, estas sofrem com a dificuldade em eliminar a corrente de fuga devido à capacitância parasita que surge entre o módulo fotovoltaico e a terra. A corrente de fuga, que causa várias preocupações, tais como problemas de segurança, ruídos de interferência eletromagnética, aumento das taxas de THD e perdas de potência, está também relacionada com o método de controlo e o *Common-Mode Voltage* (Tensão de Modo Comum) (CMV). A corrente de fuga é eliminada através de alguns métodos, tais como a remoção da ligação do módulo fotovoltaico com a rede elétrica durante o modo de roda livre (freewheeling), o uso de condensadores de grampeamento no barramento CC no lado da entrada, ou a criação de uma ligação entre o neutro da rede e o terminal negativo do módulo fotovoltaico. [16]

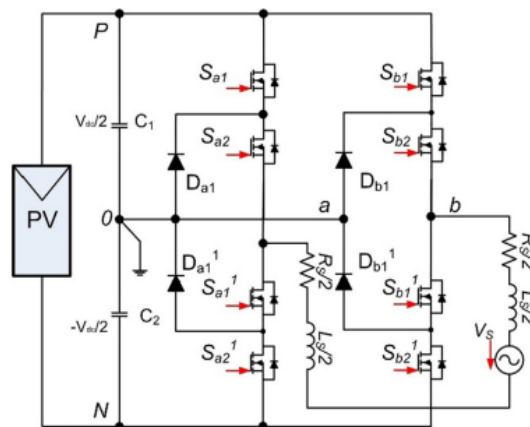


Figura 2.11: H-NPC de estágio único [16]

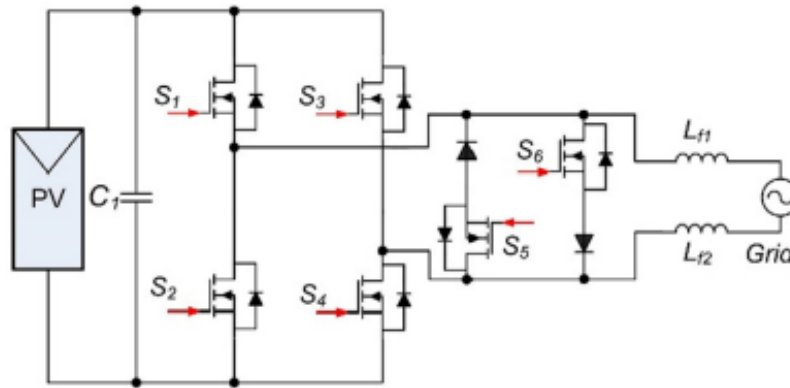


Figura 2.12: Inversor HERIC de dois estágios [16]

2.3.4 Conversores CC/CA Isolados

Em geral, numa combinação de um estágio CC/CC isolado (flyback, forward, half-bridge, full-bridge ou LLC) seguido de um inversor CC/CA (ponte completa ou multinível). O transformador de alta frequência assegura isolamento galvânico entre o barramento CC e as cargas CA, oferecendo vantagens como segurança elétrica elevada, adaptação ampla de níveis de tensão entre fonte e carga, e proteção contra sobretensões e falhas de terra. No entanto, apresentam maior complexidade arquitetônica, eficiência ligeiramente inferior em relação às topologias não isolada, um custo acrescido e maior peso/volume devido ao transformador, sendo preferidos em microrredes híbridas CC/CA ou aplicações críticas onde a segurança elétrica prevalece sobre a máxima eficiência energética.

2.4 Estratégias de Operação: Grid-Following vs. Grid-Forming

Todas as fontes baseadas em inversores *Inverter-Based Resources* (Fontes Baseadas em Inversores) (IBR) partilham a função base de injetar potência ativa e reativa na rede. Contudo, as diferenças na estratégia de controlo e na interação com o sistema elétrico dividindo - se em: *Grid-Following Inverters* (GFLIs) e *Grid-Forming Inverters* (GFMI). Esta distinção é crucial para compreender como cada tecnologia reage a variações de tensão e frequência.

2.4.1 Capacidades de Interação com a Rede de Inversores GFL e GFM

Partindo desta distinção fundamental, as aplicações de GFLIs focam-se primordialmente na injeção de potência ativa na rede através do seguimento do ponto de máxima potência (MPPT). Por conseguinte, o fornecimento de potência reativa é mínimo, sendo frequentemente próximo de zero. Estes dispositivos são designados por inversores alimentadores da rede GFDIs. Do ponto de vista da rentabilidade, esta é a forma mais atrativa de operar os IBRs. No entanto, a regulação

de tensão e frequência torna-se um desafio técnico à medida que o número de GFDIs ligados ao sistema aumenta.

Assim, os operadores de rede e reguladores impuseram requisitos rigorosos, especialmente para IBRs de grande escala (tipicamente acima de 5 MW), no sentido de apoiarem a rede através do fornecimento de potência reativa e da variação da potência ativa em resposta a alterações na mesma. Um exemplo de requisito de resposta de potência reativa (Q) é ilustrado na Figura 2.13, onde a resposta entra em ação para sustentar a tensão da rede quando ocorre um desvio. Quando a tensão da rede diminui, o IBR deve fornecer potência reativa positiva de acordo com um ajuste de estatismo (droop) predefinido. Da mesma forma, quando a tensão aumenta, deve ser fornecida potência reativa negativa pelo IBR, conforme demonstrado na Figura 2.13. Os IBRs que operam no modo de apoio à rede são conhecidos como inversores de apoio à rede (GSIs). Quase todos os IBRs de grande escala funcionam como GSIs, enquanto os de pequena escala, tipicamente abaixo de 5 MW, operam como GFDIs

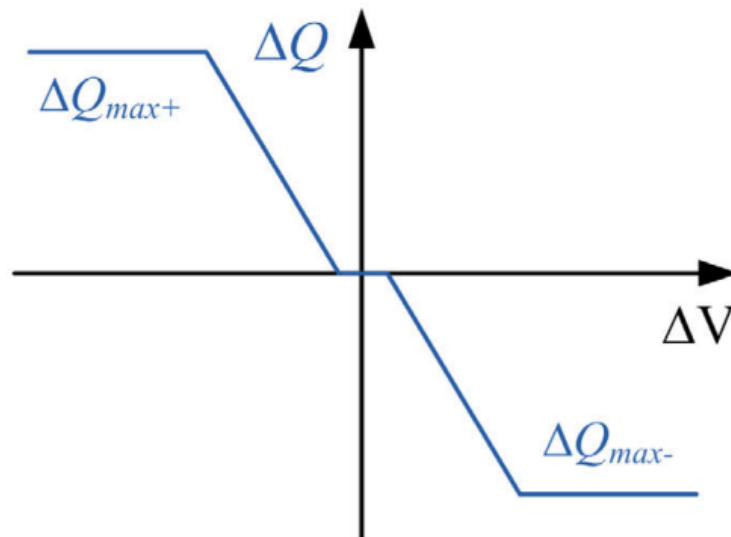


Figura 2.13: Controle de potência reativa para apoio à rede

2.5 Armazenamento em Baterias

As baterias desempenham funções essenciais numa microrrede baseada em energia solar fotovoltaica, atuando como elemento de ponte temporal entre a geração intermitente e o consumo variável das cargas. A principal função é deslocar energia no tempo: durante períodos de pico de produção solar, quando a geração excede a procura imediata, o excedente é armazenado na bateria; posteriormente, em horas de baixa ou nula produção (noite ou dias nublados), essa energia armazenada é descarregada para alimentar as cargas prioritárias, evitando desperdício de energia renovável e garantindo continuidade de serviço.

Uma segunda função crítica consiste em limitar variações bruscas de potência e suavizar flutuações rápidas da geração fotovoltaica, como as causadas por nuvens passageiras. Num sistema de pequena escala como uma microrrede isolada, estas oscilações podem provocar quedas de tensão ou frequência que comprometem a estabilidade elétrica. As baterias absorvem estes picos instantâneos de geração ou carga, libertando a energia de forma controlada através dos inversores, o que contribui para manter parâmetros de qualidade de energia dentro dos limites aceitáveis e reduz o stress mecânico e térmico sobre os restantes componentes do sistema.

2.5.1 Conceitos Fundamentais de Baterias

Na operação de sistemas de armazenamento eletroquímico, vários parâmetros fundamentais determinam a capacidade, eficiência e durabilidade das baterias. Estes conceitos são essenciais para o dimensionamento e controlo numa microrrede fotovoltaica.

State of Charge (Estado de Carga) (SoC): É definido como a razão entre a carga elétrica disponível na bateria e a sua capacidade nominal total, expressa em percentagem:

$$\text{SoC} = \frac{Q_{\text{disponível}}}{Q_{\text{nominal}}} \times 100\% \quad (2.1)$$

O SoC é continuamente monitorizado pelo sistema de *Battery Management System* (Sistema de Gestão de Baterias) (BMS) através de métodos como a integração de corrente (Coulomb counting), medições de tensão em repouso ou modelos electroquímicos híbridos.

Profundidade de Descarga (DoD - Depth of Discharge): Representa a fração da capacidade nominal efetivamente utilizada num ciclo de carga/descarga:

$$\text{DoD} = 100\% - \text{SoC}_{\text{final}} = \frac{Q_{\text{descarregada}}}{Q_{\text{nominal}}} \times 100\% \quad (2.2)$$

Ciclos com maior *Depth of Discharge* (Profundidade de Descarga) (DoD) fornecem maior energia útil, mas reduzem aceleradamente a vida útil da bateria devido a mecanismos de degradação irreversíveis nos eletrodos e eletrólito.

Round-Trip Efficiency (Eficiência de Ida e Volta) (RTE): É a razão entre a energia elétrica útil fornecida na descarga e a energia elétrica consumida na carga correspondente:

$$\eta_{\text{RTE}} = \frac{E_{\text{descarregada}}}{E_{\text{carregada}}} \times 100\% \quad (2.3)$$

Inclui todas as perdas irreversíveis: resistência ôhmica interna (R_i), perdas de conversão cc-cc, sobrepotenciais nos eletrodos e reações químicas secundárias. [17] [18]

Envelhecimento das baterias:

- **Por ciclos:** Degradação cumulativa associada a cada processo completo de carga/descarga. Em baterias de ião-lítio, ocorre formação de SEI espessurado e perda de lítio ativo; em chumbo-ácido, sulfatação dos eletrodos. A vida útil é especificada como número de ciclos até atingir 80% da capacidade nominal ($C/C_0 = 0.8$) a um DoD definido.

- **Por calendário:** Degradação espontânea ao longo do tempo, independente da utilização, causada por autodescarga, evaporação de eletrólito e reações químicas irreversíveis. É modelada por aceleração térmica (Arrhenius) e domina em aplicações com baixa taxa de ciclagem.

Estes parâmetros são continuamente monitorizados e controlados pelo BMS, que implementa algoritmos de proteção, estimativa de SoC/*State of Health* (Estado de Saúde da Bateria) (SoH) e estratégias de balanceamento de células para maximizar a vida útil e segurança operacional do sistema de armazenamento.

2.5.2 Tipos Principais de Baterias

Nas microrredes fotovoltaicas, as tecnologias de armazenamento mais utilizadas em aplicações estacionárias são as baterias de chumbo-ácido, baterias de íão-lítio e baterias de fluxo, cada uma com características que as adequam a diferentes requisitos de escala, custo e duração de descarga.

A tabela seguinte resume as principais características comparativas destas tecnologias, com valores típicos para aplicações de armazenamento estacionário:

Tabela 2.1: Comparação de tecnologias de baterias estacionárias, adaptado de [17]

Característica	Chumbo-ácido	Íão-lítio	Fluxo (VRFB)
Densidade energética	30–50 Wh/kg	150–250 Wh/kg	10–30 Wh/kg
Eficiência c/d	70–85%	92–98%	75–85%
Vida útil (ciclos)	300–500	2000–5000	10000+
Custo (€/kWh)	100–200	300–500	400–800
Duração descarga	1–8 h	0.5–4 h	4–12+ h

Chumbo-ácido (PbA): Tecnologia madura e económica, adequada a microrredes de pequena escala onde o CAPEX é prioritário. Limitações: baixa densidade energética, eficiência moderada e vida útil reduzida em ciclos profundos.

Íão-lítio (Li-ion): Excelente densidade energética e eficiência, ideal para microrredes onde o espaço é limitado e se privilegia longa vida útil com baixa manutenção. Limitações: custo elevado e degradação mais rápida em descargas muito profundas ou prolongadas.

Baterias de fluxo (Flow Batteries): Tecnologia emergente particularmente adequada a armazenamento de longa duração em microrredes de média/grande escala. A capacidade é escalável independentemente da potência (separando tanques de eletrólito), suportam descargas completas diárias sem degradação significativa e têm vida útil praticamente ilimitada. Aplicações típicas: equalização sazonal de produção FV, suporte a redes com alta penetração renovável. Limitações: baixa densidade energética (ocupam muito espaço), custo elevado e menor maturidade comercial.

2.6 Gestão de Energia e Perfis de Carga

2.6.1 Perfil de Carga

O perfil de carga descreve a variação temporal da potência ativa consumida por um conjunto de cargas elétricas ao longo de um período definido, tipicamente diário (24 horas) ou anual (8760 horas). É caracterizado por curvas $P(t)$ que refletem padrões de consumo influenciados por fatores como horários de ocupação, tipo de atividades, sazonalidade climática e comportamentos dos utilizadores.

Em microrredes isoladas, o perfil de carga determina diretamente as exigências de dimensionamento dos recursos de geração e armazenamento, uma vez que deve existir equilíbrio contínuo entre potência fornecida e potência demandada:

$$P_{FV}(t) + P_{bat}(t) = P_{load}(t) \quad (2.4)$$

onde:

$P_{FV}(t)$ Potência instantânea fornecida por painéis fotovoltaicos em t

$P_{bat}(t)$ Potência instantânea fornecida/absorvida pela bateria em t (positiva na descarga, negativa na carga)

$P_{load}(t)$ Potência instantânea solicitada pelas cargas em t

Classificação típica de perfis de carga:

- **Residencial:** Pico noturno (18h–22h), consumo reduzido durante o dia laboral.
- **Comercial:** Pico diurno (10h–20h), associado a horários de funcionamento.
- **Industrial:** Picos múltiplos (manhã e tarde), consumo base noturno.
- **Crítica:** Consumo relativamente constante 24/7 (*data centers*, hospitais).

A análise do perfil de carga é essencial para definir estratégias de gestão da procura, identificando cargas prioritárias (essenciais, sem interrupção) versus não prioritárias (desligáveis em défice de geração), e para dimensionar adequadamente a capacidade de armazenamento necessária para garantir autonomia durante períodos críticos de baixa produção fotovoltaica.

2.6.2 Classificação de Cargas por Prioridade de Fornecimento

Na operação de microrredes isoladas, a correcta alocação de recursos energéticos em cenários de défice de geração requer uma classificação formal das cargas segundo critérios económicos e sociais. Esta distinção permite implementar estratégias de gestão da procura que preservam a continuidade do serviço essencial, mesmo em condições adversas de produção fotovoltaica ou limitação de armazenamento. Classificando - as em:

- **Cargas críticas:** Qualquer corte, por mais breve que seja, pode originar danos irreversíveis ou riscos graves à operação. Inclui equipamentos médicos vitais (como em unidades de cuidados intensivos), sistemas de iluminação de emergência e controladores da própria microrrede
- **Cargas essenciais:** Com funções críticas, mas que têm a possibilidade de pequenas interrupções sem consequências graves. Sendo por exemplo sistemas de refrigeração de medicamentos/vacinas, comunicações básicas, iluminação geral de segurança e controles industriais mínimos.
- **Cargas não essenciais:** Grupo de cargas cuja interrupção temporária não afeta segurança nem compromete funções críticas. Nomeadamente, a iluminação decorativa, tomadas gerais, AVAC de conforto e carregamento de veículos elétricos não urgentes.
- **Cargas deslocáveis:** São aquelas que admitem reprogramação temporal para coincidir com períodos de maior disponibilidade de energia renovável, como lavandarias programáveis, o carregamento de baterias auxiliares e pré-aquecimento de água.

Para implementar esta gestão hierárquica das cargas de forma automatizada e em tempo real, o Sistema de Gestão de Energia (EMS - Energy Management System) atua como o elemento central de decisão e coordenação da microrrede. O EMS integra informação de múltiplas fontes como produção fotovoltaica, estado das baterias, perfis de carga, previsões meteorológicas e condições operacionais executando algoritmos de otimização que determinam a alocação ótima de recursos energéticos segundo a hierarquia previamente definida. [19]

Capítulo 3

Desenvolvimento, Teste e Validação do Sistema

3.1 Arquitetura do Sistema

Para a definição da arquitetura da microrrede fotovoltaica, elaborou-se o diagrama de blocos apresentado na Figura 3.1. Este modelo permite identificar os principais estágios de conversão de energia e o fluxo de potência entre a geração, o armazenamento e as cargas de consumo. Para além disso, contempla o dimensionamento energético preliminar dos diversos subsistemas, tendo os parâmetros elétricos indicados sido selecionados com base no modelo do painel fotovoltaico adotado para este trabalho.

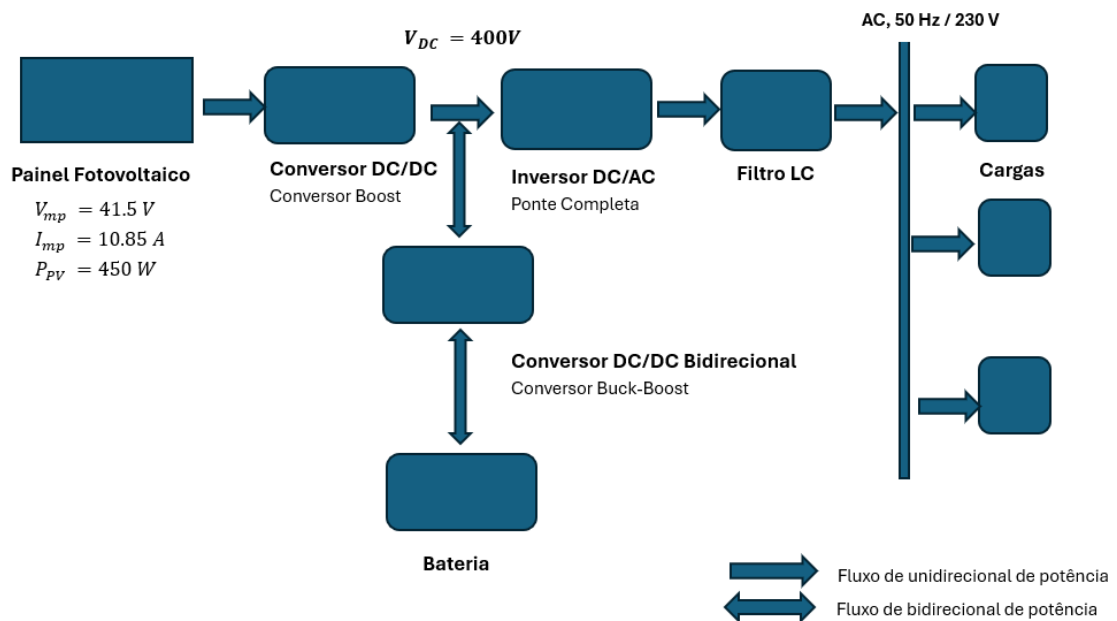


Figura 3.1: Diagrama de blocos da arquitetura da microrrede fotovoltaica isolada

A arquitetura baseia-se num barramento central de corrente contínua estabilizado em $V_{DC} = 400V$, a partir do qual se estruturam os seguintes subsistemas:

Geração Fotovoltaica: Composta pelo arranjo de painéis solares e um Conversor CC/CC unidirecional (*Boost*). Este estágio é responsável por elevar a tensão variável do painel para os 400V do barramento, integrando o algoritmo MPPT para maximizar a extração de energia.

Sistema de Armazenamento: Constituído por um banco de baterias e um Conversor CC/CC Bidirecional. A bidirecionalidade é crítica neste ponto, permitindo tanto o carregamento das baterias (excedente de produção) como a sua descarga para o barramento (défice de produção).

Conversão CC/CA e Filtragem: O Inversor CC/CA realiza a interface entre o barramento contínuo e a rede de consumo alternada. Para garantir a qualidade da energia e a conformidade com os 230V / 50Hz, utiliza-se um Filtro LC, essencial para atenuar as harmónicas introduzidas pela comutação de alta frequência do inversor.

Barramento de Carga CA: Representa o ponto de distribuição onde as diferentes tipologias de carga (identificadas anteriormente como críticas, essenciais e não prioritárias) são alimentadas de forma paralela.

3.2 Perfil de Consumo Diário

O dimensionamento de um sistema de energia renovável isolado exige, como passo primordial, a caracterização precisa do perfil de consumo. Para este trabalho, foi elaborado um levantamento detalhado das necessidades energéticas, utilizando uma folha de cálculo para modelar o comportamento da procura ao longo de um ciclo de 24 horas.

A análise baseou-se na identificação e classificação de um conjunto de cargas representativas. Para cada tipologia de carga considerada, foi atribuída a sua respetiva potência nominal e o intervalo horário de funcionamento expectável, permitindo o cálculo do consumo energético total diário e a modelação genérica do perfil de procura.

Com base no registo energético preestabelecido, caracterizou-se o comportamento de seis tipologias de cargas distintas ao longo de um ciclo diário completo de 24 horas. Os perfis horários de potência ativa requisitados por cada carga, bem como o cômputo total da energia consumida no final do ciclo, encontram-se discriminados nas Tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3.1: Perfil de consumo diário estratificado por tipologia de carga ativa (kW).

(a) Mapeamento horário dos períodos de 1 a 12 horas

Intervalo (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Carga 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Carga 2	0	0	0	0	0	0	2,2	2,2	2,3	2,3	0	0
Carga 3	0	0	0	0	0	0,1	0,2	0,2	0,15	0,13	0,1	0,1
Carga 4	0	0	0	0	0	0	0	2,5	2,4	1,3	0	0
Carga 5	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,7	0,3	0	0
Carga 6	0	0	0	0	0	0	1,1	1,2	0,8	0	0	0
Total	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	4,0	7,1	6,85	4,53	0,6	0,6

(b) Mapeamento horário dos períodos de 13 a 24 horas e balanço energético

Intervalo (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Carga 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Carga 2	0	0	2,8	2,8	2,9	2,9	2,5	0	0	0	0	0
Carga 3	0,05	0,05	0,05	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	0,5	0	0
Carga 4	0	0	0	0	0	0	0	2,7	2,7	0	0	0
Carga 5	0	0	0	0	0,9	1,0	1,1	0	0	0	0	0
Carga 6	0	0	0	0	1,2	1,2	1,2	0	0	0	0	0
Total	0,55	0,55	3,35	3,4	5,7	6,0	5,8	3,9	3,9	1,0	0,5	0,5

Tabela 3.2: Balanço energético total por tipologia de carga e do sistema.

Carga	Energia (kWh)
C1	12,00
C2	22,90
C3	4,23
C4	11,60
C5	4,50
C6	6,70
Total	61,93

A Tabela 3.2 discrimina o consumo total acumulado por tipologia de carga ativa (C_1 a C_6). Através desta abordagem vertical, observa-se que a carga C_2 constitui o vetor mais crítico do sistema, sendo isoladamente responsável por 22,90 kWh, ao passo que as cargas de menor expressão, como a C_3 , contribuem com apenas 4,23 kWh para o total do sistema.

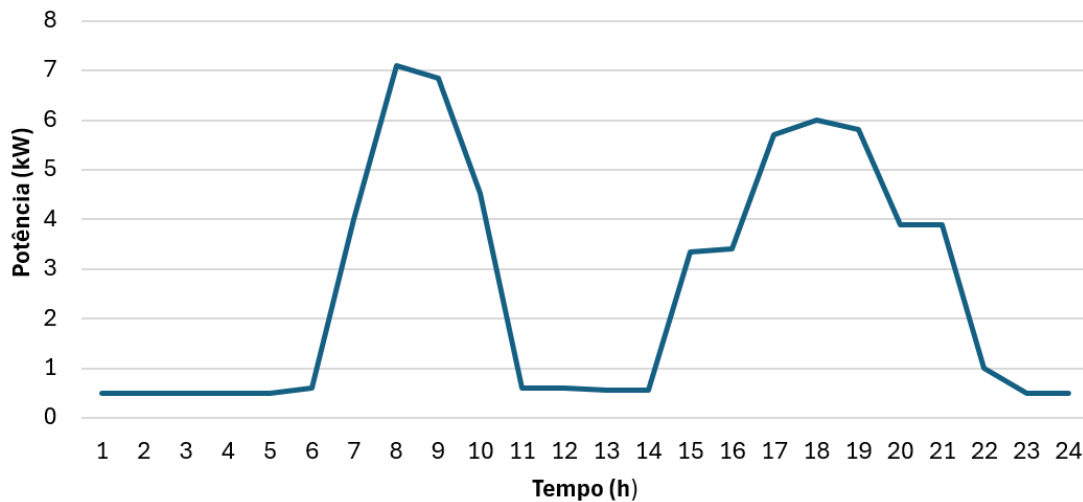


Figura 3.2: Perfil diário total das cargas

Estes dados estáticos servem de base para a parametrização dos blocos dinâmicos do simulador. A microrrede apresenta uma procura total agregada de 61,93 kWh por dia, caracterizada por dois picos principais de consumo: o primeiro no período matinal, entre as 08:00 e as 10:00 (atingindo um máximo de 7,1 kW), e um segundo no período do final de tarde, entre as 17:00 e as 19:00 (com um pico de 6,0 kW), conforme ilustrado no perfil da Figura 3.2.

3.2.1 Classificação Hierárquica das Cargas

Com base nos critérios de classificação de cargas por prioridade discutidos anteriormente, procedeu-se à organização dos consumos na folha de cálculo desenvolvida. Esta separação permitiu transpor os conceitos teóricos de cargas críticas, essenciais e não essenciais para o modelo de simulação. Fora desta dinâmica de desligamento de carga encontra-se a Carga C1, a qual se mantém permanentemente ligada com um consumo rígido e ininterrompido de 0,5 kW durante as 24 horas do dia.

Para as restantes componentes de consumo (C2 a C6), a triagem e alocação hierárquica foi realizada através da análise combinada do seu impacto instantâneo de potência e da necessidade de continuidade de serviço, resultando na seguinte estrutura:

- **Cargas Críticas (C3):** A carga C3 representa um consumo de menor magnitude (com um pico de 0,7 kW), mas com um perfil de ativação altamente disperso e contínuo ao longo dos períodos diurno e noturno. Pela natureza vital deste consumo e necessidade de funcionamento contínuo, foi classificada no nível máximo de prioridade da automação, assegurando a sua imunidade a falhas em cenários de contingência.
- **Cargas Essenciais (C5 e C6):** As cargas C5 e C6 caracterizam-se por consumos concentrados em janelas temporais específicas, registando picos moderados que oscilam entre 1,0 kW

e 1,2 kW. Foram, por isso, posicionadas no segundo nível da hierarquia, constituindo uma zona intermédia de gestão energética.

- **Cargas Não Prioritárias (C2 e C4):** A atribuição do menor nível de prioridade foi ditada pelo critério do elevado impacto instantâneo no barramento. A carga C2 apresenta picos de consumo elevados de até 2,9 kW durante o dia. Por sua vez, a carga C4 representa o maior impacto singular de potência em todo o sistema, registando picos severos de 2,5 kW no início da manhã e de 2,7 kW ao final da noite. Em caso de stresse energético profundo, manter estas duas cargas ativas aceleraria drasticamente o colapso do banco de baterias. Assim, C2 e C4 foram agrupadas como não-prioritárias, estabelecendo a primeira linha de desconexão automático do sistema.

3.2.2 Processamento de Dados e Caracterização da Procura Energética

A consolidação da matriz horária em ambiente de folha de cálculo permitiu a quantificação do somatório da potência solicitada em cada período horário, resultando na definição do perfil de carga (ou curva de carga) do sistema. A análise detalhada deste perfil permite extrair indicadores críticos para o dimensionamento e operação da microrrede:

Identificação de Picos de Procura: Através da análise da matriz, determinam-se os intervalos de maior simultaneidade no funcionamento dos equipamentos. Estes pontos críticos definem a potência nominal mínima que o inversor CC/CA deve fornecer em regime estacionário, bem como a sua capacidade de resposta a transientes de carga, garantindo que a estabilidade da tensão nominal de 230V CA não seja comprometida perante degraus de potência.

Análise do Consumo de Vazio: O perfil permite quantificar a potência de base, correspondente ao período noturno ou de inatividade, no qual apenas as cargas classificadas como críticas ou essenciais permanecem ativas. Este dado é crucial para prever a taxa de descarga mínima do sistema de armazenamento durante a ausência de geração fotovoltaica.

Quantificação das Necessidades de Armazenamento: O balanço entre a produção fotovoltaica estimada e o consumo real permite determinar o fluxo energético nas baterias. Este diferencial dita a capacidade de armazenamento necessária para garantir a autonomia do sistema, bem como a definição dos limiares de SoC que servirão para as estratégias de gestão de carga.

3.3 Produção do Painel Fotovoltaico

3.3.1 Perfil Solar Diário

Após a caracterização detalhada da procura energética através da matriz horária, realiza-se o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica. Esta etapa estrutura-se em duas fases complementares: a modelação da unidade fundamental, correspondente a um módulo individual,

e o posterior dimensionamento do arranjo global necessário para satisfazer o balanço energético da microrrede.

Inicialmente, o foco incide na parametrização de um módulo fotovoltaico individual de 450 W. Para o efeito, desenvolve-se uma ferramenta de cálculo em Excel dedicada à estimativa da produção energética horária desta unidade, cuja simulação permite extrair a respetiva curva de desempenho solar.

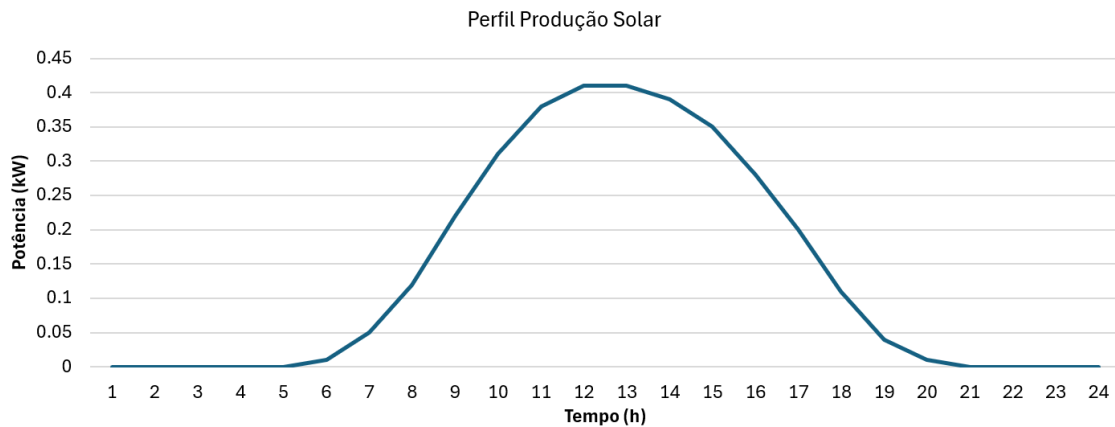


Figura 3.3: Perfil de produção solar horário estimado para um módulo de 450W.

A quantificação do rendimento energético horário de um único painel de 450 W permite determinar o número total de módulos necessários para o sistema. Esta abordagem revela que, para satisfazer a procura instantânea das cargas e garantir o excedente energético indispensável à gestão dinâmica do estado de carga do banco de baterias, a microrrede exige uma capacidade de geração mínima de 13 kW.

3.3.2 Arranjo Fotovoltaico

Com base nesta restrição energética global, realiza-se o dimensionamento prático da matriz fotovoltaica. Para aproximar a capacidade do sistema ao requisito mínimo estabelecido, estipula-se a utilização de 32 módulos comerciais de 450 W. Esta configuração totaliza uma potência de pico teórica de 14,4 kW (32×450 W), garantindo com segurança a margem de potência necessária para o funcionamento estável da rede elétrica.

Para garantir que o conversor CC/CC *boost* associado ao gerador fotovoltaico execute a monitorização MPPT de forma estável, a tensão de operação da (*string*) no ponto de máxima potência (V_{mp_total}) deve ser, por restrição de projeto, obrigatoriamente inferior à tensão do barramento. No caso da microrrede em análise, importa notar que o nó de acoplamento central (barramento CC) opera regulado a uma tensão nominal de 400 V.

Face a estas premissas, o arranjo da matriz estabelece-se através da distribuição dos 32 módulos numa configuração de 8 painéis em série por 4 ramos em paralelo (8S $\times$ 4P). Desta forma, para consolidar o modelo matemático do arranjo, torna-se necessário deduzir analiticamente as grandezas elétricas equivalentes que caracterizam a matriz fotovoltaica global.

No que concerne à tensão global no ponto de máxima potência (V_{mp_total}), visto que as tensões se somam em série ao longo de cada *string*, o valor é determinado pelo produto entre o número de módulos em série (N_s) e a tensão de máxima potência individual (V_{mp}):

$$V_{mp_total} = N_s \times V_{mp} \quad (3.1)$$

Substituindo os parâmetros do painel selecionado ($V_{mp} = 41,5$ V), obtém-se uma tensão total de 332 V. Este patamar satisfaz estritamente a condição de segurança delineada, mantendo-se significativamente abaixo do limite de 400 V e conferindo a margem dinâmica necessária para o correto funcionamento do conversor em modo *boost*. Seguindo o mesmo princípio da associação em série para a condição de circuito aberto, a tensão de circuito aberto global (V_{oc_total}) é calculada através do produto entre a tensão de circuito aberto de cada painel individual (V_{oc}) e o número de módulos dispostos em série (N_s), conforme expresso por:

$$V_{oc_total} = N_s \times V_{oc} \quad (3.2)$$

Substituindo os parâmetros do painel selecionado ($V_{oc} = 49,5$ V), obtém-se uma tensão de circuito aberto total de 396 V.

Por outro lado, a corrente de curto-circuito global (I_{sc_total}) é ditada pelo acoplamento em paralelo dos vários ramos da matriz fotovoltaica. Dado que as correntes se somam no nó de saída, esta grandeza é calculada através do produto entre o número de ramos em paralelo (N_p) e a corrente de curto-circuito de um único módulo (I_{sc}), conforme expresso por:

$$I_{sc_total} = N_p \times I_{sc} \quad (3.3)$$

Substituindo o parâmetro do painel selecionado ($I_{sc} = 11,5$ A), obtém-se uma corrente de curto-circuito total de 46 A.

Por fim, o número total de células em série (N_{s_total}) que define a *string* completa é obtido através do produto entre o número de módulos dispostos em série (N_s) e o número de células internas de cada painel (N_{cell}):

$$N_{s_total} = N_s \times N_{cell} \quad (3.4)$$

Considerando que cada painel fotovoltaico possui 144 células ($N_{cell} = 144$), o valor global mapeado corresponde a 1152 células em série.

Os parâmetros elétricos e estruturais calculados nesta etapa sintetizam as propriedades macroscópicas da matriz fotovoltaica. Estes valores de regime nominal, circuito aberto e curto-circuito funcionam como os dados de entrada fundamentais para a parametrização do modelo físico.

3.3.3 Modelo Físico

Para a modelação e simulação do gerador fotovoltaico no ambiente PSIM, opta-se pela utilização do bloco *Solar Module (Physical Model)*. O modelo físico disponibilizado por esta ferramenta

baseia-se na formulação matemática do circuito equivalente de um díodo, estruturado por uma fonte de corrente fotogerada, um díodo em paralelo, uma resistência série (R_s) e uma resistência paralelo (R_{sh}). A principal vantagem operativa deste bloco reside na simplificação do processo de parametrização. Efetivamente, em detrimento da necessidade de calcular analiticamente os parâmetros internos, tais como as resistências e as correntes de saturação do díodo, este bloco viabiliza a introdução direta dos dados elétricos normalizados fornecidos nas folhas de especificações (*datasheets*) dos fabricantes. Estas grandezas são tipicamente avaliadas sob condições padrão de ensaio, as quais correspondem a um nível de irradiância de 1000 W/m^2 e a uma temperatura de célula de 25°C .

Com base nos valores globais calculados previamente, realiza-se a configuração das especificações do fabricante no ambiente de simulação. A correspondente janela de parametrização do bloco *Solar Module (Physical Model)*, contendo os dados inseridos e as respetivas curvas características de corrente-tensão ($I - V$) e potência-tensão ($P - V$) obtidas sob as referidas condições de ensaio padrão, encontra-se ilustrada na Figura 3.4.

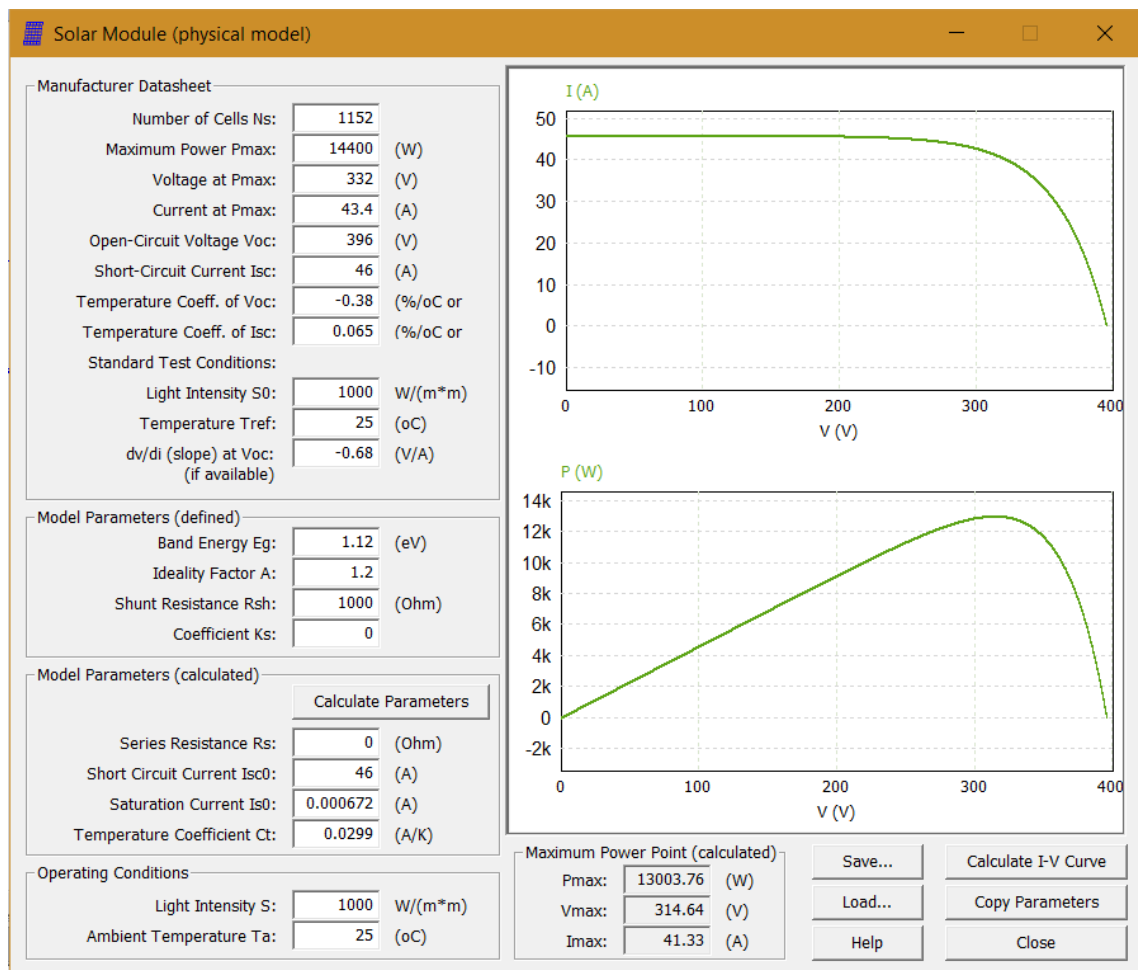


Figura 3.4: Janela de parametrização do bloco *Solar Module (Physical Model)* e respetivas curvas características no PSIM.

Através da análise dos resultados calculados pelo simulador, visíveis no canto inferior direito da Figura 3.4, constata-se que o ponto de máxima potência real da matriz ($P_{\max}$) se fixa nos 13003,76 W (aproximadamente 13 kW), operando com uma tensão de 314,64 V e uma corrente de 41,33 A. Esta ligeira divergência face à potência nominal teórica de pico (14,4 kW) decorre da consideração das perdas internas do modelo físico (resistências série e paralelo e queda de tensão no diodo), aproximando com elevado realismo o comportamento do gerador simulado àquele expectável numa instalação real. Fica, deste modo, validada a adequação do dimensionamento efetuado face aos requisitos iniciais de potência e de tensão estabelecidos para a microrrede.

3.3.4 Conversor CC/CC Boost

Uma vez parametrizado o modelo físico do gerador fotovoltaico, torna-se necessário implementar o estágio de conversão eletrónica de potência para realizar a interface entre a matriz de painéis e o barramento CC de 400 V. Para o efeito, é projetado e modelado um conversor CC/CC elevador (*Boost*), cuja topologia e malha de controlo associada no ambiente PSIM se encontram ilustradas na Figura 3.5.

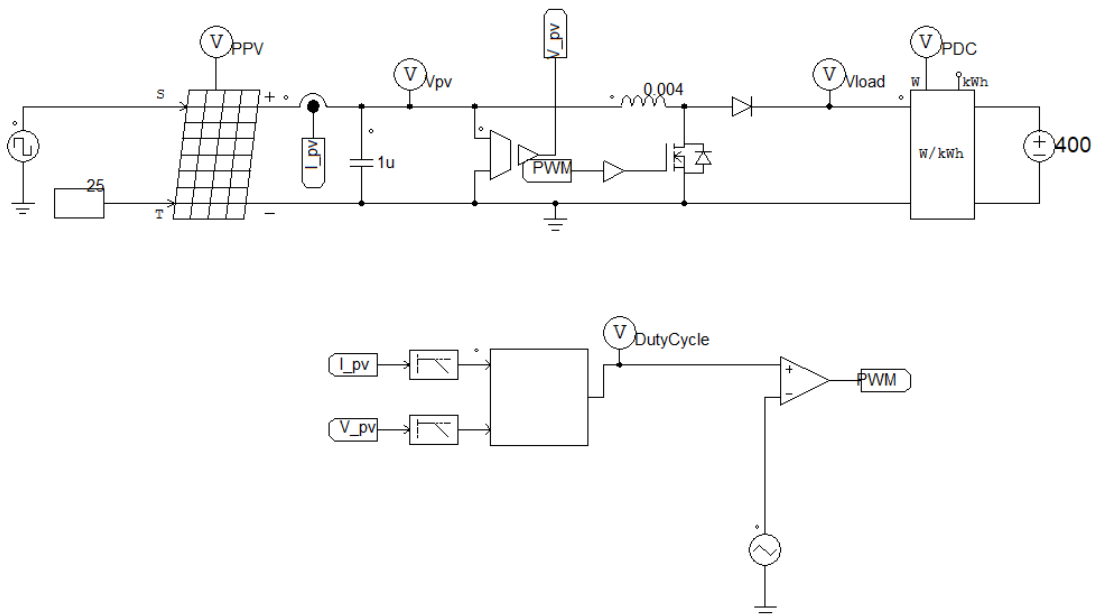


Figura 3.5: Esquema do estágio de conversão CC/CC Boost e malha de controlo MPPT implementados no PSIM.

O circuito de potência do conversor *boost* é constituído por um conjunto de elementos fundamentais, dispostos sequencialmente a partir dos terminais de saída do gerador fotovoltaico. Inicialmente, integra-se um condensador de filtragem de entrada de 1 μ F posicionado em paralelo com o gerador, cuja função primordial consiste no desacoplamento do sistema para estabilizar a tensão de entrada (V_{pv}) e atenuar as componentes harmónicas de alta frequência induzidas pelo processo de comutação. Seguidamente, encontra-se o indutor de armazenamento com uma indutância nominal de 4 mH (0,004 H). Este componente assume um papel crítico no desempenho do

conversor, sendo responsável pelo armazenamento temporário de energia sob a forma de campo magnético durante o período de condução do semicondutor, garantindo simultaneamente uma corrente contínua com reduzido índice de ondulação (*ripple*) à saída do gerador.

O controlo do fluxo energético é efetuado através de um transistor *Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor* (MOSFET) operado como dispositivo semicondutor de comutação. Este elemento, controlado eletronicamente por modulação por *Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura de Impulso) (PWM), alterna ciclicamente entre os estados de condução e corte para forçar a transferência da energia armazenada no indutor em direção à carga. Complementarmente, um díodo de potência encontra-se disposto em série para assegurar a unidirecionalidade do fluxo de corrente, impossibilitando o refluxo de energia a partir do barramento CC durante os períodos de bloqueio do MOSFET. Por fim, a jusante do estágio *boost*, o circuito de potência encerra-se com um bloco de monitorização energética (W/kWh) conectado diretamente a uma fonte de tensão constante de 400 V, a qual emula o comportamento idealizado do barramento CC central da microrrede.

A regulação do ponto de operação do conversor é efetuada na malha inferior do esquemático, assentando numa estratégia de co-simulação que interliga as grandezas analógicas do circuito de potência com uma rotina algorítmica programada. O processo inicia-se com a aquisição e filtragem de sinais, em que os sensores de corrente (I_{pv}) e tensão (V_{pv}) extraem os valores instantâneos do gerador fotovoltaico. Estes sinais são encaminhados através de filtros passa-baixo de primeira ordem antes de darem entrada no bloco de controlo, com o propósito de mitigar o ruído de alta frequência decorrente dos transientes de comutação.

Seguidamente, as variáveis filtradas são submetidas ao processamento no bloco de código C, integrado nativamente no ambiente de simulação digital do PSIM. Este bloco executa em tempo real o algoritmo de MPPT baseado na técnica de Perturba e Observa (P&O). A rotina programada calcula ciclicamente as variações da potência útil extraída e da tensão nos terminais do gerador, determinando e devolvendo como saída uma variável contínua correspondente à razão de condução (*duty cycle*) ótima (d) que maximiza o rendimento do sistema.

Por fim, o sinal de comando é estabelecido através da geração do sinal PWM. Para o efeito, a tensão analógica representativa da razão de condução é injetada no terminal não-inversor de um comparador analógico, o qual recebe, no seu terminal inversor, uma onda triangular de alta frequência gerada por uma fonte de sinal dedicada. A interseção destas duas formas de onda origina o sinal lógico binário modulado por largura de impulso (PWM) que comanda diretamente a porta (*gate*) do transistor MOSFET, fechando a malha de controlo dinâmico.

3.3.5 Resultados de Validação

Com o intuito de validar a eficácia da malha de controlo fechada e a capacidade do algoritmo MPPT P&O em perseguir o ponto de operação ótimo sob condições meteorológicas flutuantes, analisa-se o perfil da potência ativa injetada no barramento central, monitorizada através da grandeza P_{DC} . O cenário de teste emula variações abruptas e cíclicas no nível de irradiância incidente

na matriz de painéis, mantendo a temperatura regulada a 25°C. O comportamento dinâmico e a resposta transitória da potência extraída encontram-se ilustrados na Figura 3.6.

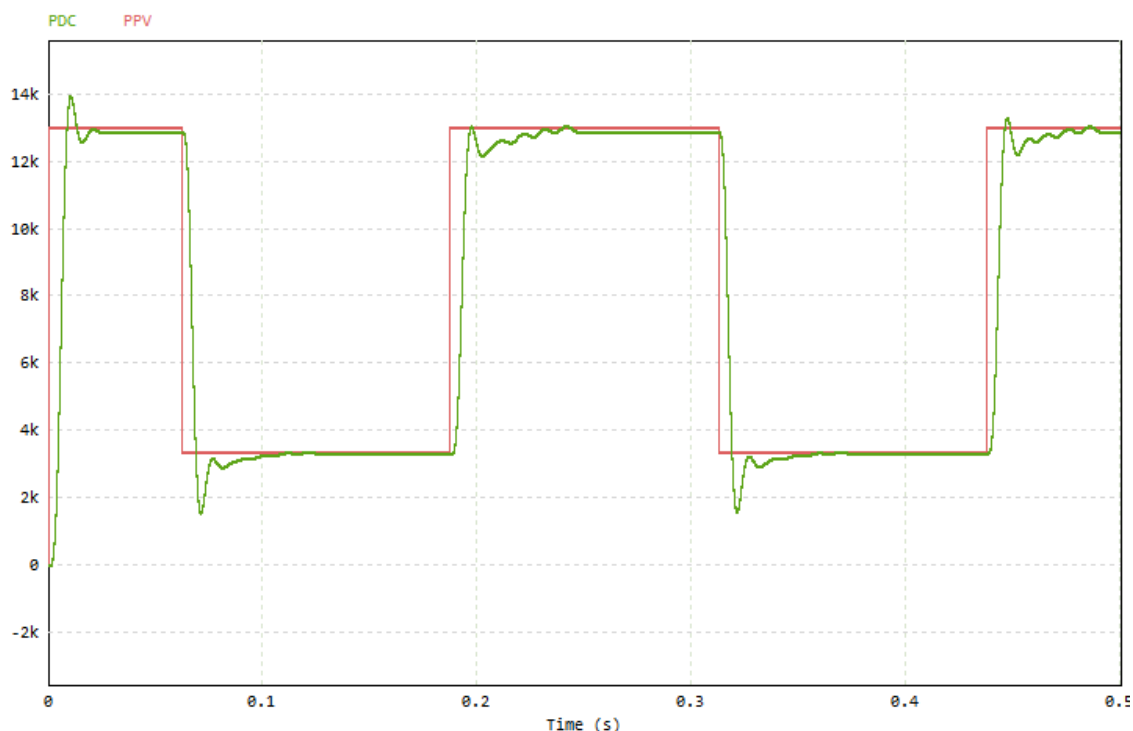


Figura 3.6: Resposta dinâmica da potência injetada no barramento P_{DC} .

A análise do perfil temporal obtido no *Simview* comprova a estabilidade e a robustez do sistema de conversão projetado. Nos intervalos de radiação plena, a potência útil entregue ao barramento estabiliza com elevado rigor nos 13 kW, convergindo com precisão para o valor teórico máximo deduzido através do modelo físico do fabricante. Adicionalmente, em regime permanente, torna-se evidente a assinatura oscilatória característica da técnica de Perturba e Observa, a qual efetua pequenas variações contínuas na razão de condução para garantir a operação invariável no topo da curva $P - V$.

Face às transições abruptas impostas na densidade do fluxo solar, o sistema demonstra uma resposta transiente rápida e controlada. Perante a redução crítica da irradiância, a potência decresce de forma proporcional para o patamar dos 3,25 kW em menos de 20 ms. Os amortecimentos observados nos instantes de comutação climática evidenciam a correta parametrização dos filtros de sinal e a estabilidade dinâmica do conversor *CC/CC boost*, validando o estágio de geração fotovoltaica para integrar o modelo global da microrrede.

A validação dinâmica em regime permanente e transiente permite consolidar uma simplificação analítica crucial para as etapas subsequentes de simulação da microrrede global. Os resultados demonstraram que o conjunto estruturado pelo gerador fotovoltaico, conversor *CC/CC boost* e controlo MPPT se comporta, do ponto de vista do barramento central de 400 V, como uma fonte de transferência de potência ativa controlada exclusivamente pelo recurso solar disponível.

Desta forma, para otimizar o tempo de computação e viabilizar a análise de cenários de longa duração. Esta modelação simplificada traduz-se na substituição do sistema físico por uma fonte de corrente controlada por sinal, cuja amplitude injetada no barramento (I_{inj}) é deduzida diretamente em função da potência instantânea otimizada (P_{DC}) dividida pela tensão constante do nó de acoplamento ($V_{dc} = 400$ V), conforme expresso por:

$$I_{inj}(t) = \frac{P_{DC}(t)}{400} \quad (3.5)$$

Esta abordagem elimina a necessidade de simular os transientes de comutação na ordem dos microssegundos, mantendo o balanço energético rigoroso do sistema e estabelecendo a base para a integração eficiente do vetor de geração fotovoltaica no algoritmo de gestão do banco de baterias e das cargas da microrrede.

3.4 Sistema de Armazenamento de Energia (Bateria)

Para o efeito, o banco de armazenamento é representado através de um modelo de circuito equivalente dinâmico baseado na topologia de Thevenin de primeira ordem. Esta transição permite introduzir na simulação fenómenos elétricos reais que são geralmente omitidos em modelos puramente capacitivos, tais como a resistência interna de condução, as perdas óhmicas por efeito Joule e o comportamento transiente de dupla camada eletroquímica durante os ciclos de carga e descarga.

3.4.1 Estrutura Elétrica e Parametrização do Modelo RC

O circuito elétrico equivalente implementado no ambiente PSIM para representar o comportamento dinâmico da bateria encontra-se ilustrado na componente superior da Figura 3.7.

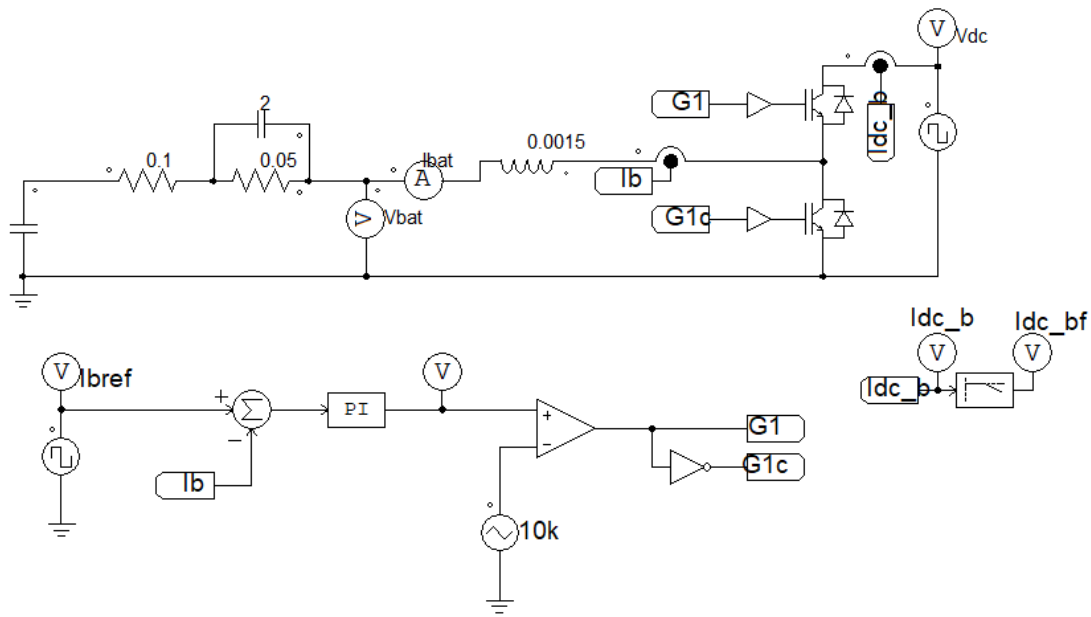


Figura 3.7: Esquema do modelo elétrico da bateria, conversor bidirecional CC/CC e malha de controle de corrente implementados no PSIM.

A resposta de tensão nos terminais da bateria (V_{bat}) é governada pela interação de uma fonte de tensão controlada, a qual mimetiza a tensão de circuito aberto (V_{oc}) em função do SoC com uma rede passiva. No que concerne à modelação dos fenómenos resistivos puros, integra-se uma resistência óhmica interna (R_0) com o valor de $0,1 \Omega$. Este parâmetro representa a oposição à condução nos eléctrodos e no eletrólito, sendo o responsável direto pela queda de tensão instantânea observada aquando da aplicação de um degrau abrupto na corrente da bateria.

Complementarmente, o comportamento dinâmico transitório é representado através de um ramo em paralelo RC de polarização, constituído por uma resistência $R_1 = 0,05 \Omega$ e por um condensador $C_1 = 2 \text{ F}$. Esta associação mimetiza os fenómenos de polarização eletroquímica e de transferência de carga na interface eléctrodo-eletrólito. A constante de tempo associada ao circuito, dada por $\tau = R_1 \cdot C_1 = 0,1 \text{ s}$, modela com precisão a transição exponencial suave da tensão até à estabilização em regime permanente, garantindo a representação fiel das componentes transientes de curto termo da bateria.

3.4.2 Interface de Potência e Conversor CC/CC

Para gerir o fluxo bidirecional de energia (correspondente aos ciclos de carga e descarga da bateria) entre o modelo elétrico e o barramento CC central da microrrede (V_{DC}), implementou-se um conversor CC/CC da topologia meio-ponte (*Half-Bridge*). Esta configuração utiliza dois dispositivos semicondutores de comutação controlados de forma complementar, através dos sinais G1 e G1c, associados a um indutor de filtragem com uma indutância nominal de $1,5 \text{ mH}$ ($0,0015 \text{ H}$) para atenuar a ondulação (*ripple*) da corrente da bateria (I_{bat}).

A estratégia de regulação assenta num sistema em malha fechada focado no controlo estrito da corrente, conforme ilustrado na malha inferior da Figura 3.7. O processo inicia-se com o cálculo do erro, em que o valor instantâneo da corrente da bateria (I_b), obtido por um sensor de medição, é subtraído a um sinal de referência externo (I_{bref}) que determina se o sistema deve armazenar ou injetar energia na rede. Seguidamente, este sinal de erro é processado por um controlador Proporcional-Integral (PI), projetado especificamente para anular o erro em regime permanente e garantir uma resposta dinâmica rápida perante variações de carga na microrrede.

Por fim, a variável de controlo obtida à saída do compensador PI é submetida a um processo de modulação PWM, sendo injetada num comparador analógico contra uma portadora triangular de alta frequência com uma frequência de operação de 10 kHz. O sinal binário resultante aciona diretamente o interruptor superior (G1), aplicando-se simultaneamente um inversor lógico para gerar o sinal síncrono complementar (G1c) destinado ao interruptor inferior. Esta operação síncrona complementar assegura o funcionamento seguro do conversor a frequência de comutação constante, variando exclusivamente a razão de condução (*duty cycle*) para regular dinamicamente a transferência de potência.

3.4.3 Resultados de Validação

Com o propósito de validar o comportamento operativo do sistema de armazenamento e a eficácia da sua regulação, analisa-se a resposta dinâmica do conversor CC/CC bidirecional do tipo meia-ponte (*half-bridge*) face a perturbações na tensão do barramento (V_{dc}) e variações na referência de corrente (I_{bref}). O ensaio avalia o desempenho do controlador PI e o processo de filtragem a uma frequência de comutação de 10 kHz. Os perfis transitórios obtidos em ambiente PSIM encontram-se sistematizados na Figura 3.8.

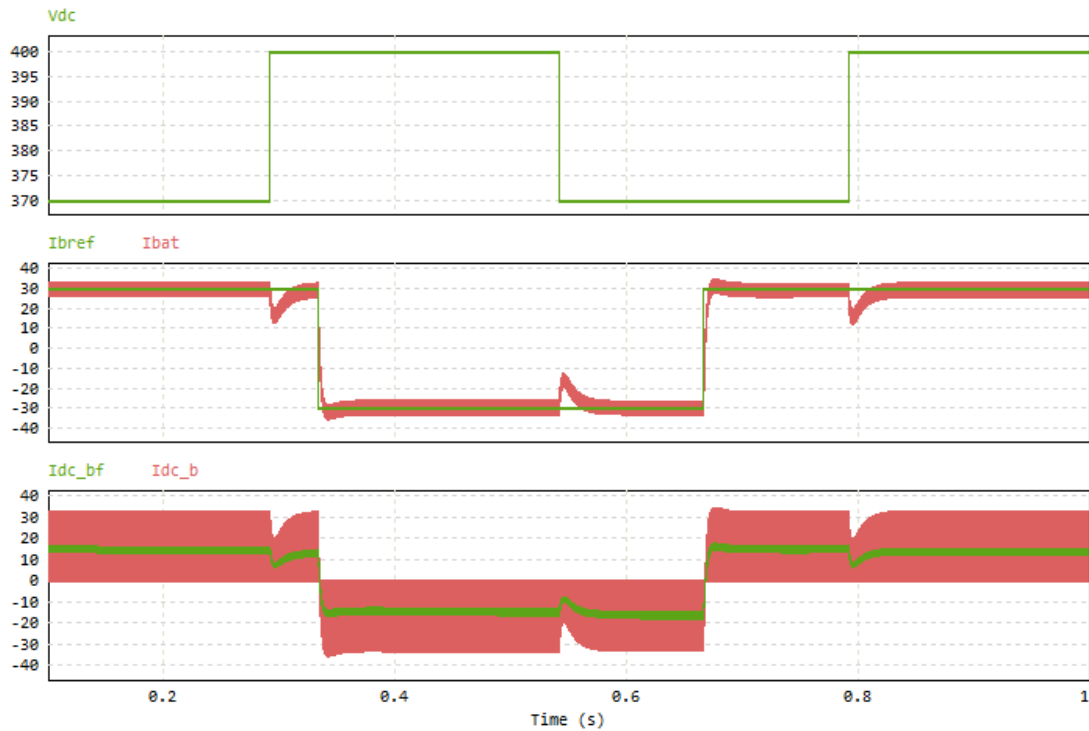


Figura 3.8: Resposta do sistema de armazenamento

Em primeiro lugar, constata-se uma elevada robustez e prontidão na rejeição de perturbações transientes originadas por degraus na tensão do barramento V_{dc} , emulados pela fonte de tensão pulsada à saída. Como se observa no primeiro gráfico da Figura 3.8, sempre que ocorrem transições na rede elétrica ($t = 0,3$ s, $t = 0,54$ s e $t = 0,79$ s), o sistema reage de forma imediata. O amortecimento rápido das oscilações de corrente demonstra que a malha de controlo impede a propagação de instabilidades para as células da bateria.

Inversamente, o gráfico intermédio valida o estrito seguimento de corrente garantido pela ação do controlador PI. A corrente real medida na bateria (I_{bat} , que equivale à corrente no indutor I_b) rastreia a referência ideal (I_{bref}) com erro nulo em regime permanente. Perante as inversões de comando, a malha de controlo ajusta a modulação PWM que atua de forma complementar nos interruptores semicondutores (G_1 e G_{1c}), forçando a transição suave entre o regime de descarga (corrente positiva a sair do banco de armazenamento) e o regime de carga (corrente negativa a absorver o excedente do barramento).

Por fim, através do terceiro gráfico, valida-se o processo de equivalência dinâmica da corrente injetada através do seu valor médio. A corrente medida no ramo superior do conversor (I_{dc_b}) apresenta uma largura de banda comutada pulsada, reflexo direto da frequência de comutação de 10 kHz. Contudo, após atravessar o filtro passa-baixo analítico, a corrente filtrada resultante (I_{dc_bf}) elimina com eficácia as componentes harmónicas de alta frequência. Esta grandeza limpa acompanha fielmente o comportamento dinâmico da corrente de referência, provando que o modelo simplificado por fonte controlada mantém o rigor do balanço de potência útil trocado entre o subsistema de armazenamento e o barramento CC da microrrede.

Em suma, a validação dinâmica e os excelentes resultados obtidos no seguimento da corrente permitem consolidar uma simplificação metodológica de grande relevância para a simulação do modelo global da microrrede. Uma vez provado que o controlador PI elimina o erro em regime permanente e que o comportamento da corrente comutada (I_{dc_b}) é fielmente representado pelo seu valor médio filtrado (I_{dc_bf}), torna-se computacionalmente viável simplificar o subsistema de armazenamento para ensaios de longa duração. Esta abordagem traduz-se na substituição de todo o circuito de alta frequência composto pelos interruptores semicondutores, indutor e modulação PWM a 10 kHz por um único condensador equivalente de grande capacidade, ligado diretamente ao barramento CC. Esta simplificação elimina o elevado esforço computacional associado ao cálculo dos transientes de comutação na ordem dos microssegundos, mantendo rigorosamente o balanço de potência e a dinâmica fundamental de carga e descarga da bateria nas simulações temporais da microrrede.

3.5 Modelação do Inversor CC/CA

O inversor é o componente central na interface entre o barramento CC de 400 V e as cargas de consumo CA. A sua função é converter a corrente contínua numa forma de onda alternada de 230 V *Root Mean Square* (Valor Eficaz) (RMS) a uma frequência de 50 Hz.

A arquitetura implementada baseia-se numa topologia em ponte completa (*Full-Bridge*), operando como um inversor de fonte de tensão. Este componente é responsável pela regulação da amplitude e frequência da tensão de saída, garantindo que a potência proveniente do gerador fotovoltaico ou do banco de baterias seja injetada nas cargas com elevados índices de qualidade de energia e reduzido conteúdo harmónico.

Para o estudo desta conversão, foram desenvolvidas duas abordagens de modelação distintas na *software* PSIM: o modelo de comutação e o modelo de média. Ambas as abordagens partilham a mesma estratégia de controlo em malha fechada, garantindo a equidade na análise comparativa do sistema.

3.5.1 Estratégia de Regulação de Tensão em Malha Fechada

Com o intuito de mitigar as quedas de tensão provocadas pelas variações dinâmicas das cargas e assegurar a conformidade com os níveis nominais da rede elétrica (230 V RMS), implementou-se uma estratégia de regulação em malha fechada baseada no cálculo do valor eficaz (RMS). Esta arquitetura de controlo atua como o elemento unificador entre as duas filosofias de modelação.

O princípio de operação baseia-se na medição da tensão diferencial instantânea nos terminais da carga (V_{o+} e V_{o-}). Este sinal é submetido a um bloco de valor absoluto ($|x|$) e, subsequentemente, a um operador RMS para a extração da componente contínua que representa a magnitude eficaz da tensão de saída (V_{rms}). O valor obtido é confrontado com a referência nominal de 230 V, que origina um sinal de erro que alimenta um controlador *Proportional-Integral* (PI).

A ação corretiva do controlador PI estabelece o ganho de amplitude necessário para anular o erro em regime estacionário. Este ganho é multiplicado por uma onda sinusoidal unitária pura

de 50 Hz, sintetizando o sinal de referência dinâmico V_1 . Este sinal terá um papel diferenciado em cada modelo: no modelo de comutação, dita os instantes de disparo dos geradores PWM; no modelo de média, comanda diretamente a magnitude da fonte de tensão dependente.

3.5.2 Modelo de Comutação

Esta primeira abordagem constitui o modelo de referência do sistema, uma vez que representa os dispositivos semicondutores discretos e os fenómenos de alta frequência decorrentes do processo de comutação.

3.5.2.1 Estágio de Potência e Filtragem LC

O circuito correspondente a esta modelação encontra-se ilustrado na Figura 3.9. A topologia em ponte completa é constituída por quatro interruptores estáticos totalmente controlados *Insulated-Gate Bipolar Transistors* (IGBTs) com díodos de condução inversa integrados, dispostos em dois braços de comutação alimentados pelo barramento CC de 400 V.

Dado que a operação destes semicondutores resulta numa tensão modulada em largura de pulso (PWM) de alta frequência à saída da ponte, dimensionou-se e acoplou-se um filtro passa-baixo de segunda ordem *LC* para atenuar os harmónicos e sintetizar a onda sinusoidal pretendida. O filtro é composto por uma indutância em série $L = 0,5$ mH e uma capacidade em paralelo $C = 50$ μ F, sendo a resposta galvânica monitorizada em tempo real através da sonda V_{ab1} instalada a montante do bloco de medição de potência.

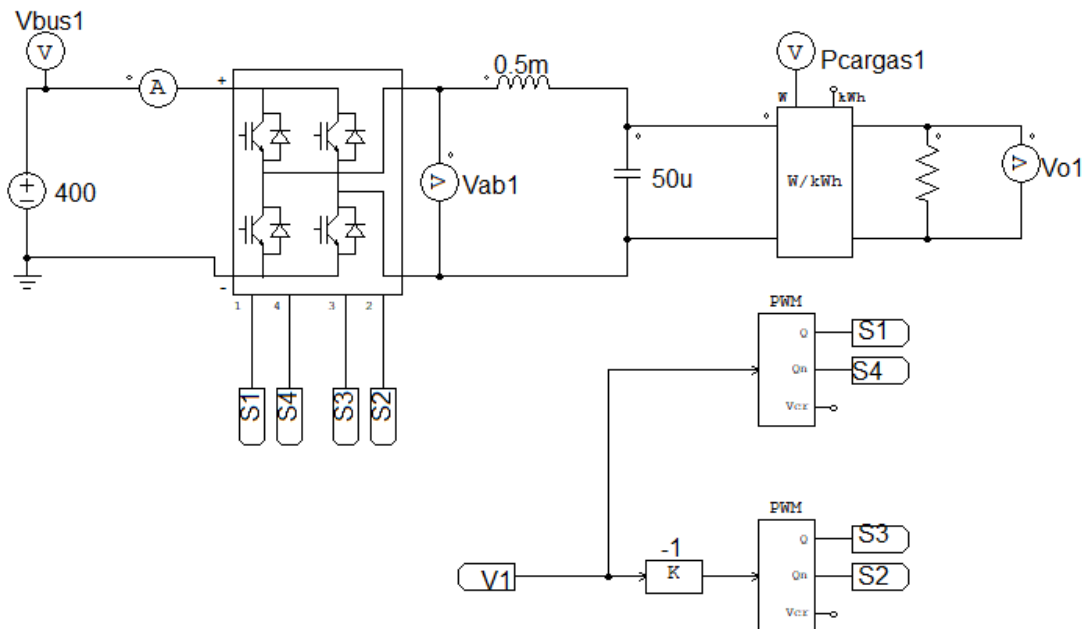


Figura 3.9: Modelo por comutação do inversor monofásico em ponte completa implementado no PSIM, evidenciando o estágio de potência com IGBTs e o filtro passa-baixo *LC*.

3.5.2.2 Modulação PWM Unipolar

A comutação dos IGBTs é governada por uma estratégia de Modulação por Largura de Pulso (PWM) Unipolar de três níveis. O algoritmo de controlo assenta na comparação do sinal de referência dinâmico V_1 (proveniente da malha de controlo descrita na Subsecção 3.5.1) com uma onda portadora triangular de alta frequência ligada à entrada de temporização (V_{cr}) dos blocos geradores de PWM.

O disparo dos semicondutores processa-se através de dois ramos de controlo independentes:

- **Primeiro Braço (S_1 e S_4):** O sinal V_1 é comparado diretamente com a portadora triangular. Quando a referência é superior, o comando S_1 assume o estado lógico alto ('1'), conduzindo o interruptor superior, enquanto o sinal complementar S_4 atua sobre o interruptor inferior.
- **Segundo Braço (S_3 e S_2):** De modo a obter a modulação a três níveis, o mesmo sinal V_1 é invertido em fase através de um bloco de ganho unitário negativo ($K = -1$). O sinal desfasado resultante é submetido ao segundo bloco gerador PWM, originando os comandos complementares para os interruptores S_3 (superior) e S_2 (inferior).

Esta abordagem unipolar faz com que a tensão pulsada aos terminais do filtro comute entre $+V_{bus}$, 0 e $-V_{bus}$, duplicando a frequência aparente do *ripple* na entrada do filtro LC em relação à frequência de comutação da portadora, o que otimiza a filtragem harmónica.

3.5.3 Modelo de Média

Para viabilizar a simulação do comportamento da microrrede em períodos extensos, foi implementado o modelo de média do inversor monofásico, conforme ilustrado na Figura 3.10. Esta abordagem abstrai a comutação de alta frequência dos semicondutores, focando-se na dinâmica fundamental do sistema e na eficiência computacional.

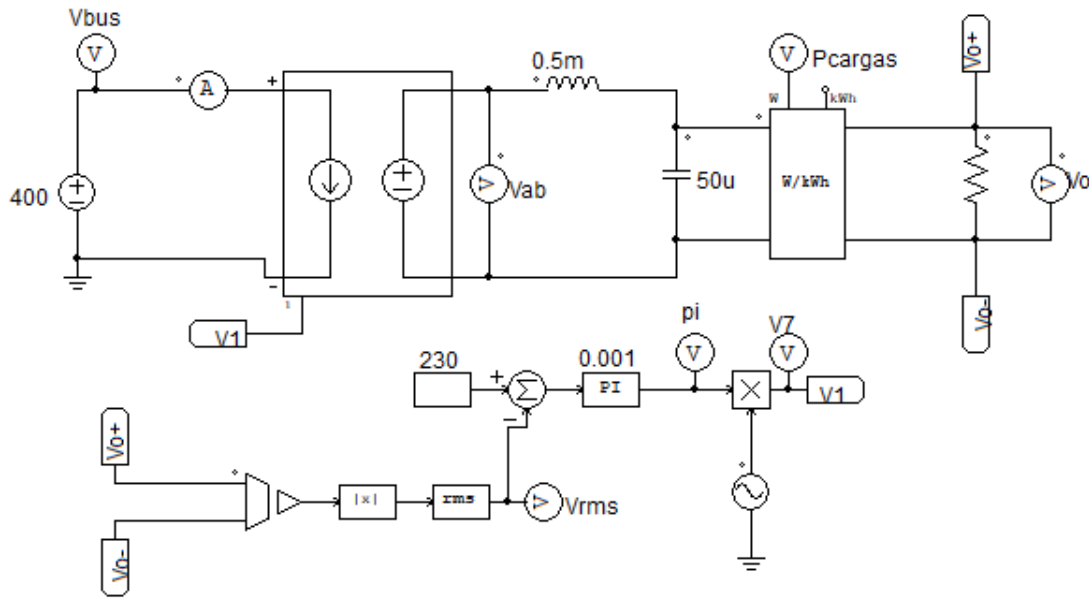


Figura 3.10: Modelo de média do inversor monofásico implementado no PSIM, integrando fontes controladas para emulação da transferência de potência e malha de controle PI para regulação da tensão eficaz.

Este modelo utiliza uma equivalência baseada em fontes dependentes para manter o balanço de potência entre o lado CC e o lado CA:

Interface CC: No barramento de entrada ($V_{bus} = 400$ V), uma fonte de corrente controlada emula o consumo de energia solicitado pelas cargas, refletindo de forma instantânea a potência ativa de saída no barramento CC.

Interface CA: Uma fonte de tensão controlada gera a componente fundamental da tensão de saída, recebendo diretamente o sinal de comando V_1 gerado pela malha PI. Embora este modelo dispense a dinâmica de comutação, manteve-se o filtro LC ($L = 0,5$ mH; $C = 50$ μ F) para garantir a continuidade física da modelação.

3.5.4 Validação e Análise Comparativa dos Modelos

Com o objetivo de legitimar a substituição do modelo de comutação pelo modelo de média para os estudos sistêmicos e dinâmicos da microrrede, realizou-se uma simulação comparativa sob as mesmas condições de ensaio. A Figura 3.11 apresenta a sobreposição direta das principais grandezas elétricas obtidas por ambas as abordagens no *software* PSIM.

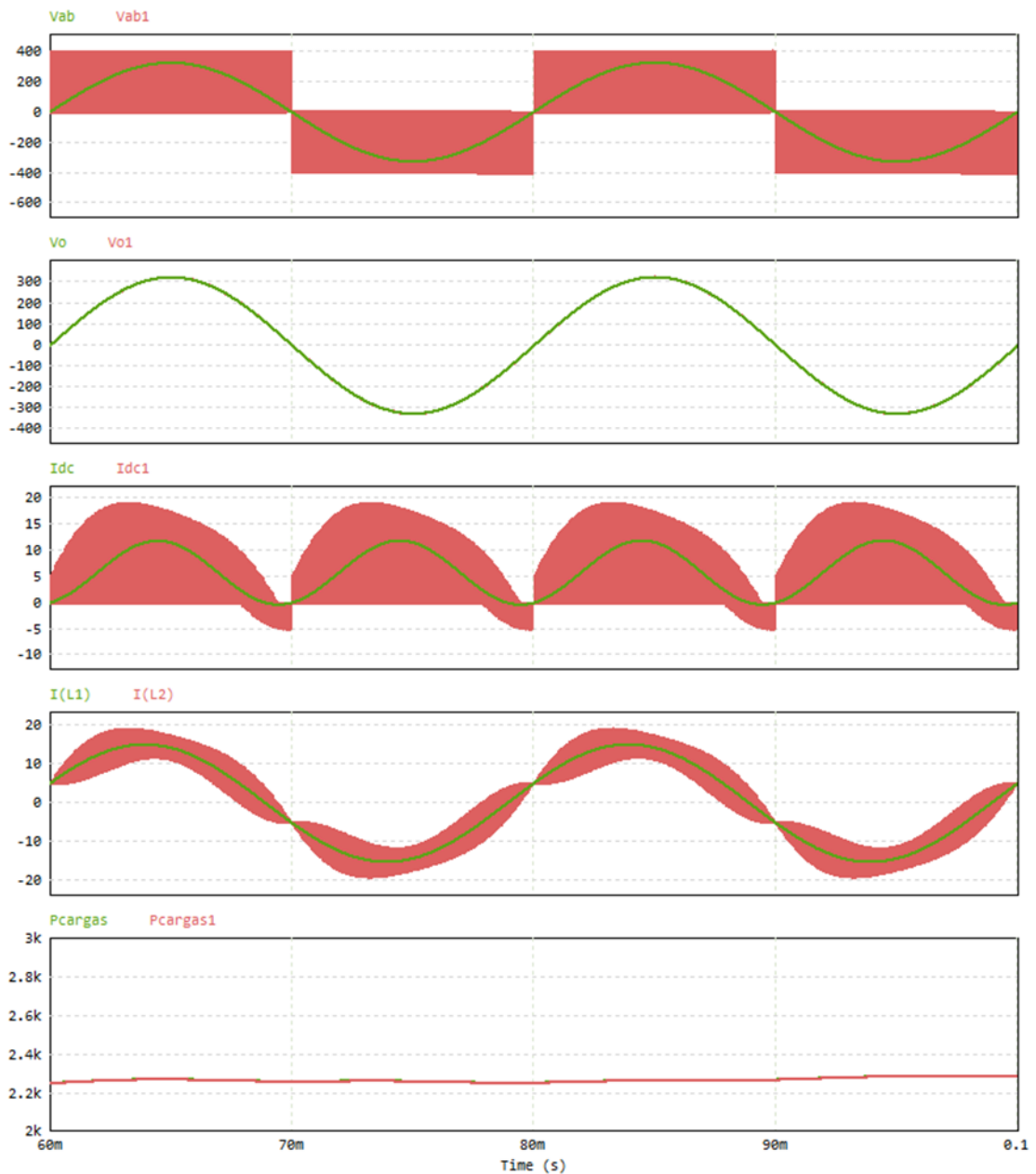


Figura 3.11: Análise comparativa das formas de onda entre o modelo por comutação (vermelho) e o modelo de média (verde): tensão pulsada vs. fundamental (V_{ab}), tensão na carga (V_o), corrente no barramento CC (I_{dc}), corrente na indutância do filtro (I_L) e potência ativa consumida (P_{cargas}).

A análise estratificada dos subgráficos da Figura 3.11 permite extrair as seguintes conclusões técnicas:

- **Tensão do Inversor (V_{ab} e V_{ab1}):** O primeiro gráfico evidencia a natureza de cada modelo. Enquanto o modelo de comutação gera uma onda de tensão pulsada PWM unipolar de três níveis (comutando entre +400 V, 0 V e -400 V), o modelo de média sintetiza diretamente a componente sinusoidal fundamental (frequência de 50 Hz), perfeitamente centrada e sobreposta à dinâmica média do sinal chaveado.

- **Tensão na Carga (V_o e V_{o1}):** Após a filtragem passa-baixo LC , ambas as curvas de tensão na carga tornam-se virtualmente indistinguíveis, estabilizando num valor eficaz de 230,02 V RMS com um valor de pico de 325 V. Isto demonstra que a ação da malha de controlo PI descrita na Subsecção 3.5.1 é idêntica e eficaz em ambas as implementações.
- **Corrente do Barramento CC (I_{dc} e I_{dc1}):** No lado CC, a corrente drenada da fonte de 400 V reflete o perfil de modulação. A corrente do modelo de comutação exibe uma oscilação de alta frequência severa (envelope denso a vermelho) provocada pelas aberturas e fechados dos IGBTs. O modelo de média (curva a verde) extrai com precisão a componente contínua e a oscilação de baixa frequência característica (frequência dupla da rede, 100 Hz), validando o princípio de conservação de potência instantânea implementado.
- **Corrente no Filtro (I_L):** De igual modo, a corrente na indutância revela o *ripple* de alta frequência característico do processo de comutação, o qual é perfeitamente filtrado pelo modelo de média, mantendo a correspondência na amplitude fundamental da corrente senoidal.
- **Potência Ativa nas Cargas (P_{cargas}):** O último subgráfico confirma que o balanço energético global é rigorosamente coincidente em ambos os modelos, registando um consumo estável e contínuo na ordem dos 2,25 kW para o escalão de carga testado, com desvios em regime estacionário desprezáveis.

A elevada correlação e sobreposição matemática observadas em todas as grandezas elétricas da Figura 3.11 validam o modelo de média como uma ferramenta de elevada fidelidade para a reprodução da dinâmica fundamental do inversor monofásico. Embora o modelo de comutação providencie um detalhe pormenorizado dos fenómenos intrínsecos aos semicondutores e perdas por chaveamento, o modelo de média oferece uma vantagem computacional crítica: uma redução drástica no tempo de *Central Processing Unit* (Unidade Central de Processamento) (CPU) e processamento.

Esta eficiência computacional decorre da eliminação dos passos de integração infinitesimais necessários para resolver as transições de alta frequência dos impulsos PWM. Consequentemente, enquanto a simulação do modelo por comutação se torna proibitiva e computacionalmente inviável para analisar períodos de operação extensos, o modelo de média viabiliza a execução de perfis temporais de longa duração de forma célere.

Face ao exposto, e validada a integridade e precisão dos resultados do modelo físico de referência, o modelo de média é a abordagem adotada em para os próximos capítulos.

3.6 Integração e Modelação das Cargas

O presente subcapítulo aborda a transição dos dados estáticos obtidos através do levantamento de consumo para o ambiente de simulação dinâmico. Anteriormente, foram mapeados os perfis horários de potência ativa e os balanços energéticos globais de cada uma das seis tipologias de

carga (C1 a C6), estabelecendo uma procura total agregada de 61,93 kWh/dia com perfis de carga intermitentes e picos bem definidos.

Com o objetivo de replicar fielmente esse comportamento num cenário real, torna-se necessário traduzir esses perfis numéricos em componentes elétricos dinâmicos dentro do simulador.

3.6.1 Estratégia de Implementação

A metodologia de controlo das cargas baseia-se na transposição dinâmica dos perfis de potência ativa, armazenados em tabelas de consulta (*lookup tables*), para sinais de comando de corrente. Este processo inicia-se com a definição da amplitude de referência para cada carga, calculada a partir da sua potência nominal (P_{nom}) e da tensão nominal de pico do sistema (V_{pico}), conforme a Equação 3.6:

$$I_{ref} = \frac{2 \cdot P_{nom}}{V_{pico}} = \frac{P_{nom}}{V_{RMS}} \cdot \sqrt{2} \quad (3.6)$$

Tomando como exemplo a carga fixa 1 nominal de 500W, o sistema estabelece uma constante de amplitude de aproximadamente 3,08A. Este valor é obtido através da aplicação da Equação 3.6, considerando a tensão nominal de pico de 325V (correspondente aos 230V RMS da rede):

$$I_{pico} = \frac{2 \cdot 500}{325} \approx 3,08A \quad (3.7)$$

A multiplicação pela tensão unitária garante que a corrente injetada mantém uma natureza sinusoidal e um fator de potência unitário, permitindo que o modelo de média processe o balanço energético da instalação com elevada precisão e fidelidade face ao perfil de consumo real estabelecido.

3.6.2 Modelação das Cargas

Em detrimento da utilização de componentes passivos convencionais para representar as cargas, como resistências fixas, optou-se pela implementação de fontes de corrente controladas por tensão, conforme ilustrado na Figura 3.12. Esta metodologia confere ao modelo uma versatilidade superior.

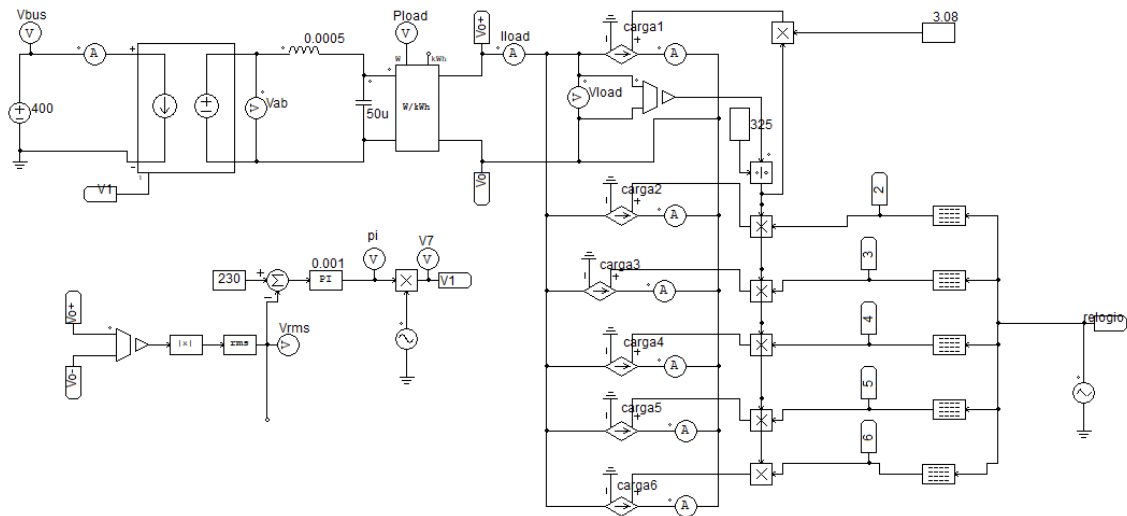


Figura 3.12: Esquema elétrico e de controle para a modelação de cargas individuais e gestão do perfil de carga da microrrede.

Cada carga (denominada no modelo como carga1 a carga6) é modelada seguindo a relação entre a potência nominal e a tensão do sistema. Para garantir que a carga se comporta de forma linear e resistiva, o sinal de comando de cada fonte de corrente é derivado da própria tensão de saída (V_{load}), assegurando que a corrente injetada está em fase com a tensão.

3.7 Integração da Produção Fotovoltaica e do Armazenamento

No seguimento da metodologia aplicada ao sistema de consumo, a integração da componente de geração renovável no ambiente de simulação. Para representar fielmente o comportamento do recurso solar ao longo do dia, utiliza-se uma tabela de consulta (*lookup table*) parametrizada com o perfil horário de produção de um módulo fotovoltaico individual de 450 W multiplicado pelo arranjo de 32 painéis previamente determinado.

Desta forma, e baseando-se na simplificação validada no subcapítulo 3.3.5, a potência total gerada pelo arranjo fotovoltaico é convertida dinamicamente na corrente a injetar no nó principal. Contudo, ao contrário da fase inicial do projeto onde se utiliza uma fonte de tensão ideal e rígida, a introdução desta geração intermitente faz com que a tensão do barramento CC passe a ser flutuante. Torna-se, por isso, imperativo garantir um mecanismo de regulação em tempo real que estabilize o sistema nas condições nominais de 400 V.

Para solucionar este desafio operativo, a simulação integra o modelo dinâmico do banco de baterias associado a uma malha de controlo por inclinação (*droop control*). O princípio de funcionamento desta estrutura baseia-se na monitorização contínua do desvio da tensão real do barramento em relação ao valor de referência pretendido. Quando a produção solar supera o consumo total das cargas, a tendência natural é a elevação da tensão do barramento; o algoritmo deteta este erro e instrui a fonte de corrente bidirecional da bateria a absorver o excedente energético, armazenando-o. Inversamente, durante os picos de consumo ou nos períodos de ausência de radiação solar, a queda

de tensão abaixo dos 400 V faz com que a malha de controlo atue no sentido oposto, forçando a bateria a injetar a corrente em falta para sustentar as cargas da microrrede.

3.7.1 Modelação do Barramento CC e Malhas de Regulação

Com o intuito de validar a dinâmica do sistema, o arranjo fotovoltaico e a malha de regulação por caimento foram mapeados no ambiente de simulação PSIM, recorrendo a blocos operacionais não-lineares e fontes controladas. A topologia global do circuito elétrico implementado e a respetiva estratégia de controlo encontram-se ilustradas na Figura 3.13.

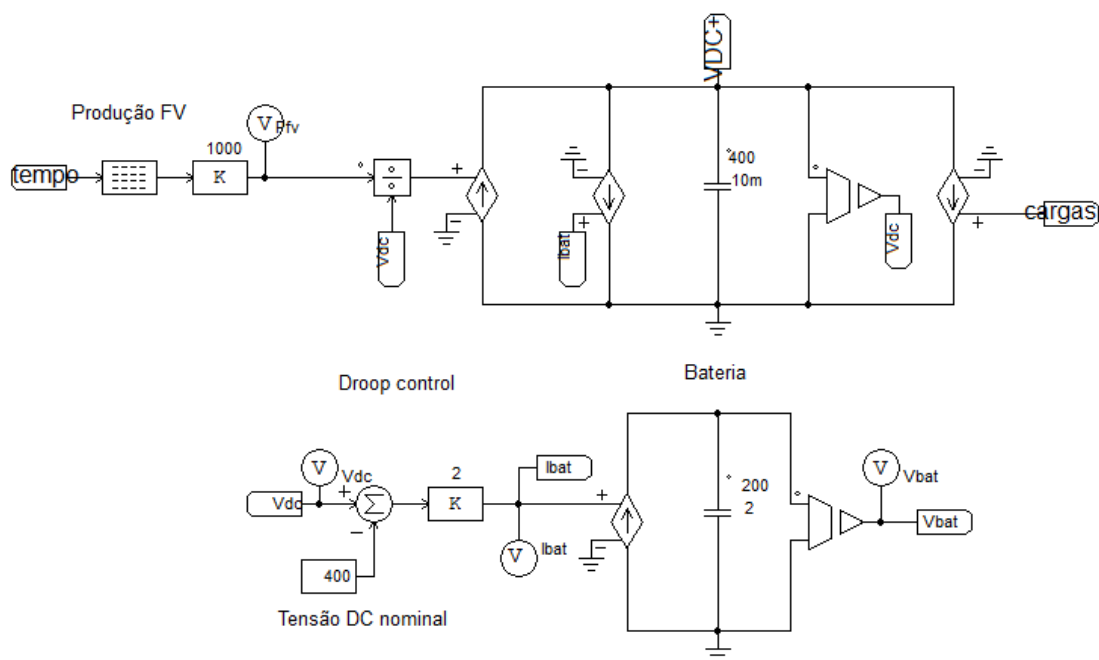


Figura 3.13: Esquema elétrico do sistema fotovoltaico com barramento CC flutuante e regulação por bateria no PSIM.

Como se pode observar na Figura 3.13, a produção fotovoltaica inicia-se com um bloco de tempo relógio, cuja saída alimenta uma tabela de consulta (*lookup table*) parametrizada com o perfil de radiação diário. O ganho subsequente, designado por “1000 K”, atua como um bloco de ganho e conversão. Este bloco é responsável por aplicar o fator de escala que multiplica a curva unitária do módulo de 450 W pela matriz total de 32 painéis e, simultaneamente, realizar a conversão matemática de Watts (W) para quilowatts (kW). Este ajuste dimensional é fundamental para garantir a compatibilidade de grandezas com os valores de consumo das cargas, resultando na potência fotovoltaica disponível instantânea na escala correta (P_{FV1}).

Uma vez que a injeção na rede deve ser efetuada em termos de corrente, o circuito realiza uma divisão matemática em tempo real. Deste modo, a potência fotovoltaica calculada (P_{FV_c}) é dividida pela tensão instantânea medida no barramento (V_{dc}), de acordo com a Equação 3.8:

$$I_{fv} = \frac{P_{fv,c}}{V_{dc}} \quad (3.8)$$

O quociente desta operação determina a corrente fotovoltaica instantânea (I_{fv}) que controla diretamente a fonte de corrente dependente. Esta, por sua vez, injeta o fluxo elétrico gerado diretamente no nó positivo do barramento central (V_{DC+}).

O barramento central é composto por um condensador de filtragem de 10 mF, dimensionado para amortecer flutuações rápidas de tensão e manter o nível nominal em torno dos 400 V. Ligada em paralelo, encontra-se a fonte dependente que simula o perfil total de consumo das cargas mapeadas no capítulo anterior.

Na parte inferior da Figura 3.13, detalha-se a implementação do sistema de armazenamento e a respetiva malha de automação. O banco de baterias foi modelado através de um circuito equivalente simplificado, composto por um condensador de 2 F e uma resistência de perdas de 2 Ω . A regulação de tensão é governada por um somador que compara continuamente a tensão real do barramento (V_{dc}) com a referência fixa de tensão CC nominal (400 V). O erro de tensão resultante é multiplicado por um bloco de ganho proporcional ajustado em $K = 2$. A saída deste controlador define o sentido e a magnitude da corrente do banco de baterias (I_{bat}). Este comportamento é regido pela equação do controlo por inclinação (*droop control*), onde o desvio da tensão do barramento em relação ao valor nominal é multiplicado pelo ganho proporcional do sistema, conforme expresso na Equação 3.9:

$$I_{bat} = K \cdot (V_{dc} - V_{dc,nominal}) \quad (3.9)$$

Onde $K = 2$ representa o ganho ajustável e $V_{dc,nominal} = 400$ V. O valor resultante de I_{bat} controla diretamente uma fonte dependente bidirecional, cuja operação se divide em dois regimes dinâmicos:

- **Regime de Descarga ($V_{dc} < 400$ V):** Se a tensão do barramento decrescer devido à escassez de recurso solar ou a um pico de consumo, o erro de tensão força a fonte a injetar corrente na rede, sustentando as cargas.
- **Regime de Carga ($V_{dc} > 400$ V):** Se a tensão elevar-se por excesso de produção fotovoltaica, o sinal da equação inverte-se. O fluxo de corrente passa a ser negativo em relação ao barramento, direcionando o excedente energético para carregar o condensador de 2 F que modela a bateria, estabilizando dinamicamente o sistema.

3.8 Análise de Resultados

3.8.1 Balanço Energético

Para além da análise dinâmica dos regimes operativos, os resultados obtidos servem para demonstrar e validar o balanço energético global em regime permanente previamente desenvolvido

em matriz computacional Excel. Esta correlação permite comprovar que, apesar das flutuações e transientes inerentes à simulação temporal, o comportamento integrado da microrrede converge com exatidão para os valores teóricos projetados. Os patamares de potência estabilizada e os picos de corrente observados nos perfis dinâmicos refletem diretamente os cálculos de dimensionamento estável do sistema.

Neste contexto, para assegurar a viabilidade a longo prazo da microrrede isolada, determinou-se que o estado de carga da bateria no final do período diário (*SoC* às 24:00) deveria ser igual ou superior ao verificado no início do mesmo ciclo (*SoC* às 00:00). Sob condições de radiação padrão de verão, o sistema foi propositadamente dimensionado para encerrar o ciclo diário com um saldo positivo acumulado de armazenamento. Este excedente estratégico de energia visa criar uma margem de segurança operacional, dotando a microrrede de resiliência para operar de forma autónoma durante estações desfavoráveis, como o inverno, onde a disponibilidade do recurso solar é substancialmente menor.

O algoritmo de dimensionamento salvaguardou também que, nos momentos de pico de produção fotovoltaica, a energia direcionada para o armazenamento nunca ultrapassasse a capacidade nominal limite das baterias, evitando condições de sobrecarga que pudessem comprometer a integridade física do sistema. A Tabela 3.3 sintetiza os parâmetros globais resultantes deste balanço energético integrado em regime permanente, estabelecendo a correspondência direta entre as previsões analíticas e o comportamento verificado.

Tabela 3.3: Resultados do dimensionamento horário do sistema fotovoltaico e do banco de baterias ($N_{\text{painéis}} = 32$).

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Cargas Total (kW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	4,0	7,1	6,85	4,53	0,6	0,6
Solar (kW/painel)	0	0	0	0	0	0,01	0,05	0,12	0,22	0,31	0,38	0,41
Solar Total (kW)	0	0	0	0	0	0,32	1,6	3,84	7,04	9,92	12,16	13,12
Balanço (kW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,28	2,4	3,26	-0,19	-5,39	-11,56	-12,52
Bateria 65% SoC (kWh)	62,5	62,0	61,5	61,0	60,5	60,22	57,82	54,56	54,75	60,14	71,7	84,22

Horas	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
Cargas Total (kW)	0,55	0,55	3,35	3,4	5,7	6,0	5,8	3,9	3,9	1,0	0,5	0,5	61,93
Solar (kW/painel)	0,41	0,39	0,35	0,28	0,2	0,11	0,04	0,01	0	0	0	0	3,29
Solar Total (kW)	13,12	12,48	11,2	8,96	6,4	3,52	1,28	0,32	0	0	0	0	105,28
Balanço (kW)	-12,57	-11,93	-7,85	-5,56	-0,7	2,48	4,52	3,58	3,9	1,0	0,5	0,5	-43,35
Bateria 65% SoC (kWh)	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	87,52	83,0	79,42	75,52	74,52	74,02	74,0	—

A análise do balanço energético horário confirma a viabilidade estática do sistema, demonstrando que a produção total diária de 105,28 kWh cobre confortavelmente a procura de 61,93 kWh. O perfil dinâmico revela que o excedente solar permite recuperar o *SoC* inicial da bateria, fechando

o ciclo com 74,0 kWh face os 62,5 kWh iniciais. Regista-se ainda um período de saturação máxima no limite físico de 90,0 kWh entre as 13:00 e as 16:00. Este comportamento estático valida a autossuficiência da microrrede e serve de base para a transição para o próximo capítulo, focado na modelação e simulação dinâmica destes perfis em ambiente PSIM.

Para validar a fidelidade do modelo elétrico e das malhas de regulação propostas, procedeu-se à execução de ensaios dinâmicos no simulador PSIM. O cenário de teste foi estruturado para abranger um período contínuo de três ciclos diários consecutivos (72 horas), permitindo avaliar não só a resposta rápida a eventos transitórios, mas também a estabilidade cíclica e a sustentabilidade a longo prazo da microrrede isolada.

O primeiro conjunto de resultados foca-se na interação direta entre a produção renovável, a dinâmica do banco de armazenamento e o perfil de consumo total. A Figura 3.14 apresenta o comportamento temporal alinhado destas três variáveis fundamentais ao longo do ensaio.

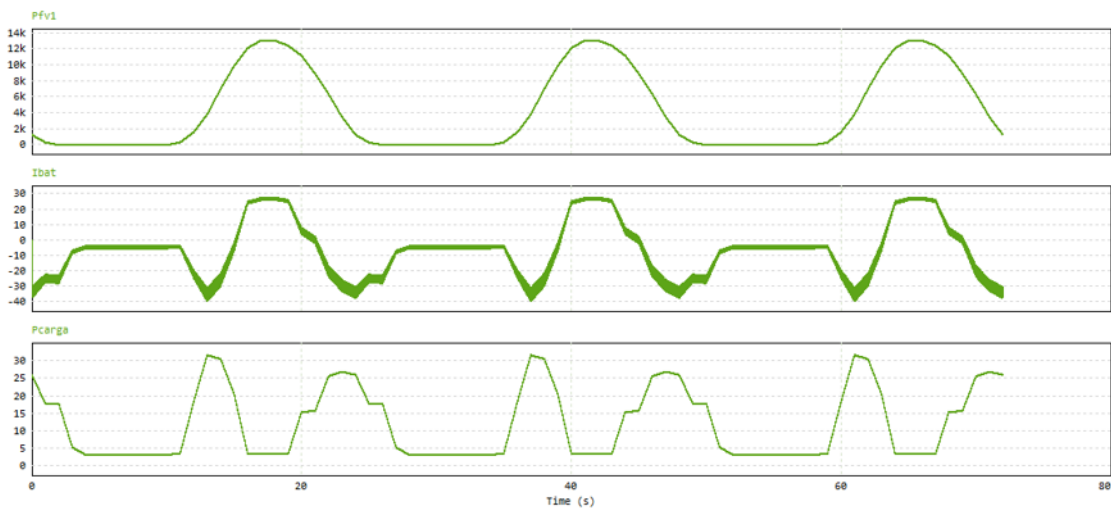


Figura 3.14: Perfis temporais de simulação para a potência fotovoltaica (P_{FV1}), corrente da bateria (I_{bat}) e potência total consumida (P_{carga}) durante três ciclos diários.

A análise combinada dos três gráficos permite comprovar o cumprimento estrito das leis de Kirchhoff no barramento central e a eficácia do controlo por inclinação (*droop control*). O comportamento do sistema divide-se de forma clara em dois regimes operativos distintos ao longo de cada ciclo de 24 horas:

- **Regime de Descarga Autónoma (Períodos Noturnos e Picos de Consumo):** Nas primeiras horas do dia, e novamente ao final da tarde, a potência fotovoltaica (P_{FV1}) é nula ou insuficiente para fazer face à procura. Perante a queda de tensão induzida pelo consumo (P_{carga}), que regista picos significativos próximos de 30 kW, a malha de controlo por inclinação reage instantaneamente. A corrente da bateria (I_{bat}) assume valores positivos, atingindo picos regulados na ordem dos 27 A, demonstrando que o sistema de armazenamento assume com sucesso a totalidade ou o complemento do abastecimento das cargas da microrrede.

- **Regime de Carga Direta (Período de Elevado Recurso Solar):** Nas horas centrais do dia, a curva de geração fotovoltaica descreve a sua parábola characteristic, atingindo picos na ordem dos 13 kW. Simultaneamente, verifica-se um decréscimo acentuado no consumo global, que estabiliza num patamar basal próximo de 0,6 kW. O excedente substancial de potência gera uma tendência de elevação da tensão do barramento. Em resposta, o algoritmo inverte o sinal de controlo, forçando a corrente da bateria para o quadrante negativo (com picos que atingem os -40 A). Este fluxo negativo comprova fisicamente a inversão do sentido da corrente, confirmando que a energia solar excedente está a ser absorvida para carregar o banco de baterias.

A perfeita repetibilidade e estabilidade das formas de onda ao longo dos três dias de teste valida a robustez matemática do modelo implementado no PSIM, assegurando que o balanço de energia projetado em ambiente estático se traduz numa operação dinâmica segura e autossustentável.

3.8.2 Comportamento Dinâmico da Tensão no Barramento CC

O segundo vetor essencial na validação do sistema elétrico dinâmico prende-se com a qualidade e estabilidade da tensão no barramento central de corrente contínua (V_{dc}). Numa microrrede isolada cuja regulação de tensão é governada por uma estratégia de controlo por inclinação (*droop control*), a tensão não se comporta como uma linha perfeitamente rígida. Pelo contrário, ela flutua de forma controlada em torno do seu valor nominal para traduzir os desvios instantâneos de potência e, consequentemente, ditar a ação física do sistema de armazenamento. A Figura 3.15 ilustra o perfil temporal desta variável ao longo dos três dias consecutivos de ensaio.

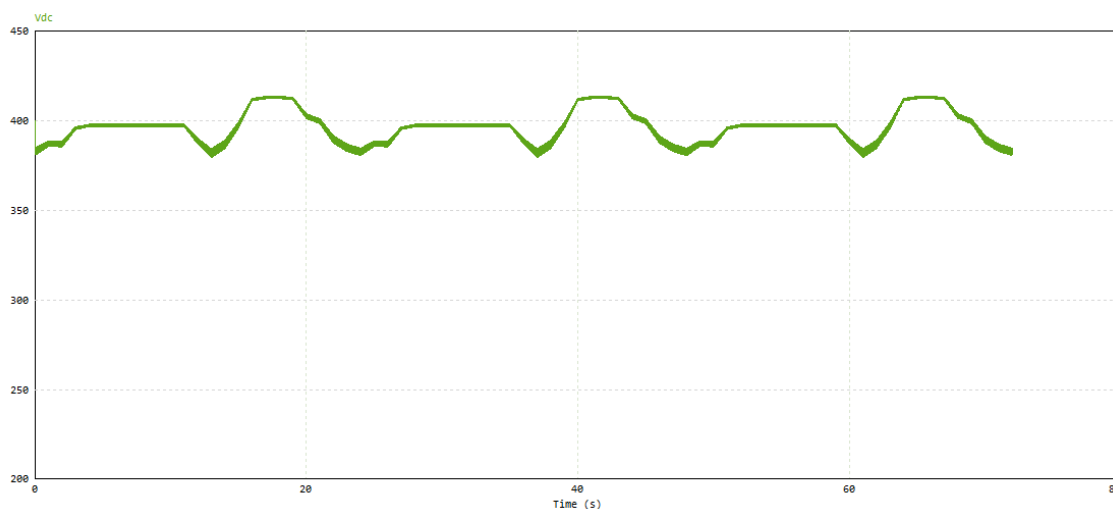


Figura 3.15: Variação da tensão no barramento CC (V_{dc}) obtido em ambiente de simulação no PSIM.

A análise detalhada da forma de onda permite concluir que a tensão do barramento permanece estritamente contida dentro de uma margem operativa de elevada segurança eletrotécnica,

compreendida entre os 380 V e os 414 V. O comportamento dinâmico e oscilatório desta variável correlaciona-se de forma direta com as transições de potência descritas anteriormente:

- **Dinâmica em Período de Elevado Recurso Solar ($V_{dc} > 400$ V):** Nas horas centrais do ciclo diário, a injeção massiva de potência proveniente da matriz de 32 painéis fotovoltaicos supera o consumo basal das cargas. Como consequência direta, a tensão do barramento eleva-se gradualmente acima do limiar nominal, atingindo um pico controlado próximo dos 414 V. De acordo com a lei de controlo implementada, este erro de tensão positivo induz uma resposta proporcional na malha da bateria, forçando-a a absorver a corrente excedente (regime de carga) para conter a sobretensão no sistema.
- **Dinâmica em Período de Escassez Solar e Picos de Procura ($V_{dc} < 400$ V):** Inversamente, durante as primeiras horas da manhã e nos picos de consumo noturnos, a ausência de geração solar força uma flexão imediata da tensão do barramento abaixo dos 400 V, atingindo mínimos na ordem dos 380 V. Este desvio negativo gera o sinal de erro necessário para que a fonte dependente bidirecional inverta o seu fluxo, injetando corrente positiva no nó central e assumindo o abastecimento autónomo das cargas.
- **Patamar de Estabilização Intermédio ($V_{dc} \approx 398$ V):** Observa-se ainda a presença de um patamar horizontal muito estável em torno dos 398 V durante os períodos intercalares da simulação. Este comportamento demonstra a estabilização em regime permanente do circuito, onde o desvio residual de apenas 2 V em relação à referência ideal é suficiente para manter a bateria a alimentar as cargas de menor magnitude sem oscilações ou instabilidades elétricas.

O facto de as flutuações de tensão registadas serem diminutas e não ultrapassarem os limites normativos de variação admitidos para redes de distribuição em baixa tensão comprova o correto dimensionamento do condensador de filtragem de 10 mF e a calibração do ganho do controlador proporcional ($K = 2$). Demonstra-se, assim, que a microrrede isolada projetada possui robustez dinâmica para garantir a qualidade de energia e a estabilidade de tensão mesmo sob variações severas e transitórias de carga e produção.

3.9 Gestão da Procura e Estratégias de Controlo

3.9.1 Desconexão Hierárquica de Cargas

Apesar do correto dimensionamento da matriz fotovoltaica e do banco de baterias para cenários padrão, as microrredes isoladas estão organicamente sujeitas a períodos de severa escassez de recurso solar ou a picos imprevistos de consumo. Para mitigar o risco de um colapso total do sistema (*blackout*), implementou-se uma estratégia de gestão pelo lado da procura baseada na desconexão hierárquica de cargas (*load shedding*).

Esta estratégia foi operacionalizada no ambiente de simulação através de uma lógica combinatoria baseada em comparadores de janela com histerese. O algoritmo monitoriza continuamente

e em tempo real a tensão medida nos terminais da bateria (V_{bat}), utilizando esta variável como o indicador dinâmico do estado energético remanescente no sistema de armazenamento.

A lógica de controlo assenta diretamente na classificação hierárquica das cargas estabelecida no capítulo anterior, transpondo a separação sistemática de consumos para blocos de comutação automática. Como se ilustra na Figura 3.16, a tensão instantânea V_{bat} é injetada simultaneamente na entrada de três comparadores independentes, cujos limiares de ativação e de corte foram estrategicamente estabelecidos:

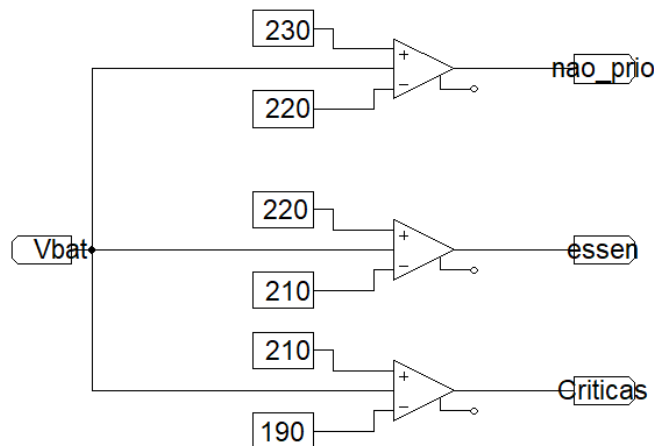


Figura 3.16: Estrutura lógica dos comparadores com histerese para desconexão hierárquico de cargas.

Como se observa na Figura 3.16, o circuito é composto por três blocos principais, cada um responsável por um nível da hierarquia:

- **Bloco 1 (Cargas Não-Prioritárias – ‘*nao_prior*’)**: Este bloco utiliza um comparador com histerese definido pelos limiares de 230 V (limiar superior) e 220 V (limiar inferior). A saída ‘*nao_prior*’ controla a desconexão das cargas C2 e C4.
- **Bloco 2 (Cargas Essenciais – ‘*essen*’)**: O segundo comparador possui uma janela de histerese entre 220 V (limiar superior) e 210 V (limiar inferior). A sua saída ‘*essen*’ comanda a desconexão das cargas C5 e C6.
- **Bloco 3 (Cargas Críticas – ‘*Criticas*’)**: O último nível de defesa opera com limiares de 210 V (limiar superior) e 190 V (limiar inferior). A saída ‘*Criticas*’ é reservada para a gestão da carga C3.

A definição destes limiares específicos de tensão não é arbitrária reflete diretamente o SoC do banco de baterias para a sua curva de descarga estática. Considerando que o banco possui uma tensão nominal de operação em torno dos 220 V a 230 V quando apresenta uma capacidade segura de armazenamento, os gatilhos lógicos foram dimensionados para responder proporcionalmente à severidade da descarga física do condensador equivalente:

- **Limiar dos 220 V (Pré-aviso energético):** A queda da tensão da bateria até aos 220 V sinaliza o esgotamento das reservas ótimas de energia, aproximando-se da zona onde a curva de descarga começa a acentuar a sua inclinação negativa.
- **Limiar dos 210 V (Zona de stresse moderado):** Caso a escassez de recurso solar se prolongue, a queda contínua até aos 210 V indica que o SoC desceu para níveis criticamente baixos. Neste patamar intermédio, o corte das cargas essenciais (C5 e C6) é mandatório para evitar o colapso iminente do barramento V_{dc} principal.
- **Limiar dos 190 V (Limite de descarga profunda):** O valor de 190 V representa o limite inferior absoluto de segurança eletroquímica do banco (tipicamente associado a um SoC residual de 10% a 20%). Permitir que a tensão decresça além deste ponto causaria danos irreversíveis por descarga profunda e a perda total de regulação por parte da fonte dependente bidirecional.

O estabelecimento das bandas de reativação (230 V, 220 V e 210 V, respetivamente) obedece ao mesmo critério de segurança. A histerese alargada garante que uma carga que foi isolada por subprodução só possa voltar a ser inserida quando a matriz fotovoltaica repuser uma margem de energia real no condensador, elevando a sua tensão interna estável acima do limiar crítico anterior. Evita-se, assim, que o restabelecimento precoce das cargas provoque novos afundamentos de tensão sucessivos, salvaguardando a rede contra instabilidades dinâmicas.

3.9.1.1 Validação Dinâmica da Desconexão Hierárquica de Cargas

Para validar a eficácia prática da lógica combinatória baseada em comparadores de janela com histerese, submeteu-se a microrrede a um ensaio dinâmico contínuo. Os resultados obtidos para a tensão nos terminais da bateria (V_{bat}) e para os respetivos sinais lógicos de comando das cargas (nao_prio, essen e Criticas) encontram-se representados na Figura 3.17.

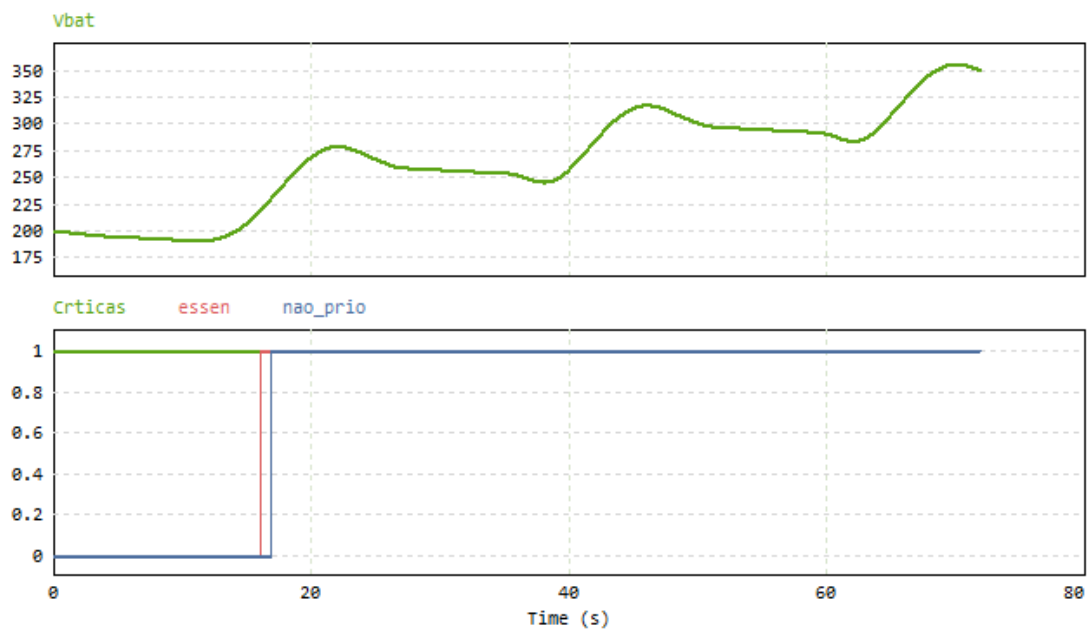


Figura 3.17: Resposta dinâmica da tensão da bateria (V_{bat}) e estados lógicos de ativação das cargas durante os períodos de descarga e recuperação no Caso Base.

A observação cronológica das curvas geradas comprova o cumprimento rigoroso dos limiares de proteção pelo lado da procura, mas expõe uma vulnerabilidade crítica do sistema em termos de armazenamento:

- Fase de Descarga Severa ($t = 0$ s a $t \approx 15$ s):** No período inicial do ensaio, a microrrede é submetida a um défice energético prolongado, induzindo a descarga contínua do condensador equivalente de 2 F. No declive de queda da tensão V_{bat} , o primeiro gatilho atua exatamente ao cruzar o limiar de pré-aviso dos 220 V, fazendo com que o sinal *nao_prio* comute instantaneamente para zero (0), isolando as cargas C2 e C4. À medida que a escassez se estende no tempo, a tensão atinge o segundo limiar crítico nos 210 V, provocando a queda imediata do sinal *essen* (0) e a desconexão das cargas essenciais (C5 e C6). No ponto de inflexão máxima do transiente, a tensão toca num mínimo estável perto dos 192 V. Torna-se imperativo destacar que o sinal *Criticas* manteve-se rigidamente em estado lógico alto (1) durante todo o regime de stresse, validando a imunidade absoluta e a prioridade de alimentação conferida à carga vital C3.
- Fase de Recuperação e Consequente Sobreensão ($t \approx 15$ s a $t \approx 72$ s):** A partir dos 15 s aproximadamente, a inversão do balanço de potência (com a produção solar a superar a procura residual) inicia o processo de recarga do condensador equivalente, fazendo a tensão V_{bat} subir. Observa-se o comportamento estável da janela de histerese: embora a tensão cruze os patamares de 210 V e 220 V na subida, os sinais lógicos mantêm as cargas isoladas até que a bateria recupere uma margem de segurança. Por volta dos 17 s, ao atingir os 230 V,

os sinais *essen* e *nao_prio* comutam com sucesso para o estado ativo (1), reconetando as cargas à rede e eliminando qualquer fenómeno de oscilação repetitiva (*chattering*).

Contudo, a análise do período subsequente ($t > 20$ s) revela um comportamento crítico preocupante. Mesmo com a reconexão total das cargas, o excedente de produção fotovoltaica continua a injetar uma corrente massiva no condensador de 2 F. Como o sistema opera em modo de perseguição do ponto de máxima potência MPPT sem restrições, a tensão na bateria dispara de forma contínua e linear, ultrapassando os limites nominais de operação e alcançando um pico perigoso próximo dos 350 V no final do ensaio.

Este fenómeno de sobretensão descontrolada comprova que, embora a estratégia de *load shedding* mitigue com eficácia o colapso por escassez, a microrrede permanece vulnerável à destruição dielétrica e térmica dos seus componentes em cenários de sobreprodução. Torna-se, por isso, mandatória a introdução de uma estratégia de controlo ativo pelo lado da geração, capaz de travar esta subida através do desvio intencional do ponto de operação dos painéis solares. A observação cronológica das curvas geradas comprova o cumprimento rigoroso dos limiares de proteção pelo lado da procura, mas expõe uma vulnerabilidade crítica do sistema em termos de armazenamento:

3.9.2 De-rating Proporcional da Produção Fotovoltaica

Se a desconexão hierárquica de cargas atua como um mecanismo de proteção contra a escassez severa de energia, torna-se igualmente imperativo desenhar uma estratégia para o cenário oposto: o excesso de produção renovável. Em períodos de elevada radiação solar coincidentes com momentos de baixo consumo na microrrede, a energia injetada pela matriz fotovoltaica superará a capacidade de absorção do sistema. Uma vez preenchido o teto máximo de armazenamento da bateria, esta deixa de conseguir acomodar a corrente excedente, o que provocaria uma elevação descontrolada e perigosa da tensão no barramento CC (V_{dc}).

Para mitigar este risco de sobretensão sem a necessidade de dissipar a energia de forma puramente térmica em resistências de dissipação (*dump loads*), implementou-se uma estratégia de limitação ativa da potência gerada, vulgarmente designada por *de-rating* fotovoltaico. Esta abordagem foi modelada no PSIM através de uma malha de controlo por ganho ajustável, cuja topologia se encontra representada na Figura 3.18.

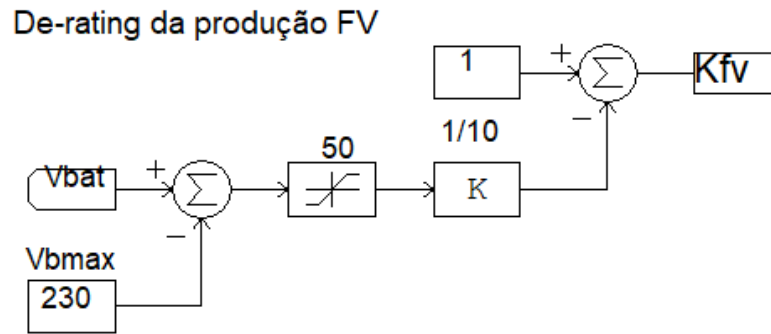


Figura 3.18: Diagrama do circuito de controlo para a limitação ativa (*de-rating*) proporcional da produção fotovoltaica através de ganho ajustável.

A lógica de controlo atua de forma preventiva e dinâmica, monitorizando a tensão nos terminais da bateria (V_{bat}) e comparando-a continuamente com a tensão máxima estipulada para o banco (V_{bmax}), a qual foi definida neste projeto em 230 V. O funcionamento do circuito assenta num processo sequencial que se inicia com o cálculo do erro de sobretensão, através de um bloco somador que efetua a diferença algébrica entre a tensão instantânea da bateria e a sua referência máxima ($V_{bat} - V_{bmax}$). Enquanto a bateria operar na sua zona segura, ou seja, abaixo dos 230 V, esta diferença resulta num valor estritamente negativo.

Seguidamente, o sinal de erro é encaminhado para um bloco limitador não-linear configurado com um limite inferior de zero e um limite superior de 50. Esta parametrização garante que qualquer valor de erro negativo seja completamente anulado, traduzindo-se numa saída igual a 0 e assegurando que o sistema fotovoltaico opere no seu ponto de máxima potência MPPT durante o regime normal de funcionamento, ao passo que o limite superior atua como uma salvaguarda física de saturação no simulador.

Por fim, quando a bateria atinge a saturação e a sua tensão ultrapassa o limiar crítico dos 230 V, o erro torna-se positivo e passa a ser multiplicado por um ganho de atenuação ($1/10$). O valor resultante desta operação é subtraído a um ganho unitário de base (1), gerando o sinal final denominado K_{fv} , que atua diretamente como um fator multiplicativo na malha de controlo do conversor *Boost* fotovoltaico. Note-se que, para um desvio máximo projetado de 10 V, correspondente a uma tensão $V_{bat} = 240$ V, o fator K_{fv} atinge o limite inferior nulo, anulando por completo a injeção solar para proteger a integridade do sistema.

É fundamental destacar que o sinal K_{fv} atua como o elo de ligação direto entre a gestão energética global e a eletrónica de potência da microrrede, sendo encaminhado para a malha de controlo do conversor *Boost* fotovoltaico para multiplicar diretamente o sinal proveniente do algoritmo de MPPT (seja a corrente de referência ou o ciclo de trabalho dinâmico). Em regime normal de funcionamento, correspondente a uma tensão na bateria inferior a 230 V, este fator comporta-se de forma neutra e mantém-se rigidamente igual a 1. Como consequência, a operação de multiplicação não altera as variáveis de controlo originais do sistema, permitindo que a matriz fotovoltaica opere sem restrições e extraia o máximo rendimento solar disponível para alimentar as cargas e carregar o banco de armazenamento.

Por outro lado, em regime de sobrecarga, no instante em que a tensão da bateria ultrapassa o limiar crítico de 230 V, o fator K_{fv} assume o seu papel de atenuador dinâmico e passa a decrescer suavemente abaixo de 1 em direção a zero, acompanhando proporcionalmente a acentuação da sobretensão. Ao introduzir este fator multiplicativo na modulação do conversor, o algoritmo força o desvio imediato do ponto de operação dos painéis para fora da curva de MPPT, estrangulando a injeção de corrente no barramento para o valor exato exigido pelas cargas residuais e consumos fixos da rede. Esta estratégia garante que a microrrede estabiliza de forma totalmente autónoma em cenários de sobreprodução, protegendo os semicondutores e os isolamentos contra sobretensões transitórias perigosas e assegurando a gestão térmica ideal de todo o sistema.

3.9.2.1 Resultados da Regulação de Sobretensão por De-rating Fotovoltaico

Para validar o desempenho e a eficácia da estratégia de limitação ativa de potência, analisou-se o comportamento dinâmico da microrrede com a malha de controlo por ganho ajustável em regime de malha fechada. Os resultados obtidos em ambiente de simulação PSIM encontram-se patentes na Figura 3.19, correlacionando a evolução temporal da tensão no condensador equivalente (V_{bat}) com o perfil de potência fotovoltaica máxima teórica disponível (P_{fv}) e a potência real injetada no barramento após a atuação do controlador (P_{fv_c}).

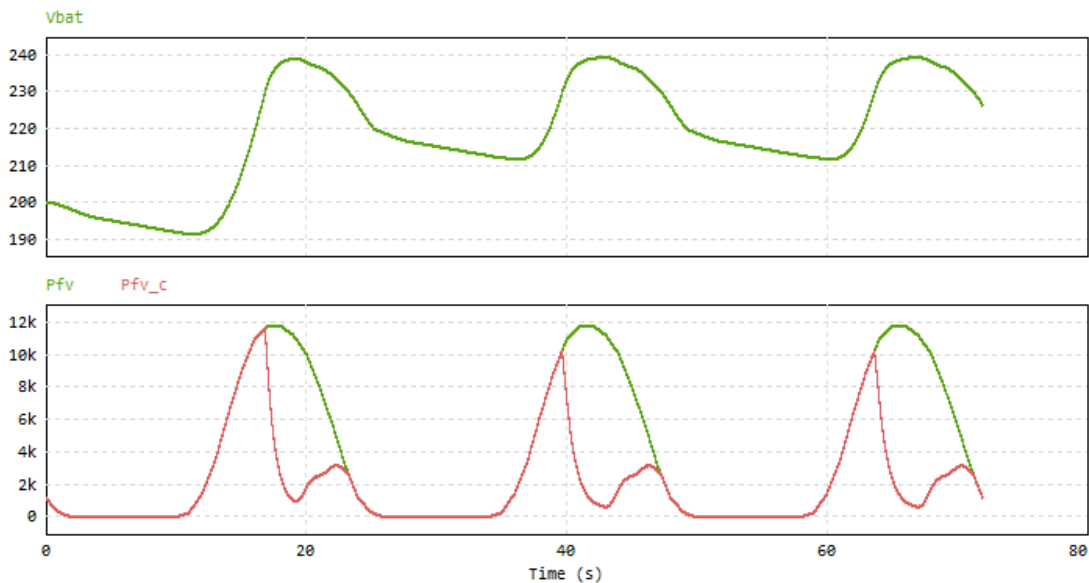


Figura 3.19: Resposta dinâmica do sistema ao mecanismo de *de-rating*: evolução de V_{bat} e comparação entre a potência em MPPT (P_{fv}) e a potência regulada (P_{fv_c}).

A análise síncrona das variáveis elétricas permite aferir conclusões fundamentais sobre a estabilidade e a robustez do sistema sob condições de saturação:

- **Regulação e Contenção da Sobretensão (V_{bat}):** Em claro contraste com o ensaio em malha aberta (sem controlo), no qual a tensão no condensador de 2 F divergia linearmente até atingir um patamar crítico de 350 V, a ação da malha proporcional altera substancialmente

a resposta dinâmica do sistema de armazenamento. Como demonstrado no gráfico superior da Figura 3.19, no instante em que a variável de estado atinge o limiar crítico de 230 V ($t \approx 17$ s), verifica-se uma atenuação contínua do declive de subida. A resposta transitória apresenta um comportamento amortecido, estabilizando em regime permanente num valor seguro de aproximadamente 238 V, fixando o sobredimensionamento de tensão (*overshoot*) dentro das margens operacionais admissíveis.

- **Modulação Dinâmica da Potência Injetada (P_{fv} vs. P_{fv_c}):** O gráfico inferior ilustra o princípio de causa-efeito do algoritmo de controlo. No regime nominal de operação ($t < 17$ s), a potência injetada (P_{fv_c}) sobrepõe-se à potência máxima disponível (P_{fv}), operando em rastreio contínuo de MPPT. Contudo, assim que a condição de sobretensão é violada ($V_{bat} > 230$ V), o fator de atenuação K_{fv} decresce abaixo da unidade, forçando o desvio do ponto de operação do conversor *Boost* para fora da curva de máxima potência. O desfasamento quantitativo entre as duas curvas quantifica o volume de potência restrita: a injeção é severamente reduzida dos 12 kW nominais para um valor residual próximo de 1 kW, de modo a suprir estritamente a procura de consumo fixa da rede e mitigar o fluxo de corrente excedente para o banco de armazenamento.

Cessado o pico de irradiância solar ou verificando-se um incremento nos consumos locais, o erro de sobretensão é anulado. Consequentemente, o fator K_{fv} recupera autonomamente o valor unitário (1), restabelecendo o algoritmo de MPPT sem oscilações ou transientes abruptos. Estes resultados validam a eficácia do algoritmo proposto, confirmando a capacidade da microrrede em assegurar a sua integridade dielétrica de forma puramente eletrónica, prescindindo do uso de cargas dissipativas (*dump loads*).

Capítulo 4

Resultados para Diferentes Cenários

4.1 Introdução

Embora a validação do "Caso Base" no capítulo anterior tenha comprovado a eficácia das malhas de controlo sob condições nominais de dimensionamento, a operação real de uma microrrede isolada está sujeita a severas flutuações sazonais e imprevisibilidade na procura. Para aferir a verdadeira robustez, flexibilidade e limites operacionais dos algoritmos de *load shedding* e *de-rating* desenvolvidos, torna-se imperativo submeter o sistema a testes de stresse em cenários dinâmicos alternativos.

Neste contexto, o presente capítulo expande o âmbito da análise através da modelação e simulação de dois novos cenários de fronteira, focados na variabilidade climática e na mutabilidade do perfil de consumo:

- **Cenário A (Perfil de Inverno):** Este ensaio visa avaliar o comportamento da microrrede perante uma quebra do recurso renovável. Utiliza-se um perfil de radiação solar característico do inverno, caracterizado por picos de potência significativamente inferiores e maior intermitência.
- **Cenário B (Perfil de Inverno com Alteração de Carga):** Este cenário eleva o nível de stresse operativo ao combinar as restrições climatéricas do perfil de inverno com a reconfiguração integral da matriz de cargas. Ao introduzir um novo perfil de procura, emulando variações no comportamento dos consumidores ou a inserção de novos equipamento, avalia-se a adaptabilidade dinâmica dos comparadores com histerese e a imunidade do sistema face a regimes de descarga ainda mais agressivos.

Com o intuito de capturar a natureza cíclica e a continuidade dos fenómenos elétricos e térmicos envolvidos, todas as simulações dinâmicas destes novos cenários foram programadas para um horizonte temporal de 72 s. Através do mapeamento do modelo, estabeleceu-se uma equivalência direta onde cada segundo de simulação corresponde exatamente a uma hora de perfil real, permitindo emular e analisar o comportamento contínuo da microrrede ao longo de três dias completos de operação (3×24 h).

Através desta abordagem multicenário, pretende-se demonstrar que as estratégias de gestão pelo lado da procura e da geração não são soluções rígidas, mas sim algoritmos adaptativos capazes de salvaguardar a estabilidade dielétrica e a continuidade de serviço das cargas críticas sob condições climáticas adversas e perfis de carga mutáveis.

4.2 Cenário A: Operação sob Perfil de Produção Solar de Inverno

4.2.1 Caracterização do Recurso Solar Sazonal

O primeiro ensaio de resiliência visa avaliar o comportamento da microrrede isolada sob condições climáticas desfavoráveis, típicas do período de inverno. Para o efeito, substituiu-se o perfil de irradiação ideal do "Caso Base" por uma curva de produção condicionada, modelada a partir de dados de irradiação e temperatura para um módulo fotovoltaico de referência com uma potência nominal de 450 W. O perfil de potência normalizado resultante para um único módulo ao longo de um ciclo diário encontra-se ilustrado na Figura 4.1.

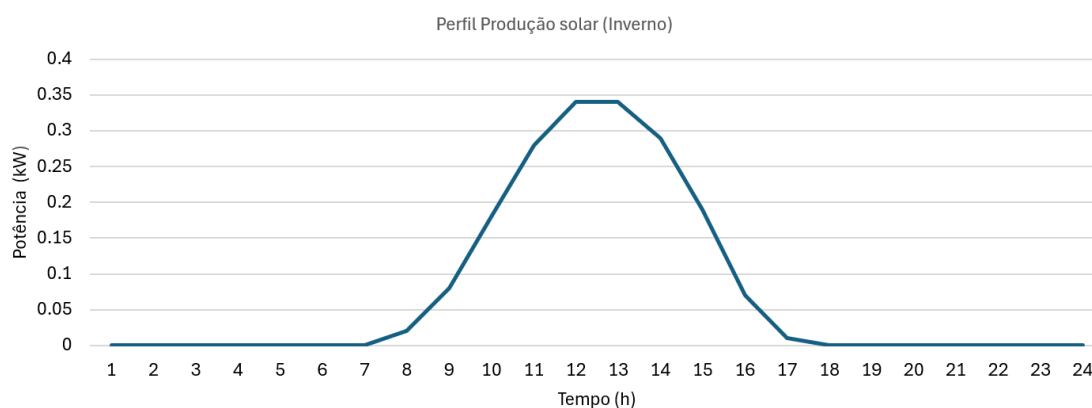


Figura 4.1: Perfil diário de produção solar para um módulo fotovoltaico de 450 W em condições de inverno.

A análise da Figura 4.1 permite identificar restrições operativas severas em comparação com o cenário nominal de verão:

- **Redução da Amplitude de Pico:** O valor máximo de produção por módulo atinge um pico de apenas 0,34 kW (correspondendo a 340 W por painel). Este comportamento representa uma perda de aproximadamente 24,4% em relação à capacidade de geração nominal máxima de 450 W, refletindo com precisão o impacto da menor inclinação solar e da atenuação atmosférica por nebulosidade típicas da época invernal.
- **Encurtamento do Período Útil de Geração:** O período útil de conversão energética contrai-se significativamente, iniciando-se apenas após as 07 : 00 h e anulando-se por completo por volta das 17 : 00 h. Este fenómeno resulta numa janela de geração concentrada de apenas 10

horas, aumentando a pressão sobre o banco de armazenamento para sustentar a rede durante o extenso período noturno.

Para a execução da simulação dinâmica, o perfil diário foi reproduzido e adaptado mantendo-se a estrutura física do Caso Base, recorrendo à mesma matriz global de 32 painéis fotovoltaicos. Ao estender este comportamento unitário ao arranjo completo de geração, a potência máxima disponível na microrrede sofre um decréscimo condizente com a sazonalidade climática, estabelecendo o cenário ideal para aferir a eficácia operacional dos algoritmos e os limites dinâmicos da lógica de desconexão de cargas (*load shedding*) pelo lado da procura perante restrições severas de recurso.

4.2.2 Resultados e Discussão do Cenário A

4.2.2.1 Análise da Estabilidade do Barramento CC (V_{dc})

Para iniciar a validação do comportamento dinâmico da microrrede sob o Perfil de Inverno (Cenário A), analisou-se em primeiro lugar a estabilidade da tensão no barramento CC principal (V_{dc}). Este barramento constitui o elemento central de interconexão elétrica de todo o sistema, estabelecendo o ponto de acoplamento comum onde o conversor do painel fotovoltaico, o conversor bidirecional da bateria e o inversor das cargas realizam o fluxo bidirecional de energia. O seu valor nominal de operação está regulado para os 400 V.

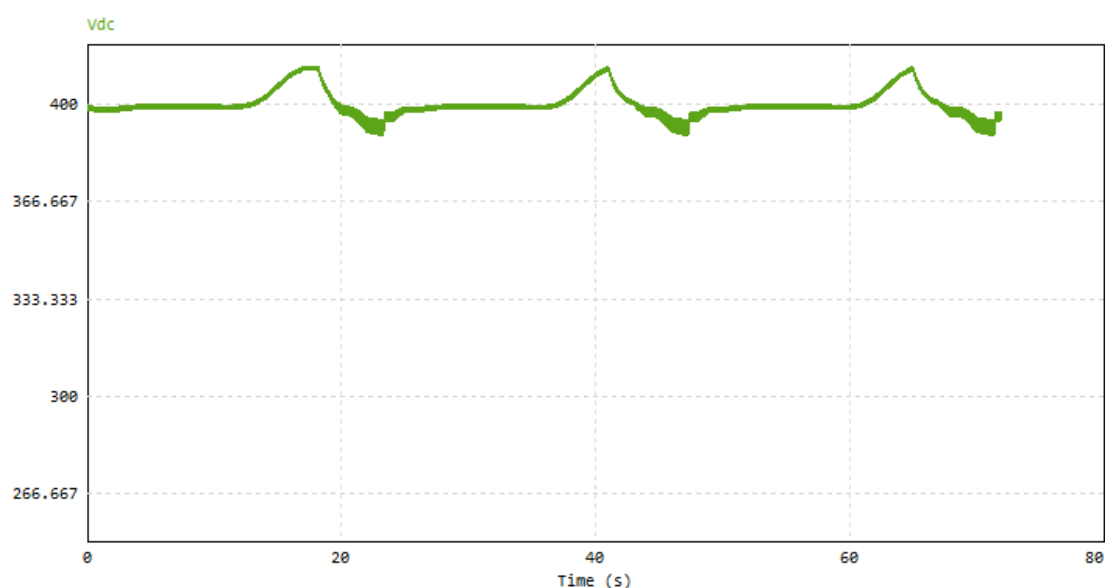


Figura 4.2: Variação da tensão no barramento CC (V_{dc}) obtido em ambiente de simulação no PSIM.

A observação dos resultados obtidos em simulação, patentes na Figura 4.2, permite verificar que a tensão se mantém globalmente regulada e estável em torno do valor de referência de 400 V. No entanto, a resposta temporal revela uma oscilação contínua e cíclica que se replica ao longo dos três dias simulados, refletindo o efeito combinado da intermitência da produção solar e da variação do estado de carga do sistema de armazenamento.

Em cada ciclo diário, à medida que a potência fotovoltaica é injetada e o banco de baterias acumula energia, o sistema aproxima-se do seu ponto de saturação ao final do período da tarde. Devido à parametrização da estratégia de controlo por característica de (*droop control*), esta acumulação induz uma elevação gradual da tensão no barramento CC, atingindo um pico controlado de aproximadamente 412 V instantes antes do período noturno. No horizonte temporal geral da simulação, estes picos ocorrem localizadamente aos 17 s, 41 s e 65 s, o que corresponde analiticamente às 17 : 00 h de cada um dos três dias consecutivos.

Subsequentemente, com a transição para o período noturno (cessação da irradiância solar) e o início do regime de descarga acentuada do banco de baterias para suprir a procura ativa das cargas, o barramento recupera a sua trajetória, registando uma ligeira subtensão transitória próximo dos 23 s e 47 s antes de restabelecer o regime permanente na transição para o ciclo diurno seguinte.

O aspeto mais relevante a destacar nesta análise consiste na elevada capacidade de atenuação e amortecimento destes transientes. A flutuação dinâmica total no barramento CC restringe-se a uma margem estrita de 3% face ao valor nominal (entre 390 V e 412 V), o que valida a robustez e a correta sintonização dos controladores proporcionais-integrais (PI) dos conversores eletrónicos de potência. Fica, deste modo, comprovado que, mesmo diante da dinâmica oscilatória e do stress operativo de três dias consecutivos de inverno, o barramento principal exhibe elevada rigidez dielétrica, assegurando a continuidade de serviço e elevados padrões de qualidade de energia.

4.2.2.2 Análise do Fluxo Energético: Geração Fotovoltaica e Corrente na Bateria

Para compreender o balanço energético global da microrrede sob as restrições de inverno, analisou-se de forma conjunta a potência fotovoltaica gerada e a corrente resultante nos terminais do banco de armazenamento (I_{bat}).

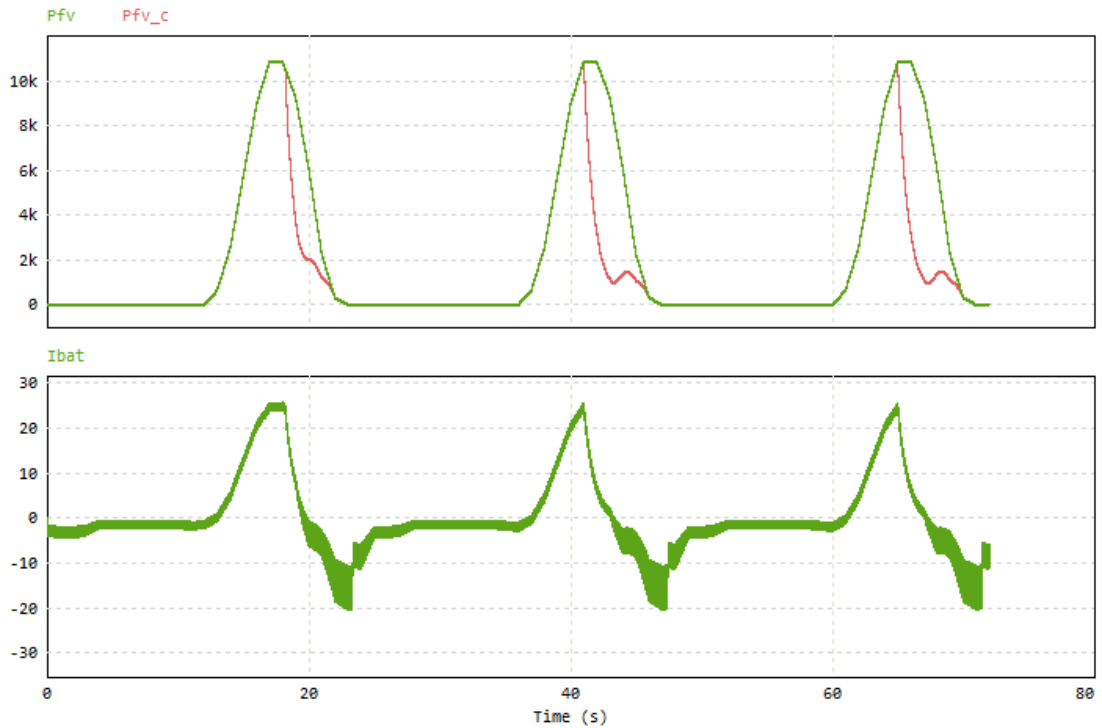


Figura 4.3: Dinâmica do fluxo energético no Cenário A: correlação entre as potências fotovoltaicas (P_{fv} e P_{fv_c}) e a corrente na bateria (I_{bat})

A observação das curvas síncronas apresentadas na Figura 4.3 permite extrair conclusões fundamentais sobre a precisão e a resposta dinâmica das malhas de controlo implementadas. No regime de pico de irradiância solar, à medida que a irradiação aumenta durante a manhã de cada um dos três dias, a potência fotovoltaica injetada cresce progressivamente até atingir o valor máximo de inverno, ligeiramente acima dos 10 kW. A corrente na bateria (presente na janela inferior) acompanha esta trajetória ascendente e assume valores positivos, o que evidencia o fluxo de carga direcionado ao banco de armazenamento. O pico máximo de absorção estabiliza nos +25 A no período de maior radiação solar, registando-se aos 17 s, 41 s e 65 s.

O aspeto mais relevante e diferente deste ensaio reside na atuação do algoritmo de limitação ativa de potência (de-rating), que se manifesta logo após o meio-dia solar (entre os instantes 18 s e 20 s de cada ciclo). Assim que o sistema de armazenamento atinge o seu limite de absorção, e com o intuito de mitigar a ocorrência de sobretensões severas, a malha de controlo atua restritamente. Como se observa na janela superior, a curva da potência real injetada (P_{fv_c} , representada a vermelho) sofre um decréscimo acentuado, divergindo da potência máxima disponível (P_{fv} , representada a verde). O impacto desta ação na dinâmica da corrente é imediato e eficaz, forçando o fluxo de carga na bateria a reduzir abruptamente até convergir para valores próximos de zero, o que salvaguarda o elemento de armazenamento contra sobrecargas térmicas e a consequente degradação prematura.

Subsequentemente, durante o regime noturno e transientes de consumo, a ausência de geração fotovoltaica força a inversão do sentido da corrente na bateria para patamares negativos, eviden-

ciando o início do regime de descarga. Constatase que, na maior parte do período noturno, a procura ativa permanece moderada, exigindo uma descarga suave do banco de armazenamento na ordem dos -2 A. No entanto, nas transições que antecedem o período diurno (notavelmente em torno dos 23 s, 47 s e no encerramento da simulação), verificam-se picos transitórios de descarga que deslocam a corrente até aos -20 A. Este fenómeno reflete o incremento abrupto da carga solicitada à microrrede numa janela operativa em que o estado de carga do armazenamento se encontra diminuído pelo esforço noturno contínuo.

Este comportamento dinâmico e síncrono comprova a elevada eficácia dos conversores eletrónicos de potência e das respetivas malhas de controlo em malha fechada. Fica demonstrado que o algoritmo processa instantaneamente as variáveis de estado da microrrede e modula a produção solar em tempo real, garantindo a integridade física do banco de baterias sem comprometer a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia às cargas conectadas.

4.2.2.3 Algoritmo de *Load Shedding* e Gestão Dinâmica de Cargas

De forma a validar a eficácia e a inteligência do algoritmo de desconexão de cargas (*load shedding*) sob as restrições severas do inverno, analisou-se a evolução temporal da tensão nos terminais da bateria (V_{bat}) em simultâneo com os sinais lógicos de comando que controlam a alimentação dos três grupos de cargas: não-prioritárias (*nao_prio*), essenciais (*essen*) e críticas (*Criticas*).

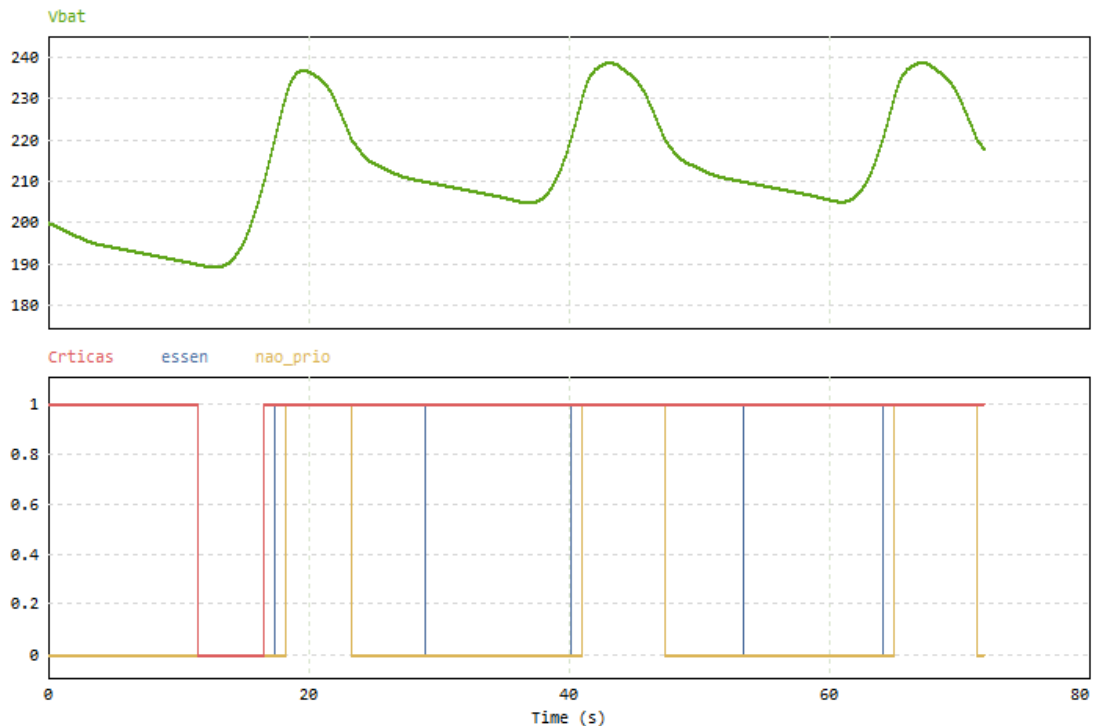


Figura 4.4: Comportamento dinâmico do algoritmo de *load shedding* face à tensão da bateria (V_{bat}) no Cenário A.

Os resultados obtidos em simulação, ilustrados na Figura 4.4, demonstram uma resposta altamente adaptativa do sistema, a qual se divide em dois comportamentos operativos distintos. No período inicial de elevado stresse, correspondente ao dia 1 do ensaio ($t = 0$ s), assumiu-se um cenário operativo severo no qual o banco de armazenamento inicia a operação com uma tensão reduzida, na ordem dos 200 V. Perante a ausência inicial de irradiância solar e a manutenção dos consumos regulamentares, a tensão V_{bat} sofre um declínio acentuado até atingir um mínimo histórico próximo de 189 V em torno do segundo 12. Face a esta condição crítica, os comparadores atuam instantaneamente, as variáveis `nao_prio` e `essen` são mantidas em nível lógico baixo e, no instante limite ($t = 12$ s), o algoritmo desliga inclusivamente o canal de cargas críticas, com a variável `Criticas` a transitar para zero. Esta ação drástica valida os mecanismos de segurança do sistema, comprovando que o algoritmo isola temporariamente a rede para impedir uma descarga profunda que danifique irreversivelmente o banco de baterias.

Posteriormente, verifica-se a recuperação e estabilização em regime cíclico durante os dias 2 e 3. A partir dos 13 s, com o surgimento do recurso solar, a tensão da bateria recupera de forma vertical. O sinal de comando das cargas críticas é restabelecido de imediato aos 17 s e, logo após, as bandas de histerese programadas autorizam a religação progressiva das cargas essenciais e não-prioritárias. Uma vez ultrapassado o stresse inicial, o segundo e o terceiro dia de simulação revelam o funcionamento estável do controlo em regime permanente. Quando a microrrede entra no período noturno e a tensão desce abaixo do limiar de 220 V, o sinal `nao_prio` transita para zero para aliviar o esforço sobre a bateria. Nos momentos em que o período noturno se prolonga e a tensão continua a ceder, o sinal `essen` é analogamente desconetado.

O resultado mais relevante a destacar reside no facto de que, durante os ciclos de operação estável (dias 2 e 3), a variável `Criticas` permanece ininterruptamente em nível lógico alto ("1"). Isto demonstra empiricamente que o corte temporário das cargas secundárias cumpre rigorosamente o seu objetivo de dimensionamento, garantindo a total imunidade e a continuidade absoluta de serviço para as cargas prioritárias da comunidade, mesmo perante as restrições severas de um perfil de inverno.

4.3 Cenário B: Perfil de Inverno com Alteração de Carga

4.3.1 Configuração do Novo Conjunto de Cargas

Antes de analisar o comportamento dinâmico das variáveis elétricas, é fundamental caracterizar a nova matriz de procura que define o Cenário B. O objetivo principal desta reconfiguração consistiu em elevar o nível de exigência sobre o sistema através da introdução de carga adicional precisamente nos períodos horários em que, no cenário anterior, o consumo era mais reduzido ou nulo durante o dia. Ao preencher estes vazios de consumo diurno, elimina-se a margem de recuperação de que o sistema de armazenamento usufruía no Cenário A nos momentos de maior disponibilidade solar. Esta alteração força os algoritmos de gestão a operar num regime de stresse

contínuo, testando a capacidade da microrrede em manter o equilíbrio de potências mesmo perante janelas de repouso substancialmente mais curtas e um perfil de carga significativamente mais agressivo ao longo das 24 horas.

Com o intuito de estruturar com rigor esta nova distribuição temporal, as Tabelas 4.1 e 4.2. sistematiza a caracterização detalhada do perfil de consumo, discriminado numa base horária.

Tabela 4.1: Perfil de consumo diário estratificado por tipologia de carga ativa (kW) para o Cenário B.

(a) Mapeamento horário dos períodos de 1 a 12 horas

Intervalo (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Carga 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Carga 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5
Carga 3	0	0	0	0	0	0,1	0,2	0,2	0,15	0,13	0,1	0,1
Carga 4	0	0	0	0	0	0,8	1	1,2	1,1	0,7	0	0
Carga 5	0	0	0	0	0	0	0	1,1	0,7	0	0	1,2
Carga 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,4	1,7	3,0	2,5	1,3	0,6	2,3

(b) Mapeamento horário dos períodos de 13 a 24 horas e balanço energético

Intervalo (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Carga 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Carga 2	1,8	2	0,5	0	0	0	0	0	1,6	2	0	0
Carga 3	0,05	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0	0,5	0	0
Carga 4	0	0	0	1,1	1,1	1,2	1,1	0,9	0,5	0,5	0	0
Carga 5	0,5	0	0	0,6	0,4	0	0	0,5	0	0,5	0	0
Carga 6	0	0	0	0	0	1,2	2	0,5	0	0	0	0
Total	2,9	2,6	1,2	2,4	2,2	3,1	3,6	2,4	2,6	4	0,5	0,5

Tabela 4.2: Balanço energético total por tipologia de carga e do sistema para o Cenário B.

Carga	Energia (kWh)
C1	12,00
C2	8,4
C3	2,43
C4	11,20
C5	5,50
C6	3,70
Total	43,23

Para uma melhor percepção da mutabilidade da procura, a Figura 4.5 apresenta o perfil de carga total resultante desta nova configuração horária.

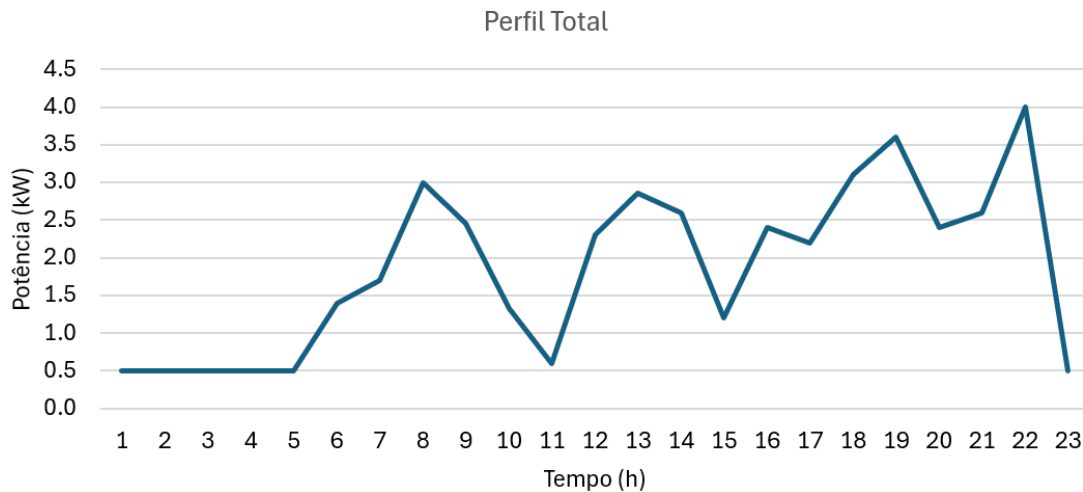


Figura 4.5: Perfil total da procura de potência (kW) para o Cenário B ao longo de um ciclo diário.

A análise conjunta das tabelas e do gráfico anterior revela que, embora a energia total consumida ao longo do dia no Cenário B seja inferior à do cenário anterior, passa de um acumulado diário de 61,93 kWh para 43,23 kWh, a procura encontra-se significativamente mais distribuída e pulverizada ao longo de todas as 24 horas.

Como se observa na Figura 4.5, o perfil deixa de apresentar os longos períodos de vazio completo que caracterizavam o cenário anterior. Do ponto de vista dinâmico, esta distribuição mais homogênea representa um desafio acrescido para os sistemas de armazenamento, uma vez que as sucessivas oscilações na procura impedem o banco de baterias de repousar e restabelecer a sua tensão nominal de forma isolada, forçando o sistema a operar num regime transitório quase permanente.

Por fim, apesar da reconfiguração nos perfis de consumo, a hierarquia de prioridades estipulada para a atuação do algoritmo de desconexão de cargas (*load shedding*) permanece estritamente inalterada. Desta forma, o sistema de controlo mantém a mesma segmentação estrutural para a desconexão sequencial e hierarquizada, onde as cargas não-prioritárias, representadas pelas cargas 2 e 4 ($P_{\text{nao_prio}}$), constituem o primeiro nível de desconexão perante quebras de tensão na bateria. Subsequentemente, as cargas essenciais, representadas pelas cargas 5 e 6 (P_{essen}), definem o segundo nível de salvaguarda do sistema, enquanto as cargas críticas, representadas pela carga 3 (P_{criticas}), estabelecem o patamar de segurança máxima que o algoritmo procura manter alimentado de forma ininterrupta.

4.3.2 Resultados e Discussão do Cenário B

4.3.2.1 Análise da Estabilidade do Barramento CC (V_{dc})

Com a nova matriz de cargas devidamente caracterizada, o primeiro passo na validação dinâmica da microrrede consistiu em avaliar o impacto do preenchimento dos vazios de consumo diurno na estabilidade do barramento CC principal (V_{dc}). Sendo este o nó central de acoplamento elétrico de todos os conversores, qualquer incapacidade de gestão energética traduzir-se-ia em oscilações severas fora dos limites regulados de 400 V.

Os resultados obtidos para esta variável ao longo dos três dias de simulação encontram-se representados na Figura 4.6.

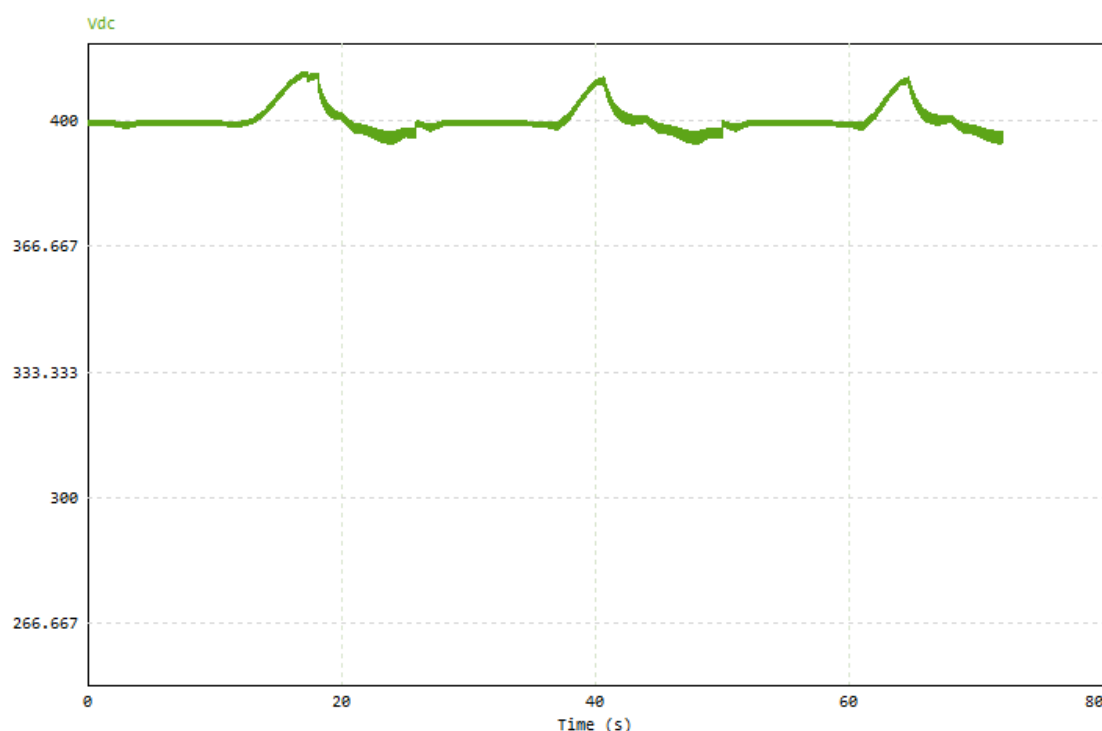


Figura 4.6: Evolução temporal da tensão no barramento CC (V_{dc}) sob as condições do Cenário B.

A observação e análise comparativa da curva revelam uma conclusão de elevado mérito técnico para o sistema de controlo proposto, visto que, embora a procura se apresente consideravelmente mais contínua e homogênea ao longo das 24 horas, o barramento CC demonstra uma elevada robustez dinâmica. Esta distribuição contínua dificulta a operação do sistema de armazenamento por eliminar por completo os períodos de repouso, todavia o barramento consegue manter o seu perfil controlado em torno dos 400 V.

À semelhança do cenário anterior, o algoritmo *droop* dita uma elevação suave da tensão até um pico de aproximadamente 412 V nos momentos finais do período diurno (em torno dos 17 s, 41 s e 65 s), acompanhando de forma previsível o máximo de acumulação energética no condensador do barramento. O aspeto diferente no Cenário B reside na transição para o regime noturno (visível nas

imediações dos 23 s e 47 s), onde, devido à distribuição mais contínua e pulverizada da potência consumida, as cavas transientes de subtensão são atenuadas com elevada eficácia, mitigando as variações abruptas que anteriormente se verificavam aquando das comutações em bloco de cargas de elevada potência.

A flutuação total da tensão permanece estritamente confinada à banda de segurança de $\pm 3\%$ face ao valor nominal. Este resultado empírico comprova que as malhas de regulação em malha fechada dos controladores PI possuem robustez suficiente para isolar o barramento principal de perturbações na matriz de consumo, salvaguardando a integridade operativa da microrrede mesmo sob as condições severas de um perfil de inverno com cargas distribuídas.

4.3.2.2 Análise do Fluxo Energético: Geração Fotovoltaica e Corrente na Bateria

Dando continuidade à avaliação do Cenário B, a análise conjunta da potência fotovoltaica e da corrente nos terminais da bateria (I_{bat}) permite aferir o impacto direto do perfil de carga distribuído no balanço energético da microrrede. Os resultados síncronos destas variáveis encontram-se ilustrados na Figura 4.7.

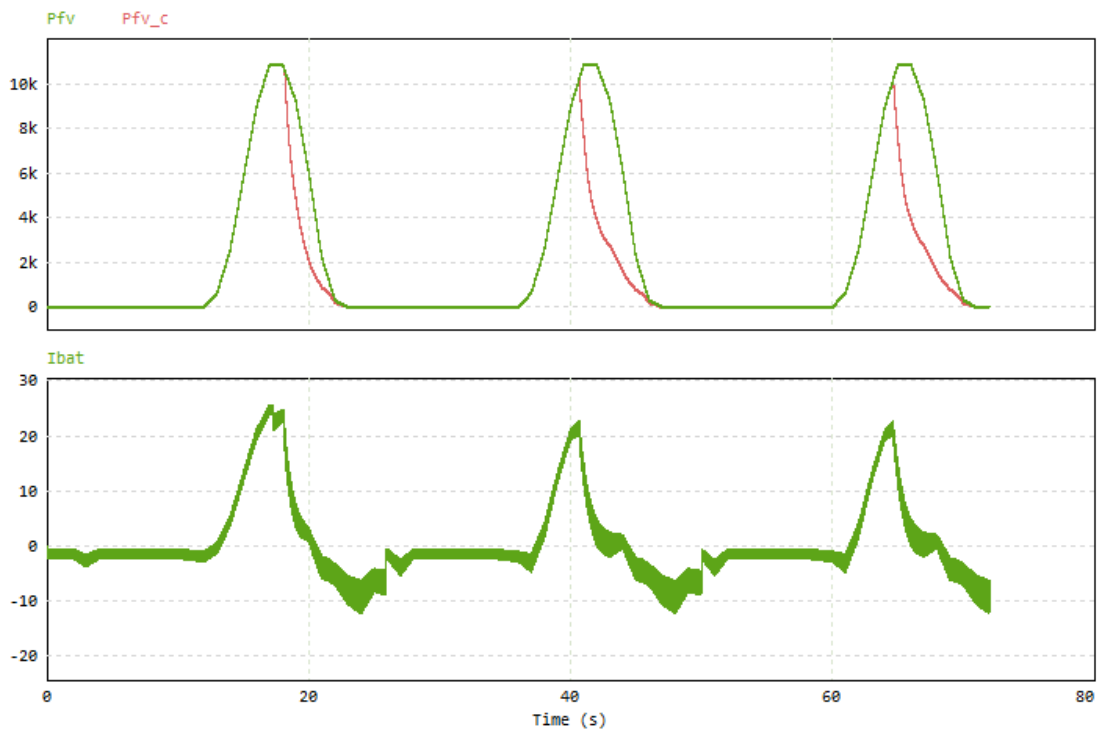


Figura 4.7: Dinâmica do fluxo energético no Cenário B: correlação entre as potências fotovoltaicas (P_{fv} e P_{fv_c}) e a corrente na bateria (I_{bat})

A observação das curvas patentes na Figura 4.7 permite extrair conclusões fundamentais sobre a estabilidade do sistema sob este novo regime de exploração. No que concerne ao regime de carga e ao pico de irradiância solar ($I_{bat} > 0$), e em consonância com o verificado no ensaio anterior, o incremento da radiação solar durante o período matutino dita a inversão da corrente na bateria,

que passa a operar em regime de carga. O valor máximo da corrente de carregamento estabiliza rigorosamente nos $+25\text{ A}$ nos instantes de maior índice de irradiância (17 s, 41 s e 65 s), o que valida a repetibilidade e a consistência do sistema de controlo.

A principal divergência em relação ao cenário anterior está presente na atenuação de transientes pelo perfil distribuído, especificamente no comportamento da corrente (I_{bat}) durante o período da tarde e na respetiva transição para o regime noturno (nas imediações dos 22 s e 46 s). Em virtude do preenchimento dos vazios de consumo diurno, que pulverizou a procura ao longo do ciclo diário, a transição energética ocorre de forma substancialmente mais progressiva. Em detrimento das quedas transientes abruptas e das oscilações acentuadas observadas no Cenário A, a corrente evolui de forma gradual, acomodando-se de maneira estável num patamar de descarga reduzida, compreendido entre os -2 A e os -5 A .

Paralelamente, o algoritmo de limitação de potência (*de-rating*) continua a demonstrar uma eficácia rigorosa. Logo após o período de máxima insolação diurna, a curva da potência real injetada ($P_{\text{fv_c}}$) diverge de forma precisa da potência máxima disponível (P_{fv}). Esta restrição intencional na geração reduz o esforço elétrico sobre o banco de armazenamento no instante exato em que este atinge o seu estado de carga máximo, amortecendo a transição da corrente sem introduzir instabilidades nas malhas de controlo dos conversores. Em suma, este ensaio comprova que a distribuição homogénea da carga diurna beneficia a suavidade das transições de corrente na bateria, validando a robustez das malhas de regulação que gerem eficientemente a geração e o armazenamento face a solicitações contínuas de consumo.

4.3.2.3 Algoritmo de *Load Shedding* e Gestão Dinâmica de Cargas

Por forma a concluir a validação dinâmica do Cenário B, analisou-se o comportamento do algoritmo de desconexão de cargas (*load shedding*) através do acompanhamento síncrono da tensão nos terminais da bateria (V_{bat}) e dos respetivos sinais lógicos de controlo (P_{criticas} , P_{essen} e $P_{\text{nao_prio}}$). Os resultados obtidos encontram-se patentes na Figura 4.8.

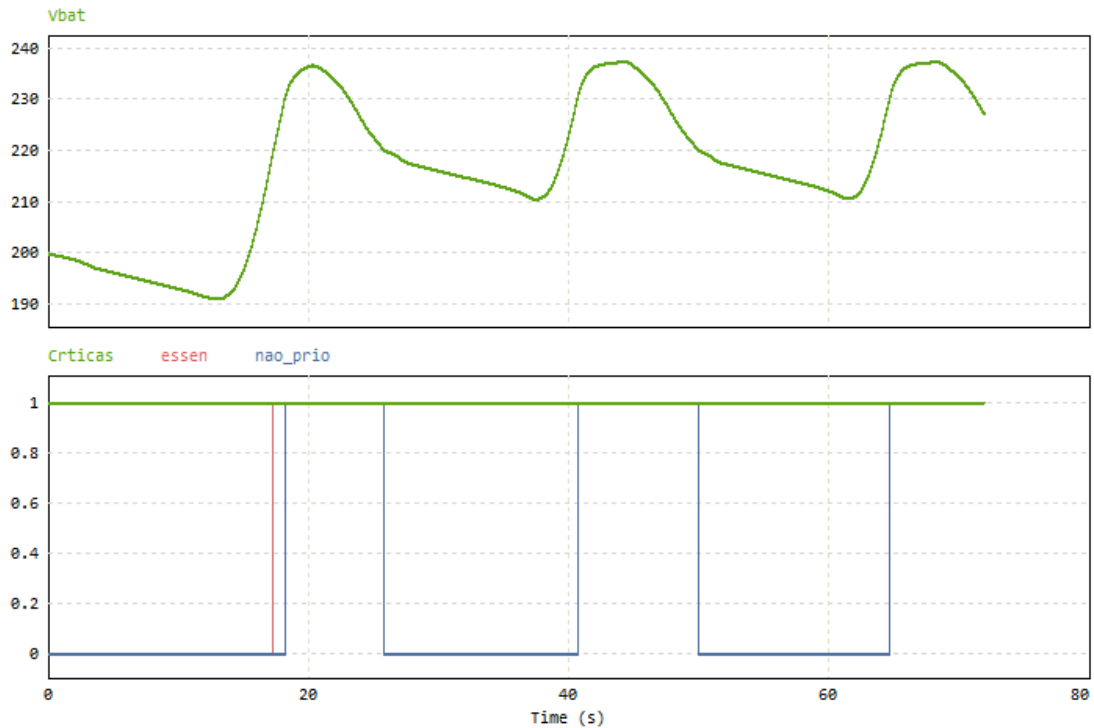


Figura 4.8: Desempenho do algoritmo de *load shedding* face à tensão da bateria (V_{bat}) sob as condições de procura distribuída do Cenário B.

A análise comparativa deste ensaio face aos resultados obtidos no cenário anterior revela uma evolução operativa favorável, fundamentada pelo novo perfil de distribuição da procura de energia. No que concerne à mitigação do impacto no arranque sob condições de stresse inicial ($t = 0$ s), em que o banco de armazenamento se encontra fragilizado a 200 V e se verifica a ausência de recurso solar, a tensão da bateria sofre um declínio inicial. Contudo, em virtude da reconfiguração e diluição da matriz de cargas, o ponto de flexão mínimo fixa-se nos 191 V, traduzindo uma melhoria de 2 V relativamente ao Cenário A. Esta margem permitiu que o algoritmo atuasse de modo preciso, comutando imediatamente o sinal P_{nao_prio} para o nível lógico zero com o intuito de aliviar o sistema, enquanto salvaguardou a continuidade de serviço tanto das cargas essenciais (P_{essen}) como das cargas críticas ($P_{criticas}$), as quais se mantiveram ativas durante todo o regime transiente.

No âmbito da operação em regime cíclico, o impacto da redução da energia total consumida (43,23 kWh) reflete-se positivamente na preservação do estado do sistema de armazenamento. Durante os períodos noturnos, a tensão mínima da bateria estabiliza com segurança em torno dos 211 V, valor substancialmente superior aos 205 V registados no ensaio anterior. Em resposta a este comportamento favorável, o algoritmo demonstra uma elevada sensibilidade operacional ao desconectar unicamente o canal de menor prioridade (P_{nao_prio}) nos períodos de transição entre o regime noturno e o matutino (nas imediações dos 25 s e 50 s). Esta dinâmica assegura a garantia de continuidade de serviço, visto que, contrariamente ao verificado no Cenário A, no qual a severidade do perfil de consumo impunha a desconexão periódica do bloco essencial, a distribui-

ção homogênea da procura no Cenário B permitiu que as variáveis P_{essen} e $P_{\text{críticas}}$ permanecessem ininterruptamente ativas após a recuperação da produção solar do primeiro dia.

Em suma, estes resultados validam o sucesso do acoplamento do algoritmo de desconexão de cargas (*load shedding*) com os comparadores de histerese. Fica demonstrado que a estratégia de controlo concebida não só protege o banco de baterias contra descargas profundas prejudiciais em situações limite, como também evidencia uma flexibilidade dinâmica eficaz para maximizar a continuidade de serviço das cargas prioritárias sempre que o perfil de consumo confere uma maior margem de manobra operacional ao sistema.

Capítulo 5

Conclusão

O percurso metodológico desenvolvido ao longo desta dissertação iniciou-se com uma investigação preliminar e uma revisão bibliográfica aprofundada da literatura científica relevante. Este passo inicial foi fundamental para consolidar o conhecimento teórico sobre microrredes elétricas isoladas, permitindo estabelecer um estado da arte robusto e perfeitamente alinhado com as tecnologias e topologias mais recentes. Numa fase seguinte, procedeu-se à idealização da arquitetura global da microrrede baseada em geração solar fotovoltaica e armazenamento em baterias, avançando-se para o respetivo dimensionamento energético inicial de todos os seus constituintes de potência.

Com a arquitetura de base definida, o foco da investigação centrou-se na modelação individualizada dos subsistemas em ambiente de simulação. Numa primeira abordagem, foram testados e validados os modelos físicos detalhados da bateria (através da topologia de circuito equivalente de Thévenin de primeira ordem) e do painel fotovoltaico. O objetivo desta etapa consistiu em aferir com rigor os respetivos comportamentos elétricos transientes e não-lineares face às curvas reais fornecidas pelos fabricantes.

Uma vez assegurada esta fiabilidade ao nível do componente, determinou-se a necessidade de simplificar e dimensionar os subsistemas para um modelo, de forma a viabilizar a análise global da microrrede. Os ensaios efetuados nesta etapa provaram que, ao garantir-se a extração contínua da potência máxima através do algoritmo MPPT co-simulado em linguagem C, a interação do arranjo solar com o conversor *boost* atua, do ponto de vista da rede global, como uma fonte de corrente controlada ideal. Esta equivalência matemática simplificou significativamente o modelo de simulação global sem comprometer o rigor elétrico face a variações de irradiância.

Em paralelo, o controlador PI projetado para o conversor bidirecional do sistema de armazenamento garantiu um seguimento rigoroso da corrente de referência, operando de forma estável tanto na absorção do excedente solar como na injeção de energia para mitigar o consumo das cargas. Como as dinâmicas transientes rápidas resultaram em perturbações marginais e desprezáveis na tensão do barramento, validou-se a simplificação do banco de baterias no modelo através de um condensador equivalente de capacidade elevada. Adicionalmente, determinou-se que o modelo de comutação de alta frequência do inversor central CC/CA poderia ser aproximado através de um

modelo de média.

O conjunto destas simplificações e equivalências metodológicas demonstrou ser uma etapa crucial para a viabilidade do estudo. De facto, permitiu uma redução drástica no esforço computacional e no tempo de processamento, mantendo um erro residual perfeitamente desprezável no balanço de potência fundamental. Esta abordagem viabilizou a execução de ensaios dinâmicos de longa duração, fundamentais para analisar os perfis diários de operação da microrrede sem abdicar do rigor analítico do sistema.

Por fim, a integração global de todos os blocos num único modelo unificado da microrrede validou a eficácia do Sistema de Gestão de Energia (EMS) concebido. A robustez e a flexibilidade deste sistema supervisor foram colocadas à prova através da simulação e análise de dois cenários distintos de operação elétrica, desenhados especificamente para submeter a microrrede a diferentes níveis de dificuldade e restrições energéticas severas. Para robustecer a resiliência do sistema perante estes cenários adversos, as duas estratégias ativas implementadas cumpriram rigorosamente o seu propósito de proteção. Em períodos de stress elétrico e transientes abruptos de carga, o algoritmo de gestão da procura através de desconexão hierárquica de cargas (*load shedding*) impediu o colapso por subtensão, salvaguardando a alimentação ininterrupta dos serviços críticos. Em sentido inverso, perante a saturação do estado de carga da bateria ($SOC = 100\%$), a estratégia de controlo por rebaixamento de potência (*de-rating*) limitou com sucesso a injeção solar. Em todos os ensaios e dinâmicas testadas, o barramento CC voltou a estabilizar rapidamente no valor nominal de 400 V, validando de forma quantitativa o sucesso da abordagem proposta nesta dissertação para garantir a autonomia, segurança e estabilidade de microrredes isoladas.

5.1 Limitações do Trabalho

Apesar dos resultados positivos alcançados, cumpre identificar as principais limitações metodológicas desta abordagem, as quais decorrem das simplificações necessárias para viabilizar os modelos computacionais de longa duração.

Em primeiro lugar, os modelos dinâmicos implementados para o banco de baterias não contemplam os fenómenos de degradação química a longo prazo, o envelhecimento ou as variações térmicas severas na resistência interna de condução. Adicionalmente, a modelação do gerador fotovoltaico assumiu condições homogêneas de operação, omitindo os efeitos não-lineares complexos decorrentes de sombreamento parcial ou da acumulação de sujidade nos módulos. Por fim, a análise de cenários focou-se em perfis diários típicos, como o perfil de inverno, não cobrindo a transição contínua estacional ao longo de um ano completo de operação real da instalação.

5.2 Trabalhos Futuros

Como continuidade do estudo desenvolvido nesta dissertação, e de forma a colmatar as limitações identificadas, sugerem-se várias linhas de investigação para trabalhos futuros. Primeiramente,

seria pertinente desenvolver um estudo de viabilidade financeira e de custos de ciclo de vida, avaliando o impacto e a rentabilidade económica da microrrede isolada, o que incluiria a integração de tarifas simuladas de custo de oportunidade e a análise detalhada do período de retorno do investimento (*payback*). Em paralelo, projeta-se a integração de modelos matemáticos avançados de envelhecimento e perda de capacidade da bateria diretamente no algoritmo de gestão de energia (EMS), permitindo contabilizar e otimizar o custo real de desgaste associado a cada ciclo de carga e descarga face à estratégia de operação do sistema. Por fim, propõe-se a expansão do modelo do gerador fotovoltaico para simular cenários complexos de sombreamento parcial e de acumulação de sujidade nos painéis, recorrendo a perfis de dados meteorológicos contínuos com uma base anual completa para validar, de forma robusta, a resiliência estacional de todo o sistema.

Referências

- [1] A. C. Z. de Souza e M. Castilla, *Microgrids design and implementation*. Springer, 2019.
- [2] S. Ahmad, M. Shafiullah, C. B. Ahmed e M. Alowaiifeer, «A review of microgrid energy management and control strategies,» *IEEE Access*, vol. 11, pp. 21 729–21 757, 2023. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3248511.
- [3] H. Abu-Rub, M. Malinowski e K. Al-Haddad, *Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications*. John Wiley & Sons, 2014.
- [4] E. Durán, M. Ferrera, J. Andújar e M. Mesa, «I–V and PV curves measuring system for PV modules based on DC-DC converters and portable graphical environment,» em *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, IEEE, 2010, pp. 3323–3328. DOI: 10.1109/ISIE.2010.5637972.
- [5] Q. Hou, L. Yang e H. Hu, «Comprehensive Evaluation Method for Source-Load Matching Based on Scenario Probability,» *Applied Mathematics and Nonlinear Sciences*, vol. 9, n.º 1, pp. 1–16, set. de 2024. DOI: 10.2478/amns-2024-2293.
- [6] J. C. Rosas-Caro, J. M. Ramírez e P. M. García-Vite, «Novel DC-DC multilevel boost converter,» em *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, IEEE, 2008, pp. 2146–2151. DOI: 10.1109/PESC.2008.4592260.
- [7] F. Mumtaz, N. Z. Yahaya, S. T. Meraj, B. Singh, R. Kannan e O. Ibrahim, «Review on non-isolated DC-DC converters and their control techniques for renewable energy applications,» *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, n.º 4, pp. 3747–3763, 2021.
- [8] J. M. Alonso, J. Viña, D. G. Vaquero, G. Martínez e R. Osorio, «Analysis and design of the integrated double buck–boost converter as a high-power-factor driver for power-LED lamps,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, n.º 4, pp. 1689–1697, 2011. DOI: 10.1109/TIE.2011.2109342.
- [9] N. Siddharthan e B. Balasubramanian, «Performance evaluation of SEPIC, Luo and ZETA converter,» *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 10, n.º 1, p. 374, 2019. DOI: 10.11591/ijpeds.v10.i1.pp374-380.
- [10] N. B. Dawood, «Review of different DC to DC converters based for renewable energy applications,» *International Research Journal of Engineering and Technology*, vol. 3, n.º 3, pp. 46–50, 2016.
- [11] Y. Shen, W. Zhao, Z. Chen e C. Cai, «Full-Bridge LLC Resonant Converter With Series-Parallel Connected Transformers for Electric Vehicle On-Board Charger,» *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13 490–13 500, 2018. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2811760.
- [12] C.-Y. Liu, Y.-H. Liu, S.-C. Wang, Z.-Z. Yang e S.-P. Ye, «An adaptive synchronous rectification driving strategy for bidirectional full-bridge LLC resonant converter,» *Energies*, vol. 14, n.º 8, p. 2298, 2021. DOI: 10.3390/en14082298.

- [13] S. Abdel-Rahman, «Resonant LLC converter: Operation and design,» *Infineon Technologies North America (IFNA) Corp*, vol. 19, n.º 4, 2012.
- [14] K. Sayed, Z. M. Ali e M. Aldhaifallah, «Phase-Shift PWM-Controlled DC–DC Converter with Secondary-Side Current Doubler Rectifier for On-Board Charger Application,» *Energies*, vol. 13, n.º 9, 2020. DOI: 10.3390/en13092298.
- [15] M. C. Annamalai e R. Amutha, «A comprehensive review on isolated and non-isolated converter configuration and fast charging technology: For battery and plug in hybrid electric vehicle,» *Heliyon*, vol. 9, n.º 8, pp. 1–15, 2023.
- [16] E. Kabalcı, «Review on novel single-phase grid-connected solar inverters: Circuits and control methods,» *Solar Energy*, vol. 198, pp. 247–274, 2020. DOI: 10.1016/j.solener.2020.01.063.
- [17] R. R. Kumar, C. Bharatiraja, K. Udhayakumar, S. Devakirubakaran, K. S. Sekar e L. Mihet-Popa, «Advances in batteries, battery modeling, battery management system, battery thermal management, SOC, SOH, and charge/discharge characteristics in EV applications,» *IEEE Access*, vol. 11, pp. 105 761–105 809, 2023. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3318121.
- [18] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt e S. Hashemi, «Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182, p. 113 400, 2023, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400>.
- [19] S. K. Rathor e D. Saxena, «Energy management system for smart grid: An overview and key issues,» *International Journal of Energy Research*, vol. 44, n.º 6, pp. 4067–4109, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.4883>.