

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GUILHERME PASTORELLO RODRIGUES

AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS GRID ZERO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE COM BATERIAS DE SEGUNDA VIDA DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS.

CURITIBA - PR

2025

GUILHERME PASTORELLO RODRIGUES

AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS GRID ZERO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE COM BATERIAS DE SEGUNDA VIDA DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS.

Artigo apresentado como requisito parcial à conclusão do curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Setor de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná.

Orientador/Professor: Prof. Dr. Rogers Demonti

CURITIBA - PR

2025

Avaliação de Estratégias Grid Zero em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com Baterias de Segunda Vida de Veículos Elétricos.

Guilherme Pastorello Rodrigues

RESUMO

O presente trabalho investiga a convergência entre a crescente problemática do fim da vida útil das baterias de veículos elétricos (VEs) e a necessidade urgente de soluções de armazenamento para mitigar a intermitência da geração solar fotovoltaica (FV). O conceito de Baterias de Segunda Vida (B2V), que retêm entre 70% e 80% de sua capacidade inicial, emerge como uma alternativa estratégica e promissora, alinhada aos princípios da economia circular, para aplicações estacionárias. O objetivo geral da pesquisa é analisar a viabilidade técnica da aplicação dessas B2V em um arranjo FV híbrido on-grid ou em uma microrrede, focado principalmente no modo de injeção nula (zero export), que se consolidou como uma resposta às incertezas e transformações regulatórias na geração distribuída. A metodologia empregada consistiu na simulação computacional dinâmica em alta resolução, utilizando o software PSIM® para modelar o inversor híbrido e o banco de B2V, este último configurado com 80% de capacidade residual e restrições de ciclo para prolongar sua vida útil. O estudo avalia e compara o desempenho do sistema sob as estratégias de controle Grid-Zero (Zero Export), Peak Shaving (Redução de Picos) e Time-of-Use (ToU) (Controle Tarifário), analisando o impacto dessas abordagens na autossuficiência e análise técnica das modalidades de controle. A avaliação do desempenho destas estratégias visa contribuir para a compreensão da eficácia das B2V como um pilar da transição energética global.

Palavras-chave: Inversores Fotovoltaicos Híbridos, Baterias de Segunda Vida, Armazenamento de Energia Elétrica, Injeção Nula de Energia, Microrredes.

ABSTRACT

This present work investigates the convergence between the growing problematic of end-of-life electric vehicle (EV) batteries and the urgent need for storage solutions to mitigate the intermittency of solar photovoltaic (PV) generation. The concept of Second-Life Batteries (B2V), which retain between 70% and 80% of their initial capacity, emerges as a strategic and promising alternative, aligned with circular economy principles, for stationary applications. The general objective of this research is to analyze the technical feasibility of applying these B2Vs in an on-grid hybrid PV arrangement or a microgrid, focusing primarily on the zero-export mode, which has consolidated as a response to regulatory uncertainties and transformations in distributed generation. The methodology employed consisted of high-resolution dynamic computational simulation using PSIM® software to model the hybrid inverter and the B2V bank, the latter configured with 80% residual capacity and cycling constraints to prolong its useful life. The study evaluates and compares the system's performance under the Grid-Zero (Zero Export), Peak Shaving, and Time-of-Use (ToU) control strategies, analyzing the impact of these approaches on self-sufficiency and the technical analysis of the control modalities. The performance assessment of these strategies aims to contribute to the understanding of the effectiveness of B2Vs as a pillar of the global energy transition.

Keywords: Hybrid Photovoltaic Inverters, Second-Life Batteries, Electrical Energy Storage, Grid Zero Injection, Microgrids.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	6
1.1 OBJETIVO GERAL E ESPECÍFICOS	9
2 REVISÃO DE LITERATURA	11
2.1 UTILIZAÇÃO DE INVERSORES HÍBRIDOS EM SISTEMAS COM CONTROLE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA NA REDE ELÉTRICA	12
2.1.1 Controle “Zero Export”	12
2.1.2 Controle “Peak Shaving”	14
2.1.3 Controle “Time-of-Use”	15
2.1.4 Controle de tensão e potência reativa	17
2.2 BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS DE SEGUNDA VIDA UTILIZADAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS.....	18
2.2.1 Definição e Origem das Baterias de Segunda Vida	19
2.2.2 O Processo de Reaproveitamento	20
2.2.3 Viabilidade Técnico-Econômica	23
2.2.4 Sustentabilidade e Aspectos Ambientais.....	23
2.2.5 Conclusão	24
3 METODOLOGIA	26
3.1 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DE UM SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO COM CONTROLE DE CARGA E INJEÇÃO NA REDE ELÉTRICA	26
3.1.1 Componentes de Geração e Armazenamento	27
3.1.2 Componentes de Conversão e Inversão	30
3.1.3 Configuração do inversor simulado	37
3.2 MODO DE CONTROLE DO INVERSOR “GRID-ZERO CONVENCIONAL (ZERO EXPORT)”	38
3.3 MODO DE CONTROLE DO INVERSOR DE REDUÇÃO DE PICOS DE DEMANDA OU “PEAK SHAVING”	40
3.4 MODO DE CONTROLE DO INVERSOR DE CONTROLE TARIFÁRIO OU “TIME-OF-USE”.....	42
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	45
4.1 SIMULAÇÃO DO INVERSOR HÍBRIDO FOTOVOLTAICO	45
4.2 RESULTADOS DO MODO DE CONTROLE “ZERO EXPORT”	49
4.3 RESULTADOS DO MODO DE CONTROLE “PEAK SHAVING”	51

4.4 RESULTADOS DO MODO DE CONTROLE "TIME-OF-USE"	53
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
REFERÊNCIAS.....	59

1 INTRODUÇÃO

A transição energética na frota de veículos não é mais uma promessa futura; é uma realidade em curso, redefinindo o transporte urbano e as estratégias de descarbonização em escala global. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) quase 14 milhões de carros elétricos foram registrados em 2023, um número 35% maior comparado ao ano anterior e seis vezes maior comparado ao ano de 2018. O número total aproximado de veículos elétricos (VE) registrados globalmente em 2013 foi de aproximadamente 40 milhões (IEA, 2024), observa-se a partir das métricas da IEA que há uma tendência de crescimento exponencial do setor nos próximos anos no mundo todo, e com isso, os resíduos gerados por esse tipo de veículo também passam a ser uma preocupação atual.

Um dos motivos que permitiram essa ampla transformação foi a evolução tecnológica das baterias de íon-lítio, tornando viável de forma econômica e tecnológica os VEs, mas que também representa seu maior dilema ambiental a longo prazo. Estima-se que, globalmente, até o ano de 2030 cerca de 1,2 milhão de baterias de VEs leves e pesados atingirão o seu fim de vida útil (*EoL – End of Life*). Se caso 50% das baterias fossem destinadas à reutilização, o resultado seria a disponibilidade de aproximadamente 96 GWh de capacidade de armazenamento de segunda vida nesse mesmo ano (TANKOU et al., 2023), o que evidencia o significativo potencial a ser reaproveitado em outras aplicações.

O fim da vida útil de uma bateria em um carro, definido quando sua capacidade remanescente atinge cerca de 70% a 80% do seu estado de saúde (SoH - *State-of-Health*) (NEUBAUER; PESARAN, 2011), não significa o fim de sua utilidade. Pelo contrário, marca o início de uma questão urgente: o que fazer com o vasto contingente de baterias que, nos próximos anos, formarão uma nova e complexa categoria de resíduo tecnológico?

Alinhado aos princípios da economia circular, que visa eliminar resíduos e promover a reutilização contínua de recursos (ELLEN MACARTHUR FOUNDATION, 2019), o conceito de "baterias de segunda vida" (B2V) surge como uma alternativa estratégica e promissora que visa solucionar parte dessa problemática. As possíveis utilizações para estas B2V podem ser categorizadas em pequena, média e grande escala, atendendo a diferentes partes interessadas, como consumidores, empresas de serviços públicos e operadores de sistemas de transmissão (BOBBA et al., 2018).

Ao estender a vida útil funcional do ativo, a B2V não só mitiga o impacto ambiental do descarte, como também agrega valor a um componente que seria considerado resíduo, adiando a necessidade de processos de reciclagem, que ainda enfrentam desafios técnicos e de escala (HOSSAIN et al., 2019).

O dilema da circularidade na eletromobilidade apresenta um paralelo significativo no setor energético. A geração solar fotovoltaica (FV), consolidada como a terceira fonte de geração distribuída que mais oferta energia limpa no Brasil (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2025), revela um paradoxo intrínseco: elevada disponibilidade de energia nos períodos de maior insolação e ausência completa durante a noite. Esse descompasso estrutural entre geração e consumo configura-se como um dos principais entraves à autonomia energética e à estabilidade do sistema elétrico. A literatura indica que o armazenamento de energia constitui uma solução tecnicamente consolidada para essa questão (DIAZ-GONZALEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2012); no entanto, os elevados custos associados à sua implementação em larga escala ainda limitam a expansão dessa tecnologia. Dessa forma, surgem dois setores distintos, cada um com desafios específicos, mas cujas limitações podem potencialmente se complementar, suscitando a seguinte questão: seria possível que os desafios de um setor contribuíssem para a solução do outro?

A estratégia de injeção zero em sistemas FV híbridos com armazenamento tem ganhado relevância no contexto da transição energética, especialmente em países como o Brasil, onde a regulamentação da geração distribuída ainda apresenta incertezas sobre compensação de créditos e tarifas de exportação. Nesse modelo, toda a energia excedente não consumida instantaneamente é desviada para o carregamento de baterias, priorizando o autoconsumo e evitando o envio de energia à rede. Estudos apontam que essa configuração favorece a autonomia energética, reduz a dependência de políticas de compensação e pode aumentar a resiliência em locais com instabilidade no fornecimento (DIAZ-GONZALEZ; SUMPER; GOMIS-BELLMUNT, 2012.).

A adoção do sistema de injeção zero emerge em grande parte como uma resposta às transformações regulatórias associadas à geração distribuída. Em sua fase inicial, políticas como o net metering impulsionaram a expansão da energia solar ao permitir que consumidores injetassem o excedente de geração na rede elétrica, recebendo créditos compensatórios. Contudo, à medida que a penetração das fontes renováveis atingiu patamares relevantes, impulsionada pelo crescimento considerável

de sistemas FV de telhado no Brasil, as distribuidoras de energia passaram a se opor ao modelo de Net-Metering, alegando perda de receita e desequilíbrio na repartição de custos entre consumidores. Este desequilíbrio é classificado como o maior e mais polêmico impacto negativo da regulação anterior (NR 482) devido a um de consumidores para prosumidores. Este subsídio ocorre porque os não proprietários de PV subsidiam os custos da rede que os prosumidores evitam pagar. Além disso, a perda de mercado e receita pelas distribuidoras de energia ameaçam levá-las à chamada 'espiral da morte', um dos principais impactos negativos da GD (IGLESIAS; VILAÇA, 2022). Essa pressão resultou em revisões regulatórias que limitaram ou extinguiram o sistema de compensação, como por exemplo, nos casos do Havaí, em 2015, e do estado indiano de Uttar Pradesh (KUMAR et al., 2022). Nesse contexto, o zero export consolidou-se como alternativa, ao impedir a injeção de excedentes por meio da modulação de potência do inversor, tornando-se a configuração mais viável frente às restrições impostas.

É nesse ponto de convergência entre necessidade e oportunidade que se sustenta a proposta deste trabalho. O estudo investiga a viabilidade técnica e econômica da integração de B2V de VEs com sistemas FV, em um arranjo híbrido conectado à rede elétrica.

Para além da análise convencional, a pesquisa tem como objetivo analisar e comparar diferentes estratégias de controle aplicadas ao gerenciamento de energia em sistemas FV híbridos on-grid que incorporam B2V. Considerando a crescente relevância da integração de fontes renováveis ao setor elétrico e a necessidade de aprimorar a eficiência operacional desses sistemas (LUND; MATHIESEN, 2009; GUERRERO et al., 2011), propõe-se a investigação de cinco abordagens específicas. A primeira consiste no modo grid zero básico, no qual toda a geração FV é destinada ao suprimento das cargas locais, com o excedente direcionado ao armazenamento em baterias, assegurando que não haja exportação de energia para a rede (ALRAMLAWI, M. et al., 2018). A segunda abrange o grid zero com limite de demanda (peak shaving), estratégia que utiliza a bateria para reduzir picos de potência e, assim, otimizar o consumo em relação à demanda contratada (ZHAO et al., 2015). A terceira corresponde ao grid zero associado à tarifa horária branca, permitindo a pré-carga da bateria em horários de menor custo com vistas a sustentar a operação durante os períodos de maior tarifa (ZHANG, S.; TANG, Y., 2019). A quarta envolve o particionamento de cargas, priorizando o atendimento às cargas críticas e

postergando o fornecimento às não críticas em cenários de limitação energética (LOPES et al., 2007). Por fim, a quinta estratégia avalia a reserva de contingência para afundamentos e elevações momentâneas de tensão, com vistas a garantir a estabilidade do sistema e a continuidade no atendimento das cargas críticas (VANDOORN et al., 2013). Dessa forma, o estudo busca contribuir para a compreensão do desempenho dessas estratégias em diferentes condições operacionais, considerando indicadores como manutenção da condição de grid zero, redução de custos, taxa de autoatendimento e impacto sobre a ciclagem das baterias.

1.1 OBJETIVO GERAL E ESPECÍFICOS

Para desenvolver esta investigação e responder à problemática central sobre a viabilidade desta proposta, este trabalho foi estruturado a partir dos seguintes objetivos:

Objetivo Geral: Analisar a viabilidade técnica da aplicação de B2V de veículos elétricos em sistemas FV híbridos on-grid com as estratégias possíveis de operação utilizando simulação computacional para análise dos resultados.

Objetivos Específicos:

- Realizar uma revisão aprofundada da literatura sobre as tecnologias de baterias de íon-lítio, seu envelhecimento, e as estratégias possíveis de sistemas híbridos.
- Construir um modelo computacional capaz de simular a operação do sistema utilizando as estratégias propostas, alimentado por dados realistas de geração solar, de capacidade de baterias reais e de emulação de eventos na rede elétrica, no sistema solar e na bateria.
- Avaliar o desempenho técnico das diferentes estratégias de controle do sistema híbrido, traduzindo-o em métricas claras com a descrição dos resultados alcançados.
- Realizar uma análise de viabilidade técnica de cada caso, para determinar se a solução tecnicamente atende aos critérios legais e operacionais vigentes.

Este documento é o relato dessa jornada investigativa. Após esta introdução, o capítulo dois apresentará uma fundação teórica sobre o sistema a ser estudado e

as estratégias utilizadas. O terceiro detalhará a metodologia de pesquisa. O quarto apresentará e discutirá os resultados encontrados. E, por fim, o quinto capítulo completará a pesquisa, apresentando as conclusões, as limitações e as possibilidades e aberturas para novos trabalhos acerca do assunto.

2 REVISÃO DE LITERATURA

A transição global para uma matriz energética mais sustentável e a crescente eletrificação do setor de transportes têm impulsionado a integração de sistemas FV com armazenamento de energia. Essa integração, no entanto, apresenta desafios significativos, como a intermitência da geração solar e a necessidade de garantir a estabilidade e a qualidade da energia na rede elétrica. Para superar esses obstáculos, inversores híbridos com controle avançado de potência e diversas estratégias de gerenciamento de energia tornaram-se fundamentais para a operação eficiente e econômica desses sistemas.

Para avaliação do desempenho desse tipo de sistema frente aos vários cenários possíveis, é proposto nesse trabalho o uso das ferramentas de simulação computacional PSIM® para analisar o desempenho técnico e dinâmico e de diferentes configurações, permitindo a otimização do dimensionamento e da operação dos sistemas FV híbridos antes de sua implementação física. A partir dessa análise, diversas estratégias de controle podem ser avaliadas para maximizar os benefícios para o consumidor e para a rede elétrica.

Entre as estratégias de controle possíveis, as principais delas são:

- **Grid-Zero (ou Zero Export):** Focado no autoconsumo, onde toda a energia gerada é destinada às cargas locais e ao armazenamento, evitando a injeção de excedentes na rede.
- **Peak Shaving (Redução de Picos):** Utiliza baterias para fornecer energia durante os horários de pico de demanda, reduzindo os custos associados à demanda contratada com a concessionária.
- **Controle Tarifário (Time-of-Use):** Otimiza o uso da bateria com base em tarifas horárias variáveis, armazenando energia quando o custo é baixo para utilizá-la em períodos de tarifa elevada.
- **Controle de Tensão (Droop Control):** Emula o comportamento de geradores síncronos para garantir a estabilidade da tensão e frequência em microrredes autônomas, sendo crucial para a operação segura e confiável sem o suporte da rede principal.

A análise aprofundada desses modos operacionais incluindo a demonstração da implementação do modelo computacional será abordada em detalhes a seguir.

2.1 UTILIZAÇÃO DE INVERSORES HÍBRIDOS EM SISTEMAS COM CONTROLE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA NA REDE ELÉTRICA

A integração de sistemas FV à rede elétrica, especialmente em configurações híbridas com armazenamento, demanda inversores com funcionalidades avançadas para gerenciar o fluxo de potência. Os inversores híbridos em sistemas conectados à rede (on-grid) são projetados não apenas para converter a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis FV em corrente alternada (CA) para consumo local, mas também para controlar ativamente a injeção de potência ativa e reativa na rede (ALRAMLAWI, M. et al., 2018).

O estudo propõe um sistema FV conectado à rede com um inversor de duas etapas, composto por um conversor CC-CC do tipo boost e um inversor trifásico. O controle vetorial desacoplado dos componentes de corrente ativa e reativa permite que o sistema injete potência na rede com fator de potência próximo da unidade, melhorando a eficiência da conversão de energia e reduzindo a distorção harmônica da corrente. Essa capacidade de controle de potência reativa é fundamental, pois permite que fontes renováveis contribuam para a estabilidade do sistema, como demonstrado em microrredes com geradores a diesel, onde a capacidade de potência reativa dos inversores FV pode reduzir a necessidade de importação de reativos da rede e diminuir o corte de geração (curtailment). (ALRAMLAWI, M. et al., 2018)

A operação desses sistemas pode ocorrer em dois modos principais: interligado à rede ou ilhado (autônomo). No modo conectado, os inversores operam como fontes de corrente controlada (grid-following), injetando a potência disponível de acordo com um ponto de ajuste. Já no modo ilhado, os inversores devem atuar como fontes de tensão (grid-forming), sendo responsáveis por manter a estabilidade da tensão e frequência da microrrede. A flexibilidade para transitar entre esses modos é uma característica crucial dos inversores modernos em sistemas híbridos. (LUND; MATHIESEN, 2009; GUERRERO et al., 2011)

2.1.1 Controle "Zero Export"

O modo "grid-zero", também conhecido como "zero export" ou autoconsumo, é uma estratégia de controle onde a geração FV é gerenciada para atender exclusivamente às cargas locais, evitando a exportação de energia excedente para a

rede elétrica. Essa abordagem é particularmente relevante em locais onde a regulamentação não permite a medição líquida (net metering) ou oferece tarifas de injeção muito baixas, tornando a exportação economicamente inviável (KUMAR et al., 2022).

Um sistema "zero export" utiliza um medidor inteligente no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) que se comunica com um controlador inteligente. Este controlador ajusta dinamicamente a potência de saída do inversor solar para garantir que a geração nunca exceda o consumo local. Um estudo comparativo entre sistemas net metering e zero export mostrou que, sem armazenamento, um sistema de 300 kW no modo zero export pode ter um corte (curtailment) de até 51% da energia gerada em comparação com um sistema net metering, onde não há corte. (KUMAR et al., 2022)

A integração de sistemas de armazenamento em baterias (BESS) é crucial para maximizar o autoconsumo em microrredes FV. Em um estudo de caso, Syed et al. (2020) demonstraram que o excedente de energia FV, em vez de ser perdido, pode ser armazenado para uso posterior, como durante a noite. O sistema implementado segue uma lógica de despacho onde a energia FV atende primeiro às cargas, depois carrega as baterias, e só então importa da rede. Essa estratégia resultou em uma redução de 75% na dependência anual da rede, comprovando que a priorização da geração local e do armazenamento aumenta significativamente a autossuficiência do sistema.

Por outro lado, o custo elevado das baterias motiva o desenvolvimento de sistemas sem armazenamento, o dispositivo pesquisado por Nabavi, Meek e Abshar (2014) atua como um intermediário entre a rede e os inversores FV, monitorando o fluxo de potência e ajustando a geração para que ela corresponda ao consumo da carga instantânea. O estudo detalha duas configurações: uma "compacta" para instalações de até 30kW, com proteção integrada, e uma "completa" para sistemas maiores, que utiliza um relé de proteção externo dedicado. A avaliação experimental com um inversor comercial (Power-One Aurora Trio) demonstrou a eficácia do controle, com um tempo de medição inferior a 100ms e um tempo de resposta do sistema de aproximadamente 5 segundos a variações de carga. A pesquisa conclui que o equipamento cumpre seu objetivo, sendo uma solução integrada para a conformidade regulatória de sistemas FV (NABAVI; MEEK; ABSHAR, 2014).

2.1.2 Controle "Peak Shaving"

O "peak shaving", ou redução de picos de demanda, como mostrado na Figura 1, é uma estratégia de gerenciamento de energia que utiliza sistemas de armazenamento de energia para reduzir os picos de consumo da rede elétrica. O principal objetivo é diminuir os custos com energia, especialmente as taxas baseadas na maior potência demandada durante um período de faturamento. A operação consiste em carregar as baterias em períodos de baixa demanda e descarregá-las durante os picos de ultrapassagem, atuando para "aparar" os picos de ultrapassagem de demanda (BOBBA et al., 2018), com ciclos de descarga que variam tipicamente de 2 a 12 horas (FERREIRA et al., 2013).

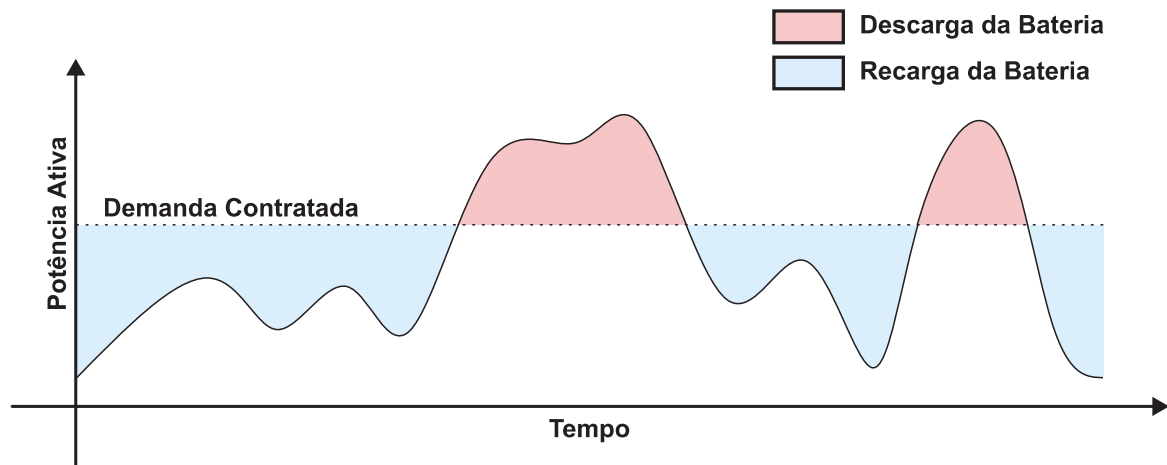


Figura 1 - Funcionamento do controle do tipo "Peak Shaving".

Fonte: Autoria própria.

Para padronizar a avaliação de desempenho de Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS), Ferreira et al. (2013) desenvolveram um protocolo de testes com um ciclo de trabalho (duty cycle) padronizado, que permite comparar diferentes tecnologias de forma uniforme para a aplicação de "peak shaving". Este protocolo estabelece um regime de testes de sete dias consecutivos, combinando ciclos de descarga com durações variadas de 2, 4 e 6 horas para simular uma semana de operação realista. A metodologia define métricas de desempenho essenciais para esta aplicação, sendo as principais: a capacidade de energia (kWh), a eficiência de ciclo completo (roundtrip efficiency) e o tempo de resposta. A capacidade de energia é medida como a quantidade total de energia que o ESS pode fornecer durante uma

descarga a potência constante até seu nível mínimo de carga especificado. A eficiência de ciclo completo é uma métrica crucial que quantifica as perdas, sendo calculada como a razão entre a energia útil de saída e a energia total de entrada durante a execução do ciclo de trabalho, garantindo que todas as perdas operacionais, inclusive as parasitas (como sistemas de climatização), sejam contabilizadas. Por fim, o tempo de resposta é definido como o tempo que o sistema leva desde o recebimento de um sinal até atingir e se estabilizar dentro de 2% de sua potência nominal de carga ou descarga. Essa base de comparação, aplicando o mesmo ciclo e medindo as mesmas métricas, permite que fabricantes, concessionárias e consumidores tomem decisões informadas com base em dados transparentes e diretamente comparáveis.

Diversos projetos exploram essa funcionalidade, incluindo o uso de B2V, como o projeto SASLAB e o ELSA (Energy Local Storage Advanced System). A análise do ciclo de vida realizada no projeto SASLAB concluiu que, sob certas condições, a utilização de uma bateria de segunda vida para "peak shaving" em substituição a uma nova pode oferecer benefícios ambientais significativos. A viabilidade dessas soluções, contudo, depende de múltiplos fatores, como a modelagem precisa do fluxo de energia, a química da bateria e o mix energético da rede usada para recarga (BOBBA et al., 2018).

2.1.3 Controle "Time-of-Use"

A estratégia de controle tarifário, também conhecida como "Time-of-Use" (ToU), arbitragem de energia ou deslocamento de tempo (energy time-shift), é uma abordagem de gerenciamento que visa otimizar os custos de energia aproveitando a variação dos preços da eletricidade ao longo do dia. Diferente do peak shaving, que foca na redução da potência máxima demandada (kW), a estratégia ToU concentra-se em reduzir o custo do consumo de energia (kWh). A lógica operacional consiste em carregar sistemas de armazenamento de energia (BESS), como baterias, durante os períodos de baixa demanda, quando as tarifas são mais baratas, e descarregar essa energia para alimentar as cargas nos horários de pico, quando a energia da rede é mais cara, como exemplificado na Figura 2.

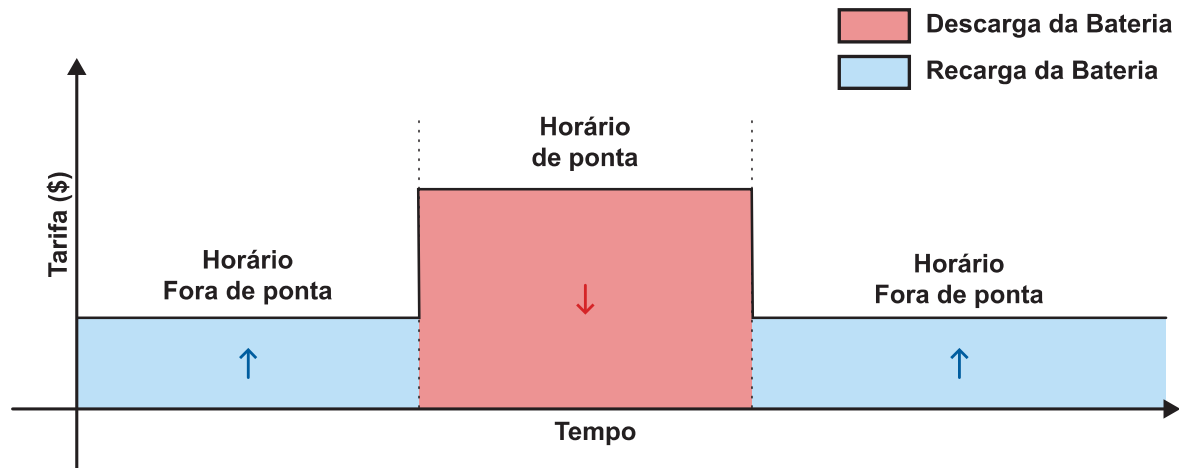


Figura 2 - Exemplo de funcionamento do controle por "Time of Use".

Fonte: Autoria própria.

Essa estratégia é incentivada por políticas tarifárias adotadas em diversas regiões. No Brasil, por exemplo, a tarifa de energia para consumidores industriais pode apresentar um acréscimo de 20% nos horários de pico e um desconto de 20% fora do pico, tornando o deslocamento de carga economicamente atraente (KUMAR et al., 2022). Na Espanha, o sistema tarifário PVPC (preço voluntário para pequenos consumidores) também apresenta preços que variam horária e diariamente, incentivando os consumidores a ajustarem seus perfis de consumo para minimizar os custos (ALRAMLAWI, M. et al., 2018).

Um dos principais casos de uso é em aplicações residenciais e comerciais, muitas vezes "atrás do medidor" (behind-the-meter). A combinação de sistemas FV com armazenamento permite que o excedente de energia solar seja guardado para reduzir a importação da rede durante horários de tarifa elevada, otimizando o autoconsumo e a economia para o cliente. Bobba et al. (2018) descreve dois projetos nomeados "xStorage", uma parceria entre a Nissan e a Eaton, sendo exemplos práticos de como clientes residenciais podem se beneficiar de sistemas de armazenamento de energia. A solução comercial utiliza B2V provenientes do veículo elétrico Nissan Leaf para permitir que os consumidores aproveitem os preços variáveis das tarifas de eletricidade, uma estratégia conhecida como Time-of-Use. O sistema é projetado para carregar as baterias em horários de tarifa baixa e fornecer energia para a residência durante os períodos de tarifa alta, além de funcionar como fonte de energia de reserva (back-up power) em caso de falhas na rede. O xStorage é oferecido em diferentes capacidades de potência (3,5 kW a 6 kW) e os preços são competitivos,

começando em 3.500 euros para as unidades com B2V, o que demonstra a viabilidade econômica dessa aplicação.

Outra aplicação relevante é na otimização de microrredes. Em sistemas híbridos, como os que combinam fontes FV, baterias e geradores a diesel, algoritmos de despacho podem ser programados para minimizar o custo total da energia consumida. Alramlawi et al. (2018) propõem uma estratégia de operação ótima para uma microrrede FV-bateria-diesel que, ao considerar os custos da eletricidade da rede e do combustível, reduz o custo da energia consumida em até 47,08%. Bhatt et al. (2022) também reforçam que, para tornar microrredes economicamente viáveis, é necessário reduzir os custos das tecnologias de armazenamento, sendo as SLBs uma alternativa promissora. Carregar as baterias em horários de baixo custo e descarregá-las em horários de alto custo é, portanto, fundamental para maximizar os benefícios econômicos dessas instalações.

Finalmente, a estratégia de ToU é um dos múltiplos serviços que o armazenamento pode oferecer à rede. Um único sistema pode, por exemplo, combinar arbitragem de energia com regulação de frequência e peak shaving para maximizar seus fluxos de receita e aumentar a lucratividade do sistema. A eficácia dessa estratégia, conforme apontado por vários estudos, depende diretamente da diferença de preços entre os períodos de pico e fora de pico, da eficiência de ciclo completo da bateria e dos custos de capital do sistema de armazenamento (BOBBA et al., 2018). Modelos de otimização são essenciais para dimensionar e operar adequadamente o sistema, garantindo que o deslocamento de energia resulte em uma economia líquida positiva para o usuário (ZHANG, S.; TANG, Y., 2019).

2.1.4 Controle de tensão e potência reativa

Com a crescente penetração de geração descentralizada e renovável, a estabilidade das redes de distribuição, especialmente em média tensão, enfrenta novos desafios. Tradicionalmente, o controle de tensão e de potência reativa era uma tarefa centralizada, realizada por grandes geradores síncronos de usinas termelétricas. No entanto, a transição energética exige que os sistemas de geração distribuída, como as plantas solares FV, contribuam ativamente para a estabilidade da rede. Nesse contexto, os inversores solares híbridos, que combinam a conversão

de energia com sistemas de armazenamento, emergem como dispositivos multifuncionais capazes de fornecer serviços ancilares essenciais para a rede.

Böhm, Rehtanz e Franke (2016) estabelecem que sistemas de compensação híbridos baseados em inversores são projetados para garantir a qualidade da energia, fornecendo múltiplos serviços ancilares, com destaque para a estabilidade da tensão e o controle de potência reativa. O controle de tensão é uma tarefa fundamental para assegurar que em cada nó da rede a tensão permaneça dentro de uma faixa aceitável, geralmente $\pm 5\text{--}10\%$ do valor de referência. A potência reativa, por sua vez, é necessária para a operação da rede, mas seu transporte por longas distâncias causa perdas e quedas de tensão, tornando vantajoso o seu controle em nível de distribuição. Os inversores modernos são tecnologicamente capazes de realizar essa compensação dinâmica de potência reativa, assumindo uma função que antes pertencia a grandes geradores. A natureza híbrida desses sistemas, que integram armazenamento de energia, permite desacoplar a prestação de serviços à rede da disponibilidade de sol, garantindo uma operação mais confiável e flexível.

A aplicação prática e a validação experimental dessas capacidades são demonstradas por Merabet et al. (2017). Em seu estudo, os autores desenvolvem e testam uma estratégia de controle robusta para um inversor FV conectado à rede, focando em sua capacidade de operar durante falhas, como afundamentos de tensão (voltage sags). A estratégia de controle atende aos requisitos de Low-Voltage Ride-Through (LVRT), que exigem que o sistema FV permaneça conectado e suporte ativamente a rede durante perturbações. Em caso de afundamento de tensão, o controle do inversor ajusta sua operação para injetar potência reativa na rede. Essa injeção de reativos é uma forma direta de suporte que ajuda a estabilizar a tensão e evitar o desligamento do sistema. A capacidade do inversor de controlar de forma independente e rápida as potências ativa e reativa, viabilizada por sua tecnologia de semicondutores e controle digital por modulação por largura de pulso (PWM), é o que permite a execução eficaz dessas funções.

2.2 BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS DE SEGUNDA VIDA UTILIZADAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS

O cenário energético global tem sido transformado pela crescente adoção de Fontes Renováveis Variáveis (FRV), como a energia solar FV, e pela expansão do

mercado de VEs. Este movimento visa a contínua redução das emissões de carbono nocivas. A integração eficaz dessas fontes intermitentes exige o uso de sistemas de armazenamento de energia para mitigar a variabilidade da geração e garantir a estabilidade da rede (KUMAR et al., 2022).

Neste contexto, as microgrids emergem como uma solução robusta para integrar recursos de energia renovável e estabelecer um caminho de eletrificação de baixo carbono. O desafio de integrar recursos intermitentes, como FV e eólica, é superado pela sua combinação com sistemas de armazenamento, visto que a produção de energia depende das condições meteorológicas e sazonais.

Com a rápida adoção dos VEs, uma grande quantidade de baterias de íons de lítio atingirá sua EoL automotiva, mas ainda reterá capacidade de armazenamento significativa (ZHU *et al.*, 2021). Este capítulo de revisão de literatura explora o conceito e a viabilidade da reutilização dessas B2V em Sistemas FV Híbridos, abrangendo aspectos técnicos, econômicos e ambientais, conforme a literatura especializada.

2.2.1 Definição e Origem das Baterias de Segunda Vida

As B2V são aquelas derivadas de sua primeira aplicação em veículos totalmente elétricos ou Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (PHEVs). Bobba et al. (2018) levanta em seu estudo e explana o alto interesse em reutilizar baterias de VEs, comprovado pelo desenvolvimento de sistemas de armazenamento estacionário que as empregam.

Embora o serviço em um VE seja um ambiente exigente para as baterias – geralmente submetidas a mais de 1.000 ciclos incompletos em 5 a 10 anos – quando estas atingem o EOL para a aplicação veicular, elas tipicamente retêm uma capacidade residual de 70% a 80% da capacidade inicial (ZHU *et al.*, 2021) conforme mostrado na Figura 3. Após cerca de 8 a 10 anos de uso, ou aproximadamente 100.000 km, é normalmente recomendado que o sistema de armazenamento do VE seja substituído (TEIXEIRA, 2024).

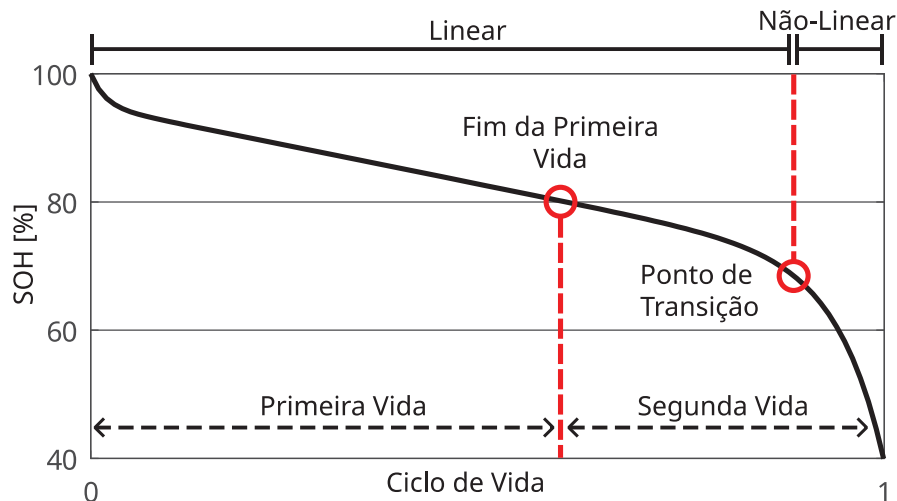


Figura 3 - Degradação da SOH conforme o ciclo de vida e pontos de transição de estágios de vida.

Fonte: Adaptado de Teixeira (2024).

Essa capacidade residual é insuficiente para as altas demandas de potência e armazenamento de energia dos VEs, mas é mais do que suficiente para aplicações estacionárias menos intensivas, como o suporte à rede (ZHU *et al.*, 2021). O reaproveitamento das baterias de íons de lítio neste estágio é uma estratégia promissora, sustentável e, potencialmente, de baixo custo (TEIXEIRA, 2024).

2.2.2 O Processo de Reaproveitamento

O reaproveitamento é o processo de transição das baterias da primeira vida para a segunda vida. Antes de serem reutilizadas, as B2V devem ser testadas para verificar seu SoH e capacidade restante, a fim de identificar a aplicação de segunda vida mais adequada (MONTES *et al.*, 2022). Martinez-Laserna *et al.* (2018) e Rallo *et al.* (2020) dissertam em suas pesquisas o processo logístico de seleção e reaproveitamento para a segunda vida, que segue os seguintes passos:

2.2.2.1 Avaliação Pós-EOL.

A logística da segunda vida começa com a remoção da bateria do VE e seu transporte para um centro de processamento ou reaproveitamento. Ao chegarem ao centro de reutilização, as baterias passam por uma inspeção para verificar danos externos e garantir que não haja partes danificadas. Baterias que apresentam inchaço, vazamento ou corrosão não são adequadas para reutilização e devem ser encaminhadas diretamente para reciclagem.

2.2.2.2 Caracterização da Bateria: Avaliação do SoH.

A Caracterização da Bateria é uma das atividades que mais contribui para o custo final do processo, mas é indispensável para determinar a aplicação mais adequada.

Verificação do SoH e Capacidade Residual: As baterias devem ser testadas para verificar seu SoH e capacidade restante, sendo este fator crucial para definir o valor de salvamento e o preço de mercado da B2V (TEIXEIRA, 2024).

Parâmetros Inspeccionados: Quantidades frequentemente inspeccionadas incluem tensão de circuito aberto, resistência interna, capacidade e temperatura. A inspeção de tensão de circuito aberto é realizada várias vezes, tanto no nível da célula quanto no nível do módulo (ZHU *et al.*, 2021).

Testes Não Destrutivos: A avaliação deve ser realizada através de testes não destrutivos, uma vez que testes como fuga térmica ou sobrecarga/sobredescarga destruiriam as baterias destinadas à reutilização (TEIXEIRA, 2024).

Métodos de Estimação de SoH: Métodos como a medição de capacidade e a impedância em corrente contínua são os mais simples. A caracterização de potência de pulso híbrida pode ser usada para caracterizar ambos os valores. Testes de impedância eletroquímica fornecem uma visão mais detalhada da dinâmica interna da bateria, mas requerem equipamento especializado, sendo geralmente restritos a ambientes de laboratório.

Uso de Histórico da Bateria: A informação sobre o histórico operacional (temperatura de operação, distância percorrida, DoD, SoC) é importante (MONTES *et al.*, 2022). Um Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS) mais flexível, capaz de armazenar dados do ciclo de vida no nível da célula, poderia reduzir o esforço de fabricação e os custos (TEIXEIRA, 2024).

2.2.2.3 O Reaproveitamento e Configurações.

A fase de reaproveitamento envolve a desmontagem e remontagem da bateria no formato mais adequado para a aplicação de segunda vida. A decisão de até que ponto desmontar a bateria influencia a flexibilidade, o custo e o potencial de escalabilidade. As configurações possíveis levantadas estão compiladas na Tabela 1.

Configuração	Descrição	Vantagens	Desvantagens
Uso Direto do Pacote	O pacote da bateria é testado e diretamente reutilizado sem desmontagem.	Opção economicamente mais viável e de menor custo, pois requer menos tempo de trabalho.	Requer uma interface eletrônica adicional para traduzir protocolos de comunicação automotivos para baterias estacionárias.
Empilhamento de Pacotes	Vários pacotes são conectados (normalmente em paralelo, exigindo conversores CC/CC) para aumentar a capacidade.	Permite maior escala de energia; é viável e pode ser implementado facilmente usando conversores de potência.	Pacotes mais antigos e degradados exigem mais espaço do que baterias novas.
Bateria Reformada com Módulos	O pacote é desmontado até o nível do módulo; os módulos são selecionados e remontados em um novo pacote. Esta estratégia é identificada como 'battery repurposing'.	Permite a seleção dos melhores módulos, descartando os piores. Oferece maior flexibilidade e escalabilidade, podendo ser mais interessante apesar dos custos iniciais.	Custos mais altos devido ao tempo de manuseio e diagnóstico dos módulos. O BMS original não é usado, exigindo o projeto e manufatura de um novo BMS otimizado.
Módulos Reformados com Células	O pacote é desmontado até o nível da célula; as melhores células são selecionadas e remontadas em novos módulos ou pacotes.	Permite a seleção das melhores células, reduzindo drasticamente as chances de introduzir células danificadas. Oferece a maior flexibilidade em <i>design</i> e forma.	Custo mais alto para desmontar até o nível da célula. É um processo intensivo em mão-de-obra e caro.

Tabela 1 – Configuração de montagem de B2V.

Fontes: Rallo *et al.* (2020), Montes *et al.* (2022) e Bobba *et al.* (2018).

Os principais desafios técnicos do reaproveitamento levantados foram:

Custo de Desmontagem: Rallo *et al.* (2020) descreve que custo de desmontagem para o nível de módulo (€617 no caso Smart ForFour) ou célula (€892) é significativamente mais alto do que o uso direto do pacote (€117). Tankou, Bieker e Hall (2023) cita na sua pesquisa que custo de desmontagem por kWh de capacidade original varia entre \$34 e \$80 por kWh em 2020.

Heterogeneidade: Teixeira (2024) aborda no seu trabalho que a variância na capacidade e impedância interna entre as células cresce com o envelhecimento. A heterogeneidade módulo-a-módulo e célula-a-célula representa um desafio, pois o desempenho geral do pacote será limitado pela célula com o menor SoH.

Falta de Padronização: Montes *et al.* (2022) menciona que a grande variedade de designs de baterias de VEs complica a desmontagem, tornando o

processo intensivo em mão-de-obra. A falta de padronização impede a replicabilidade e escalabilidade da implementação de B2V.

2.2.3 Viabilidade Técnico-Econômica

A viabilidade econômica é um passo crítico para a aceitação industrial das B2V. Neubauer e Pesaran (2011) menciona que motivação original para a reutilização das baterias de VEs é aumentar seu valor de salvamento, visando diminuir o custo inicial das baterias na compra do VE.

A avaliação tecno-econômica de sistemas de energia híbrida é frequentemente realizada utilizando indicadores como o Custo Nivelado de Energia (CNE) e o Custo Presente Líquido (CPL). Bhatt et al. (2022) analisa em seu trabalho utilizando o software HOMER-Pro para a avaliação tecno-econômica e otimização do dimensionamento dos componentes dos sistemas de energia híbrida. Os resultados de Bhatt et al. (2022) mostram a vantagem econômica das B2V em microgrids otimizadas, resultando em uma redução de 36% no CPL e 35% no CNE para o modelo híbrido ideal conectado à rede, em comparação com baterias de íons de lítio novas.

Em termos de aplicações, Martinez-Laserna et al. (2018) relata as vantagens do sistema híbrido como o suporte na regulação de tensão, o adiamento de atualização da infraestrutura de transmissão e distribuição, e a regulamentação de área como aplicações rentáveis. Contudo, as aplicações mais lucrativas (que permitem custos mais altos para as B2V) são as que possuem menor potencial de mercado, sugerindo uma possível saturação por outras tecnologias de armazenamento.

Apesar do potencial, o preço das baterias de segunda vida e a ausência de uma estratégia de negócios clara para os fabricantes de equipamentos originais (OEMs) ainda são desafios econômicos a serem enfrentados. (BOBBA et al., 2018)

2.2.4 Sustentabilidade e Aspectos Ambientais

O benefício ambiental é uma das razões mais importantes para considerar a reutilização das baterias de VEs, além da possível redução de custos.

A extensão da vida útil das baterias de VEs por meio do reaproveitamento em aplicações estacionárias resulta em benefícios ambientais sob certas condições. A

adoção de uma bateria Lítio-Manganês-Óxido/Níquel-Manganês-Cobalto (LMO/NMC) reaproveitada, em substituição a uma nova, demonstrou ser sempre ambientalmente vantajosa. (BOBBA et al., 2018)

Martinez-Laserna *et al.* (2018) conclui que os benefícios ambientais estão relacionados principalmente ao adiamento da fabricação de novas baterias e, em alguns casos, à substituição de fontes de energia mais poluentes na segunda vida (como geradores a diesel ou plantas de pico a gás natural).

Bobba et al. (2018) afirma que em aplicações de sistemas FV híbridos em residências, a substituição de uma bateria LMO/NMC nova ou de uma bateria de chumbo-ácido (PbA) por uma bateria reaproveitada acarreta benefícios ambientais, devido ao desempenho superior das baterias de íons de lítio em comparação com as PbA, ou ao impacto evitado da fabricação da bateria nova.

Em casas isoladas (off-grid), onde a energia não fornecida pelo sistema FV é suprida por geradores movidos à combustíveis fósseis, a adoção de uma bateria reaproveitada é ainda mais conveniente do ponto de vista ambiental, podendo reduzir o impacto anual do sistema entre 30% e 40%. (BOBBA et al., 2018)

Por fim, Aguilar Lopez *et al.* (2024) alega que o uso de B2V reduz a demanda por materiais primários, o que pode aliviar riscos geopolíticos e aumentar a segurança energética e material. O reaproveitamento é considerado uma importante estratégia de economia circular que maximiza o uso de materiais existentes.

2.2.5 Conclusão

A reutilização de baterias de veículos elétricos (B2V) em sistemas fotovoltaicos híbridos representa uma solução tecnológica promissora que alia sustentabilidade, eficiência energética e redução de custos. Conforme destacado por Zhu et al. (2021) e Teixeira (2024), as baterias retiradas do uso automotivo ainda mantêm entre 70% e 80% de sua capacidade inicial, o que as torna adequadas para aplicações estacionárias menos exigentes, como sistemas de suporte à rede e armazenamento em microgrids. A literatura revisada evidencia que o aproveitamento dessas baterias contribui para a transição energética, mitigando os impactos da intermitência das Fontes Renováveis Variáveis (FRV), conforme apontado por Kumar et al. (2022) e Montes et al. (2022).

Contudo, a viabilidade técnica e econômica desse reaproveitamento ainda enfrenta desafios significativos. Os custos associados à desmontagem e reconfiguração das baterias, descritos por Rallo et al. (2020) e Tankou, Bieker e Hall (2023), permanecem altos, especialmente quando o processo exige desmontagem até o nível de módulo ou célula. Além disso, a heterogeneidade entre os componentes envelhecidos (Teixeira, 2024) e a falta de padronização no design das baterias (Montes et al., 2022) dificultam a escalabilidade industrial. Apesar dessas limitações, estudos como os de Bhatt et al. (2022) demonstram benefícios econômicos expressivos — com reduções de até 36% no Custo Presente Líquido e 35% no Custo Nivelado de Energia — reforçando o potencial competitivo das B2V em microgrids otimizadas.

Do ponto de vista ambiental, os autores Bobba et al. (2018) e Martinez-Laserna et al. (2018) comprovam que a extensão da vida útil das baterias de íons de lítio reduz significativamente os impactos ambientais, adiando a necessidade de fabricação de novos dispositivos e diminuindo a dependência de fontes fósseis em sistemas híbridos. Aguilar Lopez et al. (2024) complementa ao indicar que o reaproveitamento de B2V contribui para a segurança material e energética, alinhando-se aos princípios da economia circular. Assim, embora ainda existam barreiras tecnológicas, econômicas e regulatórias a serem superadas, a literatura converge para a conclusão de que o reaproveitamento das baterias de veículos elétricos em sistemas fotovoltaicos híbridos é uma estratégia sustentável, tecnicamente viável e ambientalmente vantajosa, com forte potencial para consolidar-se como um pilar da transição energética global.

3 METODOLOGIA

Este capítulo detalha as abordagens metodológicas e conceituais que fundamentam o presente trabalho, com foco na operação e controle de sistemas fotovoltaicos (FV) híbridos conectados à rede elétrica. A análise se inicia com a descrição da simulação computacional como ferramenta essencial para o projeto e otimização desses sistemas, destacando o uso de softwares específicos da área. Em seguida, são explorados os principais modos de controle aplicados aos inversores, que determinam como a energia gerada interage com as cargas locais e a rede pública. Serão abordadas estratégias como o controle "Grid-Zero (Zero Export)", que prioriza o autoconsumo; o "Peak Shaving", voltado para a redução de picos de demanda; e o controle tarifário "Time-of-Use", que otimiza os custos com base na variação dos preços de energia. Por fim, discute-se o papel fundamental dos inversores no fornecimento de serviços ancilares, como o controle de tensão e potência reativa, essenciais para garantir a estabilidade e a qualidade da energia na rede elétrica diante da crescente integração de fontes renováveis.

3.1 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DE UM SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO COM CONTROLE DE CARGA E INJEÇÃO NA REDE ELÉTRICA

A simulação computacional é uma ferramenta indispensável para o projeto, análise e otimização de sistemas FV híbridos. Softwares como HOMER-Pro e PSIM são amplamente utilizados para avaliar o desempenho técnico-econômico e dinâmico desses sistemas.

o software PSIM é comumente utilizado para simulação de circuitos de eletrônica de potência e sistemas de controle. O programa permite a modelagem detalhada de componentes como painéis solares, inversores, conversores CC-CC e filtros, sendo ideal para analisar o comportamento elétrico do sistema em alta resolução (HANDOKO et al., 2023). Uma pesquisa utilizou o PSIM para simular um sistema solar de telhado conectado à rede, avaliando a capacidade de geração de energia e a qualidade de potência para diferentes tipos de painéis solares (monocristalino, policristalino e filme fino). O modelo incluiu um rastreador de ponto de máxima potência (MPPT) para otimizar a extração de energia do painel FV e um filtro passa-baixa para reduzir harmônicos antes da conexão com a rede, garantindo

a conformidade com os padrões da concessionária (BUNJONGJIT et al., 2017). O PSIM também pode ser co-simulado com outros softwares, como o Simulink, para implementar técnicas de controle avançadas, como controladores de lógica fuzzy para MPPT (REZK et al., 2015).

Com base nas referências encontradas na literatura, este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico de um inversor fotovoltaico híbrido, empregando diferentes modos de controle automático de despacho de potência ativa, por meio de simulações computacionais realizadas no software PSIM®.

A implementação de um inversor fotovoltaico híbrido configurado para operar com exportação de energia nula (ou com exportação limitada para a rede elétrica) requer um conjunto específico de componentes para gerenciar o fluxo de energia entre as fontes renováveis, o armazenamento e a rede pública.

O sistema pode ser concebido como uma microrrede, com componentes individualizados, ou um sistema integrado em um equipamento conectado à rede pública. Os componentes necessários em um sistema FV híbrido são explanados a seguir.

3.1.1 Componentes de Geração e Armazenamento

Arranjo de Módulos Fotovoltaicos: É o componente principal que realiza a conversão da energia solar em energia elétrica. A potência máxima que pode gerar está diretamente ligada à irradiação solar e à temperatura ambiente. Em um regime de exportação nula, a energia produzida deve ser usada pela carga, armazenada, ou, se excedente, deve ser limitada.

O bloco de simulação do módulo fotovoltaico utilizado no PSIM®, ilustrado na Figura 4, recebe como entradas a irradiância solar (W/m^2) e a temperatura ($^{\circ}C$), parâmetros ajustáveis que permitem avaliar o desempenho do sistema sob diferentes condições operacionais. Além disso, o modelo possibilita a configuração detalhada das características elétricas e físicas do módulo, como a corrente de curto-circuito, a resistência série equivalente, o número de células fotovoltaicas e outros parâmetros essenciais que influenciam diretamente o comportamento e a eficiência do gerador fotovoltaico.

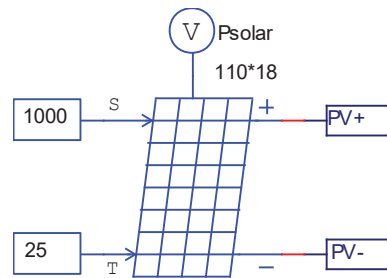


Figura 4 - Bloco de módulo fotovoltaico do PSIM configurado para temperatura constante de 25 °C e insolação de 1.000 W/m².

Fonte: Autoria própria.

A seguinte pesquisa considera para simulação um arranjo de módulos fotovoltaicos baseado em um modelo comercial, sendo adotado o modelo físico do módulo solar fotovoltaico de modelo TSM-DEG19C.20 da marca Trina Solar. Um resumo dos dados elétricos do módulo FV está listado na Tabela 2.

Módulo Fotovoltaico	
Marca	Trina Solar
Modelo	TSM-DEG19C.20
Tipo de Módulo	Monocristalino bifacial de vidro duplo
Número de Células	110 células
Potência Máxima	550 W
Eficiência Máxima	21,0 %
Tensão de Operação em Máx. Pot. (VMPP)	38,1 V
Corrente de Operação em Máx. Pot. (IMPP)	14,10 A
Tensão de Circuito Aberto (VOC)	45,9 V
Corrente de Curto-Circuito (ISC)	14,82 A
Coeficiente de Temperatura Pmax	-0,34 %/°C
Coeficiente de Temperatura Voc	-0,34 %/°C
Coeficiente de Temperatura Isc	0,04 %/°C

Tabela 2 - Características elétricas do módulo FV utilizado na simulação.

Fonte: Trina Solar (2021).

Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria (Banco de Baterias):

É fundamental para garantir a estabilidade do sistema e mitigar a natureza intermitente da energia FV. No contexto de exportação nula, o banco de baterias é crucial para absorver o excedente de energia FV que, de outra forma, seria exportado ou desperdiçado. Este banco armazena a energia elétrica para utilização quando houver necessidade.

O bloco de simulação de bateria do PSIM®, especialmente o modelo Li-Ion Battery, representa a célula ou conjunto de células como uma fonte de tensão controlada em série com uma resistência interna, permitindo a reprodução fiel do comportamento elétrico de baterias comerciais.

Os principais parâmetros de configuração incluem o número de células em série (N_s) e em paralelo (N_p), além dos fatores de derating de tensão (K_s) e de capacidade (K_p), que ajustam o desempenho em relação às condições ideais. São definidos também a tensão nominal (E_{rated}), a tensão de corte de descarga (E_{cut}), a tensão total (E_{full}) e as tensões associadas aos pontos exponencial (E_{top}) e nominal (E_{nom}) da curva de descarga. Outros parâmetros importantes incluem a capacidade nominal (Q_{rated}), as capacidades nos pontos exponencial (Q_{top}) e nominal (Q_{nom}), a resistência interna ($R_{battery}$), o fator de capacidade (Capacity Factor), a corrente de descarga de referência e o estado inicial de carga (SOC inicial). No entanto, nem todos os dados são fornecidos pela fabricante e para esta pesquisa serão estimados conforme o material que a bateria utiliza.

Para o desenvolvimento desta pesquisa, e considerando a popularidade do veículo elétrico BYD Dolphin no mercado brasileiro, este modelo foi adotado como caso base de estudo. De acordo com dados da Associação Brasileira do Veículo Elétrico, o Dolphin foi o segundo veículo elétrico mais vendido em 2024, com cerca de 15.212 unidades comercializadas no Brasil, posicionando-se apenas atrás do modelo “Mini” da mesma marca.

Considerando que as baterias do BYD Dolphin utilizam a química de fosfato de ferro-lítio (LFP), foi possível estimar as principais tensões características do conjunto, abrangendo a tensão mínima de descarga, a tensão nominal e a tensão máxima de carga da bateria completa. A partir dessas informações, recalcularam-se as características elétricas do veículo para a aplicação de baterias de segunda vida (B2V) na simulação do sistema proposto, adotando-se uma capacidade energética reduzida para 80% da original, conforme observado no estágio final de uso automotivo. Além disso, com o objetivo de prolongar a vida útil das B2V, recomenda-se limitar a profundidade de descarga (DoD) a valores entre 15% a 65% do estado de carga (SoC), conforme sugerido por Tankou, Bieker e Hall (2023). As características elétricas originais e recalculadas para B2V estão apresentadas na Tabela 3.

Bateria do BYD Dolphin		
Característica	Primeira Vida	Segunda Vida
Energia Declarada	46 kWh	36,8 kWh
Potência Nominal	115 kW	92 kW
Tipo de Bateria	Fosfato de Ferro-Lítio (LFP)	
Número de Células	90	
Configuração do Pack	90s1p	
Tensão nominal da célula	3,2 V	
Tensão Mínima/Máxima da célula	2,5 V / 3,65 V	2,54 V / 3,65 V
Tensão Nominal do Pack	288 V	
Tensão Mínima/Máxima do Pack	225 V / 328,5 V	247,5 V / 262,8 V
Profundidade de Descarga (DOD) Máxima	80%	65%

Tabela 3 - Características elétricas da bateria do VE Dolphin da fabricante BYD.

Fonte: Electric Vehicle Database (2025).

3.1.2 Componentes de Conversão e Inversão

O sistema inversor, também chamado de sistema de conversão de energia, tem a função de gerenciar e direcionar o fluxo de potência entre os domínios de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA). Os componentes de potência que integram essa etapa são:

Conversor CC/CC com controle MPPT: O conversor CC/CC utilizado é tipicamente não isolado do tipo boost, conforme mostrado na Figura 5, trabalhando com o algoritmo de controle de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT). Sua função é extrair a máxima potência disponível dos módulos fotovoltaicos por meio de um algoritmo de controle. Para a simulação desenvolvida neste trabalho, foi adotado o método diferencial de primeira ordem, disponibilizado no software PSIM®, por se tratar de um modelo de referência já implementado e que apresenta desempenho satisfatório para a análise proposta.

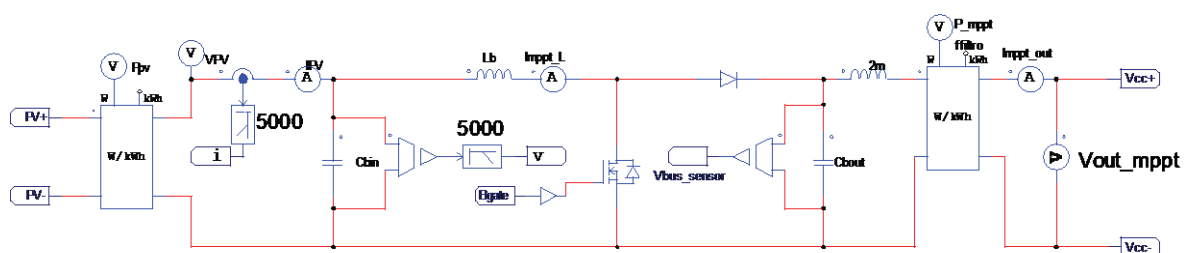


Figura 5 - Modelo implementado do conversor Boost responsável pela extração de potência dos módulos solares.

Fonte: Autoria própria.

O método de rastreamento de máxima potência baseado na derivada de primeira ordem apresenta grande similaridade com o método de Condutância Incremental, fundamentando-se no princípio de que a potência extraída do módulo fotovoltaico atinge seu valor máximo quando sua variação em relação à tensão é nula, ou seja:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow P = P_{MAX}$$

Expandindo o termo de potência instantânea sendo $P = V * I$ e aplicando a derivada parcial, considerando que a corrente depende diretamente da tensão, ou seja, $I = I(V)$, aplica-se a regra do produto para derivar em relação à tensão:

$$\frac{d(V * I)}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I$$

Igualando equação a zero para encontrar a condição de ponto máximo e multiplicando toda a equação por dV tem-se:

$$V * dI + I * dV = 0$$

Rearranjando os termos a equação resulta em:

$$V * dI = -I * dV$$

Fisicamente, essa relação expressa que, no ponto de máxima potência, as variações de tensão e corrente apresentam sinais opostos e proporções inversas — uma variação positiva de tensão resulta em uma variação negativa de corrente de magnitude proporcional.

Ao implementar o algoritmo de primeira ordem no sistema de controle do conversor, considera-se que a operação será cíclica com período fixo. A taxa de variação cíclica da corrente e tensão pode ser calculada utilizando o bloco de diferenciação do PSIM, e com isso, a lógica de cálculo de variação do ponto de máxima potência pode ser implementada de acordo com a Figura 6. Observa-se que quando a taxa de variação da tensão é negativa e a taxa de variação da corrente é positiva, há um incremento do ciclo de trabalho do conversor, e quando há a inversão do sinal de uma das taxas de variação, o ciclo de trabalho do conversor é reduzido, até que se encontre o ponto de máxima potência.

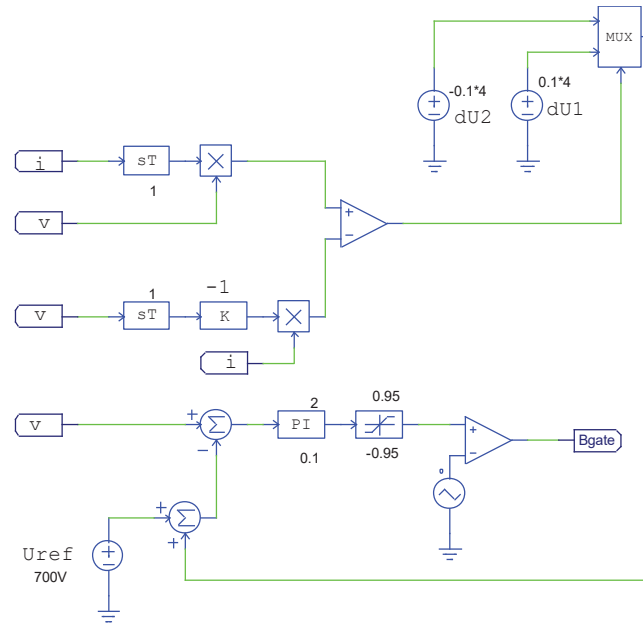


Figura 6 - Algoritmo de busca do ponto de máxima potência implementado na simulação.

Fonte: Autoria própria

Conversor CC/CC Bidirecional para Bateria: O controle do conversor é essencial para o gerenciamento adequado da bateria, garantindo o equilíbrio entre os processos de carga e descarga e ajustando a tensão de saída para a correta conexão ao barramento CC. O conversor CC-CC bidirecional, um tipo de conversor CC/CC, é amplamente utilizado em topologias simples devido à sua eficiência e facilidade de implementação. Contudo, sua ausência de isolamento elétrico limita o uso em aplicações comerciais, por não atender plenamente aos requisitos de segurança. Ainda assim, essa topologia se mostra tecnicamente adequada para carregadores de bateria, sendo adotada neste trabalho pela simplicidade e confiabilidade de operação.

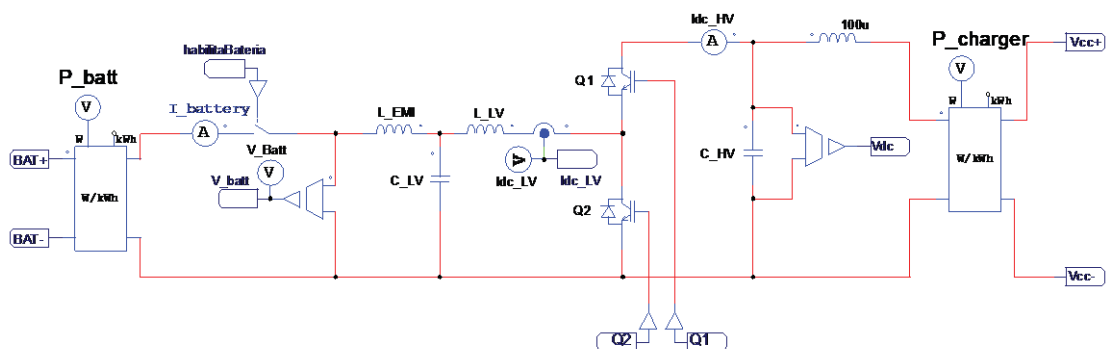


Figura 7 - Conversor CC-CC Bidirecional utilizado para adequação da tensão entre o banco de baterias e o barramento CC.

Fonte: Autoria própria.

O conversor CC-CC bidirecional permite que a mesma interface realize a carga e a descarga da bateria, utilizando dois semicondutores ativos (Q1 e Q2) que alternam suas funções de forma sincronizada e segura, operando em alta frequência nos modos CCM ou DCM.

Na operação de descarga (modo Boost), o conversor eleva a tensão da bateria: o indutor L_{LV} é carregado pela bateria enquanto a chave Q2 conduz e, em seguida, libera energia para a carga quando Q2 é desligada e Q1 é acionada.

Na operação de carga (modo Buck), o processo se inverte, o indutor é carregado pela fonte externa (carregador) quando Q1 conduz e, em seguida, transfere essa energia para recarregar a bateria quando Q2 é ligada.

A topologia bidirecional adotada permite o controle independente das correntes de carga e descarga, o que facilita o gerenciamento e o balanceamento energético do sistema. O algoritmo de controle do conversor bidirecional é desenvolvido utilizando os blocos nativos do software PSIM®, sendo as etapas de carga e descarga tratadas de forma separada. O sinal de comando para cada modo de operação é definido por um controlador externo, responsável por identificar a necessidade de carga ou descarga da bateria com base no fluxo de potência entre o inversor CC/CA e o conversor fotovoltaico. O diagrama do controlador implementado está mostrado na Figura 8.

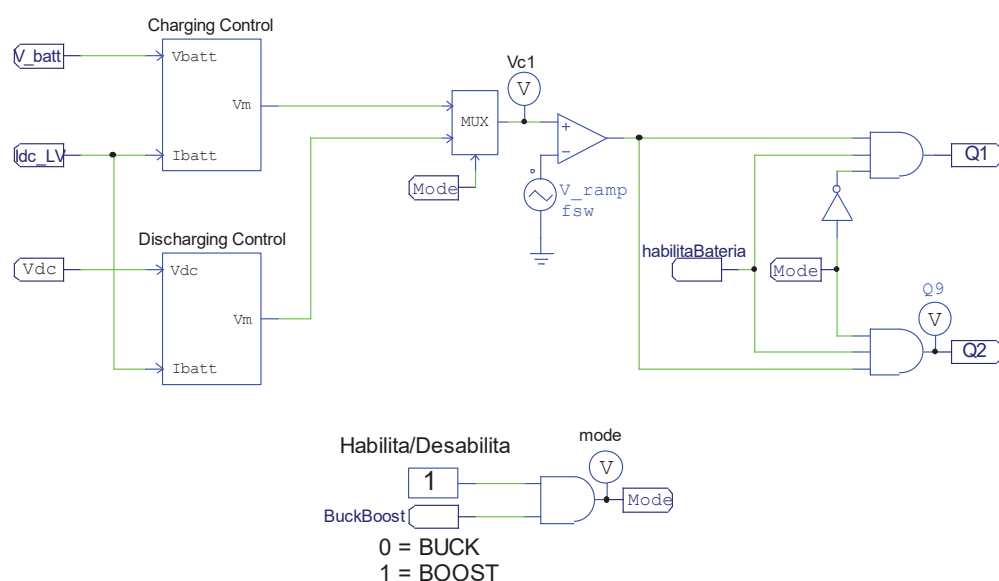


Figura 8 - Diagrama de controle de carga e descarga do conversor CC/CC bidirecional.

Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, quando há excesso de geração e baixa demanda da carga, o controlador ativa o modo de carga da bateria, armazenando a energia excedente. Em contrapartida, quando a demanda supera a geração, o sistema entra no modo de descarga, fornecendo potência ao barramento CC, que é posteriormente convertida em CA pelo inversor, garantindo o equilíbrio dinâmico entre geração, armazenamento e consumo.

Inversor CC/CA: O inversor CC/CA tem a função de converter a tensão contínua do barramento CC — ao qual estão conectados o conversor MPPT e o conversor bidirecional da bateria — em tensão alternada, possibilitando a conversão para corrente alternada e sua injeção na rede elétrica (quando permitido). O modelo trifásico implementado na simulação, mostrado na Figura 9, é do tipo seis pulsos, e utiliza um filtro L-C de saída para atenuar as componentes harmônicas de corrente, garantindo uma forma de onda adequada para conexão à rede. O ponto de acoplamento comum (PAC) pode ser conectado à rede trifásica em um ponto após um medidor bidirecional para faturamento da energia consumida e injetada.

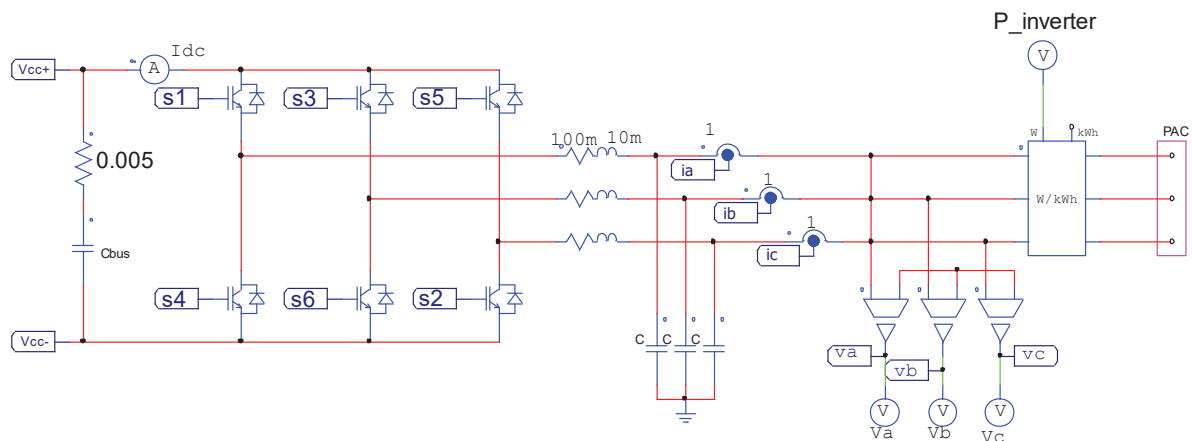


Figura 9 - Inversor de 6 pulsos com filtro L-C implementado na simulação.

Fonte: Autoria própria.

O controlador do inversor adotado é do tipo seguidor de rede, ou seja, deve acompanhar a tensão da rede de forma síncrona sem a capacidade de definir a tensão instantânea ou a frequência que a rede opera, de forma que a variável controlada seja apenas a corrente injetada. Para realização do sincronismo com a rede elétrica, o inversor utiliza a técnica de Phase-Locked-Loop (PLL). Este bloco mede

continuamente a tensão da rede e determina seu ângulo de fase. O ângulo medido é então usado para ajustar o ângulo de fase da corrente de referência que o inversor deve injetar. O software PSIM® possui um bloco, mostrado na Figura 10, que recebe a leitura da tensão trifásica da rede elétrica e entrega na saída um sinal de sincronismo, que então é utilizado nos blocos de cálculo de controle de ângulo instantâneo da corrente injetada.

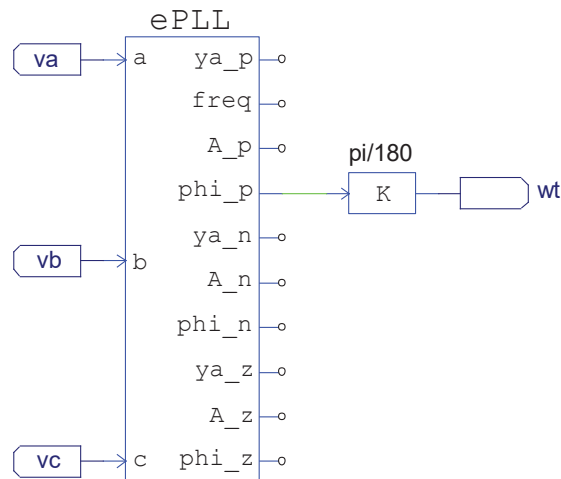


Figura 10 - Bloco de PLL do Software PSIM sendo utilizado na simulação.

Fonte: Autoria própria.

Para a implementação do controle de corrente em malha fechada, as variáveis do inversor são transformadas para um referencial síncrono d-q por meio da transformação de coordenadas abc-0dq. Essa conversão é realizada considerando que o sistema de alimentação é trifásico e simétrico, condição geralmente válida em sistemas conectados a inversores. Com essa transformação, as grandezas alternadas são expressas em eixos ortogonais e independentes, denominados eixo direto (d) e eixo em quadratura (q), permitindo o tratamento independente das componentes de corrente e tensão associadas às potências ativa e reativa (SAMERCHUR, S. et al. 2011). Com isso, é possível empregar controladores PI simples nas malhas de corrente e potência, garantindo erro nulo em regime permanente devido ao ganho infinito em corrente contínua. Ademais, como a rede possui neutro flutuante, a soma das correntes trifásicas é sempre nula, eliminando a componente de sequência zero e exigindo apenas duas estruturas de controle, uma para cada eixo, o que simplifica e otimiza a implementação do sistema (SILVA, 2019).

O controle d–q implementado para simulação do inversor grid-follower envolve etapas sequenciais que vão desde a medição das variáveis elétricas até a geração dos sinais de chaveamento.

Primeiramente, realiza-se a medição das tensões e correntes no ponto de acoplamento comum (PAC), mostrado na Figura 9, e a sincronização com a rede elétrica por meio do bloco PLL. Em seguida, aplica-se a transformação de coordenadas abc–0dq, que converte as variáveis trifásicas para o referencial síncrono rotativo. Essa conversão permite o desacoplamento das potências ativa e reativa, associadas respectivamente às componentes de corrente I_d e I_q , possibilitando um controle independente e mais rápido (MERABET et al. 2017). A implementação das etapas de conversão do domínio CA trifásico (referencial abc) para o referencial síncrono rotativo d–q são realizadas por um bloco próprio do PSIM, e estão implementadas de acordo com a Figura 11 na simulação.

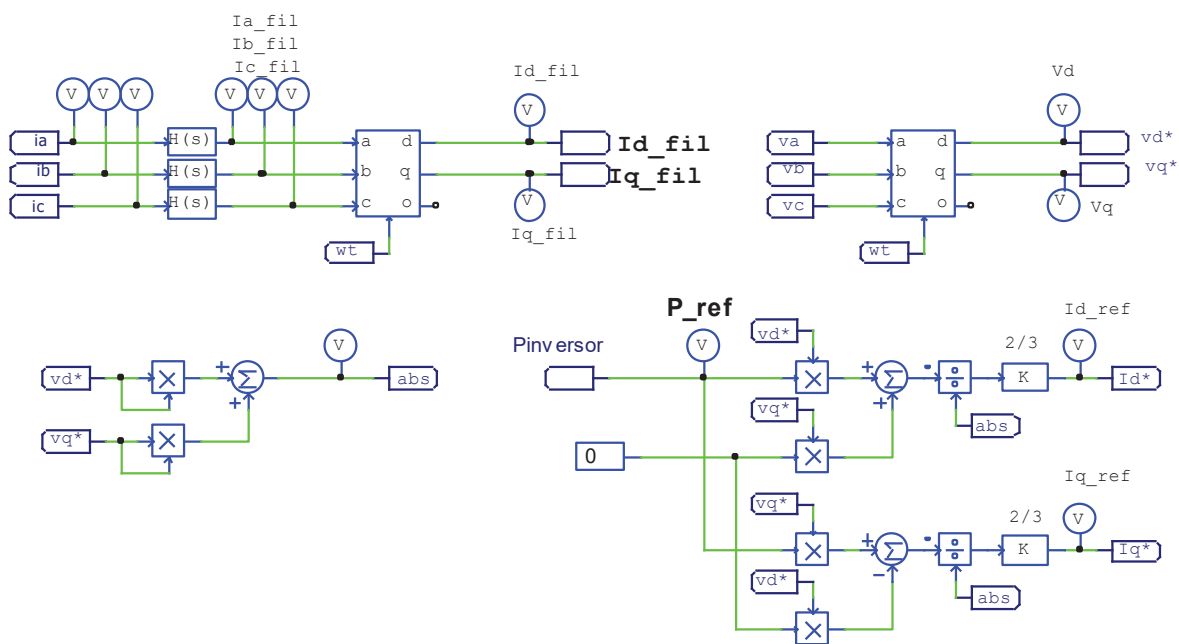


Figura 11 - Controle d-q implementado de forma discreta na simulação.

Fonte: Autoria própria.

O sistema de controle é estruturado em duas malhas compostas por dois controladores PI independentes. As malhas independentes são responsáveis por controlar as correntes I_d e I_q , ajustando a potência ativa e reativa conforme as necessidades do sistema — em operação com fator de potência unitário, define-se normalmente $I_q^* = 0$. A partir das ações de controle, são geradas as tensões de

referência (V_d^* , V_q^*), compensando os efeitos de acoplamento cruzado entre as componentes.

Essas tensões são convertidas novamente ao domínio a–b–c e aplicadas ao modulador PWM (Pulse Width Modulation), que gera os pulsos de comutação para os dispositivos semicondutores do inversor. Assim, o sistema garante que a potência ativa e reativa desejada seja injetada na rede, mantendo a sincronização, estabilidade e qualidade da energia fornecida.

A sequência final de conversão do domínio 0dq-abc e criação dos pulsos PWM implementados na simulação estão mostrados na Figura 12 a seguir.

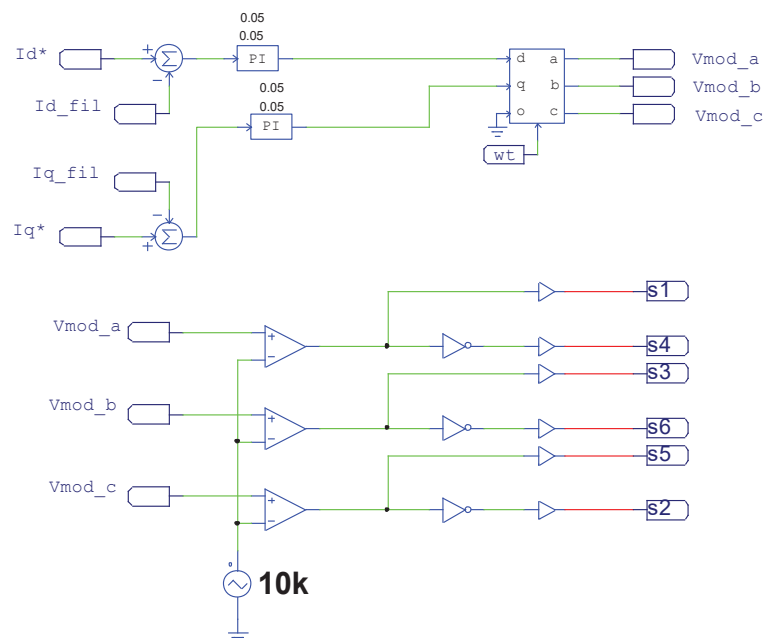


Figura 12 - Etapa de conversão dq-abc e acionamento das chaves semicondutoras.

Fonte: Autoria própria.

3.1.3 Configuração do inversor simulado

Este capítulo descreve a configuração do inversor fotovoltaico híbrido utilizado nas simulações, detalhando sua estrutura, parâmetros elétricos e principais componentes empregados no modelo computacional. São apresentadas as especificações técnicas adotadas para o sistema, incluindo os elementos responsáveis pelo controle de potência ativa e reativa, bem como os dispositivos de conversão CC/CA e CC/CC. Na Tabela 4, é apresentado um resumo das

características e dos valores dos componentes que compõem o inversor fotovoltaico híbrido modelado na simulação.

Rede Elétrica	
Impedância Série Equivalente	0,01 + j0,0156 Ω
Tensão Fase-Fase da Rede	380 V
Frequência da Rede	60 Hz
Conversor CC/CA	
Potência Máxima de Saída Trifásica	10 kW
Corrente Máxima de Saída por Fase	15,19 A
Capacitância de Filtro de Saída	(3x) 2 μ F
Indutância de Filtro de Saída	(3x) 10 mH
Capacitância do Barramento CC	10 mF
Resistência Série Equivalente do Barramento CC	0,005 Ω
Faixa de Tensão do Barramento CC	800 V ~ 1200 V
Frequência de Comutação	10 kHz
Conversor CC/CC Fotovoltaico com MPPT	
Potência Máxima de Entrada CC	15 kW
Tensão de Trabalho de Entrada FV	1200 V
Corrente Máxima de Entrada	18,75 A
Capacitância de Entrada FV	2 mF
Indutância Principal	1 mH
Indutância do Filtro de Saída	2 mH
Frequência de Comutação	5 kHz
Conversor CC/CC Bidirecional	
Potência Máxima de Entrada/Saída	15 kW
Tensão Máxima da Bateria	600 V
Tensão Máxima do Barramento CC	800 V ~ 1200 V
Indutância Principal	800 μ H
Indutância de Filtro	10 μ H
Capacitância – Lado Bateria	10 mF
Capacitância – Lado Barramento CC	1 mF
Frequência de Comutação	20 kHz

Tabela 4 – Resumo dos principais componentes e configurações do inversor FV híbrido simulado.

Fonte: Autoria própria.

3.2 MODO DE CONTROLE DO INVERSOR “GRID-ZERO CONVENCIONAL (ZERO EXPORT)”

O principal objetivo dessa estratégia é impedir que a potência excedente gerada pelo sistema FV, e não consumida pela carga local (P_{Carga}), seja injetada na rede elétrica. Para isso, o excedente de energia é direcionado ao sistema de

armazenamento, garantindo que todo o fluxo de potência permaneça dentro do sistema local.

O algoritmo de despacho de potência, executado em ciclos de 50 milissegundos, segue uma lógica de prioridade hierarquizada:

Prioridade 1 – Atendimento à carga: A potência gerada pelo sistema fotovoltaico (P_{FV}) é primeiramente utilizada para suprir a demanda da carga local (P_{Carga}).

Prioridade 2 – Armazenamento: Caso a geração fotovoltaica exceda a demanda ($P_{PV} > P_{Carga}$) e a bateria não esteja completamente carregada ($SOC < SOC_{MAX}$), o excedente é destinado ao armazenamento de energia.

Prioridade 3 – Curtailment: Quando a bateria atinge o estado máximo de carga ($SOC = SOC_{MAX}$), a potência excedente que não pode ser absorvida pela carga local deve ser limitada, evitando qualquer injeção de energia na rede.

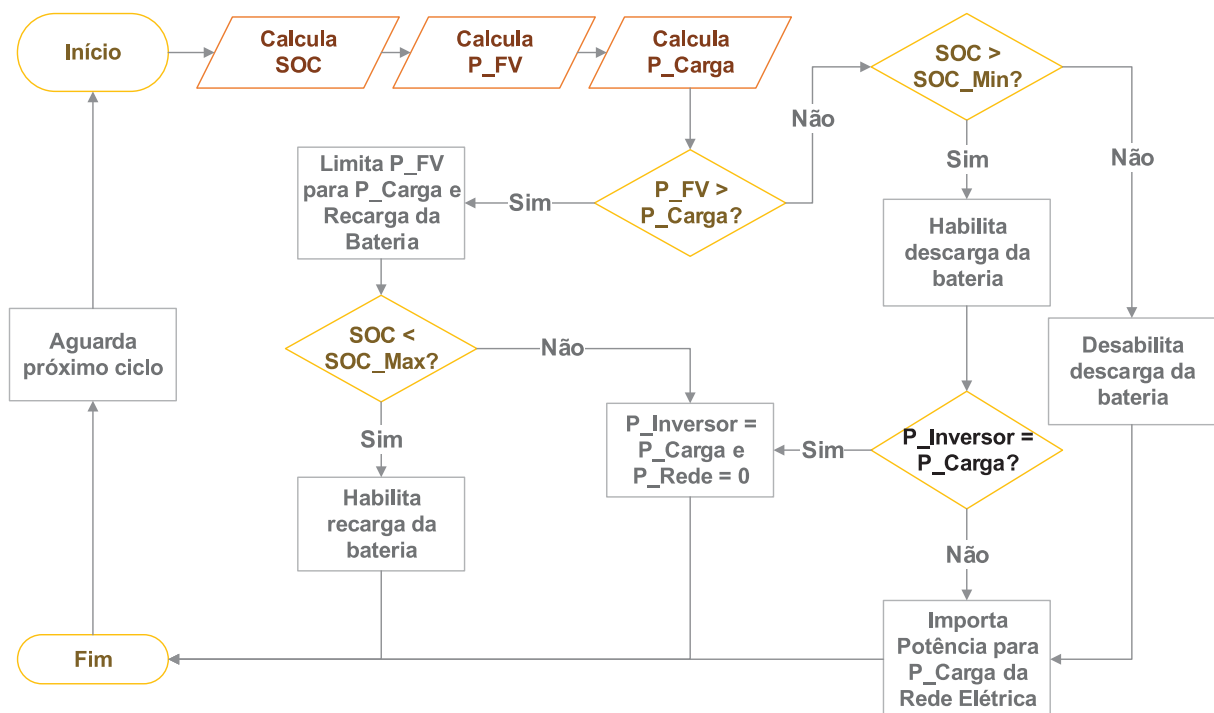


Figura 13 - Algoritmo de controle de despacho de potência com prioridade em exportação nula.

Fonte: Autoria própria.

Na simulação, essa estratégia é controlada por um algoritmo, mostrado na Figura 13, implementado em um bloco de controle, o qual monitora continuamente o fluxo de potência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) por meio de um medidor

bidirecional. Esse dispositivo envia comandos de limitação dinâmica ao inversor fotovoltaico, ajustando sua potência máxima de saída e, conseqüentemente, impedindo a exportação de energia excedente para a rede elétrica, e ao mesmo tempo, controla a carga e descarga da bateria conforme disponibilidade de potência fornecida pelo sistema FV.

3.3 MODO DE CONTROLE DO INVERSOR DE REDUÇÃO DE PICOS DE DEMANDA OU "PEAK SHAVING"

O controle de "peak shaving" (corte de picos) é uma aplicação essencial de sistemas de armazenamento de energia implementada primariamente para minimizar as tarifas de ultrapassagem de demanda cobradas pelas concessionárias, assegurando economia para os clientes.

O algoritmo de implementação do "peak shaving" é fundamentalmente baseado no gerenciamento da carga e descarga de um sistema de armazenamento de energia por bateria, coordenado por um controlador de despacho em sistemas híbridos ou de microrredes.

O controlador exige que a bateria descarregue durante o período de ultrapassagem de demanda diária (tipicamente, por uma duração de 2 a 12 horas) e se recarregue durante o período de menor demanda do dia, garantindo que o sistema esteja disponível para o dia seguinte.

O desempenho do sistema é determinado e expresso através de ciclos de trabalho de carga e descarga, que definem as janelas de tempo para cada operação, em vez de se basearem em níveis de potência normalizados.

No contexto de sistemas FV, o controle de peak shaving também pode ser usado para aumentar o autoconsumo. Neste caso, a bateria absorve o excedente de energia FV que, de outra forma, excederia o limite de injeção permitido, evitando a perda dessa energia.

Durante a descarga (quando o sistema ativamente "corta o pico"), a bateria deve fornecer energia (ou absorver, no caso de excesso de energia FV) de forma que a potência despachada para a rede não exceda a capacidade máxima do inversor.

Para evitar sobrecarga ou descarga profunda (deep discharging), o Estado de Carga da bateria deve ser mantido dentro dos limites mínimo e máximo, conforme a restrição: $SOC_Min \leq SOC \leq SOC_Max$. O valor de SOC_Min está diretamente

contribuindo para a gestão otimizada de energia e o melhor aproveitamento da geração fotovoltaica.

3.4 MODO DE CONTROLE DO INVERSOR DE CONTROLE TARIFÁRIO OU “TIME-OF-USE”

O modo de controle tarifário, também conhecido como Time-of-Use (TOU) ou Tempo de Uso, consiste em uma estratégia avançada de gerenciamento de energia voltada à otimização dos benefícios econômicos de um sistema energético. Essa forma de controle pode ser entendida como uma arbitragem ou deslocamento temporal de energia, em que o sistema reage de maneira ativa às flutuações do preço da eletricidade ao longo do dia, determinadas pela concessionária conforme os diferentes períodos tarifários.

O objetivo principal do controle TOU é minimizar o custo total de energia consumida pelo usuário ou maximizar o lucro proveniente da geração, explorando as diferenças entre as tarifas de compra (consumo) e as tarifas de venda (injeção na rede). Para isso, as tarifas TOU dividem as 24 horas do dia em diferentes zonas de preço, normalmente classificadas em horário de pico (peak time) e horário fora de pico (off-peak time), sendo que cada período apresenta um valor distinto de tarifa de eletricidade, incentivando o consumo ou o armazenamento de energia nos momentos de menor custo.

O controle TOU faz uso de baterias para gerenciar estrategicamente o consumo, o armazenamento e a compra ou venda de energia, de acordo com as variações tarifárias ao longo do dia. Essa abordagem permite otimizar os custos e aproveitar ao máximo as diferenças entre os períodos de preço baixo e alto.

Períodos fora de pico: Durante os períodos de preço baixo (off-peak), ocorre o carregamento ou armazenamento de energia. Nessa etapa, a bateria é carregada ou a demanda é deslocada para horários de menor custo. Em sistemas com geração fotovoltaica (PV), a energia excedente gerada é prioritariamente armazenada. Alternativamente, a energia pode ser adquirida da rede pública a tarifas reduzidas e armazenada para uso posterior.

Períodos de pico: Nos períodos de preço alto (on-peak), o sistema realiza a descarga ou injeção de energia. A energia previamente armazenada é utilizada para

atender à demanda da carga local ou injetada na rede, evitando a compra de eletricidade nos momentos mais caros.

O algoritmo de controle deve respeitar as restrições físicas do sistema de armazenamento de energia a fim de garantir sua segurança e prolongar sua vida útil. O SOC da bateria deve ser mantido entre os limites mínimo (SOC_Min) e máximo (SOC_Max), evitando tanto a sobrecarga quanto a descarga profunda, sendo o valor de SOC_Min diretamente relacionado ao DOD permitido. Além disso, a potência de carga e descarga deve ser limitada à capacidade nominal do sistema, prevenindo esforços elétricos excessivos que possam comprometer o desempenho ou a integridade da bateria.

O algoritmo implementado para simulação foca nas duas etapas do modo de controle, sendo a etapa de horário de pico e horário fora de pico. Um resumo do algoritmo é exibido na Figura 15 e descrito a seguir.

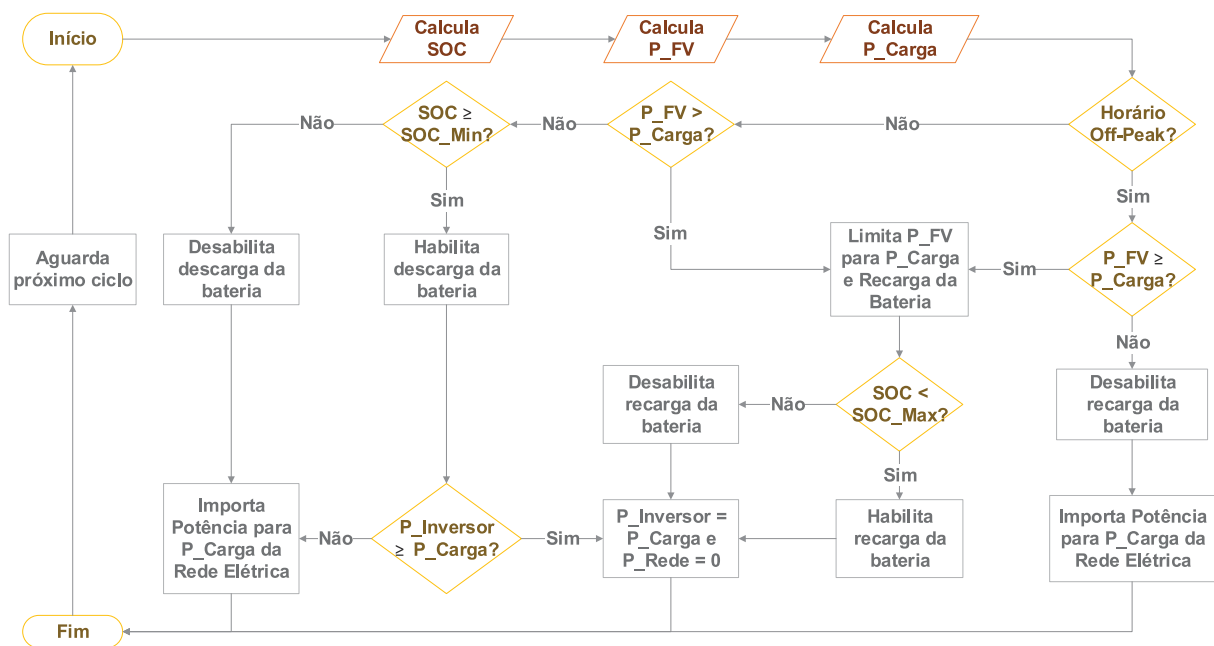


Figura 15 - Algoritmo de controle de despacho por controle tarifário.

Fonte: Autoria própria.

Quando o horário off-peak (fora de pico) é iniciado, o algoritmo prioriza o carregamento da bateria utilizando a energia fotovoltaica (P_FV) disponível. Inicialmente, são calculados o estado de carga (SOC), a potência gerada pelo sistema fotovoltaico (P_FV) e a potência demandada pela carga (P_Carga). Caso a geração fotovoltaica seja superior à demanda da carga (P_FV > P_Carga), a potência

excedente é utilizada para recarregar o sistema de armazenamento. O processo de recarga é mantido enquanto o SOC estiver abaixo do limite máximo ($SOC < SOC_Max$); caso contrário, a recarga é desabilitada para evitar sobrecarga. Se a potência gerada não for suficiente para suprir a carga ($P_FV < P_Carga$), o sistema importa energia da rede elétrica para complementar o fornecimento.

Quando o horário off-peak termina, iniciando o período de pico, o algoritmo muda de estratégia, priorizando a descarga da bateria para reduzir a dependência da rede elétrica. Após o cálculo das mesmas variáveis (SOC, P_FV e P_Carga), o sistema verifica se o SOC é maior ou igual ao limite mínimo ($SOC \geq SOC_Min$). Se essa condição for atendida, a descarga da bateria é habilitada, permitindo que o inversor forneça potência para suprir a carga ($P_Inversor \geq P_Carga$). Quando isso ocorre, a injeção de potência na rede é zerada ($P_Rede = 0$). Caso o SOC esteja abaixo do mínimo permitido, a descarga da bateria é desabilitada e a potência necessária é importada da rede elétrica, garantindo o atendimento total à carga.

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações referentes às estratégias de controle de Exportação Zero, Peak Shaving e Time of Use (TOU). O circuito de simulação foi desenvolvido conforme as especificações descritas no Capítulo 3.1, enquanto o controlador foi implementado com base nas estratégias de controle detalhadas nos Capítulos 3.2, 3.3 e 3.4. Os resultados obtidos permitem avaliar o desempenho e a eficácia de cada abordagem no gerenciamento da energia, considerando diferentes condições operacionais e objetivos de otimização do sistema.

4.1 SIMULAÇÃO DO INVERSOR HÍBRIDO FOTOVOLTAICO

Inicialmente, são analisados os resultados da simulação referentes à resposta dinâmica do inversor híbrido em suas diferentes capacidades de operação. Essa análise permite observar o comportamento do sistema frente a variações de carga, bem como as respostas do inversor às mudanças nas condições de operação, incluindo o aumento ou redução da demanda, as flutuações na geração fotovoltaica e o processo de carga e descarga da bateria.

A primeira análise refere-se à capacidade de absorção de potência de geração pelo banco de baterias, conforme ilustrado na Figura 16. O primeiro gráfico apresenta a tensão de saída do MPPT (V_{out_mppt}), conectada ao barramento CC, e a tensão da bateria (V_{Batt}). Observa-se que, à medida que o conversor MPPT injeta potência no sistema (P_{mppt}), a tensão da bateria aumenta gradualmente, acompanhando o processo de carregamento.

A partir do instante de 1 segundo, nota-se um incremento na geração fotovoltaica, com a potência subindo de aproximadamente 5 kW para cerca de 10 kW. Esse aumento de geração provoca a elevação da tensão no barramento CC e, conseqüentemente, o aumento da corrente de carga da bateria ($I_{Battery}$), indicando que o sistema está aproveitando a potência excedente para armazenamento de energia.

O terceiro gráfico mostra a evolução do estado de carga da bateria (SOC), que cresce continuamente até atingir um valor máximo próximo de 1, momento em que a bateria é considerada totalmente carregada. Nesse ponto, o controle interrompe automaticamente o fluxo de corrente para evitar sobrecarga. Esse comportamento é

confirmado pelo último gráfico, no qual a corrente da bateria (I_{Battery}) aumenta de forma progressiva durante o carregamento e cai abruptamente a zero quando o SOC máximo é alcançado, evidenciando a eficácia do controle de carga na proteção e gerenciamento do sistema de armazenamento.

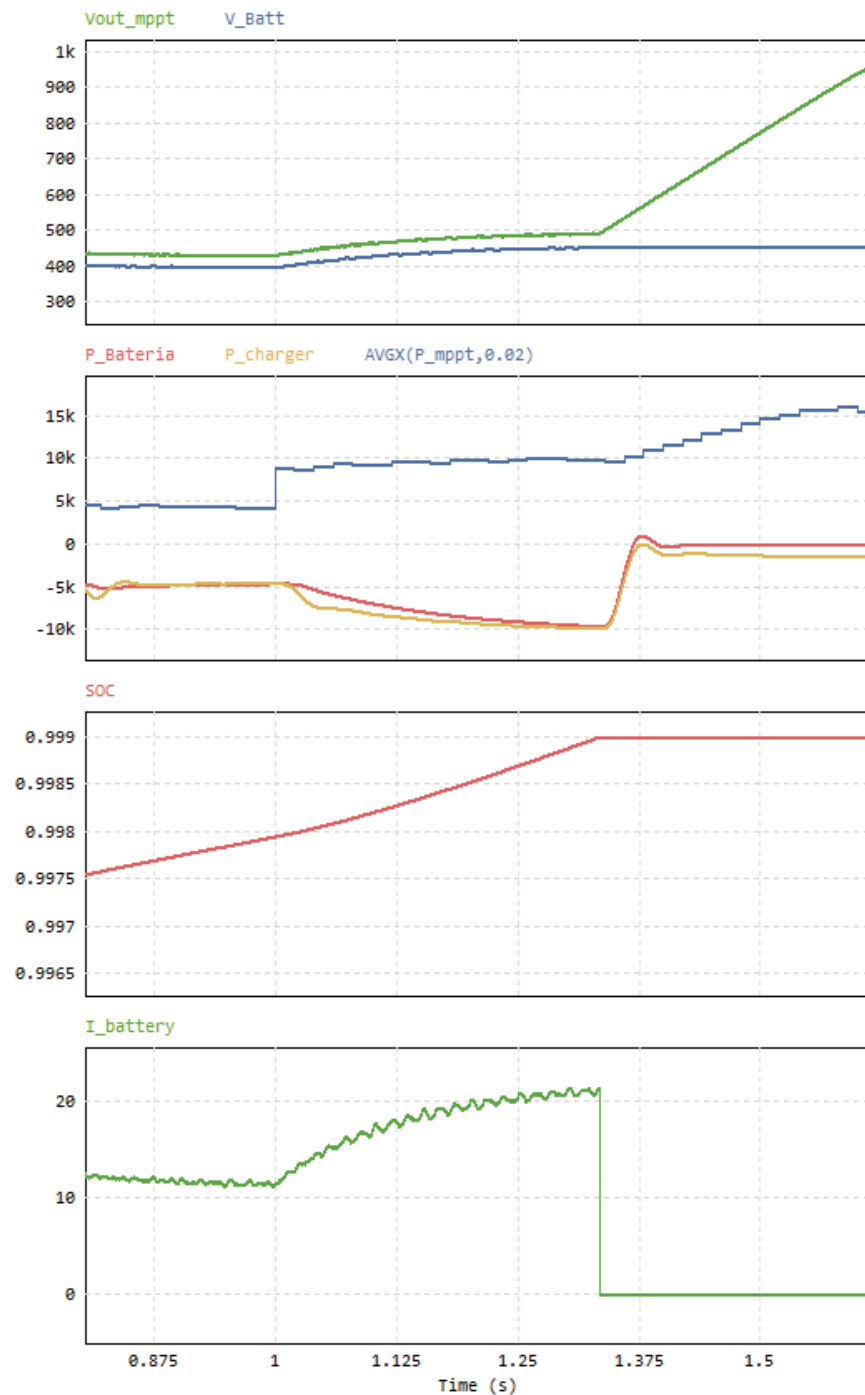


Figura 16 - Comportamento dinâmico do conversor MPPT e do sistema de armazenamento durante o processo de carregamento da bateria. São apresentadas as variações de tensão no barramento CC e na bateria ($V_{\text{out_mppt}}$ e V_{Batt}), potências geradas e absorvidas (P_{mppt} , P_{charger} e P_{bateria}), evolução do estado de carga (SOC) e corrente da bateria (I_{battery}), evidenciando o aumento da potência fotovoltaica e a atuação do controle de carga até o atingimento do SOC máximo.

Fonte: Autoria própria.

O segundo teste tem como objetivo avaliar a capacidade do controlador do inversor híbrido em identificar corretamente o momento de início e término do processo de descarga da bateria, garantindo que este ocorra apenas até o limite mínimo de carga permitido (SOC_Min). Na Figura XXX, observa-se que, no início do ensaio, o inversor mantém sua potência de saída próxima de 10 kW, proveniente integralmente da geração fotovoltaica (FV).

Em determinado instante, ocorre uma interrupção abrupta da geração FV, o que aciona a descarga da bateria para sustentar o fornecimento de energia. A partir desse momento, nota-se a redução da potência do inversor, que passa a operar em torno de 3,5 kW, valor limitado pelo nível de SOC da bateria, que se encontra próximo ao seu limite inferior. À medida que o SOC decresce e atinge SOC_Min, o controlador interrompe automaticamente a descarga, desabilitando o fluxo de corrente da bateria ($I_{battery} \rightarrow 0$) e, conseqüentemente, cessando a entrega de potência ativa pelo inversor, uma vez que não há mais fonte de energia conectada ao barramento CC.

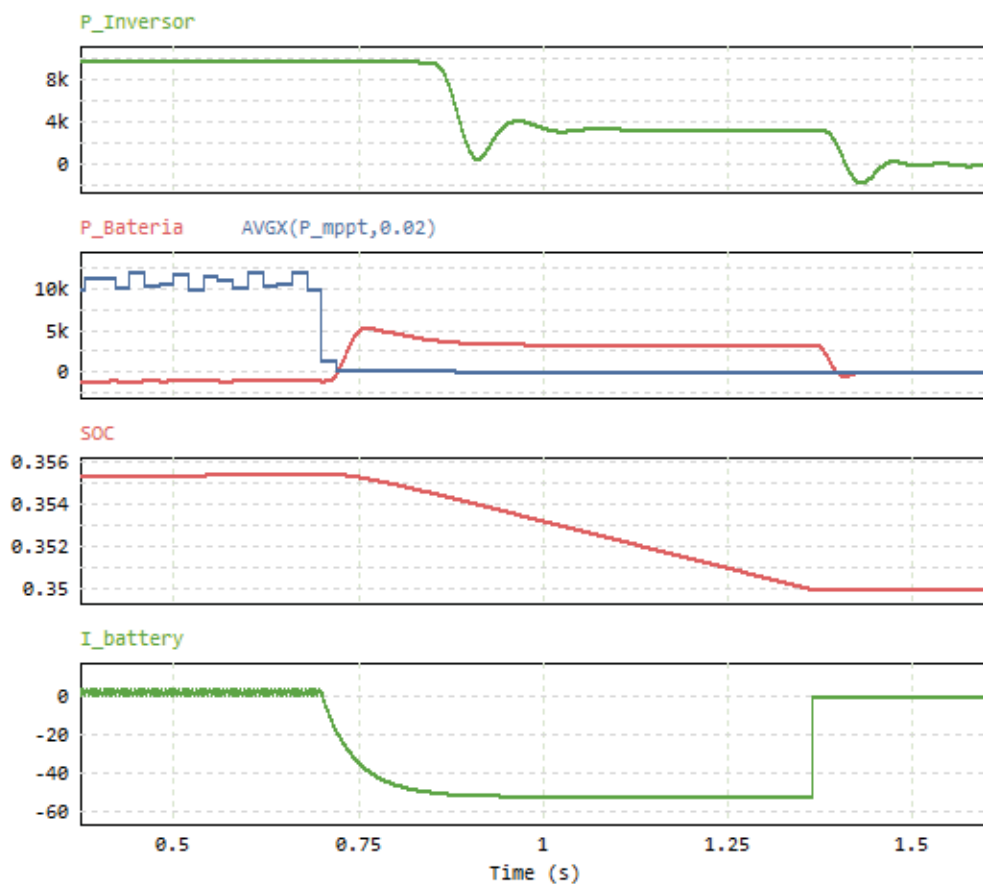


Figura 17 - Resposta dinâmica do inversor híbrido durante o teste de descarga da bateria até o limite inferior de carga (SOC_Min). Observa-se a redução progressiva da potência do inversor e da potência fornecida pela bateria após a perda da geração fotovoltaica, seguida da interrupção completa da descarga quando o SOC_Min é atingido, evidenciando a atuação do controle de proteção da bateria. Fonte: Autoria própria.

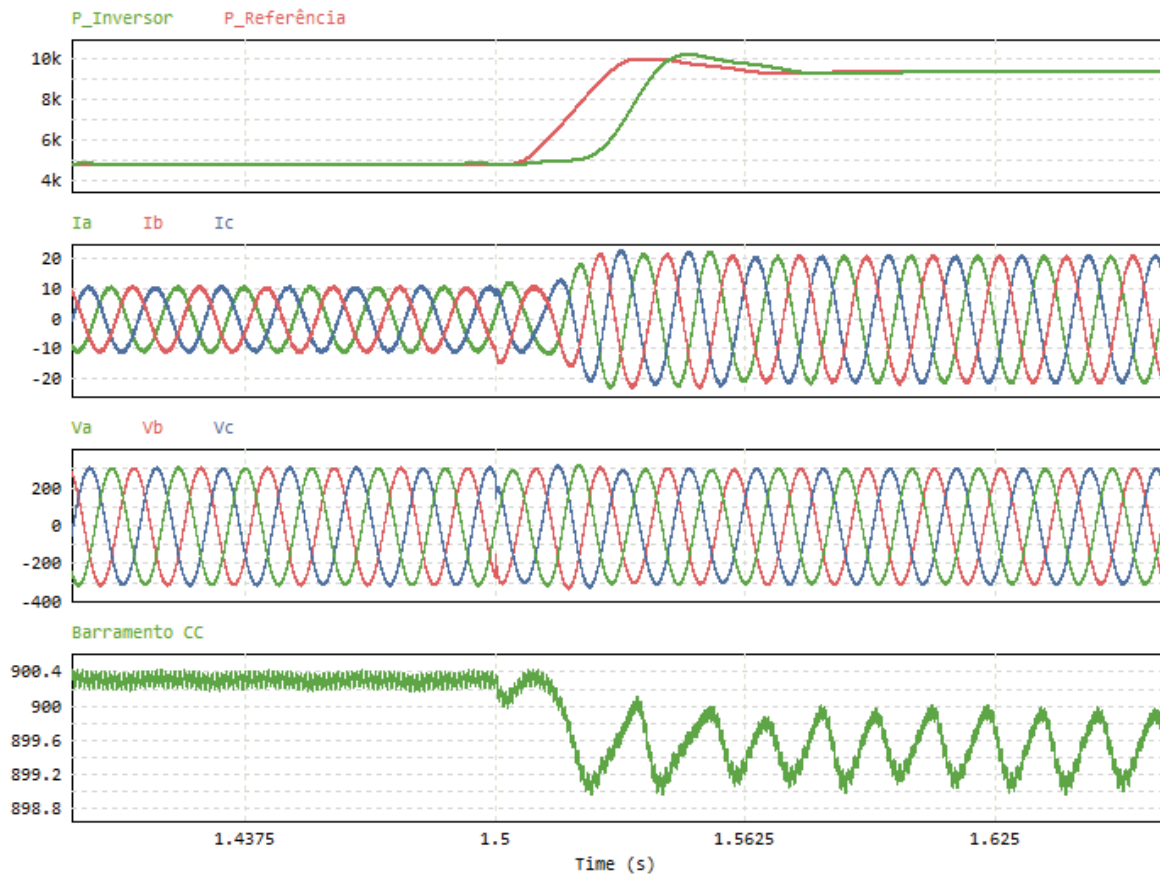


Figura 18 - Resposta dinâmica do inversor híbrido durante o despacho de potência ativa, mostrando o acompanhamento da referência de potência, correntes e tensões trifásicas equilibradas e a estabilidade do barramento CC após o transitório inicial. Fonte: Autoria própria.

O teste apresentado na Figura 18 tem como objetivo avaliar a resposta dinâmica do inversor híbrido diante de uma variação na potência de referência, verificando sua capacidade de acompanhamento e estabilidade durante o processo de despacho de potência ativa.

No início do ensaio, a potência de referência ($P_{\text{Referência}}$) alterada de 5 kW para 10 kW em uma rampa lenta, e observa-se que a potência ativa de saída do inversor (P_{Inversor}) acompanha essa variação de forma precisa, apresentando um pequeno transitório até a estabilização, o que evidencia o bom desempenho do controle de corrente e do laço de potência ativa implementados.

As formas de onda das correntes trifásicas (I_a , I_b , I_c) e tensões (V_a , V_b , V_c) permanecem equilibradas e defasadas em 120° , resultando em uma distorção harmônica total máxima de tensão de 4,28% e 19,52% para a corrente. Já o barramento CC apresenta uma leve oscilação durante o aumento da potência

demandada, retornando rapidamente ao valor nominal, o que confirma a estabilidade do sistema e a eficiência do controle de tensão do barramento.

Os resultados obtidos nas simulações demonstram que o controle implementado no inversor híbrido atende aos objetivos básicos propostos, mostrando-se eficaz na identificação dos momentos adequados para habilitar e desabilitar os processos de carga e descarga da bateria, de acordo com os limites estabelecidos de SOC_Min e SOC_Max. Além disso, o controlador executa corretamente o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), garantindo a extração ótima da energia proveniente dos módulos fotovoltaicos. Por fim, verifica-se que o sistema é capaz de despachar a potência ativa do inversor conforme a disponibilidade de geração FV ou de energia armazenada, assegurando uma operação eficiente, segura e coerente com as condições dinâmicas do sistema híbrido proposto.

4.2 RESULTADOS DO MODO DE CONTROLE "ZERO EXPORT"

A simulação demonstra a operação de um inversor solar híbrido dotado de controle de "zero exportação" (não injeção na rede), submetido a variações de geração e carga. Um teste foi elaborado buscando abranger algumas dinâmicas pertinentes para análise do controlador, sendo exibido os resultados na

Inicialmente, no intervalo de 0.5s a 1.0s, a geração fotovoltaica (P_{Solar}) é elevada e estável (aprox. 17kW), superando significativamente a demanda da carga (P_{Carga} de 5kW). O sistema prioriza o atendimento à carga e utiliza o excedente de potência (aprox. 12kW) para o carregamento da bateria, indicado pela potência de bateria (P_{Bateria}) negativa. Conforme a estratégia de "zero export", a potência drenada da rede (P_{Rede}) é mantida em 0kW.

Em 1.0s, um degrau de carga eleva o consumo para 9kW. O sistema responde prontamente, e como a geração solar ainda é excedente, a bateria apenas reduz sua taxa de carregamento (para aprox. -8kW), sem demandar suporte da rede.

O evento crítico ocorre em 1.25s, com a interrupção abrupta da geração solar ($P_{\text{Solar}} = 0\text{kW}$), simulando um anoitecer. O sistema demonstra uma transição instantânea (função UPS), onde a bateria reverte seu fluxo de potência e passa a descarregar (P_{Bateria} positiva), assumindo 100% do fornecimento da carga de 9kW. Durante esta fase, a Tensão do Barramento CC (gráfico inferior) estabiliza em um

novo patamar (aprox. 800V), refletindo a tensão de operação da bateria durante a descarga.

Em 1.5s, a carga é desconectada ($P_{\text{Carga}} = 0\text{kW}$), cessando a descarga da bateria. Subsequentemente (após 1.55s), o controlador inicia um ciclo de recarga da bateria importando energia da rede (P_{Rede} negativa), evidenciando uma estratégia de gerenciamento de estado de carga (SOC) que utiliza a rede como fonte de backup.

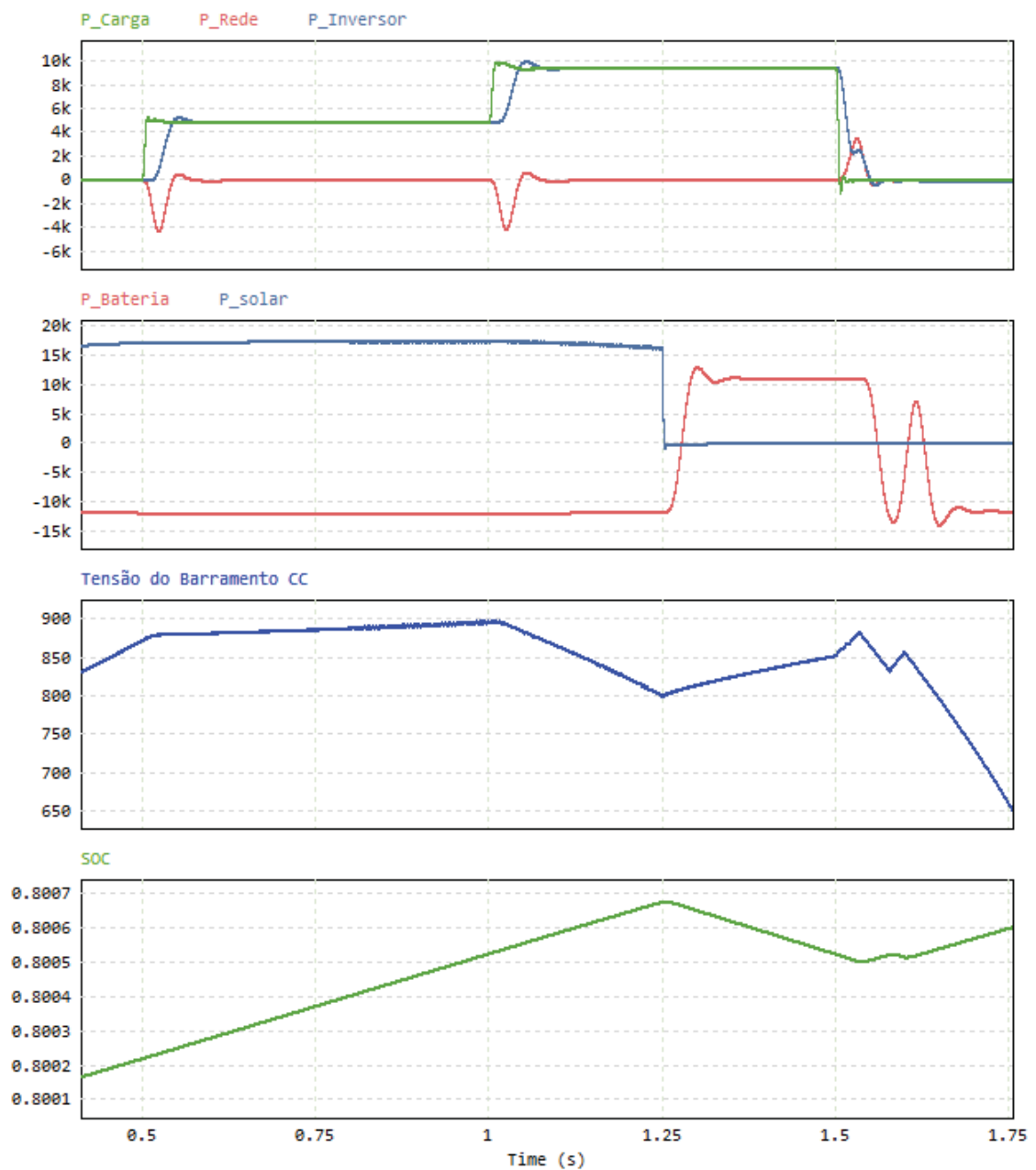


Figura 19 - Simulação do inversor híbrido fotovoltaico com controle de exportação zero, mostrando o balanceamento entre geração solar, carga e bateria, sem injeção de energia na rede. Observa-se a estabilidade do barramento CC e a variação do SOC conforme os ciclos de carga e descarga da bateria. Fonte: Autoria própria.

O sistema demonstra uma clara hierarquia de priorização, utilizando a geração fotovoltaica primariamente para o suprimento da carga e, secundariamente, para o carregamento do banco de baterias com a energia excedente. Verifica-se a conformidade estrita com a política de zero exportação, uma vez que a potência injetada na rede (P_{Rede}) é mantida nula durante os períodos de máxima geração solar.

Notavelmente, o sistema exibe uma capacidade de transição ininterrupta. Conforme observado em 1.25s, a perda abrupta da geração solar aciona uma comutação instantânea para a alimentação via bateria, garantindo a continuidade do fornecimento à carga sem perturbações.

Adicionalmente, o controlador demonstra flexibilidade ao ser capaz de importar energia da rede para a recarga da bateria. Esta funcionalidade, observada no final da simulação, sugere uma estratégia de gerenciamento do estado de carga (SoC) que pode ser ativada em condições específicas, como em horários de tarifa reduzida ou para garantir uma reserva energética.

4.3 RESULTADOS DO MODO DE CONTROLE “PEAK SHAVING”

O resultado da simulação da Figura 20 ilustra o comportamento da estratégia de "Peak Shaving" (redução de pico) configurada para um limite de demanda da rede de 7kW.

Inicialmente, no intervalo anterior a 1.0s, a carga (P_{Carga}) consome 5kW. Como este valor está abaixo do limiar de 7kW, o controle de "peak shaving" permanece inativo, com a referência de potência e a saída do inversor (P_{Inversor}) em 0kW. Conseqüentemente, a rede elétrica (P_{Rede}) supre a totalidade da demanda, importando 5kW (representado como -5kW). Durante esse período, a geração solar (P_{Solar}), em um nível elevado de 14kW, é inteiramente direcionada para o carregamento da bateria (P_{Bateria}).

Em 1.0s, ocorre um degrau de carga, elevando o consumo para 9kW e ultrapassando o limite estabelecido. O sistema de controle reage imediatamente, ativando o "peak shaving": uma Referência de Potência Ativa (gráfico 2) é gerada, e o inversor passa a injetar aproximadamente 2.5kW. Essa injeção de potência reduz a demanda sobre a rede elétrica; a rede passa a fornecer apenas 6.5kW (9kW de carga

- 2.5kW do inversor), valor que se mantém com sucesso abaixo do teto de 7kW. A geração solar passa, então, a ser dividida entre a potência injetada pelo inversor e o carregamento da bateria.

Finalmente, em 1.5s, a carga retorna ao seu valor base de 5kW. O sistema identifica que a demanda está novamente abaixo do limite e desativa a injeção de potência, com o inversor retornando a 0kW. A rede volta a suprir integralmente os 5kW da carga, e a geração solar é novamente alocada por completo para a bateria.

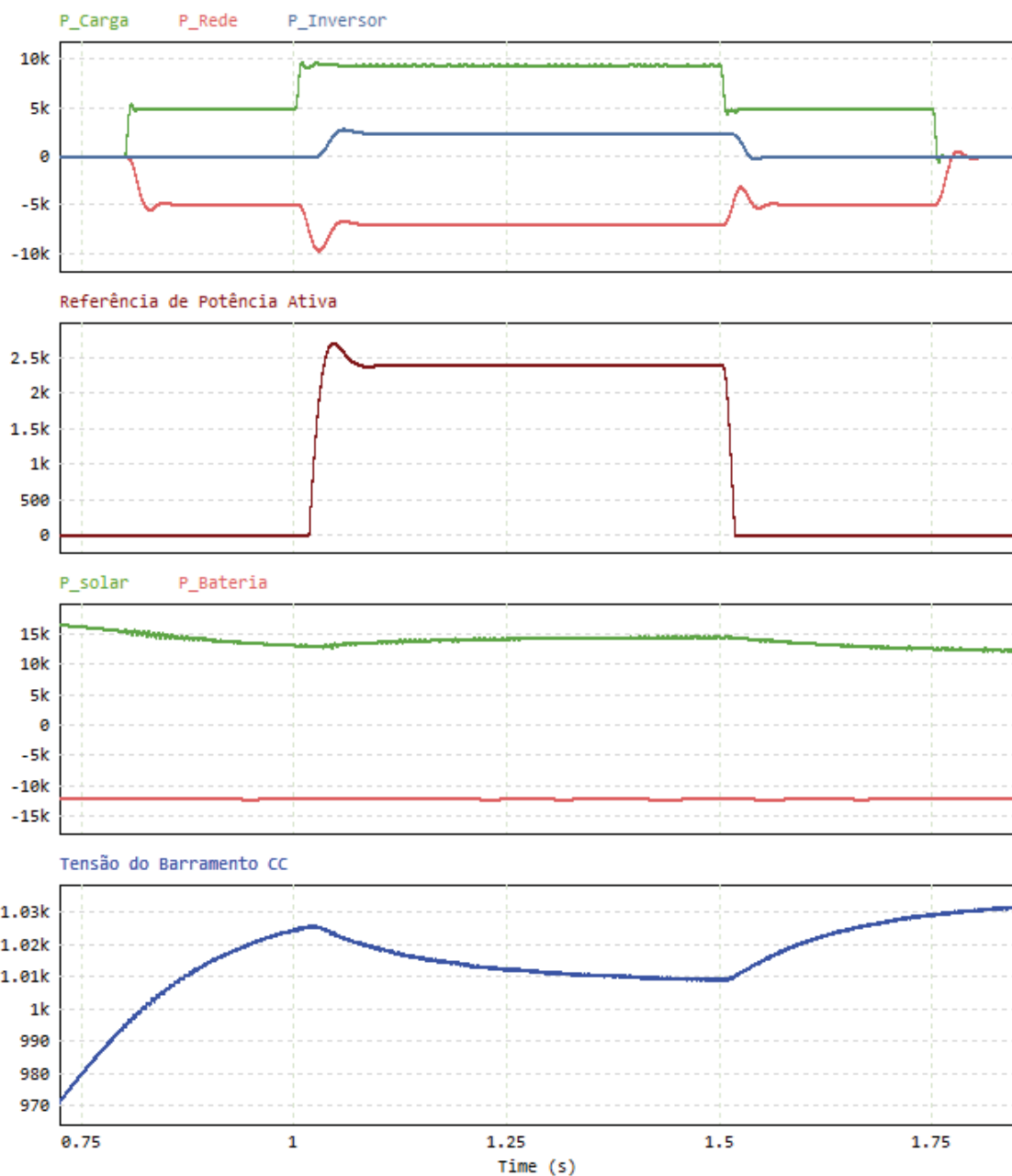


Figura 20 - Simulação de 'Peak Shaving': Resposta do inversor injetando potência ($P_{Inversor}$) para manter a demanda da rede (P_{Rede}) abaixo do limite estabelecido quando a carga (P_{Carga}) aumenta. Fonte: Autoria própria.

Os resultados da simulação validam a eficácia do controlador de "Peak Shaving", demonstrando que o objetivo proposto foi alcançado. O sistema respondeu com precisão quando a carga (9kW) ultrapassou o limiar de 7kW, ativando o inversor para injetar 2.5kW.

Esta ação limitou com sucesso a demanda da rede a 6.5kW, mantendo-a abaixo do teto estipulado. A resposta transitória, tanto na ativação quanto na desativação, foi rápida e estável, confirmando que o comportamento do controlador está em plena conformidade com o esperado para a aplicação de limitação de demanda.

4.4 RESULTADOS DO MODO DE CONTROLE "TIME-OF-USE"

A análise da simulação demonstra a execução de uma estratégia de controle "Time of Use" (ToU) dividida em dois modos operacionais. O resultado da simulação é exibido na Figura 21.

No período de 0s a 1.0s, correspondente ao modo "Fora de Pico", o sistema opera com elevada geração fotovoltaica (P_{Solar} em aproximadamente 17kW). A saída de potência do inversor (P_{Inversor} , azul) rastreia ativamente a demanda da carga (P_{Carga} , verde), fornecendo a potência exata para os degraus de 5kW e 10kW. Durante esta fase, o fluxo de potência da bateria (P_{Bateria} , azul no gráfico 2) é consistentemente negativo, indicando que a bateria está em modo de carregamento. A bateria absorve todo o excedente de potência solar não consumido pela carga; seu valor de carregamento é máximo (aproximadamente -17kW) quando a carga é nula, e diminui para aproximadamente -7kW quando a carga atinge 10kW, confirmando a priorização do autoconsumo. O SOC (Gráfico 4) apresenta uma rampa ascendente, validando o acúmulo de energia.

A partir de $t=1.0s$, inicia-se o modo "Horário de Pico", que coincide com a interrupção total da geração solar ($P_{\text{Solar}} = 0kW$). A estratégia de controle é invertida; o inversor (P_{Inversor}) continua a espelhar perfeitamente os pulsos de carga (P_{Carga}). Para suprir esta demanda sem consumir da rede, a bateria inverte seu fluxo e passa a descarregar, o que é evidenciado pelos valores positivos de P_{Bateria} . A potência de descarga da bateria (ex: 12kW) é ligeiramente superior à da carga (10kW), compensando as perdas de conversão. O SOC (Gráfico 4) reflete essa operação com uma clara rampa descendente. Notavelmente, ao final do período, após

a carga ser zerada, o controlador inicia um breve ciclo de recarga, onde a bateria (P_{Bateria}) volta a ter potência negativa, sendo alimentada por potência importada da rede (P_{Rede} negativa).

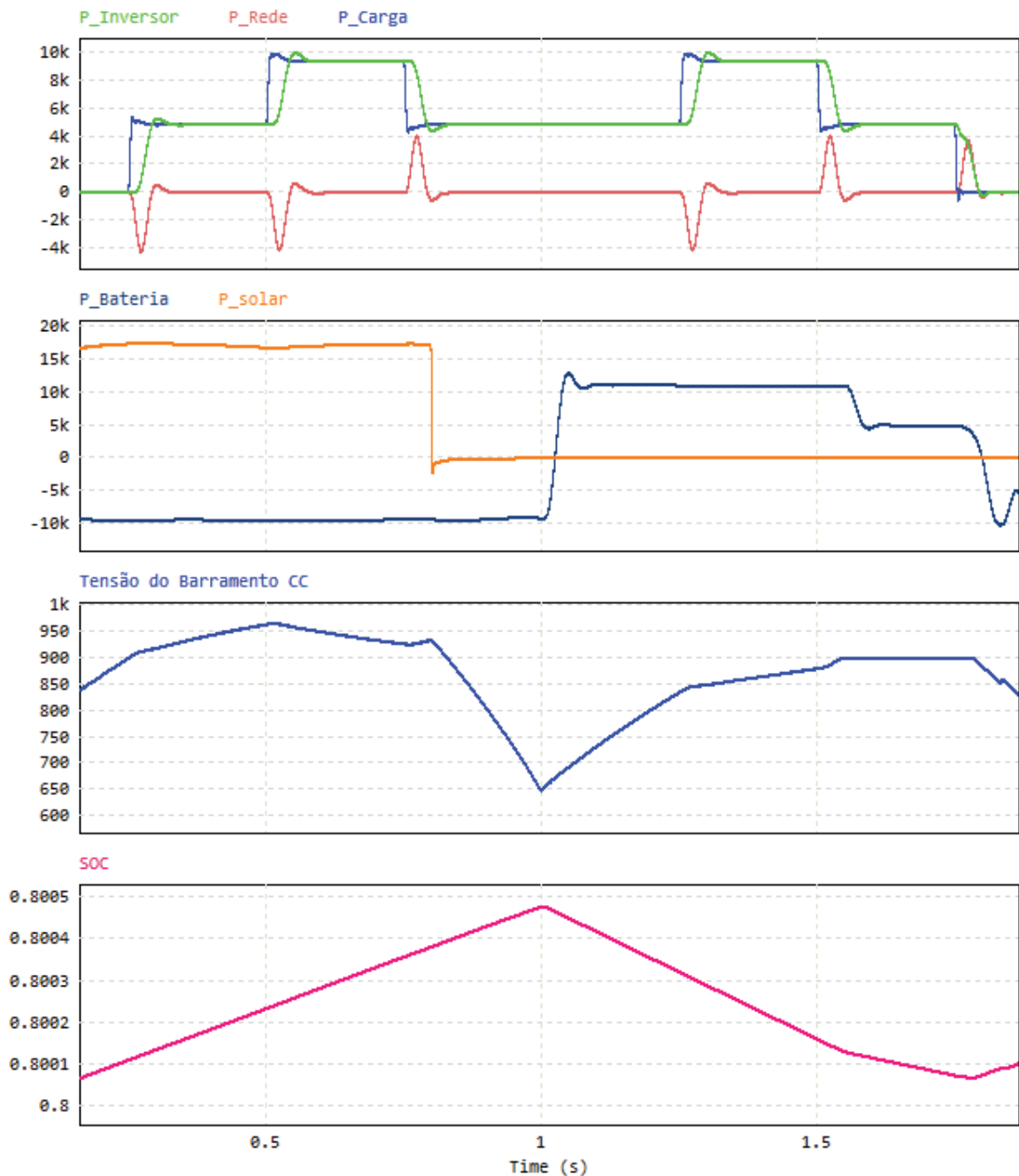


Figura 21 - Resposta do sistema ao controle 'Time of Use': Período 0-1s (Fora de Pico), onde o excedente solar carrega a bateria; Período 1-2s (Pico), onde a bateria descarrega para suprir a carga (P_{Carga}) e manter a rede (P_{Rede}) em 0kW. Fonte: Autoria própria.

Conclui-se que o controle cumpriu seu objetivo fundamental: armazenar energia quando esta era abundante, ou seja, quando havia geração solar em horário

"fora de pico", para após utilizar essa energia armazenada alimentando a carga durante o período de tarifa elevada, em horário de pico, garantindo a autonomia da rede no momento desejado.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A transição global para a eletrificação dos transportes e a expansão das Fontes Renováveis Variáveis (FRV), como a energia solar fotovoltaica (FV), convergiram para uma problemática central: o dilema do fim da vida útil das baterias de veículos elétricos (VEs) e a necessidade urgente de soluções de armazenamento de energia para mitigar a intermitência da geração solar. A revisão de literatura confirmou que o conceito de Baterias de Segunda Vida (B2V) emerge como uma alternativa estratégica e promissora, alinhada aos princípios da economia circular, ao reaproveitar células que, embora inadequadas para a alta demanda veicular, retêm de 70% a 80% de sua capacidade inicial, tornando-as aptas para aplicações estacionárias em sistemas FV híbridos.

A viabilidade dessa integração depende de inversores híbridos e estratégias de controle avançadas. Foram analisados três modos operacionais principais: (1) Grid-Zero (Zero Export), focado no autoconsumo e armazenamento para evitar o corte de geração (curtailment) e maximizar a autossuficiência; (2) Peak Shaving, que utiliza B2V para reduzir picos de demanda (kW), otimizando custos de demanda contratada; e (3) Time-of-Use (ToU), que foca na arbitragem de energia (kWh) carregando em horários de tarifa baixa e descarregando em horários de pico, com viabilidade comercial já demonstrada. A utilização de B2V como fonte de armazenamento em sistemas solares híbridos é suportada por um tripé de vantagens: viabilidade técnica, econômica e ambiental.

Do ponto de vista técnico, a capacidade residual de 70% a 80% das baterias de VEs é mais do que suficiente para as aplicações estacionárias menos intensivas. No entanto, o processo de reaproveitamento enfrenta desafios logísticos e técnicos, como o alto custo de desmontagem (podendo variar de \$34 a \$80 por kWh de capacidade original) e a necessidade de caracterização detalhada do Estado de Saúde (SoH). A heterogeneidade crescente entre células envelhecidas e a falta de padronização dos designs de baterias de VEs representam os principais entraves à escalabilidade industrial, dificultando o processo de refabricação e aumentando os custos iniciais, especialmente na reconfiguração ao nível de módulo ou célula.

A viabilidade econômico-financeira é robusta, apesar dos desafios técnicos. A motivação primária para a reutilização é aumentar o valor de salvamento das baterias, reduzindo o custo inicial dos VEs. Estudos de otimização tecno-econômica em

microgrids, utilizando ferramentas como HOMER-Pro (Bhatt et al., 2022), confirmaram a vantagem das B2V, resultando em uma redução de até 36% no Custo Presente Líquido (CPL) e 35% no Custo Nivelado de Energia (CNE), reforçando o potencial competitivo destas soluções frente a baterias de íons de lítio novas. O sucesso de projetos comerciais como o xStorage, que oferece unidades de B2V com preços competitivos (a partir de 3.500 euros), valida a aceitação mercadológica da solução.

Finalmente, sob o prisma da sustentabilidade, o benefício ambiental da reutilização é inquestionável, pois adia a necessidade de fabricação de novas baterias e reduz a demanda por materiais primários. A substituição de baterias de chumbo-ácido (PbA) ou a evitação da fabricação de novas baterias de Lítio-Manganês-Óxido/Níquel-Manganês-Cobalto (LMO/NMC) por B2V acarreta ganhos ambientais significativos em sistemas FV residenciais. Em ambientes isolados (off-grid), onde a energia é frequentemente suprida por geradores a diesel, a adoção de B2V pode reduzir o impacto anual do sistema entre 30% e 40%.

Em suma, a literatura converge para a conclusão de que as B2V são um recurso tecnologicamente viável e ambientalmente superior para o armazenamento de energia em sistemas FV híbridos, oferecendo uma ponte entre o desenvolvimento da eletromobilidade e a estabilização da rede elétrica. Embora os obstáculos de padronização e o custo de recondicionamento exijam otimização contínua, os benefícios econômicos demonstrados em microgrids otimizadas, combinados à capacidade dos inversores híbridos de integrar múltiplas estratégias de controle (Zero Export, Peak Shaving, ToU), posicionam o reaproveitamento de B2V como um pilar fundamental e estratégico para a consolidação da transição energética global.

A análise conclusiva da metodologia e dos resultados valida a viabilidade técnica da integração de Baterias de Segunda Vida (B2V) em sistemas fotovoltaicos (FV) híbridos. A metodologia de simulação, baseada no software PSIM®, demonstrou-se robusta, notadamente pela modelagem realista das B2V, que incluiu a capacidade residual (80%) e limites de Estado de Carga (SoC) restritivos (15-65%) para a proteção da vida útil.

A avaliação do desempenho confirmou que as três estratégias de controle de despacho de potência implementadas atenderam plenamente às expectativas técnicas. O controle Zero Export demonstrou conformidade regulatória estrita, mantendo a injeção na rede nula ($P_{\text{Rede}} = 0\text{kW}$) e otimizando o armazenamento do excedente solar, além de validar uma função crítica de UPS na transição para a

bateria. A estratégia de Peak Shaving operou com precisão, limitando a demanda da rede abaixo do teto de 7kW ao injetar 2,5kW da bateria para suprir um pico de carga de 9kW. Por fim, o controle Time-of-Use (ToU) executou a arbitragem de energia com sucesso, acumulando energia no período "Fora-Pico" e utilizando a bateria para suprir 100% da demanda no período de "Pico", garantindo a autonomia da rede ($P_{\text{Rede}} = 0\text{kW}$) no momento de maior custo.

Em síntese, o trabalho demonstrou que as estratégias de controle atuaram de forma precisa, estável e eficaz em todos os cenários. Conclui-se que a aplicação de B2V, gerenciadas por inversores híbridos, constitui uma solução tecnológica madura e estratégica para a gestão de energia em cenários de transição energética.

Por fim, como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a expansão da análise para além da viabilidade técnica aqui demonstrada. Sugere-se o aprofundamento das estratégias de controle para incluir o particionamento de cargas críticas e a avaliação da contribuição das B2V em serviços ancilares, como a estabilidade de tensão (LVRT/HVRT), além da otimização da combinação de múltiplos serviços (stacking) para maximizar a receita.

Em outra frente, propõe-se uma avaliação tecno-econômica robusta, utilizando ferramentas como o HOMER-Pro, para quantificar o Custo Nivelado de Energia (CNE) e o Custo Presente Líquido (CPL) da solução B2V em comparação com baterias novas. Esta análise deve ser complementada pela modelagem da degradação (SoH) a longo prazo, avaliando o impacto que as estratégias de despacho (Zero Export, Peak Shaving, ToU) exercem sobre a ciclagem e a vida útil remanescente das baterias.

Por fim, visando superar as barreiras de implementação, sugere-se a investigação de algoritmos de balanceamento avançados para mitigar a heterogeneidade das células de B2V e a realização de uma análise de custos de recondicionamento focada no contexto logístico nacional, visando a escalabilidade da solução.

REFERÊNCIAS

- ALRAMLAWI, Mansour et al. **Optimal operation of pv-battery-diesel microgrid for industrial loads under grid blackouts**. In: 2018 IEEE international conference on environment and electrical engineering and 2018 IEEE industrial and commercial power systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe). IEEE, 2018. p. 1-5.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Painéis de Geração Distribuída**. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: . Acesso em: 07 set. 2025.
- AGUILAR LOPEZ, Fernando et al. **On the potential of vehicle-to-grid and second-life batteries to provide energy and material security**. Nature Communications, v. 15, n. 1, p. 4179, 2024.
- BHATT, Ankit et al. **Optimal techno-economic feasibility study of net-zero carbon emission microgrid integrating second-life battery energy storage system**. energy conversion and management, v. 266, p. 115825, 2022.
- BOBBA, Silvia et al. **Sustainability assessment of second life application of automotive batteries (saslab)**. JRC Exploratory Research (2016-2017), Final report, 2018.
- BÖHM, Ralf; REHTANZ, Christian; FRANKE, Jörg. **Inverter-based hybrid compensation systems contributing to grid stabilization in medium voltage distribution networks with decentralized, renewable generation**. Electrical Engineering, v. 98, n. 4, p. 355-362, 2016.
- BUNJONGJIT, Sulee et al. **Analysis of grid-connected photovoltaic system using psim**. In: 2017 2nd International Conference Sustainable and Renewable Energy Engineering (ICSREE). IEEE, 2017. p. 112-115.
- DIAZ-GONZALEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O. **Energy Storage in Power Systems**. 1. ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2012.
- ELECTRIC VEHICLE DATABASE. **BYD Dolphin Surf 43.2 kWh Comfort (2025): price and specifications**. Disponível em: <https://ev-database.org/car/2097/BYD-Dolphin-Surf-432-kWh-Comfort>. Acesso em: 30 out. 2025.
- ELLEN MACARTHUR FOUNDATION. **Circular Economy in Cities**. Cowes, UK: Ellen MacArthur Foundation, 2019.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2025: ano base 2024: relatório final**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. 320 p.
- FERREIRA, Summer Kamal Rhodes et al. **Protocol for uniformly measuring and expressing the performance of energy storage systems**. Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States); Pacific Northwest National Laboratory,, Richland, WA, 2013.

GUERRERO, Josep M. et al. **Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization.** IEEE Transactions on industrial electronics, v. 58, n. 1, p. 158-172, 2010.

HANDOKO, Susatyo; FACTA, Mochammad; SUKMADI, Tejo. **Simulation of Single-Phase on-Grid Photovoltaic Inverter for Power Injection and Active Power Filter.** International Journal on Advanced Science, Engineering and Information Technology, v. 13, n. 1, p. 211-217, 2023.

HAMZA, M.; ALSAADANI, S.; FAHMY, M. **Exploring the potential of nearly zero energy retrofitting for generic office buildings in Cairo, Egypt.** Energy Reports, v. 8, p. 116-122, 2022.

HOSSAIN, E.; MURTAZA, D.; BATOOL, M.; et al. **A comprehensive review on second-life batteries: Current state, manufacturing challenges, and future outlook.** Journal of Energy Storage, v. 25, 100837, 2019.

IGLESIAS, Caroline; VILAÇA, Phillipe. **On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides.** Energy Policy, v. 167, p. 113091, 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Global EV Outlook 2024.** Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>. Acesso em: 07 set. 2025.

KUMAR, Piyush; MALIK, Nitin; GARG, Anjali. **Comparative analysis of solar-battery storage sizing in net metering and zero export systems.** Energy for Sustainable Development, v. 69, p. 41-50, 2022.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. **Defining control strategies for microgrids islanded operation.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 2, p. 916–924, 2007.

LUND, Henrik; MATHIESEN, Brian Vad. **Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050.** Energy, v. 34, n. 5, p. 524-531, 2009.

MARTINEZ-LASERNA, Egoitz et al. **Battery second life: Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 93, p. 701-718, 2018.

MERABET, Adel et al. **Robust feedback linearizing control with sliding mode compensation for a grid-connected photovoltaic inverter system under unbalanced grid voltages.** IEEE Journal of Photovoltaics, v. 7, n. 3, p. 828-838, 2017.

MONTES, Tomas et al. **Procedure for assessing the suitability of battery second life applications after EV first life.** Batteries, v. 8, n. 9, p. 122, 2022.

NABAVI, Seyed MH; MEEK, Lindsay; ABSHAR, Masoud. **Dynamic performance response evaluation of solar gate: Zero export injection equipment for photovoltaic power generation systems.** In: 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). IEEE, 2014. p. 1-5.

NEUBAUER, J.; PESARAN, A. **The ability of battery second-use strategies to impact plug-in electric vehicle prices and solve battery disposal problems.** In: *Journal of Power Sources*, v. 196, n. 23, p. 10351–10358, 2011.

OLSSON, L.; LAFFINEUR, L.; RICKE, M.; et al. **Techno-economic assessment of stationary energy storage technologies for grid applications based on second-life electric vehicle batteries.** *Journal of Energy Storage*, v. 17, p. 74-86, 2018.

SILVA, A. C. R.; PEREIRA, B. L. **Análise do impacto econômico da Lei 14.300/2022 na viabilidade de projetos de micro e minigeração distribuída no Brasil.** *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 14, n. 1, p. 88-99, 2023.

SYED, Moiz Masood; HANSEN, Paula; MORRISON, Gregory M. **Performance of a shared solar and battery storage system in an Australian apartment building.** *Energy and buildings*, v. 225, p. 110321, 2020.

SAMERCHUR, S. et al. **Power control of single-phase voltage source inverter for grid-connected photovoltaic systems.** In: 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. IEEE, 2011. p. 1-6.

SILVA, Igleyce Kelly Alves da. **Modelagem de controle do inversor para geração distribuída em DigSILENT PowerFactory® para análise de redes elétricas.** 2019. 80 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Paraíba, Centro de Energias Alternativas e Renováveis, João Pessoa, 2019.

TANKOU, Alexander; BIEKER, Georg; HALL, Dale. **Scaling up reuse and recycling of electric vehicle batteries: Assessing challenges and policy approaches.** In: *Proc. ICCT*. 2023. p. 1-138.

TEIXEIRA, Lucas Saraiva. **Modelling lithium-ion battery degradation for second life stationary applications.** 2024. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Belo Horizonte, 2024.

TRINA SOLAR. **Ficha técnica: módulo fotovoltaico Vertex TSM-DEG19C.20 (550 W).** Changzhou, China: Trina Solar Ltda., 2021. Disponível em: <https://www.trinasolar.com>. Acesso em: 25 out. 2025.

VANDOORN, T. L. et al. **Automatic power-sharing modification of P/V droop controllers in low-voltage microgrids.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 2, p. 821–829, 2013.

ZHANG, S.; TANG, Y. **Optimal schedule of grid-connected residential PV generation systems with battery storages under time-of-use and step tariffs.** *Journal of Energy Storage*, v. 23, p. 175-182, 2019.

ZHAO, H. et al. **Review of energy storage system for wind power integration support.** *Applied Energy*, v. 137, p. 545–553, 2015.

ZHU, Juner et al. **End-of-life or second-life options for retired electric vehicle batteries.** Cell Reports Physical Science, v. 2, n. 8, 2021.