

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ESTRATÉGIAS DE
CONTROLE PARA SUAVIZAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

VALENTIN NICOLAS SILVERA DIAZ

FOZ DO IGUAÇU

2019

Valentin Nicolas Silvera Diaz

**Avaliação de Desempenho das Estratégias de Controle para
Suavização da Potência Ativa de Sistemas Fotovoltaicos com
Armazenamento de Energia**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Oswaldo Hideo Ando Junior

Foz do Iguaçu
2019

Diaz, Valentin Nicolas

Avaliação de desempenho das estratégias de controle para suavização da potência ativa de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia / Valentin Nicolas Diaz; orientador(a), Oswaldo Hideo Ando Junior, 2019. 105 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2019.

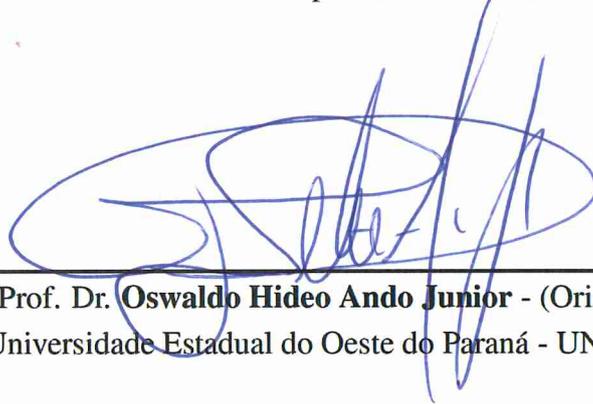
1. Sistema Fotovoltaicos Conectadas à Rede. 2. Suavização de Potência. 3. Armazenamento de Energia. I. Ando Junior, Oswaldo Hideo . II. Título.

Avaliação de Desempenho das Estratégias de Controle para Suavização da Potência Ativa de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento de Energia

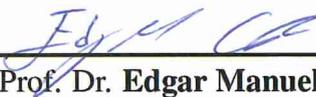
Valentin Nicolas Silvera Diaz

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:

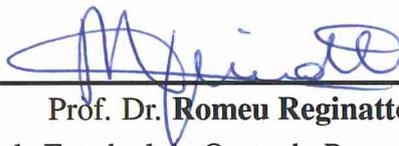
Data da defesa pública: 30/08/2019.



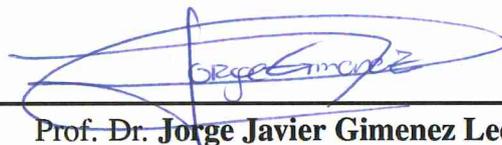
Prof. Dr. **Oswaldo Hideo Ando Junior** - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreno Franco**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Romeu Reginatto**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Jorge Javier Gimenez Ledesma**
Universidade Federal da Integração Latino-Americana - UNILA

Resumo

Os recentes avanços tecnológicos das células fotovoltaicas e da eletrônica de potência envolvida colocaram a energia solar fotovoltaica em uma posição de destaque, sendo esta ainda uma geração de energia limpa e economicamente competitiva com potencial de expansão de mercado. No entanto, a geração fotovoltaica depende da disponibilidade do recurso solar, sendo diretamente influenciada pela variação da irradiância devido à presença de nuvens sobre o painel fotovoltaico, causando uma variação da potência ativa gerada. À medida que aumenta a participação de energia solar fotovoltaica na rede elétrica, essas flutuações podem afetar a qualidade da energia e a confiabilidade do sistema. Logo, a utilização de sistemas de armazenamento de energia por bateria, em conjunto com o FV, se apresenta como uma solução tecnicamente viável para mitigar essas flutuações de potência dentro do limite de rampa máxima. Diante do exposto, esta dissertação apresenta os resultados da análise de desempenho de três estratégias de controle extraídas da literatura. Para fins de análise de desempenho, utilizam-se critérios como capacidade de energia e potência máxima requerida pelo sistema de armazenamento. Adicionalmente, é estimada a degradação da bateria por dois modelos: o amplamente difundido e utilizado na literatura para aplicações de mitigação da variação de potência fotovoltaica, o (i) modelo orientado a evento, e (ii) o modelo carga ponderada com equações semiempíricas com maior abrangência nos fatores de estresses considerados. Para realização da validação das estratégias, utilizam-se dados reais do sistema fotovoltaico de 1 kWp da estação solarimétrica instalada na Uniãoeste (Foz do Iguaçu/PR) para alimentar um modelo de planta fotovoltaica e criar perfis de potência para diferentes capacidades instaladas de sistemas fotovoltaicos. Como resultado, obteve-se que a relação entre os requisitos da bateria, potência e capacidade, é inversamente proporcional ao tamanho dos sistemas fotovoltaicos e a máxima rampa de flutuação permitida. Ainda, de acordo com as análises realizadas, determina-se qual das estratégias avaliadas tem melhor desempenho para cada quesito comparado. Adicionalmente, a comparação entre modelos de degradação mostrou uma diferença de, no mínimo, 17% da degradação estimada entre eles, sendo que o valor estimado pelo modelo orientado a evento mostra sempre uma degradação menor.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaicos Conectadas à Rede; Suavização de Potência; Estratégias de Controle; Dimensionamento de Armazenamento de Energia.

Abstract

Recent technological advances in photovoltaic cells and the involved power electronics have placed photovoltaic solar energy in a prominent position, while still being a clean and economically competitive power generation with market expansion potential. However, photovoltaic generation depends on solar resource availability being directly influenced by irradiance variation due to the presence of clouds under the photovoltaic panel causing a variation of the active power generation. As the share of photovoltaic solar energy in the power grid increases, these fluctuations may affect power quality and system reliability. Therefore, the use of battery energy storage systems (BESS), together with PV, is a technical viable solution to mitigate these power fluctuations below the maximum allowable. Given the above, this dissertation presents the results of the performance analysis of three different smoothing strategies reviewed from the literature. For the performance analysis purposes criteria, such as the storage capacity and the maximum power required by the storage system are used. Additionally, two models estimate battery degradation. The diffused one used in the literature for photovoltaic power smoothing applications: the (i) event-oriented model, and (ii) the semi-empirical equation-weighted load model greater coverage of the stress factors considered. For the validation of the strategies, real PV production data from 1 kWp photovoltaic system and the solarimetric station where installed at Unioeste (Foz do Iguaçu / PR) and where used to feed a photovoltaic plant model and create power profiles for different installed capacity of photovoltaic systems. As a result, simulations shows that, it was found that the relationship between battery requirements, power and capacities is inversely proportional to the size of photovoltaic systems and the maximum allowable fluctuation ramp. Also, according to the analyzes performed it is determined which of the evaluated strategies has the best performance for each compared item. Additionally, the comparison between degradation models has show a difference of at least 17% from the estimated degradation between them, and the value estimated by the event-oriented model always has a smaller degradation.

Keywords: Grid-connected Photovoltaic Plants; Power Fluctuations Smoothing; Control Strategies; Energy Storage Sizing.

Agradecimentos

Agradeço a meu orientador Oswaldo Hideo Ando Junior pelo apoio dado, independente do dia e o horário (de preferência sábado e domingo depois de 22h). Gostaria de agradecer a Vania, Miel e minha mãe Raquel por me dar todo suporte ao seu alcance.

Agradeço a todos que se sentem parte desse processo.

Por fim, agradeço à Unioeste e ao PGEEC pela oportunidade de aperfeiçoamento acadêmico e pessoal.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Símbolos	xv
Lista de Siglas e Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Justificativa	2
1.2 Contribuição da pesquisa	4
1.3 Objetivo e Objetivo Específicos	4
1.4 Organização do Trabalho	5
2 Contextualização e Estado da Arte	7
2.1 Flutuação da Geração FV	7
2.2 Normativas Regulatórias Associadas à Flutuação de Potências de SFV	9
2.3 Sistema de Armazenamento de Energia Aplicados a Suavização da Potência em SFV	11
2.4 Estado da Arte	15
2.4.1 Média Móvel	16
2.4.2 Filtros	18
2.4.3 <i>Ramp-rate</i>	19
2.4.4 Degradação da Bateria	23
3 Metodologia	27
4 Estratégias de Controle	31
4.1 Modelo do SFV	31
4.1.1 Validação do Modelo	32
4.2 Cálculo dos Requisitos Mínimos da Bateria	35
4.3 Estratégia 1: Limitação de Potência no Inversor	36

4.3.1	Modelo Base	36
4.3.2	Melhora da Estratégia 1: Implementação de função histerese	39
4.4	Estratégia 2: Média Móvel Exponencial Modificada	40
4.4.1	Modelo Base	40
4.4.2	Melhora da Estrategia 2: implementação de controle de carga	43
4.5	Estratégia 3: <i>Step-rate</i>	44
4.6	<i>Rainflow Counting</i> e Estimativa de Degradação do BESS	46
4.7	Open SimSES	48
5	Análise Comparativa e Discussão dos Resultados	51
5.1	Análise de Curto Prazo	51
5.2	Análise de Longo Prazo	55
5.3	Ciclos e Degradação do BESS	60
6	Conclusão	67
	Referências Bibliográficas	71
A	Processo Completo de Análise de Literatura - ProKnow-C	77
B	Quadro Resumo do portfólio bibliográficos sobre Controle por Média Móvel	81
C	Quadro resumo dos artigos do portfólio bibliográficos sobre Controle <i>Taxa de Rampa</i>	83

Lista de Figuras

Figura 2.1:	Geração FV para três dia diferentes.	8
Figura 2.2:	Relação da flutuação de potência	9
Figura 2.3:	Classificação tecnológica de sistemas de armazenamento de energia.	12
Figura 2.4:	Artigos revisados com base na fonte usada para suavização da potência de SFV.	14
Figura 2.5:	Suavização de potência com armazenamento de energia.	14
Figura 2.6:	Esquema de FV com BESS para suavização de potência	15
Figura 2.7:	Classificação dos métodos de suavização de potência ativa.	16
Figura 2.8:	Contagem de ciclos pelo método <i>Rainflow</i>	25
Figura 3.1:	Fluxograma geral do trabalho.	28
Figura 4.1:	Potência medida, modelada e irradiância para o dia 19/01/2019 desde as 9h até 16h.	33
Figura 4.2:	Potência medida, irradiância e modelo com correção pela temperatura para o dia 19/01/2019 desde as 9h até 16h.	33
Figura 4.3:	Frequência de flutuação de potência ao longo dos 76 dias calculada com $\Delta t = 60$ s	35
Figura 4.4:	Diagrama de bloco da Estratégia 1.	37
Figura 4.5:	Operação da Estratégia 1.	39
Figura 4.6:	Taxa de rampa para a Estratégia 1.	39
Figura 4.7:	Função histerese para iniciar o processo de recuperação do SoC.	40
Figura 4.8:	Operação da Estratégia 2.	42
Figura 4.9:	Evolução de E_{bat} com e sem controle de SoC.	43
Figura 4.10:	Fluxograma da Estratégia 3	44
Figura 4.11:	Simulação de potência injetada na rede considerando estratégia escalonado para o SFV de 1 kWp	45
Figura 4.12:	Diagrama de bloco da Estratégia 3	45
Figura 4.13:	Algoritmo <i>Rainflow Counting</i>	46
Figura 4.14:	Ilustração do algoritmo de contagem <i>Rainflow Counting</i>	47
Figura 4.15:	Número de ciclos versus DoD	48
Figura 4.16:	Estrutura do SimSES e blocos funcionais	50
Figura 5.1:	Análise de curto prazo: Estratégia 1	52

Figura 5.2:	Análise de curto prazo: Estratégia 2	53
Figura 5.3:	Análise de curto prazo: Estratégia 3	54
Figura 5.4:	$P_{bat, max}$ normalizado como função de r_{max} para os diferentes tamanhos de SFV estudados	56
Figura 5.5:	C_{bat} normalizado como função de r_{max} para os diferentes tamanhos de SFV estudados	57
Figura 5.6:	Perdas por limitação do inverso na Estratégia 1 relativas a produção total do SFV.	58
Figura 5.7:	Distribuição de frequência de uso do BESS para o SFV de 1 MWp.	60
Figura 5.8:	Número de ciclos observados em uma determinada profundidade de descarga (DoD) para o SVF de 1 kWp	61
Figura 5.9:	Degradação do BESS para os 76 dias avaliados	63
Figura 5.10:	Relação de degradação total entre estratégia 1 e 3, assumindo que a Estratégia 1 funciona com o C_{bat} requerido pela Estratégia 3.	64
Figura A.1:	Passo a passo da implementação da Metodologia ProKnow-C	79
Figura A.2:	Relevância dos periódicos no Portfólio Bibliográfico.	79
Figura A.3:	Relevância dos artigos no Portfólio Bibliográfico.	80
Figura A.4:	Autores com maior participação no Portfólio Bibliográfico.	80

Lista de Tabelas

Tabela 1.1:	Projeção de participação de energia renovável na produção de eletricidade em cenários globais até 2040.	1
Tabela 2.1:	Requisito de rampa máxima r_{max} de potência ativa para diferentes países. . .	11
Tabela 2.2:	Comparação entre as tecnologias SAE quanto principais características. . .	13
Tabela 2.3:	Demonstrativo das palavras-chaves utilizadas para realizar a busca.	16
Tabela 2.4:	Comparação entre diferentes modelos de degradação de baterias	24
Tabela 3.1:	Quadro resumo dos casos avaliados via simulação.	29
Tabela 4.1:	Media e desvio padrão da diferença da rampa extrema diária e rampa instantânea entre o modelo SFV e real para os 76 dias a serem analisados . . .	34
Tabela 4.2:	Característica dos SFVs modelados	34
Tabela 4.3:	Modos de operação da Estratégia 1.	38
Tabela 5.1:	Resultados para o dia 1 avaliado.	55
Tabela 5.2:	Taxa de carga e descarga máxima em regime contínuo para sistemas de baterias comerciais.	58
Tabela 5.3:	TD e TC máximo para a Estratégia 1 e Estratégia 3 para $r_{max} = 2\%/min$ e $r_{max} = 10\%/min$	59
Tabela 5.4:	Comparação de degradação para diferentes modelos.	64
Tabela 5.5:	Ação de $E_{bat,ref}$ na Estratégia 1 usando o modelo de degradação do SimSES.	65
Tabela B.1:	Quadro Resumo do portfólio bibliográficos sobre Controle por Média Móvel.	82
Tabela C.1:	Quadro resumo dos artigos do portfólio bibliográficos sobre Controle Taxa de Rampa.	84

Lista de Símbolos

C_{bat}	Capacidade mínima efetiva necessária da bateria
D_T	Degradação total da bateria
E_{bat}	Energia armazenada na bateria em um determinado instante de tempo
$E_{bat, ref}$	Valor referência de energia na bateria para o controle de estado de carga
G	Série temporal de irradiância medida em um ponto
G_s	Irradiância espacial
k	Parâmetro de controle proporcional
P^*	Potência nominal do inversor fotovoltaico
$P_{bat, max}$	Máximo valor da série temporal da potência da bateria
P_{FV}	Potência fotovoltaica gerada
$P_{inv, lim}$	Potência limitada no inversor fotovoltaico
P_{rede}	Potência injetada na rede
r_{max}	Rampa máxima permitida
T	Temperatura do módulo fotovoltaico

Lista de Siglas e Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
DoD	<i>Depth of discharge</i>
FPB	Filtro Passa Baixa
FV	Fotovoltaico
ME	Média Exponencial
MM	Média Móvel
MMS	Média Móvel Simples
MMS-H	Média Móvel Simples e Hierárquica
NMC	<i>Nickel Manganese Cobalt Oxide</i>
PREPA	<i>The Puerto Rico Electric Power Authority</i>
ProKnow-C	<i>Knowledge Development Process Constructivist</i>
PTI	Parque Tecnológico Itaipu
RR	<i>Ramp-rate</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SCES	Supercapacitores
SE	Suavização Exponencial
SFV	Sistema Fotovoltaico
SimSES	<i>Simulation of Stationary Energy Storage Systems</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
UHR	Usina Hidroelétrica Reversível
UNIOESTE	Universidade Estadual do Oeste do Paraná
WFM	<i>Worst Fluctuation Model</i>

Capítulo 1

Introdução

A diversificação da matriz elétrica com inserção das fontes renováveis não convencionais é uma tendência mundial. Muitos países, principalmente da comunidade europeia, adotaram políticas que incentivam o crescimento da participação de fontes de energia renováveis (McCrone, Moslener, D’Estais & Grünig, 2017; Munkholt, Vang, Degn, Version & Larsen, 2013). Essas políticas são o reflexo de uma combinação de preocupações sobre a segurança energética e as mudanças climáticas. Inclusive, em alguns países, o interesse nacional no crescimento verde e nas oportunidades de emprego também é um motor de política de curto prazo para a expansão das fontes renováveis de energia (Munkholt et al., 2013). Comparativamente, pode-se salientar que muitas das formas não convencionais de geração de energia renovável se tornaram competitivas perante as gerações de energia baseada em combustíveis fósseis devido aos incentivos fiscais juntamente com a maturidade tecnológica.

A tendência do setor elétrico no cenário global sobre a expansão das energias renováveis ditas não convencionais pode ser vista na Tabela 1.1. Apesar das diferenças entre os diversos cenários, existe uma tendência bastante uniforme de um acréscimo substancial da participação das fontes de energia renovável em todos os cenários e cerca de 30% de energia renovável até o ano de 2040.

Tabela 1.1: Projeção de participação de energia renovável na produção de eletricidade em cenários globais até 2040.

<i>Cenário</i>	<i>Participação</i>	<i>Ref.</i>
Exxon Mobil Outlook for Energy: A View to 2040 (2017)	30 %	ExxonMobil (2017)
IEA World Energy Outlook (2017) <i>New Policies</i>	40 %	International Energy Agency (2017)
IEA World Energy Outlook (2017) <i>Sustainable Development</i>	63 %	International Energy Agency (2017)
International Energy Outlook (2017)	31 %	US Energy Information Administration (2017)

No Brasil, as fontes de energia renováveis também apresentam perspectivas de crescimento futuro em termo de capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica e eólica. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (Empresa de Pesquisa Energética, 2017), a capacidade instalada de usinas fotovoltaicas, em 2026, será de 9.960 MW, o que representa um aumento de 247% a.a. se comparado ao cenário atual, representando um acréscimo da participação da energia renovável na matriz Elétrica Brasileira de 0,3% para 4,5% da capacidade total instalada.

Paralelamente, a geração distribuída também vem crescendo rapidamente no país. A energia solar fotovoltaica representa 99% das instalações, seguida pela fonte eólica (ANEEL, 2017). O aumento do número de unidades consumidoras, residências e comerciais, com sistemas fotovoltaicos começou a partir de 2014, com taxa de crescimento entre 200% e 300% a.a, atingindo um total de 69.787 unidades e 716 MWp de capacidade instalada até o primeiro trimestre do ano de 2019 (Greener, 2019). A ANEEL (2017) estima que, para o ano de 2024, o Brasil terá cerca de 886.700 unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos instalados, sendo 808.300 residenciais e 78.400 comerciais, totalizando 3,2 GW de potência instalada.

Com o crescimento da participação da energia renovável e da geração distribuída na matriz geradora, evidencia-se a preocupação com a intermitência de potência gerada pelas fontes supracitadas que, por sua vez, introduzem incertezas significativas na operação e no planejamento do sistema elétrico de potência (Du & Lu, 2014; Shivashankar, Mekhilef, Mokhlis & Karimi, 2016). Em especial, a geração fotovoltaica, que é altamente dependente da radiação solar, podendo apresentar elevada variação da potência instantânea gerada em dias nublados (Marcos, Storkl, Marroyo, Garcia & Lorenzo, 2014).

Se a variação de potência não é mitigada em sistemas de distribuição com elevado nível de penetração de geração fotovoltaica pode ocorrer a variação da frequência e da tensão bem como de perfis de tensão crescente no ramal de distribuição durante os períodos de máxima geração (Gabbar, 2017). Atualmente, o Brasil ainda está em processo de padronização, não havendo uma regulamentação que estabeleça requisitos quanto a variação da potência injetada. Alguns países já levam em conta esse problema em suas normativas, como por exemplo, a *The Puerto Rico Electric Power Authority* (PREPA) que exige que as flutuações do sistema fotovoltaico sejam inferiores a 10% da potência nominal do inversor no período de um minuto (PREPA, 2013). Além disso, no México, os órgãos regulamentadores permitem flutuações máximas de cerca de 2-5%/min da potência nominal da planta (Comisión Reguladora de Energia, 2012).

1.1 Justificativa

Mundialmente, a integração da geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia (SAE) se apresenta com uma solução viável para mitigar a variação da potência injetada e manter os indicadores de qualidade da energia elétrica dentro dos limites pré-estabelecidos

pela normativas vigentes. Consequentemente, os sistemas híbridos podem contribuir para a manutenção da estabilidade e confiabilidade, melhorando o desempenho dinâmico do sistema elétrico quando conectado à rede (Du & Lu, 2014). Diversas tecnologias de armazenamento são apresentadas na literatura como ferramentas ou técnicas para a mitigação da flutuação de potência, tais como: supercapacitores de dupla camada (Kinjo, Senjyu, Urasaki & Fujita, 2006; Kakimoto, Satoh, Takayama & Nakamura, 2009), sistemas de baterias (BESS, do inglês *battery energy storage systems*) (Hund, Gonzalez & Barrett, 2010; Karmiris & Tengner, 2013; de la Parra, Marcos, García & Marroyo, 2018) e a célula a combustível (Rahman & Tam, 1988). Dentre estas tecnologias, destacam-se as baterias, principalmente de íon de lítio, por apresentarem boa relação entre potência e energia, combinando tempo de resposta apropriada para a aplicação de suavização de potência, passando a ser a tecnologia predileta por diversos pesquisadores (Shivashankar et al., 2016).

Porém, a instalação de um BESS tem impacto na viabilidade econômica do projeto. Como resultado, parâmetros econômicos estabelecidos pelo regime de operação, como capacidade de energia, perdas e degradação da vida útil do BESS, assumem particular importância. Qualquer redução na capacidade necessária e nos ciclos de carga/descarga terá um impacto positivo na redução do investimento para instalação e manutenção do BESS. Consequentemente, a escolha da estratégia de controle é uma decisão crucial visto que a mesma irá influenciar tanto na capacidade requerida da bateria, assim como, no número e na profundidade de ciclos de descarga e carga, que, por sua vez, estão diretamente relacionados com a degradação do BESS (Alam & Saha, 2016). Atualmente, os métodos mais usados na literatura para esse fim são: (i) o controle de taxa de rampa (Alam, Muttaqi & Sutanto, 2014; Li, Hui & Lai, 2013) (Alam et al., 2014; Li et al., 2013) e (ii) o controle média móvel (Ellis, Schoenwald, Hawkins, Willard & Arellano, 2012; Hund et al., 2010; Moumouni, Baghzouz & Boehm, 2014). Também há outras estratégias disponíveis, porém menos pesquisadas na literatura (De la Parra, Marcos, García & Marroyo, 2015b), como a média móvel exponencial (Teshfahunegn, Ulleberg, Vie & Undeland, 2011) ou a estratégia de geração constante (Beltran, Bilbao, Belenguer, Etxeberria-Otadui & Rodriguez, 2013).

Por fim, destaca-se que o BESS deve estar preparado para mitigar a flutuação da potência na situação mais crítica, ou seja, no pior caso esperado. A ocorrência desse tipo de evento durante a operação anual da usina fotovoltaica é baixa, menor que 1% (Marcos, Marroyo, Lorenzo, Alvira & Izco, 2011a). Portanto, a estratégia de controle que faz o gerenciamento energético da bateria deve avaliar não apenas a eficácia de mitigar as flutuações como também o seu desempenho em minimizar a degradação da bateria.

1.2 Contribuição da pesquisa

Diante do exposto, neste trabalho propõe-se o gerenciamento da potência ativa do sistema fotovoltaico (SFV) com o uso de armazenamento de energia por baterias. Logo, a contribuição dessa pesquisa é a comparação de três estratégias de controle extraídas da literatura, mas ainda não confrontadas entre si, com base em indicadores técnicos de forma a analisar, mapear e criar parâmetros que subsidiem a escolha da técnica. Espera-se, das estratégias comparadas, desempenho promissor, visto que advém de melhorias das estratégias clássicas. Paralelamente, se investigou os aspectos quali-quantitativo quanto ao desempenho das estratégias de controle e seu impacto na vida útil do BESS, usando duas abordagens: (i) a amplamente utilizada e encontrada na bibliografia, orientada a eventos, e (ii) carga ponderada com dados obtidos experimentalmente e equações semiempíricas. Com base na pesquisa bibliográfica realizada, não foram encontrados relatos da comparação de estimativa de vida útil da bateria em aplicação da suavização de potência fotovoltaica, denotando-se esta comparação de caráter inédito.

1.3 Objetivo e Objetivo Específicos

A presente proposta visa investigar e implementar, de forma sistemática, estratégias de controle para suavização da potência injetada na rede de sistema fotovoltaico com armazenamento por baterias. Além de verificar a melhor opção em termos de requisitos de potência, capacidade e degradação do BESS, objetivando-se averiguar como são construídas as relações desses indicadores de desempenho. Para atingir o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos devem ser completados:

- a) Mapear e analisar as estratégias encontradas na literatura para suavização da potência ativa FV;
- b) Implementar um método de contagem de ciclos que permita determinar quantidade e amplitude da profundidade de descarga em caso de perfis variáveis e parciais;
- c) Implementar e validar as três estratégias de controle com respostas conhecidas;
- d) Caracterizar os ciclos para esta aplicação;
- e) Avaliar o desempenho dos modelos selecionados para o controle de potência ativa em diversos cenários para verificar as relações quali-quantitativas entre suavização da geração FV e o BEES.

1.4 Organização do Trabalho

A dissertação está dividida em seis capítulos, incluindo este, no qual é descrita a problemática abordada, justificativa, e são colocados os objetivos. O segundo capítulo apresenta a contextualização do tema e revisão bibliográfica, englobando as tecnologias de armazenamento, as normativas regulatórias em diferentes países referentes à suavização de potências FV e o estado da arte das estratégias de controle.

O terceiro capítulo mostra o delineamento da metodologia aplicada para o desenvolvimento deste trabalho. Apresentam-se as considerações tomadas para a elaboração dos cenários a serem simulados e a associação dos casos avaliados.

O quarto apresenta em detalhe as estratégias de controle implementadas e a validação de cada uma delas por meio de exemplos simples. Também se descreve, passo a passo, o algoritmo de contagem de ciclos e os modelos de estimativa de degradação da bateria.

O quinto capítulo expõe os resultados encontrados nas simulações bem como as análises feitas sobre a relação quali-quantitativo entre indicadores e estratégia de controle. Em primeira instância, a análise é realizada em curto prazo, apenas dois dias com características diferentes. Em seguida, é realizada uma análise exaustiva de longo prazo, considerando 76 dias.

O sexto capítulo traz as conclusões e assinala sugestões para pesquisas futuras.

Capítulo 2

Contextualização e Estado da Arte

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica acerca do tema de pesquisa. Inicialmente, aborda-se o conceito de flutuação na geração fotovoltaica, seguido pelas normas e regulamentações em diferentes países para esse fenômeno. Por fim, apresenta-se o estado da arte sobre o controle de armazenamento de energia por baterias aplicadas à suavização da potência ativa de sistemas fotovoltaicos (SFV).

2.1 Flutuação da Geração FV

Uma das principais preocupações sobre a geração FV é a sua variabilidade da potência injetada na rede. A potência gerada varia de forma determinística, causado pela mudança do ângulo de incidência solar ao longo do dia e do ano, e de forma estocástica, como resultado de períodos com sombreamento parcial e/ou total devido às nuvens e a variação de temperatura no arranjo fotovoltaico. As variações de origem estocástica são de difícil previsão, sendo responsáveis por grande parte dos problemas da qualidade de energia referentes à geração de energia em sistemas fotovoltaicos. A Figura 2.1 apresenta o perfil de geração de um SFV de 1,0 kWp, instalado na UNIOESTE, campus Foz do Iguaçu, para três dias com diferentes níveis de nebulosidade (Serviço Geológico do Brasil, 2018): (i) Céu claro e ensolarado, (ii) Céu Nublado e (iii) Céu Parcialmente nublado. Ao analisar a Figura 2.1, evidencia-se o fato da ocorrência de variações de potência de grande amplitude em um período de tempo curto, com registro de eventos de até 31%/min para o dia parcialmente nublado.

A magnitude da flutuação de potência (ΔP) é definida, no momento (t) para um determinado período de amostragem (Δt), como a diferença entre duas amostras consecutivas da potência FV gerada (P_{FV}), normalizado pela potência nominal do inversor (P^*) da planta em questão (Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014), isto é:

$$\Delta P(t) = \frac{P_{FV}(t) - P_{FV}(t - \Delta t)}{P^*} \quad (2.1)$$

Embora a equação 2.1 seja a mais utilizada pela literatura e pelas normas (Comisión

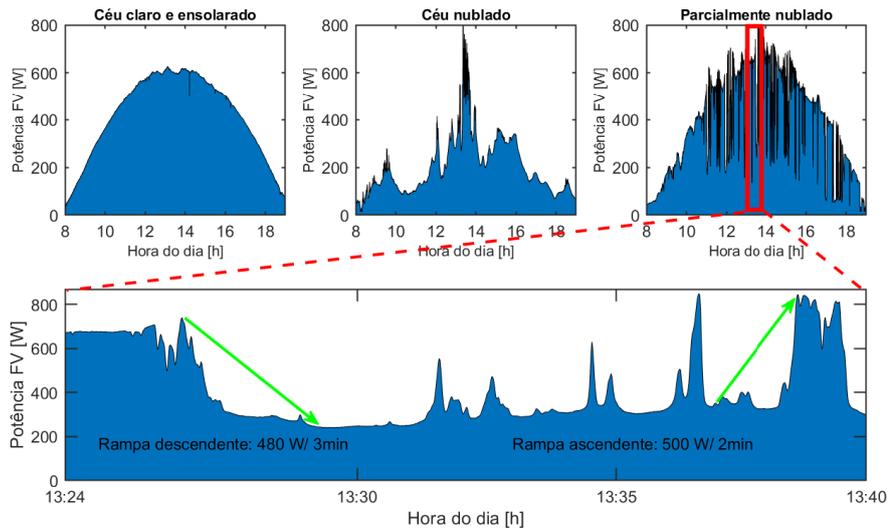


Figura 2.1: Geração FV para três dia diferentes.

Reguladora de Energia, 2012; PREPA, 2013), alguns autores (Aryani, Kim & Song, 2017; Lam & Hen-Geul Yeh, 2014) utilizaram a expressão 2.2, normalizada pelo valor da amostra anterior no momento (t):

$$\Delta P(t) = \frac{P_{FV}(t) - P_{FV}(t - \Delta t)}{P_{FV}(t - \Delta t)} \quad (2.2)$$

O valor relativo da variação de rampa de geração FV obtida pela equação 2.1 está diretamente associado à magnitude da flutuação com o valor da potência nominal do inversor, portanto, com a capacidade nominal de geração da planta. Em uma usina de grande porte, facilita ao operador do sistema mensurar a relevância da flutuação. Por exemplo, supondo que $\Delta P(\Delta t) = 20\%/min$ a variação da geração foi 20% da potência nominal do inversor em 1 min, o que seria uma flutuação considerável. Por outro lado, o valor obtido pela equação 2.2 pode ser de uma magnitude relativamente grande, porém de menor valor quando comparado com P^* . Dessa maneira, daria a entender que aconteceu uma grande flutuação quando, de fato, foi apenas uma diferença com relação à amostra anterior. Por exemplo, $\Delta P(\Delta t) = 20\%/min$, mas podendo ter apenas 2% de P^* , sendo um valor de flutuação aceitável. Nesse trabalho, a magnitude da variação de rampa será sempre referente ao valor obtido pela equação 2.1.

A quantificação da variabilidade da geração FV tem sido estudada exhaustivamente usando medições de potência instantânea gerada e/ou medição de irradiância solar. Como o cálculo da mesma depende de Δt , diferentes resultados quantitativos foram relatados, mas com a mesma tendência entre si. Destaca-se, ainda, que a amplitude e a frequência da flutuação também são altamente dependentes da potência instalada do SFV devido à compensação espacial.

Portanto, sistemas de grande porte, ou um conjunto de sistemas com dispersão geográfica pequena, observam uma irradiância global espacial mais uniforme e produzem potência de saída total com menor variação. Esse mecanismo, no entanto, não resolve totalmente o problema

das flutuações (De la Parra et al., 2015b). A Figura 2.2 mostra as duas relações mencionadas anteriormente com relação à capacidade instalada do SFV. Como pode ser observado na Figura 2.2(a), a ocorrência de rampas que excedem o valor referência da rampa máxima permitida (r_{max}) tem uma redução diretamente proporcional com a potência instalada do SFV. Em relação ao tempo de amostragem Δt (Figura 2.2(b)), é observado que as flutuações máximas têm maior valor para os intervalos de resolução ascendentes.

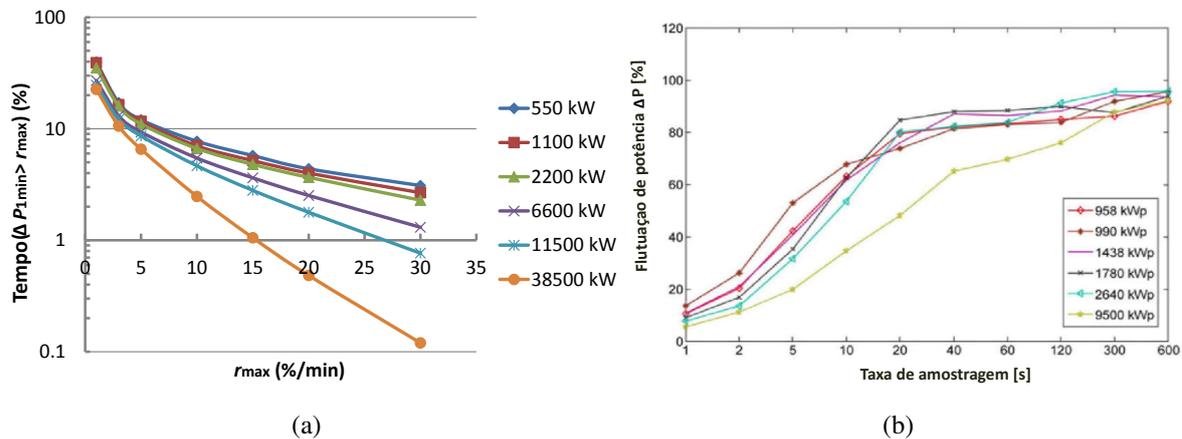


Figura 2.2: Relação da flutuação de potência; (a) Potência instalada do SFV (Fonte: Marcos, de la Parra, García & Marroyo (2014)). (b) Máxima variação de potência observada ao longo de um ano para várias taxas de amostragem (Fonte: Marcos et al. (2012)).

Embora os SFVs da Figura 2.2 sejam de uma localização geográfica específica, neste caso, Espanha e Portugal, comportamentos semelhantes foram reportados na literatura para SFV instalados em outros lugares do mundo. Em uma usina fotovoltaica de 1,2 MW em La Ola Island (Johnson, Morino, Denda, Hawkins, Arellano, Ogata, Shinji, Tadokoro & Ellis, 2014), foi registrada uma variação de até 63% da capacidade nominal por minuto. Já uma variação de 8% até 50% da capacidade nominal por segundo foi registrada por outros pesquisadores (Abdollahy, Mammoli, Cheng, Ellis & Johnson, 2013; Sayeef, Heslop, Cornforth, Moore, Percy, Ward, Berry & Rowe, 2012; Trueblood & Coley, 2013).

2.2 Normativas Regulatórias Associadas à Flutuação de Potências de SFV

No sistema elétrico convencional, baseado em máquinas síncronas, a frequência é resultante do equilíbrio entre a potência ativa gerada e a consumida. Assim, partindo de um sistema estável, a frequência tende a subir quando se produz um excedente de potência, ou seja, quando a geração aumenta acima da demanda e de forma análoga tende a reduzir se produzido menos que a demanda de potência.

Os operadores do sistema mantêm a capacidade de reserva suficiente para prever discre-

pências entre a demanda e a oferta de geração prevista, sendo que as variações rápidas que o operador do sistema não conseguir anular são geralmente absorvidas pela inércia do sistema, resultando em pequenos desvios de frequência (Ackermann, 2013). Quando referente à carga, a variação de potência não é um conceito novo na operação do sistema de elétrico de potência. Entretanto, a inserção de geradores fotovoltaicos adicionou um fator de incerteza pelo lado da geração devido ao fator de disponibilidade do recurso solar, que pode ser altamente variável, como previamente destacado.

As reservas tradicionais de regulação de frequência não são rápidas o suficiente para compensar as flutuações como os presentes na geração FV, requerendo um mínimo de tempo para acontecer. Isso configura um cenário no qual as variações de potência em tempos inferiores ao limite de resposta não são compensadas pelo operador do sistema. Com penetração FV suficientemente elevada, essas flutuações rápidas não são absorvidas, o que leva à variação da frequência antes que o operador do sistema possa reagir. No pior cenário, os danos podem ser mitigados desligando o sistema fotovoltaico e compensando com potência de reserva por parte do operador do sistema. Esse problema gera custos adicionais para o responsável pelo SFV (Ackermann, 2013).

Evidenciam-se, então, dois problemas causados diretamente pela variabilidade do recurso solar em sistema elétrico com índice de penetração fotovoltaica elevada. Um deles é manifestado no sistema de distribuição referente à flutuação de frequência e tensão, principalmente em ramais longe da subestação ou de reguladores de tensão. O outro deles é a reserva operacional adicional, já que exige medidas suplementares para manter a capacidade de regulação primária, dos quais os atuais inversores carecem, aumentando as horas de funcionamento anual de outros tipos de centrais (óleo combustível, gás, etc), consideradas geração de base, o que resulta na elevação do custo da energia elétrica gerada (Lorenzo, Marcos & Marroyo, 2010). Tanto na Espanha (Lorenzo et al., 2010) como no Chile (Energía Biobio & Rudnick, 2017) já foram reportados problemas referentes à reserva adicional. Especificamente no Chile, as rampas presentes no período da manhã e da tarde são compensadas por geração térmica.

Por outro lado, o caso da estabilidade de frequência é mais complexo e difícil de analisar e de evidenciar, embora seja um problema destacado por diversos autores (Sukumar, Mokhlis, Mekhilef, Karimi & Raza, 2018). O mesmo depende da característica do sistema elétrico, que varia para cada país, da localização, do tamanho das usinas envolvidas e do índice de penetração fotovoltaica. Como exemplo, Lorenzo et al. (2010) relata que, para o sistema elétrico espanhol (entorno de 48 GW instalado), a penetração fotovoltaica deve ser de, no mínimo, 10% para que problemas relacionados com estabilidade de frequência causados pela variação FV sejam relevados no sistema elétrico.

No Brasil, a regulamentação ainda está em andamento, não havendo um indicador que padronize a variação da potência injetada no sistema elétrico. Atualmente, existem alguns países que já possuem regulamentação própria, sendo Porto Rico o primeiro país a regulamentar os limites para flutuação de potência FV. A PREPA (*The Puerto Rico Electric Power Authority*)

exige que a flutuação do sistema fotovoltaico seja inferior a 10%/min da potência contratada (PREPA, 2013). Esse limite se aplica tanto para a rampa ascendente como a descendente, independente das condições meteorológicas. Enquanto no México a central fotovoltaica deve realizar ações de subir/baixar a potência ativa a uma rampa ajustável entre 1% e 5% da capacidade nominal por minuto, independente das condições de irradiação solar (Comisión Reguladora de Energia, 2012). Particularmente, para o SFV conectado em média ou alta tensão, a regulamentação mexicana menciona que o sistema de armazenamento envolvido para atender as exigências deve ter capacidade de injeção de potência de, no mínimo, 50% da potência nominal. Já na Alemanha, o operador do sistema impôs variação máxima de 10%/min da potência nominal para rampas ascendentes e não há limitações para as descendentes (Craciun, Kerekes, Sera, Teodorescu & Annakkage, 2017). Com a finalidade de comparar as regulamentações, a Tabela 2.1 apresenta um resumo de algumas normativas.

Tabela 2.1: Requisito de rampa máxima r_{max} de potência ativa para diferentes países.

<i>País</i>	<i>Rampa ascendente</i>	<i>Rampa descendente</i>	<i>Ref.</i>
Puerto Rico	10%/min	10%/min	PREPA (2013)
Irlanda	30 MW/min	Não requerido	Craciun et al. (2017)
México	2-5 %/min	1-5 %/min	Comisión Reguladora de Energia (2012)
Alemanha	10 %/min	Não requerido	Craciun et al. (2017)
China			Zheng & Li (2017)
<30 MW	3 MW/min	3 MW/min	
30-150 MW	Capacidade instalada dividido 10	Capacidade instalada dividido 10	
>150 MW	15 MW/min	15 MW/min	

2.3 Sistema de Armazenamento de Energia Aplicados a Suavização da Potência em SFV

Existem diversos sistemas para armazenar energia com princípios de funcionamento distintos, sendo que, na maioria dos casos, a energia elétrica é convertida em outras formas de energia para realizar o armazenamento. Um dos métodos mais utilizados para a classificação dessas tecnologias é baseado na forma na qual a energia é armazenada no sistema, como, por exemplo, o armazenamento químico, mecânico (energia potencial e cinética), térmico e elétrico

(Chen, Cong, Yang, Tan, Li & Ding, 2009; Luo, Wang, Dooner & Clarke, 2015; Yang, Zhang, Kintner-Meyer, Lu, Choi, Lemmon & Liu, 2011), como ilustrado na Figura 2.3.

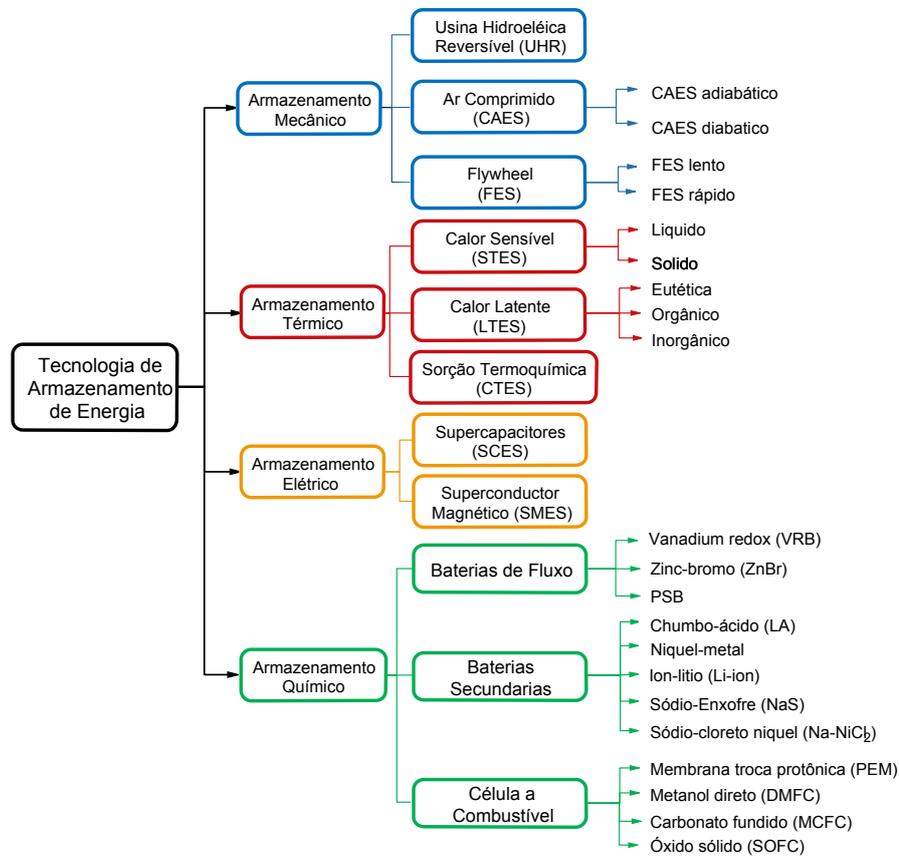


Figura 2.3: Classificação tecnológica de sistemas de armazenamento de energia.

O sistema de armazenamento pode ser classificado em atributos tais como: energia específica, potência específica, eficiência, autodescarga, vida útil, maturidade, entre outros. Cada um desses atributos, de forma macro, determina a aplicabilidade da tecnologia para uso em determinadas aplicações. A Tabela 2.2 mostra as principais características das tecnologias de armazenamento mais importantes.

Por uma questão de comparação, a Tabela 2.2 mostra vários tipos diferentes de tecnologias, mas algumas delas são impraticáveis para a aplicação discutida neste trabalho. Por exemplo, os sistemas CAES ou UHR, devido às necessidades geográficas para instalação e tempo de resposta, não seriam possíveis. Eles também têm problemas relacionados às suas baixas densidades de energia. Supercapacitores ou capacitores de camada dupla ainda são uma tecnologia em desenvolvimento com altos custos, alta taxa de autodescarga e baixa densidade de energia. Este último atributo indica que os sistemas de supercapacitores nesta aplicação seriam impraticavelmente grandes. No entanto, eles têm sido propostos para serem usados em paralelo com outras tecnologias, como o baterias, para fornecer picos de potência altos, se necessário (Wang, Ciobotaru & Agelidis, 2014).

Das soluções plausíveis para a mitigação da flutuação de potência, a tecnologia BESS foi

Tabela 2.2: Comparação entre as tecnologias SAE quanto principais características.

	Energia Específica [kWh/kg]	Vida útil [Ano]	Número de ciclos	Eficiência	Auto-descarga [%/dia]	Tempo de resposta
Chumbo-ácido	50-80	3-15	< 1800	75-90 %	0,1-0,3	ms
Ion-lítio	200-400	5-15	> 4000	85-90 %	0,1-0,3	ms
Na-NiCl ₂	< 250	12-20	> 4500	80-85 %	15-20	ms
Bateria de fluxo	15-35	5-20	> 8000	75-82 %	0-10	ms
NiCd	< 150	15-20	> 2500	70-75 %	0,2-0,6	ms
SCES	10-20	> 20	> 50000	85-98 %	2-40	< ms
Volante de inércia	20-80	> 20	> 20000	85-95 %	20-100	ms-s
CAES	2-6	25-40	Sem limite	< 5 %	0	1-15 min
UHR	0,5-1,5	50-100	> 5x10 ¹²	75-85 %	0	s-min

Fonte: Luo et al. (2015); IRENA (2017)

a preferida por diversos pesquisadores (Figura 2.4), destacando as de tipo chumbo-ácido e íons de lítio (de la Parra et al., 2018; Hund et al., 2010; Karmiris & Tengner, 2013). Particularmente, as baterias de íons de lítio apresentam características desejadas para a aplicação em questão por terem boa relação entre potência e energia, combinado com número de ciclos elevados para baixa profundidade de descarga (DoD, do inglês *depth of discharge*).

Outras tecnologias de baterias, como as tradicionais baterias de chumbo-ácido, também são opções viáveis com desempenho e custos inferiores quando comparado com a tecnologia de íons de lítio. No entanto, deve-se notar que a bateria de íons de lítio, tem maior vida útil, podendo ser melhor economicamente quando se considera o custo do investimento por ciclo de vida (IRENA, 2017). Neste trabalho, para fins de cálculo, serão utilizadas as características de bateria de íon lítio, dado que, na análise qualitativa realizada com base na literatura consultada, apresentou melhor potencial para a aplicação em questão.

A aplicação de BESS para mitigar as flutuações da geração FV atua injetando ou armazenando energia do sistema elétrico em quantidades determinadas pelo sistema de controle em função de r_{max} , suavizando os componentes de alta frequência da energia fotovoltaica (Schoenwald & Ellison, 2016), como ilustrado na Figura 2.5.

A conexão entre SFV e BESS pode ser realizada de diferentes maneiras. Geralmente, o BESS é acoplado ao sistema elétrico através de um inversor bidirecional. A sua interconexão pode ser realizada tanto no barramento CC como no barramento CA. O barramento CA é

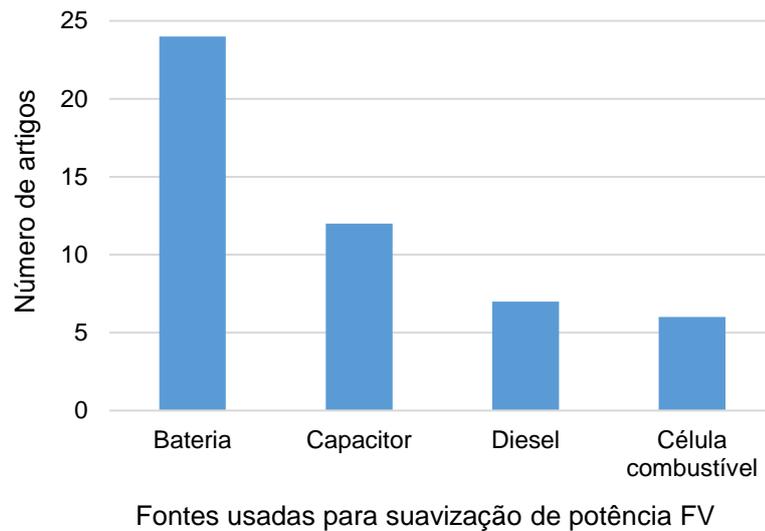


Figura 2.4: Artigos revisados com base na fonte usada para suavização da potência de SFV. Fonte: adaptado de Shivashankar et al. (2016)

uma escolha provável em aplicações de alta potência ou comerciais, e o barramento CC, em aplicações residenciais de baixa potência (Du & Lu, 2014).

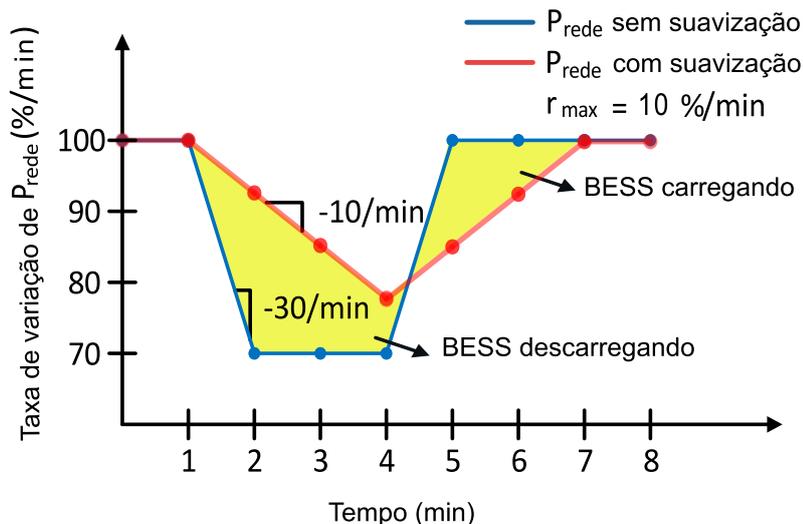


Figura 2.5: Suavização de potência com armazenamento de energia.

Uma estrutura típica do SFV integrado com BESS no barramento CA para uso de suavização de potência é apresentado na Figura 2.6. Para cada período de amostragem, o algoritmo de controle reduz as flutuações de $P_{FV}(t)$ para rampa máxima (r_{max}) permitida, tendo como resultado a potência injetada na rede, $P_{rede}(t)$. A diferença entre $P_{rede}(t)$ e $P_{FV}(t)$ é o ponto de ajuste de energia para a potência a ser fornecida ($P_{bat}(t) < 0$) ou para ser absorvida ($P_{bat}(t) > 0$) pelo BESS. Além de $P_{rede}(t)$ controlada, adiciona-se à estratégia o controle do estado de carga (SoC, do inglês *state of charge*), pelo qual se carrega e descarrega ativamente o BESS para manter o SoC balanceado em um nível de referência específico, evitando, assim, ciclos de descarga profunda. Cada um dos métodos utilizados para suavização da potência, os quais serão apresentados no decorrer desta dissertação, irão substituir o bloco de Estratégia de suavização,

que pode ser visto na Figura 2.6.

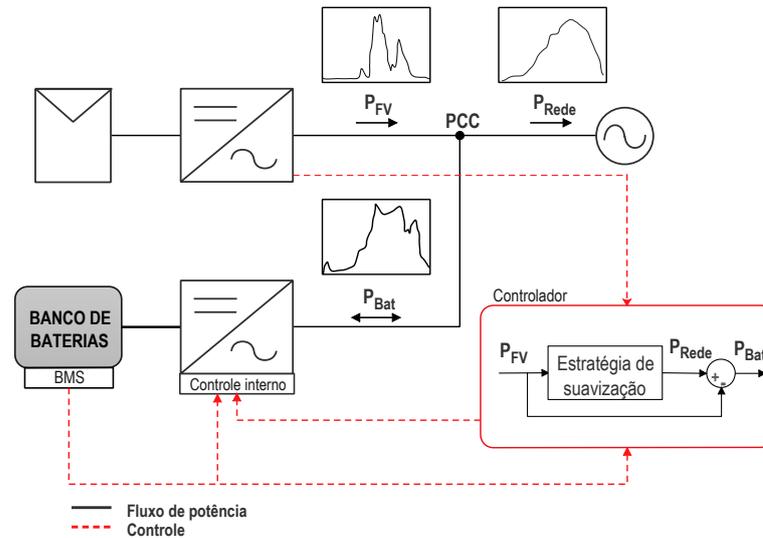


Figura 2.6: Esquema de FV com BESS para suavização de potência

2.4 Estado da Arte

Para sistematizar a revisão bibliográfica do estado da arte referente ao tema de pesquisa, a mesma foi embasada no método ProKnow-C (*Knowledge Development Process Constructivist*). O ProKnow-C tem como objetivo identificar, de maneira estruturada e eficiente, um portfólio bibliográfico com os artigos científicos mais relevantes para o tema de uma pesquisa.

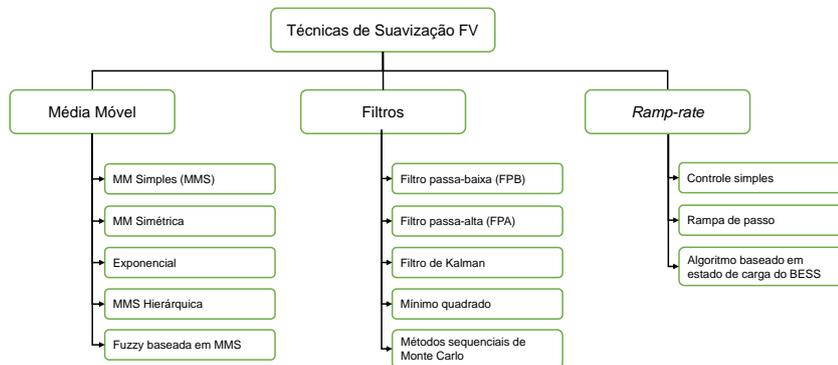
Para a presente pesquisa, combinam-se dois eixos ditos principais: mitigação da flutuação de potência FV e BESS. Na Tabela 2.3, apresentam-se as palavras-chave utilizadas para cada eixo de pesquisa. Com base nesta, desenvolveu-se o banco de artigos brutos, sendo considerados apenas os artigos publicados nos últimos dez anos. O passo a passo da implementação da Metodologia ProKnow-C pode ser visto no Apêndice A. Como resultado do uso da metodologia, obteve-se um portfólio contendo 25 artigos considerados relevantes até a atualidade sobre o objeto da pesquisa.

Além dos artigos encontrados ao longo do processo de seleção desta pesquisa, outras fontes consideradas relevantes para a temática foram acrescentadas, tais como dissertações e teses, para complementar a elaboração do estado da arte.

Entre os diversos métodos encontrados na literatura para se obter o valor de referência P_{bat} a ser despachado pelo BESS, em geral, podem ser categorizadas como (i) métodos baseados em média móvel (MV) e exponencial, (ii) métodos baseados em filtros, e (iii) métodos baseados em algoritmos de controle direto de taxa de rampa, do inglês, *ramp-rate*. Com a finalidade de facilitar a compreensão, na Figura 2.7, apresenta-se uma classificação dos métodos existentes de suavização de potência ativa.

Tabela 2.3: Demonstrativo das palavras-chaves utilizadas para realizar a busca.

Mitigação da flutuação de potência FV / BESS	Application	Case study	Battery degradation	Cycle life degradation	Estimating battery lifetimes
Photovoltaic ramp rate smoothing	i) + a)	i) + b)	i) + c)	i) + d)	i) + f)
PV ramp rate smoothing	ii) + a)	ii) + b)	ii) + c)	ii) + d)	ii) + f)
Photovoltaic output smoothing	iii) + a)	iii) + b)	iii) + c)	iii) + d)	iii) + f)
PV output smoothing	iv) + a)	iv) + b)	iv) + c)	iv) + d)	iv) + f)
PV Variability	v) + a)	v) + b)	v) + c)	v) + d)	v) + f)
Photovoltaic variability	vi) + a)	vi) + b)	vi) + c)	vi) + d)	vi) + f)
PV power fluctuations	vi) + a)	vi) + b)	vi) + c)	vi) + d)	vi) + f)
Photovoltaic power fluctuations	vii) + a)	vii) + b)	vii) + c)	vii) + d)	vii) + f)
Total de combinações	40				

**Figura 2.7:** Classificação dos métodos de suavização de potência ativa.

2.4.1 Média Móvel

Os métodos Média móvel são extensivamente usados devido à sua simplicidade na implementação e menor esforço computacional (Sukumar et al., 2018).

Ellis et al. (2012) desenvolveram um algoritmo com base na média móvel para operar um sistema real de BESS chumbo-ácido de 1000 kWh e 250 kW em resposta à flutuação de SFV de 500 kWp, no qual a finalidade do sistema de controle foi equilibrar as tarefas de acompanhamento do valor do SoC com a função de suavização desejada. A bateria foi modelada como um sistema de acumulação, considerando somente as restrições de potência e capacidade de energia. O modelo não leva em consideração os efeitos de temperatura, eficiência e características de tensão. No modelo, os limites de SoC impostos para o BESS foram representados como limites de saturação. Para a implementação do controle, a faixa SoC utilizada foi definida entre 40% e 80% da capacidade nominal da bateria. Visando melhorar a robustez do controle, uma função de banda morta de ± 50 kW foi adicionada ao controle da bateria. A função tem o objetivo de impedir que a bateria rastreie pequenas oscilações a partir da função de suavização da potência ativa da linha de base, considerada pequena para garantir a ação de controle. Um

delay foi utilizado como forma de representar o atraso no tempo de resposta do BESS e dos dispositivos eletrônicos de potência. O algoritmo foi modelado no Matlab[®] usando a ferramenta Simulink[®] para fins de validação e, posteriormente, foi implementado em um sistema real, covalidando a estratégia de controle proposta.

Chanhom, Sirisukprasert & Hatti (2013) apresentam uma nova estratégia, com base na MM, com o objetivo de minimizar a capacidade de armazenamento e a complexidade da estratégia de controle. A proposta é uma média móvel simples e hierárquica (MMS-H), a qual consiste em dois níveis de SAE, aplicando MMS-H de dois estágios, consecutivamente. O desempenho da técnica proposta é verificado por meio de simulação computacional aplicada em um perfil diário de geração FV, coletado de uma planta de 2MWp. Os resultados indicam que a estratégia proposta pode efetivamente mitigar a flutuação de energia, sendo o SAE do 1^o estágio de maior energia e menor potência, e o 2^o estágio, o SAE de maior potência e menor energia. No entanto, a desvantagem do método proposto é o tempo de atraso e a necessidade de um SAE para cada nível hierárquico.

Enquanto van Haaren, Morjaria & Fthenakis (2015) utilizam média móvel simples para comparar o desempenho de quatro tecnologias, baterias chumbo-ácido, baterias lítio, volantes de inércia e supercapacitores, na suavização de potência SFV de grande porte. As simulações foram realizadas usando dados segundo a segundo de quatro usinas fotovoltaicas, duas estão no sudeste do Canadá (5 MW e 80 MW) e duas no sudoeste dos EUA (21 e 30,24 MW). Para tal, se fez uma parametrização levando em conta capacidade, potência e limites de SoC de cada tecnologia para determinar qual relação capacidade/potência do SAE atenderia o limite r_{max} . Os autores também realizaram uma estimativa do custo de instalação e manutenção para cada planta SAE idealizada.

Reno, Lave, Quiroz & Broderick (2017) utilizaram como base o algoritmo desenvolvido por Ellis et al. (2012) para o controle distribuído de baterias em um alimentador real rural de 12 kV, com a finalidade de diminuir a flutuação de potência que causa o desgaste dos equipamentos de regulação de tensão automática. O sistema de distribuição foi modelado no OpenDSS[®] e constou com 1447 cargas, sendo a carga pico total de 6,41 MW e carga mínima, de 1,29 MW, um regulador de tensão trifásico e cinco bancos de capacitores. A penetração FV foi simulada com a inserção de 306 sistemas, todos localizados na mesma área geográfica em uma subdivisão, com um total agregado de 2,8 MWp. O sistema de baterias foi modelado a partir do sistema de baterias modular de 550W e 1,2 kWh, desenvolvido pela Enphase[®], com capacidade total exatamente de 50% do tamanho do FV. Como resultado, a inserção de baterias com controle de suavização FV reduziu em até 30% o número de comutações de tap. Assim, foi demonstrada a potencialidade da aplicação do algoritmo e do conceito sistema de baterias distribuído para mitigar os problemas causados pela flutuação da geração FV no sistema de baixa tensão.

Aryani et al. (2017) apresentam, como solução de controle, a média móvel para gerar a referência de saída do sistema FV + BESS, onde a janela de tempo é constantemente calculada considerando a rampa máxima imposta ao sistema. Adicionalmente, é implementado um con-

trole preditivo baseado em um modelo de uma etapa para que as ações de carga e descarga da bateria possam ser planejadas, considerando algumas restrições, como a potência da bateria e o estado de carga (SoC). A verificação foi realizada via simulação no Matlab[®] com dados de geração FV reais de apenas um dia. A capacidade do sistema fotovoltaico é de cerca de 10 MW e a variação máxima permitida foi de 1 MW/min. Os resultados da simulação mostram que a estratégia de controle proposta é capaz de rastrear eficazmente a referência prescrita de forma que a estratégia de suavização atenda ao limite de flutuação de 10%/min enquanto satisfaz as restrições da bateria.

Sukumar et al. (2018) propõem uma nova estratégia baseada no método de suavização média exponencial (ME). Os métodos tradicionais de MMS e ME exibem um efeito de memória que faz com que o BESS opere o tempo todo, mesmo quando a rampa seja menor ao valor r_{max} especificado. A estratégia de controle proposta supera essa limitação ao operar o BESS somente durante flutuações significativas, variando o parâmetro de suavização ' σ ' de acordo com a taxa de variação do FV. O parâmetro de suavização proposto é usado para determinar o status de comutação do BESS e também para determinar a quantidade de energia a ser injetada ou absorvida pelo BESS a fim de suavizar a potência de saída do FV. Os testes foram realizados no software PSCAD[®] com SFV de 200 kWp e BESS de 200 kWh. O BESS foi modelado incorporando o efeito da resistência interna e equação de Peukert para obter a tensão da bateria e o SoC. Na condição inicial, o SoC da bateria foi ajustado para 70%, permitindo, assim, que ela seja carregada ou descarregada na primeira ação de controle efetuada. Os resultados das simulações mostram que o método proposto levou o BESS a atuar por apenas 11% em comparação com os métodos MMS ou SE. Os autores destacam que o tamanho da capacidade do BESS pode ser reduzido e sua vida útil pode aumentar em comparação ao MMS e ME.

No Apêndice B, apresenta-se o quadro resumo do portfólio bibliográfico sobre Controle por Média Móvel.

2.4.2 Filtros

As técnicas baseadas em filtros são aquelas que atuam na seletividade da frequência, atuando na amplitude e/ou a fase do sinal de tensão e/ou corrente em um determinado intervalo de frequências, sem alterar e/ou atenuar o restante do conteúdo espectral. Dentre os tipos de filtros utilizados para suavização da potência, destaca-se: (i) filtro passa baixa (FPB), (ii) filtro passa alta (FPA), (iii) filtro de Kalman, (iv) filtro de partículas, (v) estimador de mínimos quadrados (EMQ) e (vi) filtro de controle ótimo. Destaca-se que a aplicação do FPB trata-se da técnica mais antiga reportada na literatura e amplamente difundida (Shivashankar et al., 2016). Dentre os métodos de filtragem, alguns deles apresentaram complexidade grau elevada na hora de embarcar o algoritmo, tais como o filtro de Kalman e o filtro de partículas, não se destacando na literatura.

Liu, Peng, Zang & Yang (2015) desenvolveu uma estratégia de controle de carga e descarga do BESS considerando a DoD e SoC com base no princípio do filtro passa-baixa. O algoritmo visa suavizar as flutuações de potência FV e garantir margem de capacidade para o BESS. Para evitar sobrecarga na bateria, é introduzido um ganho k na constante de tempo do filtro, o que significa que certos graus de efeito de suavização de flutuações de potência são sacrificados seletivamente porque a capacidade nominal das baterias é limitada. O algoritmo foi comprovado via simulação computacional com dados de SFV de 150 kWp medidos durante um dia com intervalo de medição de 5s. Os resultados da simulação mostram que a estratégia de controle proposta consegue mitigar a flutuação da SFV em tempo real e também prolongar a vida útil da bateria, evitando profundidades de descarga acentuadas e mantendo o SoC entre 80 e 90

Saez-de Ibarra, Martinez-Laserna, Stroe, Swierczynski & Rodriguez (2016) desenvolveram um filtro estimador de variação de rampa por mínimo quadrado para controlar a flutuação FV dentro do nível prescrito. O diferencial deste algoritmo foi a inclusão de uma estimativa parabólica (EMQ) ao invés de uma estimativa linear. O desempenho do filtro proposto foi comparado numericamente com a MVS e o filtro EMQ linear para dois dias de geração FV, um ensolarado e outro com alta variação de irradiação. Para ambos os dias, verifica-se a redução na capacidade do BESS necessária, utilizando EMQ em vez de MMS ou MEQ. Por fim, foi implementado o algoritmo em uma usina fotovoltaica, na Espanha, de 1,9 MW e BESS de lítio de 235 kW, para operar com limite de $r_{max} = 10\%/min$, e verificado seu potencial prático.

2.4.3 Ramp-rate

As estratégias conhecidas como controle de rampa, ou RR pelas siglas em inglês (*Ramp-rate*), são aquelas que calculam a derivada da potência para determinar quanto é a atuação do BESS. Geralmente, utiliza a equação 2.1 como base para o algoritmo e cálculo de P_{bat} . Assim, a diferença dos métodos de filtro e média móvel é direta e não utiliza valores de uma janela de tempo anterior para o cálculo do valor de referência. É um dos métodos mais adotados na prática (de la Parra et al., 2018), principalmente pelo fato de ser de cálculo direto para P_{bat} .

Li et al. (2013) apresentaram uma análise de sistemas híbrido de energia compostos por geração eólica com SFV e BESS realizada para avaliar o desempenho da suavização de potência em conjunto com o controle do SoC da BESS. O algoritmo implementado foi baseado no controle da taxa de rampa e no SoC do BESS, atuando como um filtro dinâmico de 1ª ordem. A estratégia de controle se divide em quatro estágios, com base nos indicadores de taxa de flutuação de potência para a determinação da potência alvo do BESS. A bateria modelada foi de íon-lítio fosfato (LiFePO4), na qual a tensão de curto-circuito e a resistência interna estão em função de SoC e a relação foi levantada experimentalmente. O método foi verificado usando o software MATLAB® e implementado na ferramenta SIMULINK®. Como principal resultado,

tem-se que a estratégia evita o desligamento do BESS devido à sobrecarga e descarga profunda, mantendo o SoC dentro do limite preestabelecido.

Marcos, Storkl, Marroyo, Garcia & Lorenzo (2014) propõem um método eficaz para calcular, para qualquer tamanho de SFV e variação de rampa permitida, a potência máxima e os requisitos mínimos de armazenamento de energia do BESS. Para isso, foram considerados três possibilidades de carga: (i) no final do ano, (ii) carregamento noturno e o (iii) SoC controlado continuamente balanceado durante período do dia. Quando o SoC é controlado continuamente, o que provavelmente representa a alternativa mais prática, os requisitos da bateria são essencialmente impostos pela "pior flutuação". Um modelo analítico de flutuação foi proposto para este caso, chamado de *worst fluctuation model* (WFM), baseado na relação exponencial observada entre as flutuações de potência do SFV e o perímetro do SFV. A validação deste método foi realizada exaustivamente por meio de simulações usando dados reais com taxa de amostragem a cada 5 segundos do SFV Amaraleja (Portugal), seccionada desde 550 kW até 38 MW, e duas outras usinas fotovoltaicas localizadas em Navarra (Espanha), de 1,4 MW e 2MW, à distância de mais de 660 km de Amaraleja. Para todos os casos analisados, o modelo de flutuação proposto apresentou erro menor a 5%, entre o valor calculado de capacidade e potência do BESS e o valor obtido pelo modelo *worst fluctuation model*. Assim, a capacidade do BESS pode ser determinada previamente sem necessidade de dados de geração do SFV sempre que o controle *ramp-rate* seja a estratégia escolhida para atuar.

O controle WFM fornece uma estimativa de pior caso possível para a capacidade necessária de BESS. No entanto, o WFM está propenso a sobredimensionar este valor. Como continuação do trabalho anterior, Marcos, de la Parra, García & Marroyo (2014) propõem uma nova estratégia de controle, chamada de *Step-Control*, para melhorar os resultados em relação às duas estratégias bem conhecidas e exploradas na literatura, controle de taxa de rampa simples e média móvel. Os três métodos foram comparados nos quesitos capacidade, perdas, número ciclos e degradação estimada do BESS. As simulações mostram que o *step-control* se apresenta como uma melhor opção no cenário com restrições de rampa pequenas (menor a $r_{max} = 5\%/min$) em todos os principais aspectos do BESS: 20% menos de capacidade, até 30% menos de perdas e 40% menos de degradação.

De la Parra et al. (2015b) utilizam a estratégia de controle *ramp-rate* para comparar a capacidade de armazenamento de energia necessária para suavizar as flutuações de um conjunto de SFV regularmente distribuído, usando um BESS centralizado no nível distribuição. Para tal, foi proposto um modelo analítico para estimar a flutuação de um conjunto de SFV, fornecendo informações sobre os requisitos mínimos de armazenamento de energia necessários para atender a um valor máximo permitido de taxa de rampa. A validação do modelo foi realizada por meio de simulações com dados reais com taxa amostral de 1 segundo por um período de 1 ano em cinco usinas fotovoltaicas localizadas no sul de Navarra (Espanha). Independentemente da combinação de usinas fotovoltaicas escolhidas, os resultados apontam que a solução BESS centralizada obteve o melhor desempenho em todos os casos analisados. Além disso, as simu-

lações para diferentes valores máximos de rampa admissíveis entre 1-10%/min mostram que, para os valores mais rigorosos (variação máxima permitida de $<2\%/min$), a solução centralizada permite obter economias de até 50% em requisitos de capacidade de energia. Enquanto para os limites mais relaxados ($r_{max} > 10\%/min$), a economia de capacidade é menos evidente, mas a redução na necessidade de energia ainda permanece importante, resultando, assim, em uma economia dos custos.

De la Parra, Marcos, García & Marroyo (2015a) desenvolveram duas estratégias com base no controle da taxa de rampa. A primeira estratégia limita os eventos de aumento de geração ao atuar no inversor reduzindo a potência. Dessa forma, o BESS só é necessário para as rampas descendentes. A segunda estratégia fornece controle de SoC mais eficiente com base na potência real fornecida pelo sistema fotovoltaico e os limites de produção estimados a partir de dados de irradiação solar e temperatura do módulo fotovoltaico. Ambas as estratégias foram simuladas com dados reais de potência fotovoltaica a cada 5 segundos ao longo de um ano da central fotovoltaica de 38,5 MW de Moura e comparadas com o controle de pior flutuação proposto por Marcos, Storkl, Marroyo, Garcia & Lorenzo (2014). A primeira estratégia atendeu as necessidades e teve a menor capacidade do BESS, mas implicou em perdas de energia de até 9% (com base na produção total) devido às restrições impostas no inversor. Na segunda, não teve perdas de energia, mas para implementá-la é preciso ter os dados de irradiação solar em tempo real e um modelo simples do SFV.

De la Parra, Marcos, García & Marroyo (2016) propõem uma nova estratégia que poderia ser considerada uma combinação das duas estratégias mencionadas em De la Parra et al. (2015a). Nesse caso, existe um *loop* que, em qualquer instante, calcula a referência da taxa de rampa a ser imposta no inversor para carregar a bateria caso uma flutuação de irradiação atinja a condição de céu claro. A nova estratégia conseguiu reduzir as perdas por limitação do inversor em 75% e apresentou degradação do BESS de apenas 1% ao ano.

Makibar, Narvarte & Lorenzo (2017) propuseram uma alternativa a estratégia de De la Parra et al. (2016) para não precisar de informações adicionais no cálculo da referência da bateria e limitação do inversor. A ideia geral é usar parte da potência FV em excesso da flutuação ascendente para recuperar o SoC da bateria para o valor referência de SoC de 100% em vez de reduzir a potência dos inversores. Assim, o inversor será responsável por limitar a energia injetada na rede apenas quando ocorrer uma flutuação ascendente e o BESS estiver completamente carregado. Dessa forma, apenas a potência FV, r_{max} e SoC são parâmetros necessários para implementar a estratégia.

De La Parra et al. (2016b) desenvolveram uma nova estratégia de controle com restrição de rampa máxima dinâmica, cujo valor absoluto é sempre igual ou menor a máxima rampa permitida. Em particular, o componente do valor dinâmico da rampa é definido de acordo com o SoC do BESS. Os parâmetros da estratégia podem ser ajustados para reduzir os requisitos de capacidade, modificando apenas os valores da banda SoC em que a estratégia está ativa. A estratégia foi simulada com dados coletados durante um ano da planta de Amareleja (45,6

MWp, Portugal), com amostragem a cada 5 segundos e restrição de rampa de r_{max} de 10%/min. Enquanto o controle clássico da taxa de rampa obteve uma redução de vida útil anual de 2,19% para este cenário, o controle de taxa de rampa dinâmico foi de 1,57%, com redução de 30%.

Kim, Cha, Seo & Won (2017) aplicaram o controle de rampa em conjunto com algoritmo de gerenciamento do SoC para a operação eficiente do BESS a fim de mitigar as flutuações da potência de saída do FV. O algoritmo ajusta a taxa de rampa dentro de um determinado intervalo por uma relação linear com estado atual de carga da bateria. Se o valor atual do SoC for menor que 0,5, o valor da carga será aumentado e o valor da descarga será diminuído. Por outro lado, se o valor SoC atual for maior que 0,5, o valor da carga é diminuído e o valor da descarga é aumentado. Assim, a potência de carga e descarga é determinada ajustando a taxa de rampa. Para validar o algoritmo, o modelo do sistema foi implementado no software PSCAD / EMTDC[®], usando a dados reais de SFV de 350kW e especificação do BESS 200kW / 50kWh. Em todos os casos simulados, o SoC inicial foi igual a 0,5. A taxa de rampa máxima permitida foi 10%/min com intervalo de operação do algoritmo de gerenciamento do SoC entre 1%/min e 10%/min. Os resultados da simulação mostram que o SoC é mantido dentro do alcance de operação sem violar as restrições, mesmo nas operações de longo prazo, ajustando a distribuição da potência de acordo com o SoC do BESS.

de la Parra et al. (2018) fazem uma abordagem totalmente prática, sendo um dos poucos artigos encontrados na literatura que trata de problemas e soluções da implementação do método de controle em inversores híbridos. Os testes foram realizados em um SFV de 122,4 kWp com taxa de medição de 1 segundo acoplado no barramento CA, uma bateria de íon de lítio de 56 kWh e 33 kW carga/100 kW descarga. Ao implementar estratégias de controle de taxa de rampa original, proposto por De la Parra et al. (2015a), na instalação fotovoltaica, dois problemas foram identificados. Primeiramente, o estudo mostra que o atraso entre o tempo de flutuação de energia e a resposta da bateria é a soma do tempo de amostragem do inversor fotovoltaico medindo a potência, o tempo de cálculo do CPL responsável pela execução da estratégia e tempo de resposta do conversor da bateria. Em segundo lugar, as baterias disponíveis no mercado geralmente têm uma capacidade de potência menor para carregar do que para descarregar, ou seja, carga e descarga não são simétricos. Como resultado, pode haver momentos em que a bateria é incapaz de operar corretamente, pois não pode absorver toda a energia necessária para suprir com a limitação de rampa quando ocorre uma grande flutuação ascendente. Esta pesquisa propõe uma solução onde é calculado continuamente a potência máxima que pode ser absorvida ou fornecida pela bateria. Se a carga da bateria for excedida, os inversores limitarão a energia injetada na rede à potência máxima que pode ser recebida pela bateria. Isso foi realizado fazendo os inversores operarem fora de seu ponto de máxima potência transferida, embora implique em perdas energéticas. No entanto, essas perdas são consideradas insignificantes, entre 0,02% e 0,12% da produção total anual, uma vez que grandes flutuações são pouco frequentes. Os autores destacam que o resultado obtido permite o estudo da viabilidade técnico-econômica, relacionando a possibilidade de instalação de baterias com menor capacidade à custa de aumentar as perdas por limitação de potência no inversor.

No Apêndice C, apresenta-se o quadro resumo do portfólio bibliográfico sobre Controle por *Ramp-rate*.

2.4.4 Degradação da Bateria

A degradação de bateria tem duas componentes, uma devido à ciclagem (*cycle life*) dependente da operação da bateria, e outra devida ao tempo transcorrido desde a sua construção (*calendar life*), independente da operação da bateria. Os principais parâmetros que influenciam no comportamento, na componente degradação por ciclagem, são a profundidade de descarga, a taxa de descarga e carga (*c-rate*) e a temperatura de operação. Na componente calendário, os fatores de estresse estão relacionados à temperatura de célula e SoC ou tensão de célula em repouso. Ainda, vários fenômenos de degradação ocorrem próximos ou fora dos limites de estabilidade de quase todos os componentes (por exemplo, eletrodo, eletrólito e coletor de corrente), causando reações químicas secundárias e transformações de fase. Conseqüentemente, o desempenho ao longo da vida de uma bateria depende de processos físico-químicos complexos que ocorrem em uma ampla gama de condições operacionais e de repouso, modificando a taxa de degradação, por conseguinte, dificultando a obtenção de modelos abrangentes (Björklund, Wikner, Younesi, Brandell & Edström, 2018; Schmalstieg, Käbitz, Ecker & Sauer, 2014).

Portanto, a quantificação precisa da degradação é uma tarefa desafiadora e não existe uma unicidade na literatura para avaliar esses fatores quali-quantitativamente. De modo geral, as técnicas se dividem em três abordagens: (i) modelo de envelhecimento físico-químico, (ii) modelo Ah-ponderado e (iii) modelo de envelhecimento orientado a eventos.

A abordagem de modelo físico-químico se baseia em um conhecimento detalhado dos processos relacionados ao envelhecimento das baterias, descrevendo-os por meio de equações diferenciais parciais e provendo as variáveis de estado mais importantes em qualquer ponto da célula e em qualquer instante de tempo.

O modelo Ah-ponderado assume que a vida útil das baterias é proporcional à quantidade de Ah transferidos das mesmas. O valor atual de Ah transferido é multiplicado por um fator ponderado, calculado de acordo com as condições de uso da bateria. Esse fator pode ser linear ou não linear, dependendo do elemento de estresse que pondera.

O modelo de envelhecimento orientado a eventos considera apenas um fator de estresse: a profundidade de descarga combinada com dados geralmente fornecidos pelos fabricantes, como a curva número de ciclos versus profundidade de descarga. Na Tabela 2.4, é apresentado um resumo comparativo entre cada modelo de envelhecimento.

Na aplicação de suavização de potência, o método que se destaca é o orientado a eventos, sendo utilizado por diversos pesquisadores (Alam & Saha, 2016; Chawla, Naik, Burra & Wiegman, 2010; Karmiris & Tengner, 2013; Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014). Assim,

Tabela 2.4: Comparação entre diferentes modelos de degradação de baterias

<i>Modelo de envelhecimento</i>	<i>Identificação de Parâmetros</i>	<i>Precisão</i>	<i>Complexidade e custo computacional</i>
Físico-químico	Através de ensaios em laboratório e literatura	Alta Capaz de fornecer informações detalhadas	Alta Complexidade Alto custo computacional
Carga ponderada	Expertise e dados obtidos em campo ou laboratório	Média	Média complexidade Médio custo computacional
Orientado a evento	Expertise e dados obtidos em manuais de fabricantes	Baixa	Baixa complexidade Baixo custo computacional

a análise de degradação da vida útil da bateria envolve, no mínimo, a determinação do número total de ciclos gastos em um determinado período de tempo e a profundidade da descarga. No caso específico da suavização FV, existe a dificuldade na contagem de ciclos devido à presença de ciclos irregulares e parciais de carga e descarga causados pela variabilidade FV. Como a vida útil da bateria varia para diferentes faixas do DoD, todos os microciclos, pequenos ciclos dentro de um histórico principal de tempo de carga e descarga (Alam & Saha, 2016), presentes em um perfil do DoD precisam ser extraídos para estimar a quantidade total da degradação do BESS.

Para identificar ciclos individuais em um dado histórico de tensão, foram desenvolvidos métodos de contagem para estudo de danos por fadiga em estruturas aeronáuticas. Dada a similaridade desses ciclos com os ciclos irregulares do DoD, recentemente, diferentes pesquisadores (Alam & Saha, 2016; Chawla et al., 2010; Karmiris & Tengner, 2013; Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014) começaram a utilizar esse algoritmo para estimar a degradação de vida útil do BESS.

Um dos métodos preferidos é o método de contagem *Rainflow*. De acordo com as normas ASTM (2017), a contagem de ciclo *Rainflow* utiliza três pontos consecutivos no histórico de carregamento para determinar se um ciclo foi ou não formado. Primeiramente, a técnica identifica os picos e os vales do histórico de dados e posteriormente constrói possíveis ciclos a partir do maior para o menor. Os eventos danosos são extraídos de acordo com a contagem (Figura 2.8). Então, a partir da obtenção dos dados de picos e vales do perfil DoD, é possível determinar, aproximadamente, o número de ciclos para cada nível de amplitude.

Uma vez identificados os microciclos do perfil DoD, quantidade e amplitude, a degradação do ciclo de vida pode ser estimada usando a curva empiricamente DoD *versus* número de ciclos, geralmente fornecida pelo fabricante da bateria. Chawla et al. (2010) utilizaram o *Rainflow Counting* para avaliar a degradação da bateria sob ciclos de trabalho dinâmicos aplicados na regulação de frequência. O método foi baseado na suposição de que o ciclo de trabalho é conhecido a priori e que a degradação da bateria por microciclo é independente de ciclos macros.

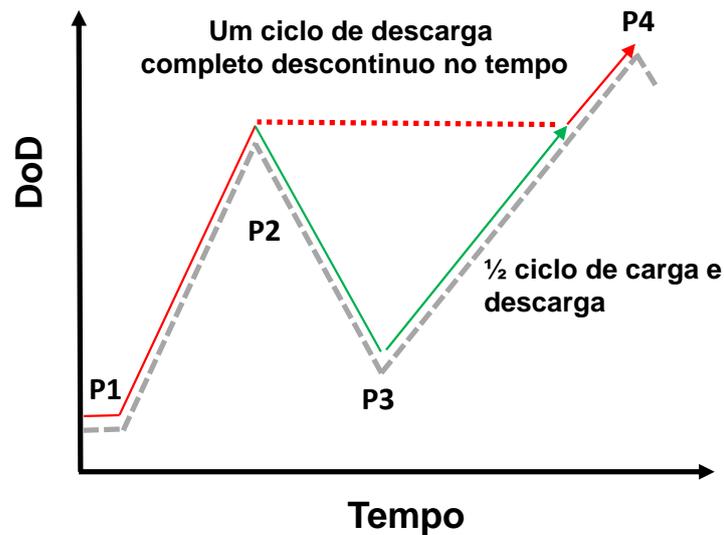


Figura 2.8: Contagem de ciclos pelo método *Rainflow*.

A degradação estimada foi de 6,2%/ano.

Alam & Saha (2016) investigaram o impacto da aplicação de suavização FV na vida útil do BESS. Para tal, consideraram um BESS de bateria de lítio de 760 kWh. Foram selecionados 3 dias com diferentes graus de variabilidade de geração de uma usina fotovoltaica de 3,3 MW na Austrália e a implementação do algoritmo de taxa de rampa simples com valor máximo da variação permitida ± 50 kW. Uma vez identificados os microciclos do perfil DoD pelo algoritmo *Rainflow Counting*, a degradação do ciclo de vida foi estimada usando a curva de ciclo de vida DoD versus número de ciclos fornecida na folha de dados do fabricante. No cenário mais realista considerado, que foi uma mistura dos três tipos de dias em igual proporção em base anual, a degradação estimada foi de 5,3% a.a. Quantitativamente, o valor estimado de degradação, 5,3% a.a, é pouco realista pelo fato de ser baseado em apenas três tipos de perfil, sendo que dias com alta nebulosidade não são tão frequentes durante o ano, superestimando a degradação.

Marcos, de la Parra, García & Marroyo (2014) realizaram uma estimativa de degradação para três estratégias de controle usando o método *Rainflow Counting*, obtendo 1,0%, 11,1% e 0,6% para os controles *ramp-rate*, MM e *Step-rate*, respectivamente. Contraposto a Alam & Saha (2016), a análise foi realizada para um ano completo de dados de geração.

Capítulo 3

Metodologia

Nesta seção será apresentado o delineamento metodológico do desenvolvimento da pesquisa, identificando as etapas envolvidas para a implementação dos algoritmos e obtenção dos resultados esperados.

Considera-se que a pesquisa desenvolvida tenha dois momentos, sendo que o primeiro, de caráter quantitativo-exploratório, busca detalhar e descrever os requisitos necessários para se efetuar a mitigação da variação da geração FV pela integração com BESS, estipulando as possibilidades de controle do despacho coordenado do sistema. Enquanto o segundo tem característica quali-quantitativa, pois, pretende identificar qual estratégia de controle possui o melhor desempenho em função da capacidade de energia e da degradação da vida útil do BESS.

Dos parâmetros e variáveis envolvidas no problema de pesquisa, em grande parte apresentados e discutidos no Capítulo 2, alguns são restritos pelas características do SFV: localização geográfica e capacidade instalada (restringida pelos dados disponíveis); enquanto outros são critérios de operação, como taxa de amostragem dos dados e r_{max} . Todos precisam ser definidos dentro de um escopo abrangente que possibilite realizar conclusões universais a partir de exaustivas simulações. Para tal, foi elaborado um conjunto de vários cenários parametrizando r_{max} e o tamanho de SFV, obtendo o perfil de potência do BESS, do qual derivam os indicadores para comparar as 3 estratégias escolhidas. Na Figura 3.1, apresenta-se o fluxograma geral da pesquisa.

Os dados de geração fotovoltaica necessários para realizar os estudos foram coletados do SFV instalado no bloco da Unioeste, campus Foz do Iguaçu, de 1000 Wp, com taxa de amostragem de 1 (um) segundo, durante o período 06/12/2017 até 04/10/2018, totalizando 302 dias. Após verificação e consolidação dos dados, apenas 76 dias foram validados. O principal motivo da rejeição de grande parte dos dias foi por falha na continuidade do registro durante período prolongado de observação. Como atualmente o sistema se encontra operando com um inversor com potência nominal de 3 kW, para não distorcer os valores de rampa calculados, que são normalizado por P^* , foi considerado $P^* = 800W$. O valor se obteve ao aplicar o fator normalmente utilizado como critério de projeto, de 25% a mais, entre potência pico instalado de módulos fotovoltaicos e potência nominal do inversor (Makibar et al., 2017; Marcos et al., 2011a).

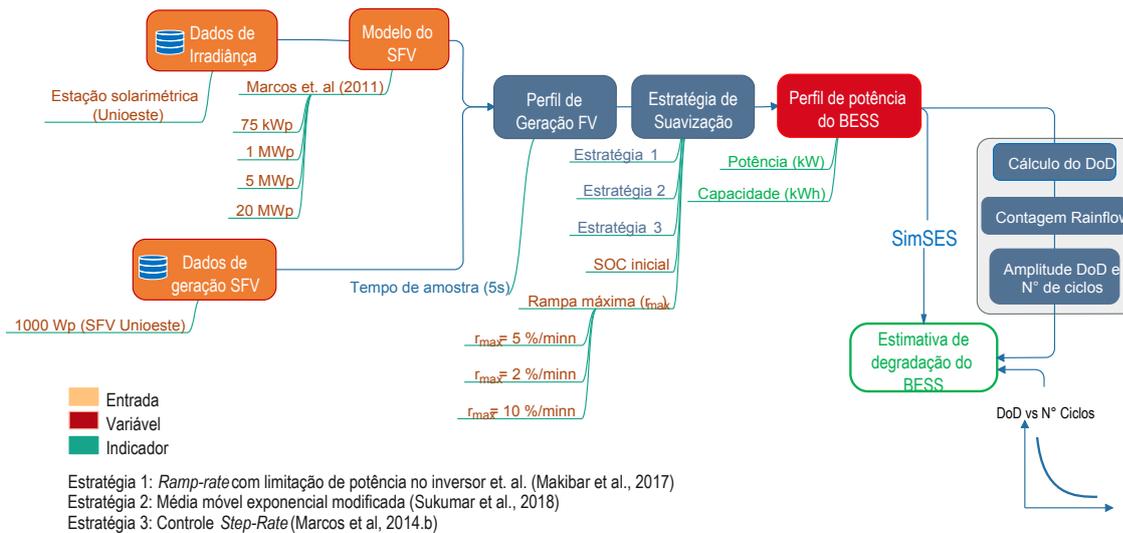


Figura 3.1: Fluxograma geral do trabalho.

Para contornar a falta de dados de SFV com diferentes capacidades instaladas, se utilizou o modelo de SFV proposto por Marcos et al. (2011a) que permite estimar a potência gerada usando apenas como entrada a irradiação solar e a área do SFV, com erro médio de 0,8% e desvio padrão de 4,8%. Este modelo é amplamente utilizado por vários pesquisadores para estudar a sensibilidade do desempenho das estratégias de controle com relação à capacidade do SFV (Makibar et al., 2017; Schnabel & Valkealahti, 2016). Logo, escolheram-se quatro potências de SFV para serem investigadas, sendo elas: 75 kW, 1 MW, 5 MW, 20 MW. O primeiro e terceiro valor são os limites superiores definidos para categorizar microgeração e minigeração, estabelecidos pela resolução normativa da ANEEL nº 687/2015 (ANEEL, 2015). O quarto valor, 20 MW, representaria uma usina solar de grande porte operando centralizada. Os dados de irradiação para a implementação do modelo foram extraídos da estação solarimétrica instalada na Unioeste, campus Foz do Iguaçu.

Para a realização desta pesquisa, foram escolhidas as seguintes estratégias de controle:

- Estratégia 1: *ramp-rate* com limitação de potência no inversor (Makibar et al., 2017);
- Estratégia 2: média móvel exponencial modificada (Sukumar et al., 2018);
- Estratégia 3: controle *step-rate* (Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014).

Nos três casos, as estratégias são consequência de trabalhos anteriores, logo, é de se esperar desempenho aprimorado.

As simulações do comportamento das estratégias de controle foram feitas por meio de simulações computacionais empregando o software Matlab®. É importante enfatizar que os conversores de potência foram considerados ideais e foram negligenciados.

Inicialmente as estratégias foram analisadas apenas considerando dois dias e $r_{max} = 10\%/min$:

1) dia de alta variabilidade de geração de potência e 2) dia padrão obtido da média para cada

intervalo de tempo entre as 9h e as 18h dos 76 dias disponíveis. Em segunda instância, foram analisadas, para um período de 76 dias, os 5 SFVs sob diferentes rampas máximas de variação permitida: 2%/min, 5%/min, 7%/min, 10%/min, 13%/min, 15%/min e 20%/min, totalizando 35 casos. Como as estratégias selecionadas atuam com controle de SoC em retroalimentação, inicialmente se fez uma simulação para arbitrar o valor da capacidade do BESS.

Os resultados das simulações de cada caso foram avaliados com base nos respectivos indicadores de desempenhos do BESS: potência máxima, capacidade efetiva de energia necessária e degradação da vida útil. Uma menor capacidade de energia sugere um banco de baterias de menor capacidade, o que indicaria um menor custo do BESS, enquanto uma menor degradação indicaria um maior tempo de vida útil. A Tabela 3.1 apresenta o resumo dos fatores avaliados, indicando a interação entre mitigação da variação de geração FV, estratégia de suavização de potência e perfil DoD da bateria.

Tabela 3.1: Quadro resumo dos casos avaliados via simulação.

Potência do SFV	r_{\max}	Período	Finalidade
1000 Wp (Unioeste)	10 %/min	2 dias	Observar se o algoritmo da estratégia implementada responde conforme o esperado. Verificar o desempenho para um dia com alta variabilidade FV.
1000 Wp (Unioeste) 75 kW (modelo) 1 MW (modelo) 5 MW (modelo) 20 MW (modelo)	2 %/min	76 dias	Verificação do desempenho para período de longo prazo, analisando a sensibilidade com respeito a potência instalada do SFV e r_{\max} .
	5 %/min		
	7 %/min		
	10 %/min		
	13 %/min		
	15 %/min		
1000 Wp (Unioeste)	20 %/min	76 dias	Avaliar a estimativa de degradação usando dois modelos, orientado a evento e Ah ponderado.
	2 %/min		
	10 %/min		

Capítulo 4

Estratégias de Controle

Este capítulo abordará as principais considerações, fundamentos e conceitos envolvidos nas estratégias de controle a serem estudadas assim como o modelo de planta fotovoltaica implementado para representar SFV virtuais.

Para cada estratégia foi apresentado a formulação matemática que a descreve, acompanhado com o diagrama de bloco e um exemplo simples com o intuito de facilitar a compreensão. Por último, são apresentados os dois modelos de degradação de bateria utilizados.

4.1 Modelo do SFV

O perfil de potência em usinas fotovoltaicas se comporta, aproximadamente, da mesma maneira que a irradiância, independentemente da topologia do sistema. No entanto, a energia fotovoltaica é aproximadamente proporcional a um perfil de irradiância espacial, em vez de uma medição de sensor único (Marcos, Marroyo, Lorenzo, Alvira & Izco, 2011b).

O conceito de irradiação espacial é usado para representar a irradiância em uma superfície, A , com várias condições diferentes de irradiância local. Considerando que a potência de um único módulo fotovoltaico é proporcional à sua irradiância incidente, então, a combinação de vários módulos dispersos segue a combinação de várias condições locais de irradiância. Variações de irradiância em um determinado ponto tendem a ser suavizadas se considera o efeito espacial. Esse fenômeno é chamado de suavização espacial e seu efeito é ampliado com o aumento da área do painel fotovoltaico instalado (Lohmann, Monahan & Heinemann, 2016; Marcos et al., 2011b).

O modelo de irradiância espacial é usado neste trabalho para aproximar o comportamento de potência gerada pelos SFVs virtuais propostos, operando na sede da UNIOESTE, em Foz do Iguaçu, campus PTI, onde se encontra o sensor de irradiância. O modelo usado neste trabalho leva em conta a suavização espacial da irradiância, usando o método de filtro passa-baixa apresentado em Marcos et al. (2011a). O modelo requer apenas como entrada a medição de irradiância de um único ponto e a área do SFV a ser modelado. A série temporal da irradiância espacial ($G_s(t)$) é obtida aplicando o filtro de primeira ordem, descrito na equação 4.1:

$$\frac{G_s(t)}{G(t)} = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (4.1)$$

Onde $G(t)$ é a série temporal de irradiância medida em um ponto, s é variável de transformação de Laplace e t é o tempo. A constante do filtro τ calcula-se aplicando a equação 4.2:

$$\tau = \frac{\sqrt{A}}{2\pi \cdot f_c} \quad (4.2)$$

Sendo a constante f_c obtida a partir do ajuste de curva para as frequências de corte (*cut-off*) dos espectros de potência de várias usinas FV em função da superfície A [Ha] do sistema (Marcos et al., 2011a).

Como observado na equação 4.2, a constante de tempo é diretamente proporcional à dimensão efetiva do SFV. Logo, a suavização espacial aumenta com o aumento da constante de tempo. Por fim, a potência modelada (P_{mod}) pode ser obtida pelo produto da irradiância espacial com a potência nominal do inversor do SFV dada pela equação 4.3:

$$P_{mod}(t) = \frac{G_s(t) \cdot P^*}{G_{STC}} \quad (4.3)$$

Em que G_{STC} é a irradiância na condição de teste padrão (1000 W/m^2).

4.1.1 Validação do Modelo

Para fins de avaliar a precisão do modelo proposto, utiliza-se a potência medida no SFV de 1 kWp, instalado na sede da Unioeste, em Foz do Iguaçu, campus PTI, e compara-se com os resultados obtidos pelo modelo para um SFV virtual de mesma potência. Inicia-se o estudo comparando os resultados da potência gerada para o dia 19/01/2018. A Figura 4.1 mostra como as variações da P_{FV} modelada e P_{FV} medida apresentam comportamentos similares, mas há um claro deslocamento durante o período de maior temperatura do dia, entre as 11h e as 15h. O deslocamento supracitado é causado pela elevação da temperatura do módulo, que reduz a eficiência e causa uma redução da potência. Se o uso do BESS fosse baseado nesse modelo, os requisitos de potência e capacidade do BESS seriam superestimados. Assim, essa diferença precisa ser mitigada usando um modelo que corrija a potência com a temperatura do módulo

O efeito da temperatura do módulo (T) é implementado no modelo de potência como uma adição ou redução de 0,4% da potência, valor que se indica na maioria das folha de dados dos módulos FV, que se encontram hoje no mercado, para cada grau que se desvia das condições de teste padrão:

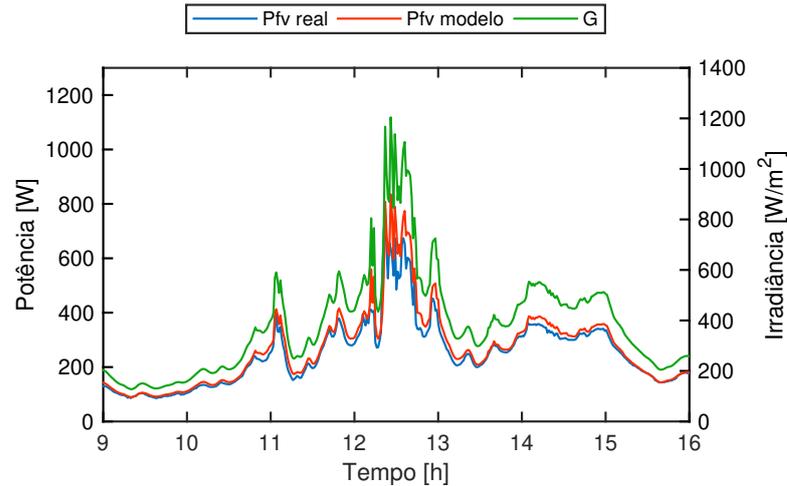


Figura 4.1: Potência medida, modelada e irradiância para o dia 19/01/2019 desde as 9h até 16h.

$$P_{mod}(t) = \frac{G_s(t) \cdot P^*}{G_{STC}} [1 - 0,004(T(t) - T_{STC})] \quad (4.4)$$

Para a temperatura do módulo foram usados os dados obtidos do termopar de contato, que compõe a estação solarimétrica, instalada na parte posterior do módulo. A Figura 4.2 compara a potência medida e modelada com correção por temperatura do SFV de 1 kWp. Observa-se que a potência modelada e medida alinham-se bem e o deslocamento foi reduzido. O erro médio passou de 5,9% para 1,3% e o desvio padrão de 5,2% para 4,4%.

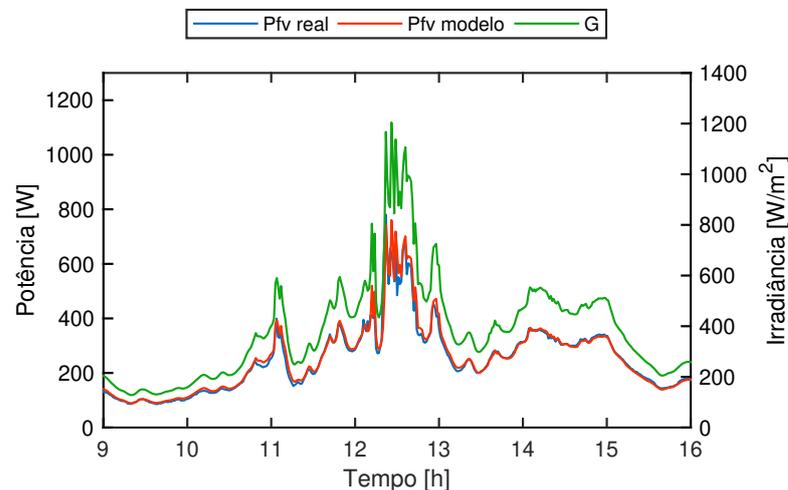


Figura 4.2: Potência medida, irradiância e modelo com correção pela temperatura para o dia 19/01/2019 desde as 9h até 16h.

O modelo de SFV é validado estatisticamente de duas formas. Como a área de interesse nesta tese é a taxa de rampa, o modelo deve produzi-las da maneira mais precisa possível. Adicionalmente, a máxima flutuação de potência ao longo de um dia ($(\Delta P)_{max}$) é de particular interesse do ponto de vista do operador da rede (Marcos et al., 2011a) e no requisito de potência e capacidade do BESS (Marcos et al., 2011a). Assim, o método usado em Marcos et al. (2011a) foi adaptado para verificar as diferenças entre a rampa diária máxima da potência modelada e a

real usando a seguinte equação:

$$D_{max, dia} = (\Delta P_{real})_{max} - (\Delta P_{mod})_{max} \quad (4.5)$$

Onde ΔP foi calculado usando a equação 2.1. No segundo método utilizado, calcula-se a diferença entre as taxas de rampa para todos os intervalos, e não apenas na rampa máxima:

$$D_{instantaneo} = \Delta P_{real} - \Delta P_{mod} \quad (4.6)$$

Para ter certeza de que foram evitados os períodos sem sol, que afetariam a estatística a ser calculada, já que tanto a potência real como também a modelada seriam igual a zero, foi considerada a jornada das 9h às 17h dos 76 dias. A Tabela 4.1 apresenta o valor médio mais ou menos o desvio padrão entre diferença máxima diária e instantânea simulada e real. Para ambos os casos, o valor negativo significa que o modelo superestima a potência.

Tabela 4.1: Media e desvio padrão da diferença da rampa extrema diária e rampa instantânea entre o modelo SFV e real para os 76 dias a serem analisados

$D_{max, dia}$	$D_{instantaneo}$
$-0,59 \pm 1,44\%$	$-0,11 \pm 0,13\%$

É importante mencionar que, devido à área muito pequena do sistema real, qualquer suavização espacial é insignificante. Isso significa, portanto, que o modelo de potência gerada FV obtido aplicando filtro de primeira ordem na serie temporal da irradiância não pode ser totalmente validado. No entanto, os resultados apresentados em Marcos et al. (2011a) são convincentes o suficiente para os fins desta tese.

Por último, foi implementado o modelo para as quatro potências do arranjo FV virtual mencionadas no Capítulo 3. Os valores de área A e potência do inversor P^* utilizados na equação 4.1 se mostram na Tabela 4.2. Os valores de superfície foram estimados com base em Marcos et al. (2011a) e Marcos et al. (2012). Para a potência do inversor foi considerado fator de dimensionamento de 1,23.

Tabela 4.2: Característica dos SFVs modelados

	75 kWp	1 MWp	5 MWp	20 MWp
A [Ha]	0,378	4.2	26	104
P^* [kW]	60	813	4065	16260

A comparação da caracterização da flutuação de potência para os diferentes SFV simulados pode ser vista na Figura 4.3. Os dados de rampa de potência seguem a tendência descrita

pela literatura (Marcos et al., 2011a; Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014; Trueblood & Coley, 2013). Como era de se esperar, a ocorrência de flutuações maiores que r_{max} (Figura 4.3(a)), dada em termos relativos ao tempo total de produção (700h), diminuem à medida que o r_{max} aumenta. Quanto maior o SFV, menor a probabilidade de acontecer rampas maiores que r_{max} . Para uma restrição igual a 2%/min, para o menor SFV de 1,0 kWp, linha azul da Figura 4.3(a), mais de 10% do tempo total de produção excede a condição r_{max} .

Já para o maior SFV de 20 MWp, linha verde da Figura 4.3(a), a porcentagem cai para 8,5%. Para valores extremos de r_{max} , como $r_{max} = 20\%/min$, apenas 0,05% da produção excede a rampa para SFV 20 MWp e 1,41% do tempo para SFV 1 kWp. A Figura 4.3(b) apresenta a frequência relativa ao total de dias da máxima flutuação de potência diária. Quase 50% dos dias do SFV de 20 MWp, indicado pela barra verde, apresentou rampa máxima menor que 10%/min e nenhum deles teve rampa maior que 40%/min. Os sistemas menores apresentaram mais de 20% dos dias com rampa máxima entre 40 e 60%/min.

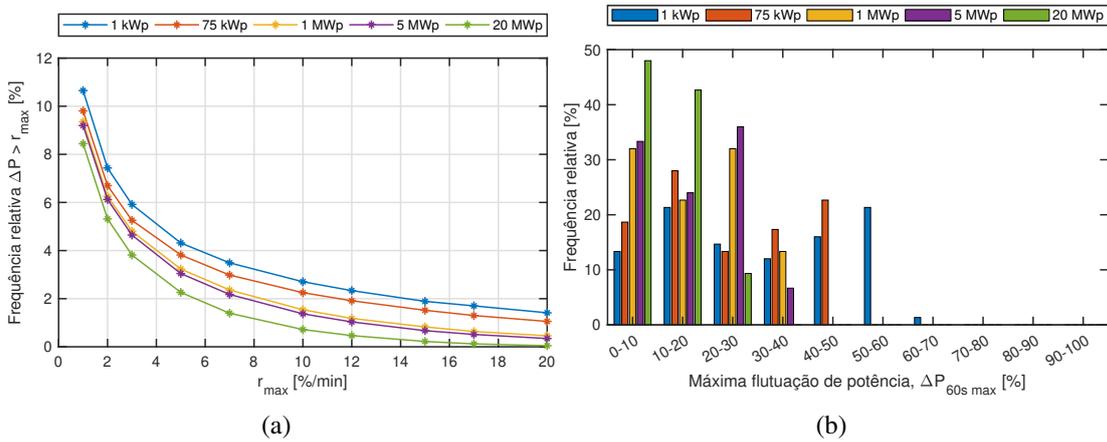


Figura 4.3: Frequência de flutuação de potência ao longo dos 76 dias calculada com $\Delta t = 60$ s. (a) Ocorrência de flutuação de potência maiores que r_{max} ; (b) Frequência relativa da máxima flutuação de potência diária.

4.2 Cálculo dos Requisitos Mínimos da Bateria

Para uma dada flutuação, o BESS atua injetando ou armazenando energia em quantidades determinadas pelo sistema de controle em função de r_{max} (Figura 2.5). Matematicamente, a potência da bateria por instante de tempo, $P_{bat}(t)$, é dada pela diferença entre a potência admissível a ser injetada na rede, $P_{rede}(t)$, e a potência do sistema fotovoltaico, $P_{FV}(t)$:

$$P_{bat}(t) = P_{rede}(t) - P_{FV}(t) \quad (4.7)$$

A convenção de sinal adotada para $P_{bat}(t)$ é de positivo para a descarga da bateria (flu-

tuação descendente) e negativo para a carga da bateria (flutuação ascendente). Estendendo ao longo de um período representativo (76 dias para o nosso caso), produz a série temporal de potência necessária da bateria para cada evento de flutuação. A potência nominal requerida da bateria, $P_{bat, max}$, é calculada como o máximo valor da série temporal $P_{bat}(t)$:

$$P_{bat, max} = \max(|P_{bat}(t)|) \quad (4.8)$$

A capacidade mínima efetiva necessária da bateria (C_{bat}) pode ser obtida pela diferença entre o valor máximo e mínimo de energia na bateria ($E_{bat}t$), a qual refere-se à energia calculado pela integral de $P_{bat}(t)$:

$$C_{bat} = \max(E_{bat}(t)) - \min(E_{bat}(t)) \quad (4.9)$$

4.3 Estratégia 1: Limitação de Potência no Inversor

A possibilidade de limitar a potência do inversor diante de flutuações ascendentes foi estudada inicialmente por De la Parra et al. (2015a), limitando a potência do inversor em função de r_{max} . Dessa forma, o aumento total da potência fotovoltaica será menor ou igual (na pior das hipóteses) a variação máxima por minuto permitida. Assim, o BESS precisa atuar apenas em eventos descendentes. Na sequência, De la Parra et al. (2016) propuseram limitar a potência no inversor na flutuação ascendente apenas quando a bateria estiver 100% carregada. No caso em que o BESS se encontre descarregado quando ocorrer a flutuação ascendente, o BESS absorve a energia de excesso sem qualquer limitação de inversor e, conseqüentemente, sem perda de energia.

Por outro lado, se o BESS estiver completamente carregado quando ocorrer a flutuação ascendente, então, os inversores serão responsáveis por limitar a energia injetada na rede para respeitar a r_{max} . No entanto, essa estratégia de controle precisa de entrada adicional de dados para modelar a potência máxima do BESS durante qualquer momento, tais como a irradiância e a temperatura da células medidas para cada Δt da simulação.

4.3.1 Modelo Base

Nesse contexto, Makibar et al. (2017) desenvolveram uma estratégia que não precisa de parâmetros de entrada adicionais para reduzir a limitação de potência do inversor. O diagrama de controle da Estratégia 1 é apresentado na Figura 4.4. A ideia geral é usar parte da potência FV em excesso da flutuação ascendente para o controle do SoC e, se ainda se tem excedente

de geração, reduzir a potência dos inversores. O controle de SoC consiste em estabelecer um valor referência para a energia armazenada na bateria ($E_{bat, ref}$) e na implementação de um *loop* de controle que tenta regular continuamente $E_{bat}(t)$ a essa referência, desde que o limite de rampa seja atendido e a energia nunca seja retirada da rede (carregamento noturno proibido). O controle será mais rápido ou mais lento, dependendo do valor do parâmetro proporcional k . Quando a capacidade da bateria é definida previamente, o controle $E_{bat}(t)$ é equivalente ao controle SoC. Enquanto SoC é menor que o valor referência, todo o excesso de energia FV é usado para carregar a bateria. Uma vez que o processo de carga esteja completo, o algoritmo envia um sinal de redução para o inversor FV, sendo este responsável por suavizar o restante do evento de flutuação ascendente. Como a estratégia permite restringir flutuações ascendentes, o valor referência para o controle de SoC é $E_{bat, ref} = C_{bat} = 100\%$ do SoC, caso contrário, não seria possível, já que o sinal da flutuação não é conhecido a priori.

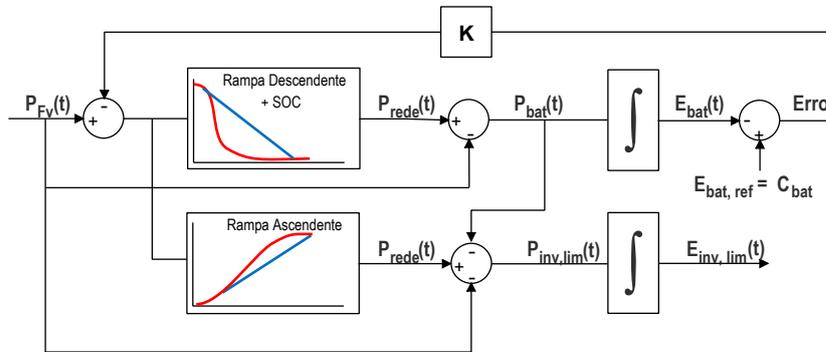


Figura 4.4: Diagrama de bloco da Estratégia 1.

Para esta estratégia, o valor do parâmetro proporcional é $k = 5$, que permite manter um equilíbrio entre a velocidade e a estabilidade do sistema e evita requisitos altos de energia por parte da bateria no processo de recuperação do SoC (Marcos, de la Parra, García & Marroyo (2014)). A limitação de potência do inversor, $P_{inv, lim}(t)$, é calculada pela seguinte equação:

$$P_{inv, lim}(t) = P_{rede}(t) - P_{FV}(t) - P_{bat}(t) \quad (4.10)$$

A estratégia tem quatro modos de operação (além do modo *standby*). A Tabela 4.3 mostra a equação atribuída ao valor da potência da bateria e a limitação de potência no inversor em cada um dos modos.

Na Figura 4.5, apresentam-se os resultados da simulação para o SFV de 1kWp em operação, considerando uma bateria de $E_{bat, ref} = C_{bat} = 80Wh$ e $r_{max} = 10 \%/min$. Nela, a linha azul representa a potência que está sendo gerada pelo SFV, a linha verde indica a potência da bateria (P_{bat}) necessária para compensar as flutuações, a linha vermelha a potência que está sendo injetada na rede já suavizada e, por último, a linha roxa a potência que foi necessária limitar no inversor. A seguir, são explicados os pontos destacados (I, II, III e IV) na Figura 4.5, correspondentes a cada modo de operação indicados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3: Modos de operação da Estratégia 1.

	<i>Modo de operação</i>	$P_{bat}(t)$	<i>Sinal</i>	$P_{inv,lim}(t)$
0	Modo de espera	0	-	0
1	Rampa descendente	$P_{rede}(t) - P_{fv}(t)$	$0 > (D)$	0
2	Recuperação de SoC-Sem rampa	$-[E_{bat, ref} - E_{bat}(t)]$	$0 < (C)$	0
3	Recuperação de SoC-Rampa ascendente	$P_{rede}(t) - P_{fv}(t)$	$0 < (C)$	0
4	Rampa ascendente limitada	0	1	$P_{rede}(t) - P_{fv}(t)$

Nota: D = bateria descarregando, C = bateria carregando.

- I. Rampa descendente: às 11h, P_{FV} cai com rampa menor que r_{max} e a bateria começa a descarregar em P_{bat} para enfrentar a flutuação para baixo e manter P_{rede} entre os limites. A energia armazenada na bateria, E_{bat} , diminui de acordo com o evento, ativando o controle de malha fechada.
- II. Recuperação de SoC-sem rampa: quando a flutuação descendente termina, o controle usa parte do P_{FV} para recarregar a bateria.
- III. Recuperação de SOC-Rampa ascendente: às 12h05, para sempre corresponder ao r_{max} prescrito, a bateria é carregada, mas suaviza a demanda interna solicitada pelo ciclo de malha fechada.
- IV. Rampa ascendente limitada: em 11h07, a flutuação ascendente ainda permanece com rampa maior que r_{max} , mas a bateria já está completamente carregada (SoC = 100%), portanto, a limitação do inversor FV é ativada.

O exemplo anterior mostra que a estratégia de controle é capaz de mudar automaticamente entre a recuperação do SoC e os modos de redução do inversor FV sem afetar a estabilidade do sistema e ainda manter a r_{max} imposta ao P_{rede} . Como resultado, quando o excesso de energia FV inicial de uma flutuação ascendente é usado para recuperar o SoC da bateria, parte das perdas de energia causadas pela limitação do inversor são salvas, como observado nos minutos antes das 11h15, na Figura 4.5. Quando a flutuação de P_{rede} se mantém entre o limite definido por r_{max} e a bateria está 100% carregada, o sistema entra no modo de espera, como notado depois das 11h15, na Figura 4.5. A Figura 4.6 explicita o fato de que a estratégia consegue manter a potência injetada na rede dentro do valor imposto de $r_{max} = 10\%/min$ quando o BESS é utilizado, representado pela linha vermelha, ao contrário do que acontece no caso sem BESS (linha azul), sendo diretamente P_{FV} a potência injetada na rede.

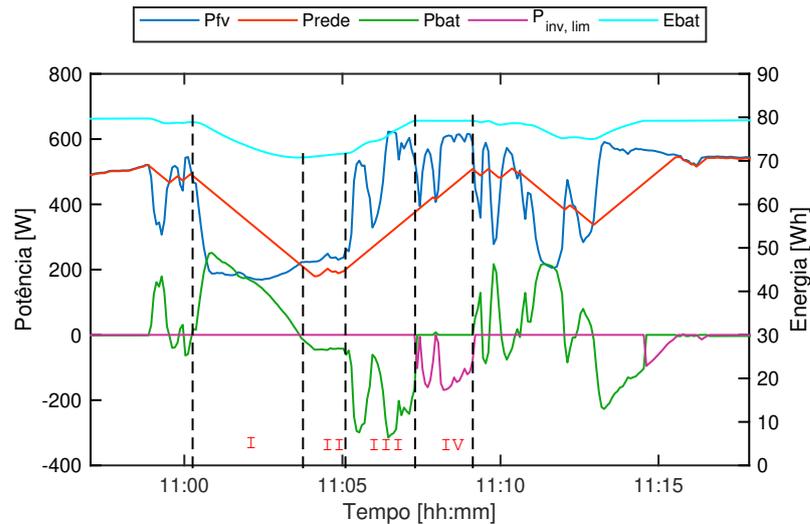


Figura 4.5: Operação da Estratégia 1.

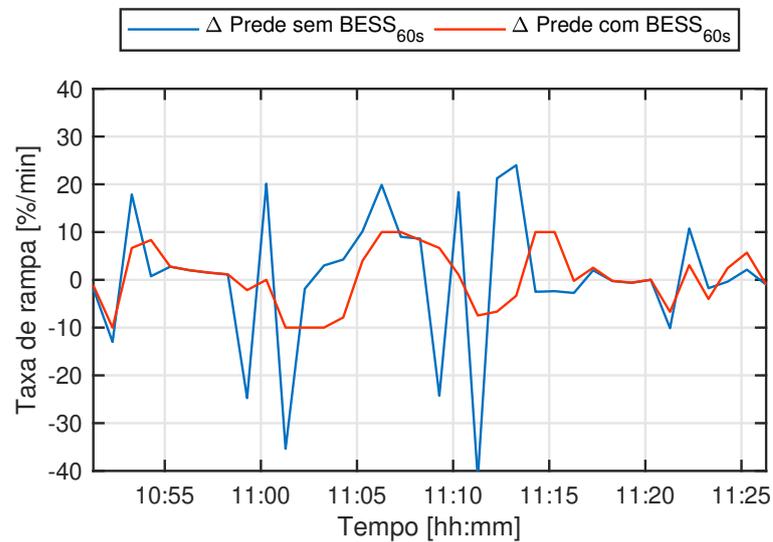


Figura 4.6: Taxa de rampa para a Estratégia 1.

4.3.2 Melhora da Estratégia 1: Implementação de função histerese

Durante as simulações, se evidenciou um potencial de melhora na Estratégia 1. Na implementação prática do controle de SoC, o *loop de feedback* é condicionado por um valor mínimo para evitar a operação ineficiente do BESS na última parte da recuperação do SoC. Caso contrário, os valores da variável controlada P_{bat} seriam muito baixos e, embora nesta dissertação não se considera a eficiência dos conversores, a eficiência do conversor teria um decréscimo. Como consequência, a potência efetiva para carregar a bateria seria praticamente nula.

Além disso, para evitar a oscilação das operações *ON-OFF*, uma região de histerese é definida para iniciar e parar o processo de recuperação do SoC. Somado ao efeito positivo na eficiência do conversor, a histerese evita ciclos de magnitude pequena ainda quando o SoC se encontra com valor aceitável, reduzindo o número total de ciclos.

Na Figura 4.7, define-se a região para a implementação da histerese entre as linhas azul

e vermelha. Após a bateria ser descarregada sob uma flutuação, sentido da linha azul, só é permitido recarregá-la até o ponto de referência se $SoC(t)$ for menor que a referência do SoC para início, $SoC_{início} = 95\%$. Quando o valor $SoC_{parar} = 98\%$ é atingido, seguindo o sentido da linha vermelha, o processo de recuperação do SoC é concluído. Os valores de SoC_{parar} e $SoC_{início}$ foram escolhidos após uma série de simulações. É importante mencionar que a função histerese apenas opera no modo recuperação do SoC, não atuando se for por causa de evento de rampa ascendente, já que levaria a sobrepassar r_{max} pela não atuação da bateria.

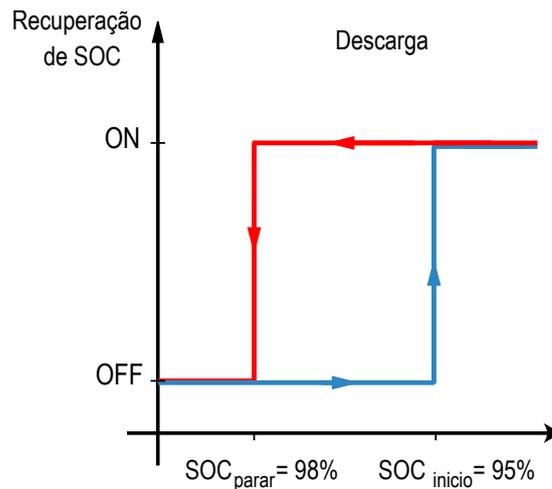


Figura 4.7: Laço de histerese para iniciar o processo de recuperação do SoC.

4.4 Estratégia 2: Média Móvel Exponencial Modificada

Para o cálculo de $P_{rede}(t)$, os métodos MM e ME utilizam dados dentro de uma janela de tempo anterior, além do valor presente na flutuante no instante t . Este problema é referido como efeito de memória, conforme descrito por Alam et al. (2014). O efeito de memória faz com que o BEES funcione mesmo que não haja nenhum aumento/diminuição significativo da geração do SFV. Como resultado, o BEES é forçado a operar o tempo todo, reduzindo sua vida útil. Além disso, o efeito memória causa excesso de suavização, resultando na redução da taxa de rampa abaixo do nível desejável e, eventualmente, aumentando a capacidade necessária do BESS.

4.4.1 Modelo Base

Considerando essas desvantagens, Sukumar et al. (2018) propuseram uma estratégia de controle usando ME com modificações. A equação fundamental do método de suavização proposto é apresentada na equação 4.11:

$$P_{rede}(t) = \sigma P_{FV}(t) + (1 - \sigma)P_{rede}(t - \Delta t) \quad (4.11)$$

Diferentemente da ME tradicional, a ME modificada muda para cada instante de tempo dependendo da magnitude da diferença entre a rampa e r_{max} , sendo σ dinâmico no tempo. Para tal, inicialmente se calcula a rampa de $P_{FV}(t)$ e a rampa da diferença entre a $P_{FV}(t)$ e a potência suavizada $P_{rede}(t)$ no instante $(t - \Delta t)$:

$$\frac{dP_{FV}}{dt}(t) = \frac{P_{FV}(t) - P_{FV}(t - \Delta t)}{t - \Delta t} \quad (4.12)$$

$$\frac{dP_{rede}}{dt}(t) = \frac{P_{FV}(t) - P_{rede}(t - \Delta t)}{t - \Delta t}$$

As equações 4.12 são verificadas quanto à violação da rampa usando a função $f(RR)$ dada na equação abaixo:

$$f(RR) = \begin{cases} \frac{dP_{rede}}{dt}(t), & \text{se } \frac{dP_{fv}}{dt}(t) \leq |r_{max}| \text{ e } \frac{dP_{rede}}{dt}(t) < |r_{max}| \\ r_{max}, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

A função de rampa proposta $f(RR)$ é adicionada à potência suavizada no instante de tempo anterior para obter a potência no instante t :

$$P_{rede}(t) = P_{rede}(t - \Delta t) - f(RR) \quad (4.13)$$

Combinando a equação 4.11 com a equação 4.13 e isolando σ , o parâmetro de suavização proposto pode ser obtido por:

$$\sigma = \left| \frac{f(RR)}{P_{FV}(t) - P_{rede}(t - \Delta t)} \right| \quad (4.14)$$

O parâmetro de suavização calculado (σ) é substituído na equação 4.11 para encontrar $P_{rede}(t)$ para cada instante de tempo. Para obter o funcionamento da bateria apenas quando a potência injetada na rede sobrepassa o limite de rampa, é implementada uma função de comutação discreta $C(t)$, baseada no parâmetro de suavização σ , apresentada abaixo:

$$C(t) = \begin{cases} 0 & \text{para } \sigma = 1 \\ 1 & \text{para } \sigma < 1 \end{cases}$$

Introduzindo a função de comutação $C(t)$ na equação 4.11, se obtém a equação final para

$P_{rede}(t)$:

$$P_{rede}(t) = \sigma P_{FV}(t) - [(1 - \sigma)P_{rede}(t - \Delta t)]C(t) \quad (4.15)$$

Para validar a implementação da Estratégia 2, se utiliza um exemplo simples apresentado por Sukumar et al. (2018) considerando $r_{max} = 10\%/min$ com $P^* = 0,2$ pu. Na Figura 4.8(a), se apresenta o resultado da potência injetada na rede e a potência da bateria necessária para suavizar P_{FV} . Durante o período de tempo $t1 - t4$, como as rampas são menores que r_{max} , o parâmetro de suavização ' σ ' (Figura 4.8(b)), calculado usando a equação 4.14, é igual a 1 e a bateria permanece desligada. Portanto, os valores de P_{FV} e P_{rede} são os mesmos para o período de tempo $t1$ a $t4$, conforme se observa na Figura 4.8(a).

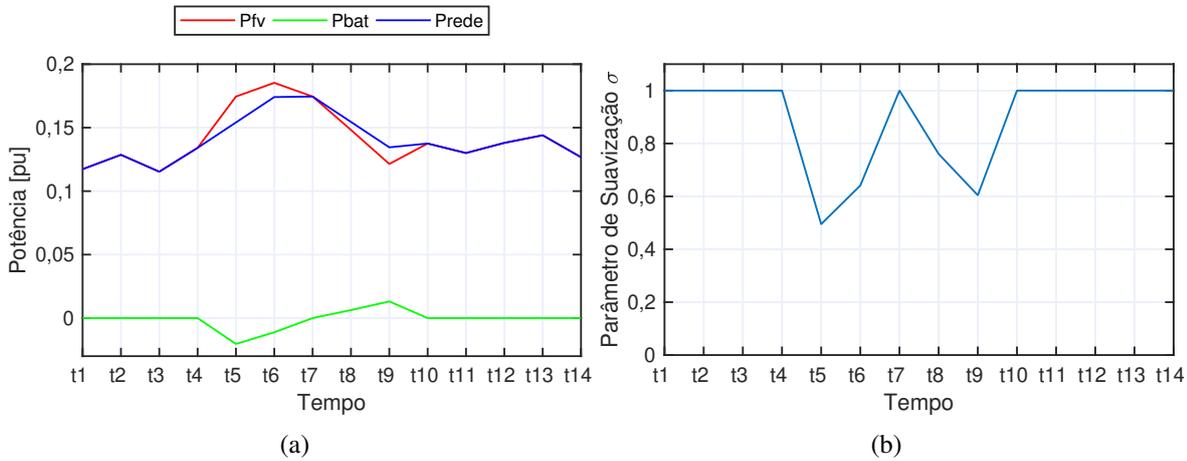


Figura 4.8: Operação da Estratégia 2; (a) Potência fotovoltaica, injetada na rede e da bateria; (b) Parâmetro σ ;

De $t4$ para $t5$, há uma flutuação significativa na potência P_{FV} . Usando a função de rampa $f(RR)$ na equação 4.12, calcula-se o valor apropriado do parâmetro σ , a partir do qual a comutação da bateria também é decidida. Finalmente, P_{rede} é calculada a partir da equação 4.15 e, como a potência fotovoltaica é maior que a potência suavizada P_{rede} , a linha vermelha sobrepassa a linha azul, a bateria deve ser operada no modo de carregamento para limitar a taxa de rampa.

Não há flutuação de potência significativa na potência fotovoltaica de $t5$ para $t6$, mas $\frac{dP_{rede}}{dt}$ excede o limite de rampa. Portanto, a taxa de rampa para P_{rede} é limitada e a referência suavizada, permanecendo a bateria durante esse período no modo carregamento, como observado pela potência negativa de P_{bat} , representada pela linha verde na Figura 4.8(b). Entre $t6$ e $t7$, as taxas de rampa estão dentro do limite, σ é igual a 1, pelo qual a bateria está desligada.

Da mesma forma, entre o período $t7$ e $t10$, a rampa descendente é controlada pela descarga da bateria, onde o parâmetro de suavização σ assume um valor menor que um, como visto na Figura 4.8(b). Durante $t10$ a $t14$ não há flutuação significativa P_{FV} , σ permanece em 1 e a bateria desligada. De tal modo, a Figura 4.8 evidencia que a bateria é usada apenas para suavizar as

rampas que superam o limite prescrito.

4.4.2 Melhora da Estratégia 2: implementação de controle de carga

Na estratégia média móvel e media exponencial, da qual deriva a Estratégia 2, quando se considera a bateria e o conversor como ideais, por definição do valor médio, o valor de $E_{bat}(t)$, no início e no final de qualquer dia, deve ser o mesmo. Portanto, não há necessidade de controle SoC para evitar a contínua descarga da bateria (Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014). A estratégia desenvolvida por Sukumar et al. (2018) insere uma função de comutação para o controle atuar apenas quando a flutuação for maior que r_{max} e a relação carga/descarga deixar de ser simétrica. No trabalho de Sukumar et al. (2018), a variação no nível do SoC não é observado porque realiza a simulação apenas para um dia, no qual o efeito da variação entre o estado inicial do SoC e final é mínimo, pela simetria do perfil de geração FV utilizado.

Para evitar a descarga da bateria em períodos prolongados, foi implantado um controle de SoC em malha fechada igual ao utilizado na Estratégia 1 (Figura 4.4). A Figura 4.9 mostra E_{bat} para 76 dias utilizando a Estratégia 2, sem e com controle de carga, sinalizado pela linha vermelha e azul respectivamente, para $r_{max} = 10\%/min$ e $k = 5$. Em 0 Wh, a energia está em equilíbrio, energia negativa refere-se à deficiência de energia causada pela descarga e energia positiva ao excedente de energia causado pela carga.

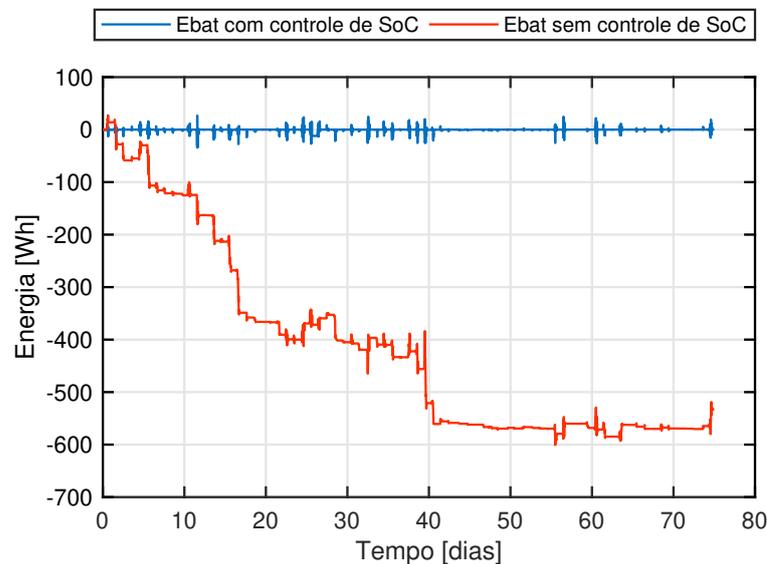


Figura 4.9: Evolução de E_{bat} com e sem controle de SoC.

Ao analisar os dados da Figura 4.9, sem controle de SoC (linha vermelha), a deficiência de energia tende a se acumular tanto que é improvável que seja totalmente balanceado a 0 Wh, produto de uma sucessiva série de rampas ascendentes. Para este caso, no final do período avaliado, se observa que a capacidade do BESS requerida é 617 Wh. Por outro lado, com controle de SoC para equilibrar o nível de energia, a capacidade passa de 617Wh para 61Wh para o mesmo

período avaliado. Para a comparação com as outras duas estratégias, será utilizado a Estratégia 2 com controle de SoC.

4.5 Estratégia 3: *Step-rate*

O controle *Step-rate* foi proposto por Marcos, de la Parra, García & Marroyo (2014) como melhora ao controle *ramp-rate* convencional. A estratégia é baseada na conformidade estrita com a restrição r_{max} para uma janela de tempo definida (por exemplo, 1 min, 10 min, etc). Assim, a estratégia atenua as flutuações nessa janela de tempo particular e superior. O algoritmo dessa estratégia é apresentado na Figura 4.10. Inicia-se pela leitura de $P_{FV}(t)$ e $P_{rede}(t - \Delta t)$ e posteriormente verificando se a evolução da $P_{rede}(t)$ é positiva ou negativa (passo 2). Em seguida, é feita uma verificação para determinar se a condição da rampa é atendida em uma janela de tempo anterior com uma duração de n vezes o tempo de amostragem Δt (5 s no nosso caso, conforme definido na metodologia), como descrito no passo 3 da Figura 4.10. Em outras palavras, isso implica uma estrita conformidade com a condição de rampa para tempos iguais ou superiores a $n \cdot \Delta t$, mas não abaixo deste valor. Por último, é calculado $P_{rede}(t)$ segundo a respectiva equação apresentada no passo 4 da Figura 4.10.

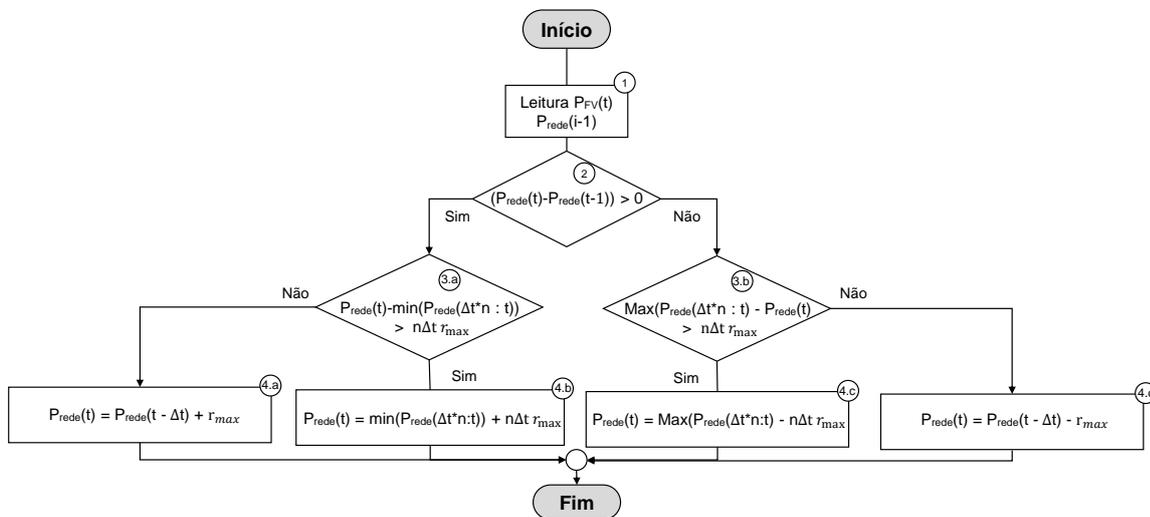


Figura 4.10: Fluxograma da Estratégia 3

Um exemplo ilustrativo de como essa estratégia funciona é apresentado na Figura 4.11 para o SFV de 1 kWp, do dia 2 de junho de 2018. A Figura 4.11 mostra a potência que seria injetada na rede no caso da disponibilidade de uma bateria que permita limitar as flutuações à r_{max} de 10%/min, usando a estratégia de controle de escalonada com $n = 12$ ($n \cdot \Delta t = 60$ s), sinalizado pela linha vermelha, e o controle *ramp-rate* convencional, linha laranja. Como se observa, a redução do armazenamento necessário comparado é evidente, e corresponde à área entre P_{rede} convencional e P_{rede} escalonada. Para a flutuação especificada da Figura 4.11, o controle escalonado requer uma energia armazenada 14% menor que a estratégia convencional. Logicamente,

quanto maior o valor $n \cdot \Delta t$, menor será a capacidade da bateria necessária. Se para o mesmo caso se considerar $n = 24$ ($n \cdot \Delta t = 120$ s), o controle escalonado requereria 23% menos energia que a estratégia convencional. As limitações da janela de tempo exigidas são consequências diretas das normas e regulamentos a serem aplicados, sendo que, do levantamento realizado de normativas (apresentado na seção 2.2), se entende que o geralmente considerado é da ordem de 1 minuto e, por isso, para o restante das simulações será utilizado $n = 12$.

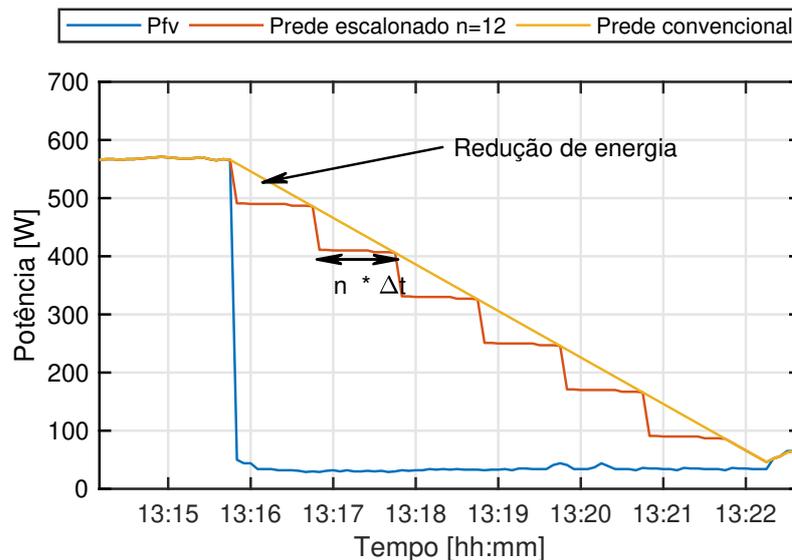


Figura 4.11: Simulação de potência injetada na rede considerando estratégia escalonado para o SFV de 1 kWp .

Para evitar a descarga bateria ao longo dos dias, esta estratégia também requer o mesmo controle SoC proposto para a Estratégia 1 (Figura 4.4). Como o sinal da flutuação é desconhecido, é necessária uma bateria de capacidade dupla para absorver a flutuação ascendente e descendente (Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014), ou o que é equivalente, estabelecer $E_{bat, ref} = C_{bat}/2$ no controle de SoC. Os valores recomendados de k são entre 2 e 8 (Marcos, de la Parra, García & Marroyo, 2014), sendo escolhido $k = 5$ para todos os casos simulados.

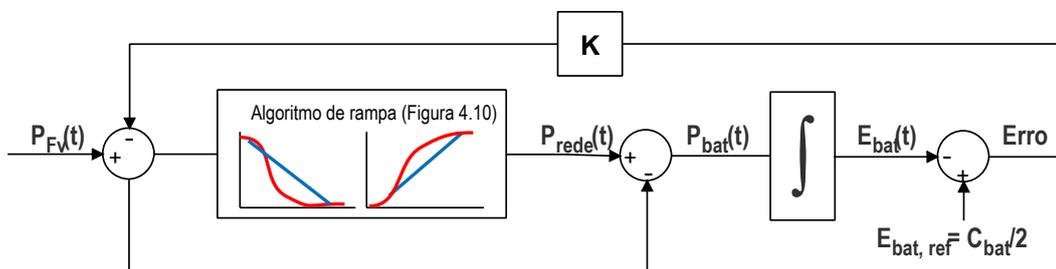


Figura 4.12: Diagrama de bloco da Estratégia 3

4.6 *Rainflow Counting* e Estimativa de Degradação do BESS

O método *Rainflow Counting* é uma técnica genérica de contagem de ciclos que pode extrair informações de número de ciclos e amplitude de uma série temporal de dados irregulares. O método é aplicado para determinar a frequência e amplitude de ciclos que o BESS fez em um determinado histórico do DoD, constituído a base do modelo de degradação orientado a evento.

O algoritmo da contagem *Rainflow* é apresentado na Figura 4.13 e explicado a seguir. Inicialmente (passo 1), o *Rainflow* reduz a série temporal (S_{DoD}), que contém o histórico do DoD resultante da operação do BESS, em uma sequência de picos e vales (S) (mínimos e máximos locais). A contagem começa considerando um ponto de referência móvel Z (passo 2) e um subconjunto de três pontos ordenados. As regras para construir os subconjuntos são: denotar X como intervalo sob consideração e Y faixa posterior adjacente a X (passo 5), usando os três picos e vales mais recentes que não foram descartados; comparar os valores absolutos de X e Y (passo 6); se X maior que Y e contiver o ponto inicial Z (passo 7), contar X como 1/2 ciclo; descartar o primeiro ponto e definir Z como o segundo ponto no intervalo X (passo 8). Caso contrário, contar X como um ciclo e descartar os pontos de X ; se X for menor que Y , ler o próximo ponto (passo 3); as etapas 3 a 8 são continuadas até que todos os pontos de dados sejam considerados; e os intervalos que não tenham sido previamente contados são contados como 1/2 ciclo (passo 9).

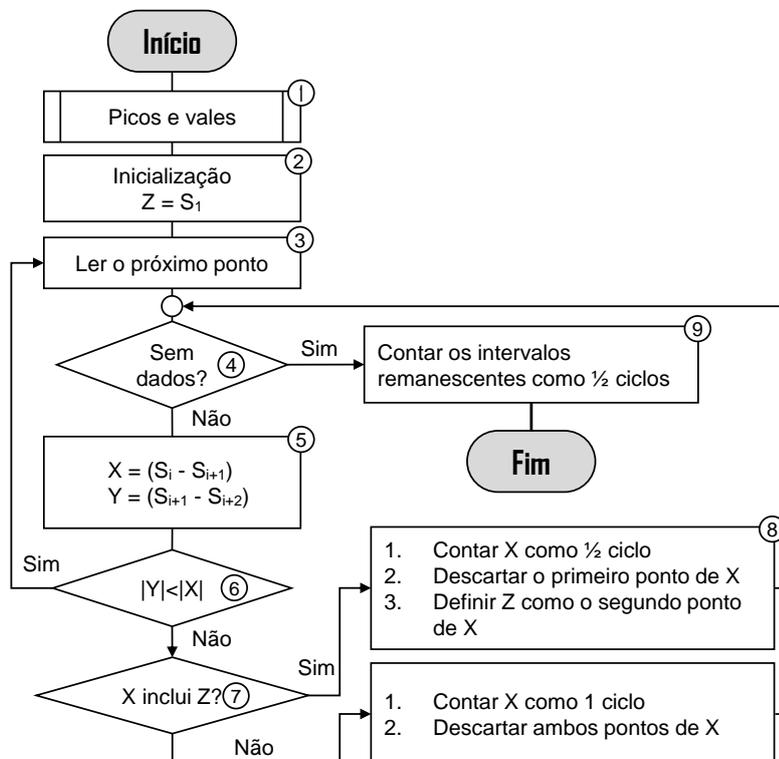


Figura 4.13: Algoritmo *Rainflow Counting*

Um exemplo numérico simples, extraído da norma ASTM 1049 (ASTM, 2017), é exibido

na Figura 4.14 para ilustrar o algoritmo. Uma série temporal de 14 pontos é tomada como referência, linha cinza da Figura 4.14(a), a qual é reduzida para S (linha tracejada), através da identificação de picos e vales de acordo com a Passo 1.

Na sequência, no Passo 2, $Z = A$, $X = |A - B| = 3$ e $Y = |B - C| = 4$ (Passo 5). Como X é menor que Y e contém Z , X é um meio ciclo e somente o primeiro ponto (A) é descartado (Passo 7 e 8), como observado na Figura 4.14(b). Um novo *loop* se inicia com Z igual B e $X = |B - C|$ e $Y = |C - D|$. Como X é menor que Y e contém Z , X é um meio ciclo e somente o primeiro ponto (B) é descartado (Passo 7 e 8), como observado na Figura 4.14(c). Na sequência, Z é igual C e $X = |C - D|$ e $Y = |D - E|$. Como X é maior que Y , se continua para o próximo ponto, sendo $X = |D - E|$ e $Y = |E - F|$. Como X é maior que Y , se continua para o próximo ponto, sendo $X = |E - F|$ e $Y = |F - G|$. X se identifica como ciclo completo, pois, não inclui Z , e se removem os dois pontos de S . O triângulo azul na Figura 4.14(d) corresponde ao ciclo completo mencionado.

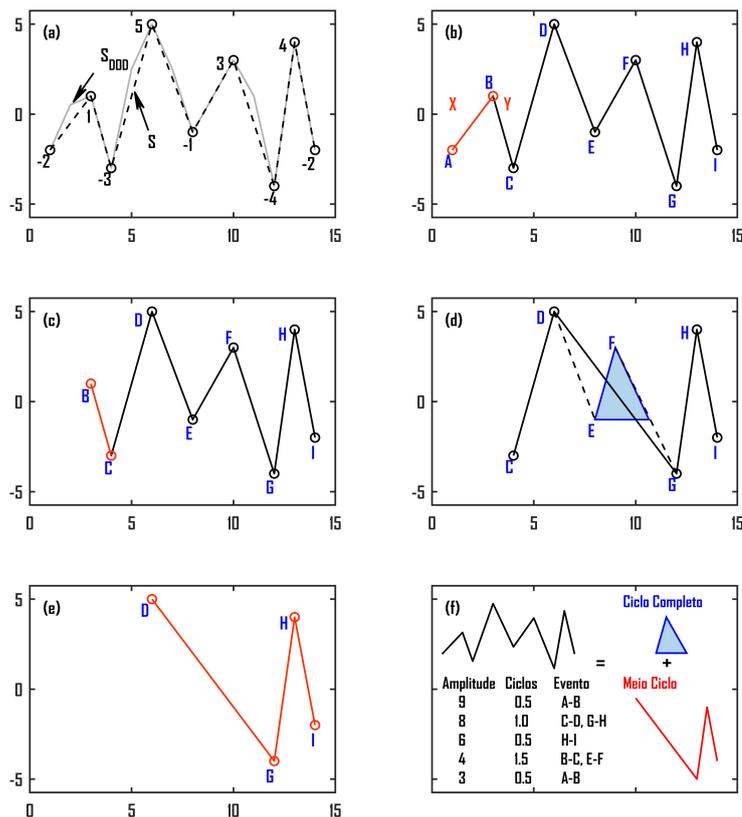


Figura 4.14: Ilustração do algoritmo de contagem *Rainflow Counting*

Após todos os pontos de dados serem considerados, os intervalos $D - G$, $G - H$ e $H - I$ permanecem remanescentes e são identificados como meio ciclos (passo 9), conforme mostrado na Figura 4.14(e). Portanto, a série S contém seis meio ciclos de amplitude 9, 8, 6, 4, 3 e um ciclo completo de amplitude 4, como resumido na Figura 4.14(f). O algoritmo foi validado

pelo mesmo exemplo apresentado acima e usando exemplos de casos de Alam & Saha (2016) e Sadowski, Lajoie-Mazenc, Bastos, Ferreira da Luz & Kuo-Peng (2000).

Uma vez identificados os microciclos do perfil DoD (quantidade e amplitude), a degradação do ciclo de vida pode ser estimada usando a curva empírica, DoD *versus* número de ciclos, geralmente fornecida pelo fabricante da bateria. A degradação resultante de cada um dos ciclos incorridos é obtida e utilizada para estimar a degradação total da vida útil da bateria através da equação 4.16:

$$D_T = \sum_i^n \frac{\text{Ciclos do } R_j}{A \cdot R_j^B} \cdot 100 \quad (4.16)$$

Sendo D_T a degradação total, R_j é a amplitude do j -ésimo microciclo no histórico do DoD, n é o número total de ciclos, A e B são parâmetros empíricos fornecidos pelo fabricante da bateria. A Figura 4.15 exibe um exemplo de curva de ciclo de vida, da qual se extrair os parâmetros A e B , para três diferentes tecnologias de bateria de lítio disponíveis comercialmente. Nela, a linha laranja sinaliza a tecnologia de Lítio-NMC (do inglês, *Nickel Manganese Cobalt Oxide*), a azul indica a tecnologia de Lítio-fosfato de ferro (LiFePO₄)(Xu, Oudalov, Ulbig, Andersson & Kirschen, 2018) e a linha cinza, a tecnologia Lítio-Titânio.

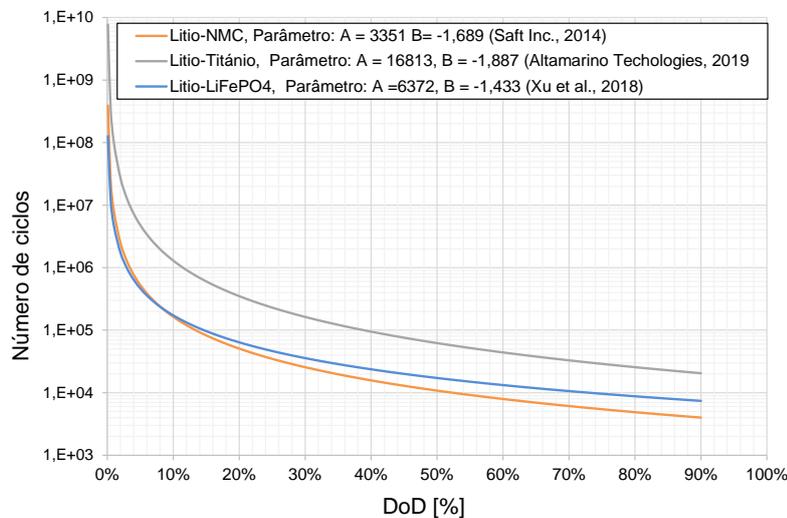


Figura 4.15: Número de ciclos versus DoD

4.7 Open SimSES

O modelo de degradação orientado a eventos considera apenas um fator de estresse. A interação entre diversos fatores estressantes é uma função não linear e recai na necessidade de dados experimentais para estimar a correlação entre eles. No intuito de uma análise mais completa, se utiliza o SimSES (*Simulation of Stationary Energy Storage Systems*), que tem

implementado o modelo de carga ponderada, integrando a contagem de ciclos *Rainflow* com dados experimentais e modelos da literatura para bateria de íon de lítio. Esses elementos adicionais permitirão uma estimativa de degradação que considera parâmetros negligenciados pelos modelos orientados a eventos, como autodescarga, taxa de descarga e degradação calendário.

O SimSES é uma estrutura de modelagem de código aberto para simular sistemas estacionários de armazenamento de energia. A ferramenta foi desenvolvida no Matlab[®], inicialmente por Maik Naumann e Nam Truong da Universidade Técnica de Munique (Naumann, Truong, Schimpe, Müller, Jossen & Hesse, 2017). A Figura 4.16 apresenta a estrutura do SimSES. Os dados de série temporal (por exemplo, carga, geração FV, etc.) e dados do sistema, tais como topologia, característica da bateria, eficiências dos conversores, etc, são a entrada do bloco Algoritmo de Controle e Modelo do BESS. Estes blocos têm a função de determinar a potência necessária do sistema de armazenamento de energia para atender o algoritmo de controle selecionado, que, por sua vez, servem para calcular o estado de carga. A saída do bloco Modelo do BESS alimenta o bloco Modelo de degradação da bateria, que estima a diminuição da capacidade e redução de desempenho da bateria em função dos fatores de estresses considerados pelo modelo de degradação. Por sua vez, a capacidade efetiva ainda disponível na bateria é repassada para os outros blocos para dar sequência aos cálculos até o fim do período de tempo avaliado.

O SimSES vem com três algoritmos de controle para uso em aplicação residencial, apontados na Figura 4.16, bloco "Algoritmo de controle". Para inserir as estratégias de suavização no SimSES, foi escrito o *script* de forma a respeitar a estrutura e nome de variáveis existente no software. Para verificar se foi implementado corretamente, o perfil de SoC gerado por cada uma das estratégias foi comparado com a simulação realizada no Matlab[®], validando a implementação no SimSES.

Como ilustrado no bloco Modelo de degradação da bateria da Figura 4.16, o modelo de degradação integrado no SimSES é um modelo orientado a evento ponderado com dados experimentais e equações semiempíricas. A caracterização de estresse faz referência a extração do número de ciclos, DoD e taxa de descarga do perfil SoC gerada pelo Modelo do BESS. Essa saída é a entrada para as equações que estimam a degradação resultante. Particularmente, o SimSES também contém dados experimentais da célula comercial LiFePO₄, do fabricante Sony, modelo US26650FTC1, em diferentes taxas de descarga, temperatura de operação e profundidade de descarga (Rumpf, Naumann & Jossen, 2017).

Para esse modelo específico de célula, é possível calcular a degradação total com a superposição dos efeitos de envelhecimento devido à ciclagem, interpolando os dados experimentais com as equações que levam em conta os efeitos calendários. Ao considerar dados experimentais, todos os dados de entrada necessários para os modelos de envelhecimento podem ser determinados com precisão. Portanto, é de se esperar estimativa de melhor qualidade no resultado da modelagem orientada a eventos que apenas utiliza a curva de número de ciclos versus DoD. Desse modo, efeitos não considerados por essa modelagem podem ser quantificados e eviden-

ciar possíveis divergências no resultado de degradação entre as estratégias de controle.

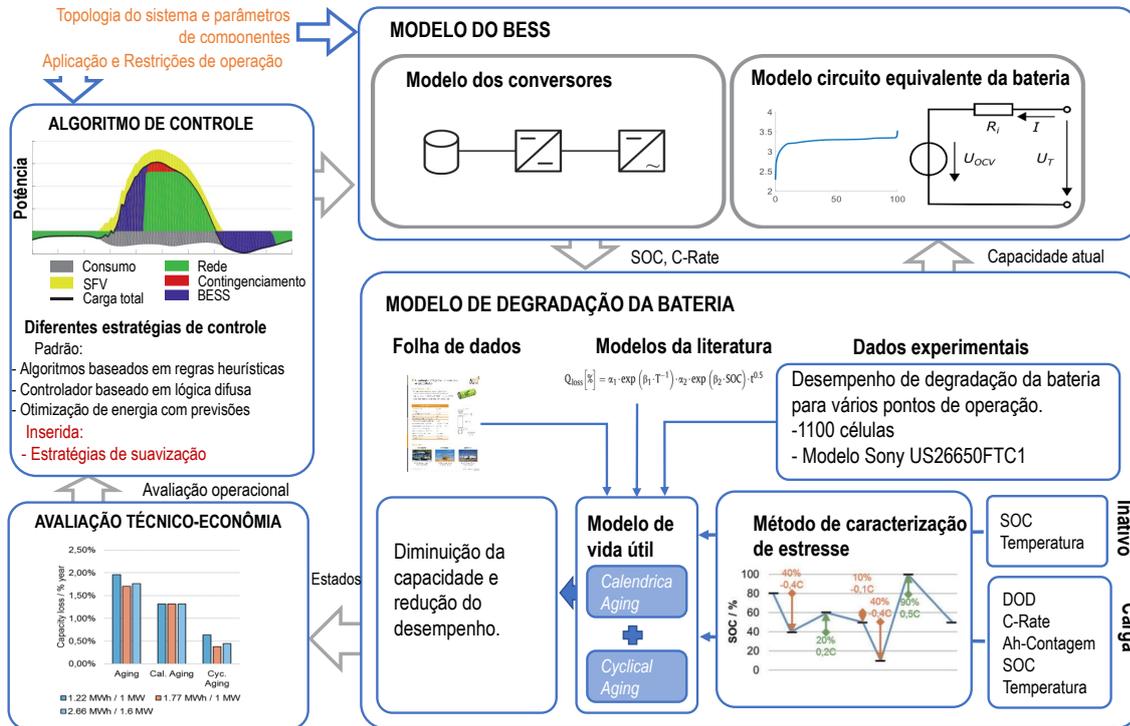


Figura 4.16: Estrutura do SimSES e blocos funcionais

Fonte: Adaptado e traduzido de Naumann et al. (2017)

Capítulo 5

Análise Comparativa e Discussão dos Resultados

Neste capítulo, apresenta-se a análise comparativa a partir da metodologia definida no Capítulo 3, utilizando as estratégias introduzidas no Capítulo 4. Primeiramente, será apresentada análise de curto prazo para dois dias: dia 1, com alta variabilidade de geração, e dia 2, sendo o dia padrão obtido da média para os 76 dias. A principal finalidade dessa primeira análise é qualitativa, mostrando como cada estratégia gera um perfil diferente da potência injetada na rede, mas todas respeitando o r_{max} estabelecido.

Em segunda instância, apresenta-se a análise de longo prazo para um período de 76 dias, procurando a identificação da influência dos fatores r_{max} e a capacidade instalada do SFV no comportamento do desempenho da bateria para as três estratégias. São apresentados gráficos correspondentes às simulações realizadas, comparando-se os casos com valores normalizados em pu da P^* para facilitar a visualização. Os indicadores de desempenho da bateria são discutidos e comparados na seguinte sequência: potência máxima da bateria, capacidade de energia requerida para a bateria, taxa de carga e descarga e degradação da bateria.

Para a análise de estimativa de degradação da bateria, considerando a quantidade total de casos simulados (35), são identificados os que produzem resultados mais ilustrativos. Eles serão utilizados para a realização das discussões propostas.

5.1 Análise de Curto Prazo

Inicia-se o estudo das estratégias previamente consideradas com a simulação de dois dias independentes entre si para o SFV de 1 kWp com $r_{max} = 10\%/min$. Para a bateria, inicia-se com $E_{bat}(0) = E_{bat,ref}$, tendo como ganho de retroalimentação o valor de $k = 5$. Com o intuito de melhorar a visualização e comparação entre as estratégias, a capacidade da bateria foi arbitrada em $C_{bat} = 80 Wh$, sendo um valor que satisfaz o requisito mínimo para as três estratégias, conforme resultado de simulação realizada previamente.

Na Figura 5.1, apresenta-se a evolução da geração de potência P_{FV} , da potência simulada

injetada na rede P_{rede} e da energia na bateria para os dois dias analisados com estratégia de suavização com limitação de potência pelo inversor. Os requisitos de operação da bateria no dia crítico (dia 1, Figura 5.1(a)) correspondem a uma potência máxima $P_{bat} = 567\text{W}$ ($P_{bat} = 0,71 P^*$), indicada na Figura 5.1(c). A capacidade da bateria, diferença entre o valor máximo e mínimo de energia na bateria para este dia, foi de $C_{bat} = E_{bat,max} - E_{bat,min} = 21\text{Wh}$, sinalizada na Figura 5.1(d). Essa capacidade de energia equivale a manter durante 1,5 minutos a potência nominal do inversor do SFV ($C_{bat} = 1,5 \text{ min em } P^*$). As perdas referentes a limitação de potência no inversor formam 67 Wh, o que representa 12% do total gerado pelo SFV para o dia, sendo um valor alto.

Para o dia 2, Figura 5.1(b), com flutuações maiores que r_{max} , predominantemente entre às 13h e 14h, a potência máxima requerida da bateria foi de $P_{bat,max} = 103\text{W}$ ($P_{bat,max} = 0,13 P^*$) com capacidade de $C_{bat} = 1,4 \text{ Wh}$ (6 s em P^*) e perdas depressíveis de 0,04%. Pelas características do dia 2, o valor de capacidade é mínimo

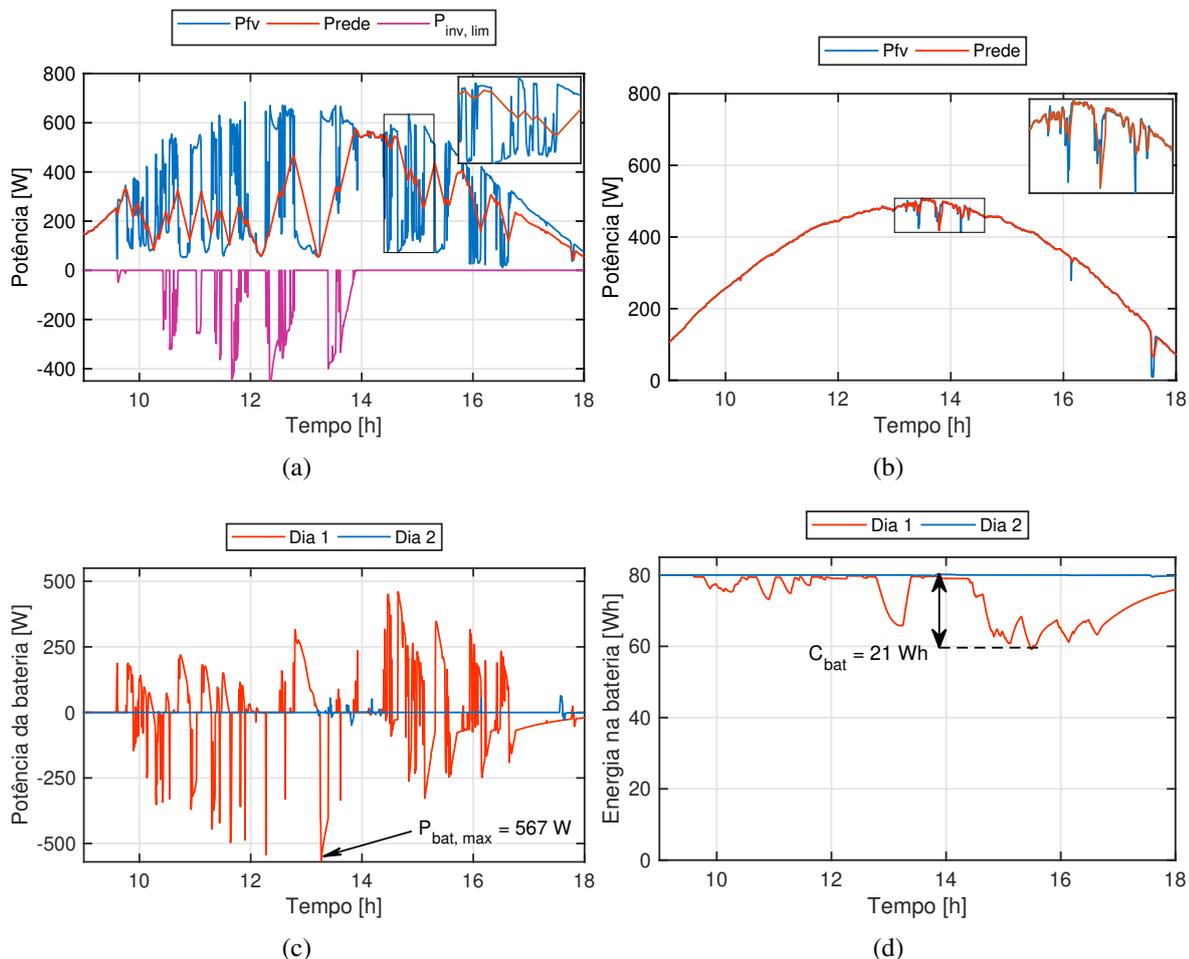


Figura 5.1: Análise de curto prazo: Estratégia 1 para o (a) dia 1 e o (b) dia 2. (c) Potência da bateria. (d) Energia na bateria.

A partir da Figura 5.2, analisam-se os requisitos operacionais da bateria para a Estratégia 2. A potência máxima da bateria para o dia 1 foi de $P_{bat,max} = 524 \text{ W}$ ($P_{bat,max} = 0,66 P^*$), sinalizada na Figura 5.2(c), e a capacidade foi de $C_{bat} = E_{bat,max} - E_{bat,min} = 47 \text{ Wh}$, indicada

na Figura 5.2(d), equivalente a três minutos na capacidade nominal do inversor do SFV ($C_{bat} = 3 \text{ min em } P^*$). Para o dia 2, Figura 5.2(b), o desempenho da Estratégia 2 foi semelhante ao da Estratégia 1, com $P_{bat, max} = 103 \text{ W}$ ($P_{bat, max} = 0,13 P^*$) e capacidade $C_{bat} = 0,9 \text{ Wh}$ (4 s em P^*).

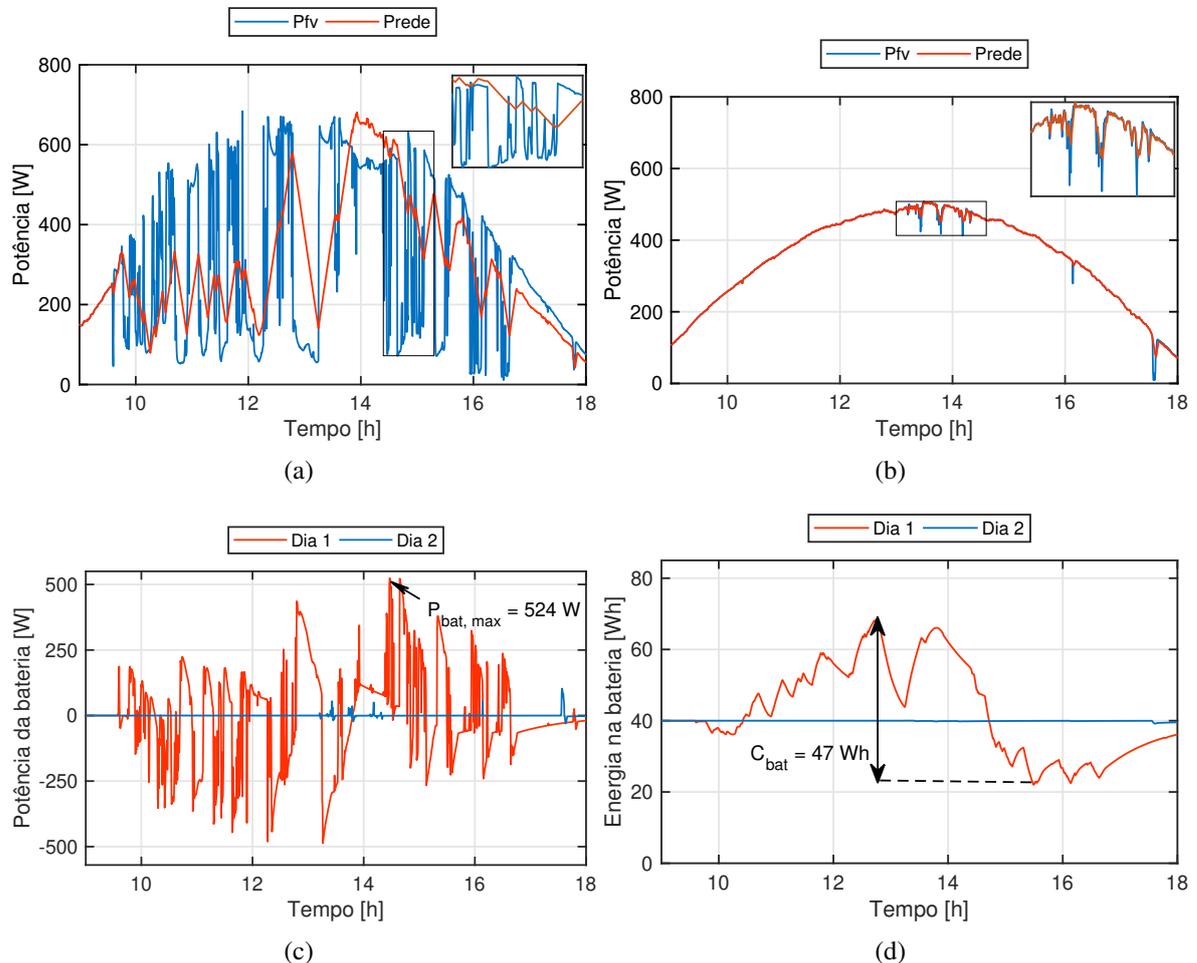


Figura 5.2: Análise de curto prazo: Estratégia 2 para o (a) dia 1 e o (b) dia 2. (c) Potência da bateria. (d) Energia na bateria

Por fim, por meio da Figura 5.3, apresenta-se o comportamento da Estratégia 3 para os dois dias simulados. No quesito potência máxima da bateria para o dia 1, observado na Figura 5.3(c), a Estratégia 3 requisita $P_{bat, max} = 481 \text{ W}$ ($P_{bat, max} = 0,62 P^*$) para uma capacidade da $C_{bat} = 46 \text{ Wh}$ (Figura 5.3(d)).

A Tabela 5.1 apresenta o resumo dos resultados para o dia 1. Quantitativamente, para o dia 1, no qual se evidencia a necessidade de mitigar as flutuações de potência, a Estratégia 2 apresentou $P_{bat, max}$ 8% menor que a Estratégia 1. Entretanto, a capacidade necessária C_{bat} foi 123% maior que na Estratégia 1. Porém, as perdas por limitação de potência no inversor foram de 67 Wh, 12% do total da energia fotovoltaica gerada naquele dia. Estabelecendo uma relação entre as perdas relativas na geração da Estratégia 1 e a capacidade a menos em comparação com a Estratégia 2, obtém-se que, para o dia 1, para cada 2,1 Wh de C_{bat} a menos, se tem um aumento de 1% nas perdas de geração, produto da restrição de potência no inversor.

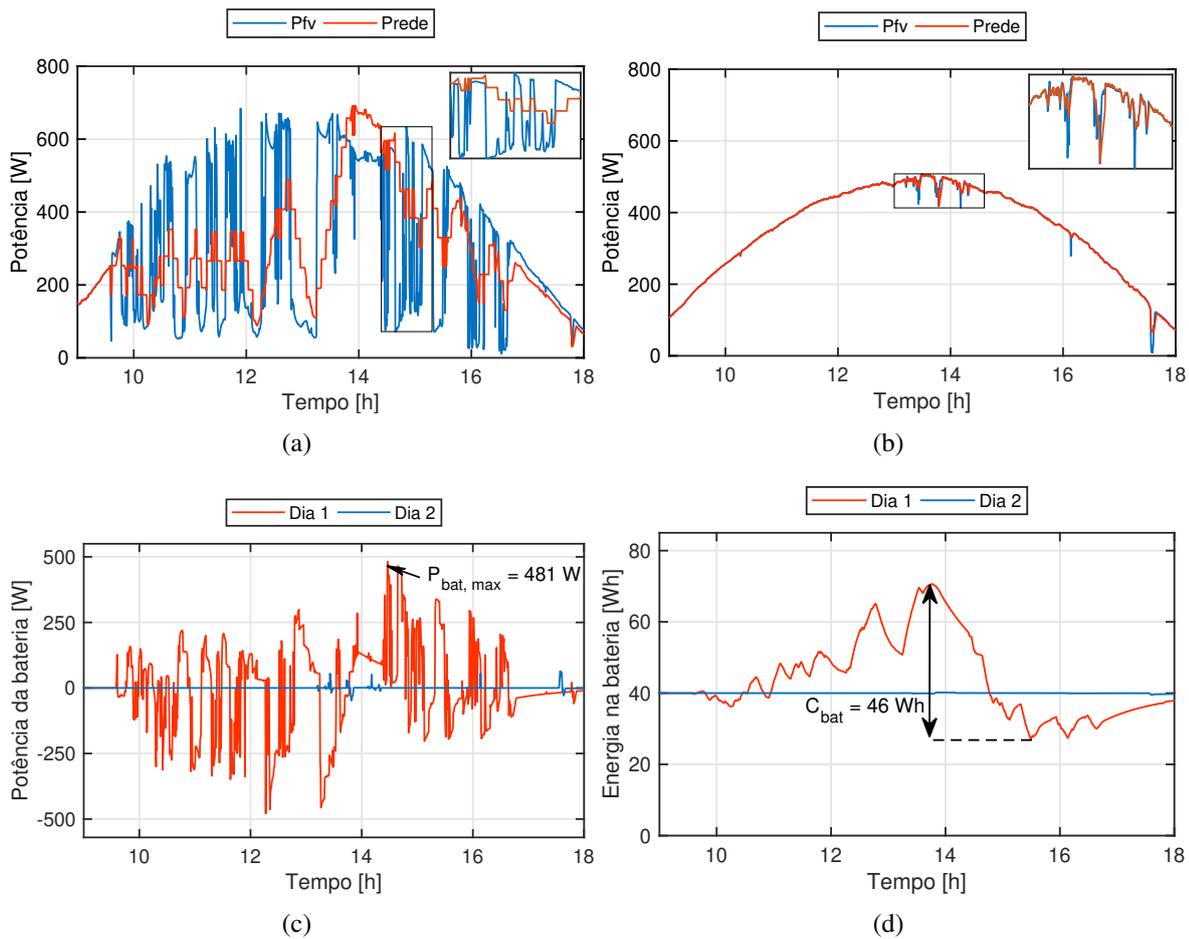


Figura 5.3: Análise de curto prazo: Estratégia 3 para o (a) dia 1 e o (b) dia 2. (c) Potência da bateria. (d) Energia na bateria

Quando se analisa a comparação de desempenho no quesito C_{bat} , tem-se como resultado que a Estratégia 3 teve diferença mínima em relação a Estratégia 2, sendo de apenas 1 Wh, e foi 119% maior que a Estratégia 1. Já quando se analisa o desempenho em termos de máxima potência, tem-se que a Estratégia 3 apresenta um resultado 8,2% menor que a Estratégia 2 e 15,2% menor que a Estratégia 1. Para o dia 2, a Estratégia 3 obteve menor máxima potência e capacidade, sendo $P_{bat, max} = 63 \text{ W}$ ($P_{bat, max} = 0,08 P^*$) e $C_{bat} 0,7 \text{ Wh}$ (3 s em P^*).

É importante remarcar que a energia da bateria no final do dia para as três estratégias se encontra estabilizada no valor referência $E_{bat, ref}$, o que mostra o correto funcionamento do controle de estado de carga.

A análise realizada até então foi desenvolvida considerando apenas o SFV de 1 kWp com $r_{max} = 10\%/min$ e para os dias de diferentes características. Para conclusões mais gerais, é necessário que esses fatores sejam combinados de forma a possibilitar avaliações e buscas por padrões de comportamento. Prossegue-se, então, com a análise comparativa, variando os principais parâmetros que contornam o problema de flutuação de potência na geração FV, como explicado no Capítulo 3.

Tabela 5.1: Resultados para o dia 1 avaliado.

Resultado	Estratégia 1	Estratégia 2	Estratégia 3
$P_{bat, max}$ [W]	567	524	481
C_{bat} [Wh]	21	47	46
Perdas por limitação do inversor [Wh]	67	-	-
$P_{bat, max}$ normalizado pela Estratégia 3	1,179	1,089	1,000
C_{bat} normalizado pela Estratégia 1	1,000	2,238	2,190

5.2 Análise de Longo Prazo

A Figura 5.4 apresenta os resultados da potência máxima do BESS normalizado pela potência nominal do inversor P^* . As simulações mostram que $P_{bat, max}$ decresce como função do limite de r_{max} . Para r_{max} rigoroso de 2%/min, se requiere potência máxima entorno de 50% da potência nominal do SFV. Quando aplicados limites maiores que 10%/min, a máxima potência requerida é menor que 40% da nominal para os SFV maiores que 1 MW com tendência a diminuir enquanto r_{max} aumenta. Para os SFV menores que 75 kW, é apresentada pouca variação para r_{max} maior que 15%/min, dando a entender que $P_{bat, max}$ se estabiliza e não terá influência para r_{max} maiores. A análise comparativa entre as estratégias nesse quesito indica que a Estratégia 3 foi a que apresentou o melhor desempenho, seguida pela Estratégia 2.

Os resultados da capacidade de energia C_{bat} para as três estratégias podem ser vistos na Figura 5.5, usando o valor normalizado para a potência nominal do inversor P^* . Conforme pode ser observado na Figura 5.5, as simulações mostram que a capacidade do BESS decresce exponencialmente como função do limite de r_{max} . Para r_{max} rigoroso de 2%/min, requer-se nível de energia elevado com capacidade de fornecer, por mais de 15 minutos, a potência nominal. Quando aplicados limites maiores que 10%/min, a potência nominal é requerida apenas por 5 minutos ou menos. O limite r_{max} é estabelecido pela normativa local, o que destaca a importância de um valor apropriado que mitigue as flutuações do SFV indesejável com risco para o sistema elétrico, mas que permita BESS com capacidade que não inviabilize economicamente o projeto.

Como observado ao comparar as figuras 5.5(a), 5.5(b) e 5.5(c), a análise comparativa das estratégias no quesito capacidade do BESS indica que a Estratégia 1 foi a que apresentou o melhor desempenho, seguida pela Estratégia 3. A Figura 5.5(d) evidencia isto ao mostrar a relação entre $C_{bat, Estrategia3} / C_{bat, Estrategia1}$ para diferentes valores de r_{max} e potência do SFV. Para o r_{max} aumentado, a relação $C_{bat, Estrategia3} / C_{bat, Estrategia1}$ decresce. Para r_{max} estrito, menor que 5%/min, a relação também aumenta quando aumenta a capacidade do SFV, mas o mesmo não acontece para r_{max} maior que 15%/min.

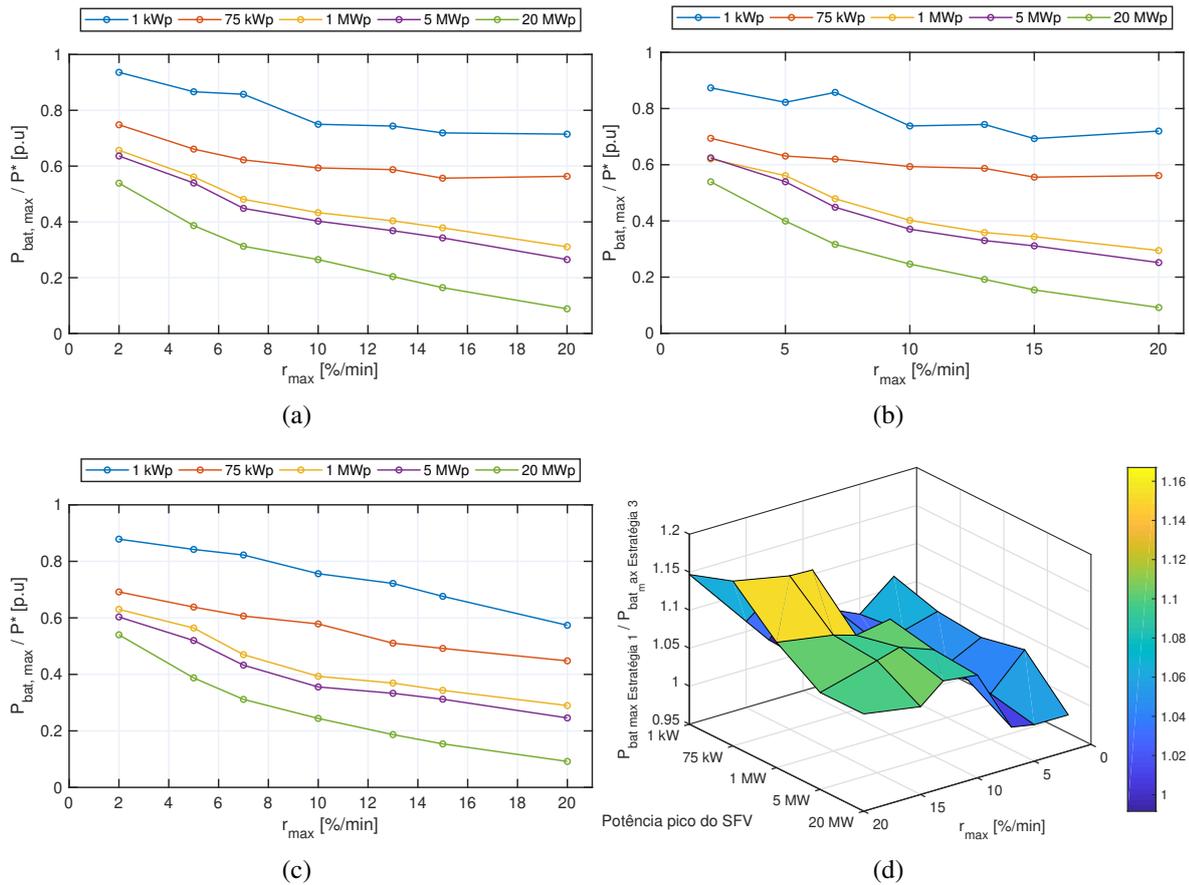


Figura 5.4: $P_{bat,max}$ normalizado como função de r_{max} para os diferentes tamanhos de SFV estudados (a) Estratégia 1; (b) Estratégia 2; (c) Estratégia 3; (d) Relação entre $P_{bat,max \text{ Estrategia 1}} / P_{bat,max \text{ Estrategia 3}}$

Para todos os casos, a capacidade do BESS necessária na Estratégia 3 é, no mínimo, 50% maior para a Estratégia 1, chegando a ser o dobro para r_{max} menor que 5%/min. As perdas por limitação do inversor na Estratégia 1 são apresentadas na Figura 5.6. A maior perda se dá no SFV de 1 kWp, sinalizado pela linha azul da Figura 5.6, sendo 1,7% do total da energia gerada pelo SFV. Para r_{max} maior que 10%, as perdas relativas são menores que 0,6% para todos os casos. Em geral, se considera que as perdas são baixas. Em resumo, os resultados da simulação mostram que é possível obter, no mínimo, uma redução de 50% da capacidade da bateria ao custo de, no máximo, perder 1,7% do total da energia gerada pelo SFV.

Verifica-se, ainda, ao observar a Figura 5.4, que, para todas as estratégias, as capacidades relativas são marginalmente menores para tamanhos maiores de SFV, mas existe uma diminuição em função da capacidade instalada do SFV. Considerando o caso da Estratégia 3, Figura 5.5(c), C_{bat} se reduz entre 50% e 30% para 75 kWp e 1 MWp, com r_{max} maior que 5%/min. Isso indica que, em termos de capacidade, faz diferença significativa se um agrupamento de pequenos SFV tem o seu BESS individual ou um BESS central.

O comportamento da potência máxima apresentada na Figura 5.4 mostra diferenças mais pronunciadas entre os tamanhos do SFV do que as encontradas para C_{bat} . Quanto maior o SFV, menos potência o BESS requer em relação ao P^* . O efeito fica mais evidente com limites

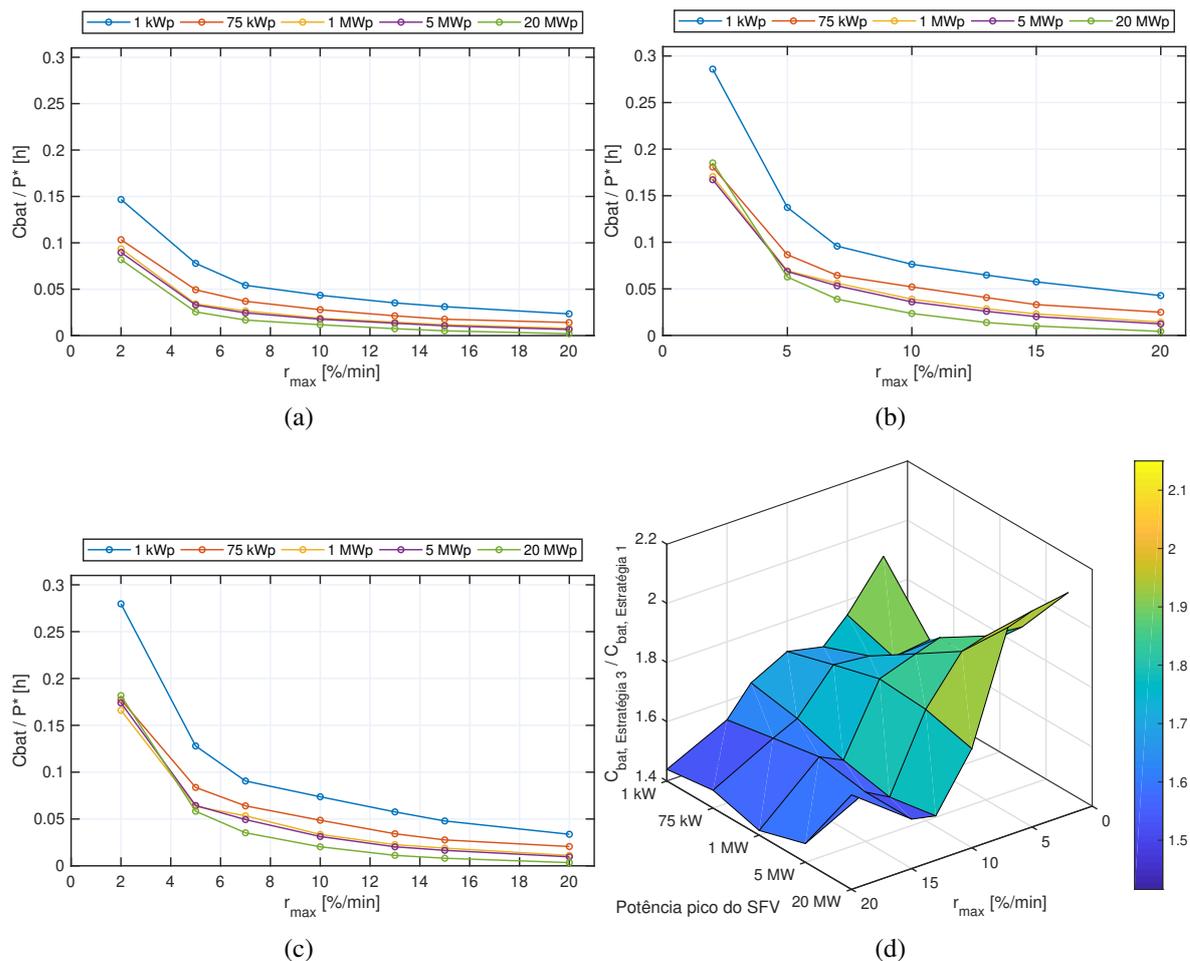


Figura 5.5: C_{bat} normalizado como função de r_{max} para os diferentes tamanhos de SFV estudados (a) Estratégia 1; (b) Estratégia 2; (c) Estratégia 3; (d) Relação entre $C_{bat, Estrategia3} / C_{bat, Estrategia1}$

r_{max} maiores. Esse comportamento é esperado uma vez que o efeito de compensação pela irradiância espacial é mais forte em SFV, exigindo menos potência de pico de BESS. Esses resultados indicam que uma unidade centralizada poderia gerar economia no dimensionamento da unidade do BESS.

Até agora, o foco tem sido os requisitos mínimos que definem a potência e capacidade do BESS, se a conformidade total do limite de r_{max} for desejada. Prossegue-se a examinar mais detalhadamente o comportamento da razão entre potência e capacidade do BESS (P_{bat} / C_{bat}), conhecida na literatura como *C-rate*.

Na implementação prática do algoritmo de controle de rampa em um sistema fotovoltaico real, o valor do *C-rate* tolerado deve ser levado em conta uma vez que pode haver momentos em que a bateria é incapaz de fornecer a resposta correta, pois, não pode fornecer toda a energia necessária para cumprir com r_{max} quando ocorre uma flutuação. Ainda, a operação em taxas elevadas, além de acelerar a degradação da bateria, pode levar a falha fatal e danificar o BESS se operar com valores superiores aos estipulados pelos fabricantes (Wang, Yang, Zhao & Tsui, 2017). Destaca-se que, dos artigos do portfólio bibliográfico, apenas três fizeram análise

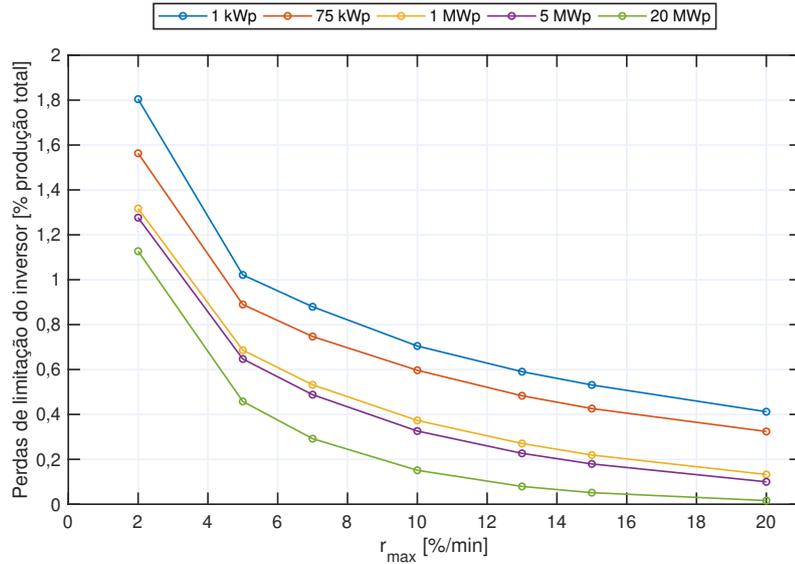


Figura 5.6: Perdas por limitação do inverso na Estratégia 1 relativas a produção total do SFV.

considerando essa limitação (Chanhom et al., 2013; Ellis et al., 2012; de la Parra et al., 2018), sendo esta negligenciada pelo restante dos artigos, o que pode invalidar os resultados em termos práticos de possível implantação do algoritmo.

A relação entre potência de carga e descarga máxima nas baterias de lítio é assimétrica, isto é, a potência máxima de carga é menor que a potência máxima de descarga permitida. Assim sendo, o limite se separa em taxa de descarga (TD) e taxa de carga (TC). Para a própria tecnologia de bateria íon de lítio, a relação potência/capacidade na carga e descarga tolerada varia muito, dependendo dos elementos eletroquímicos que compõem a mesma, e até do sistema auxiliar integrado, como o condicionador de ar. Na Tabela 5.2, apresenta-se a TD e TC máximos para regime de operação contínuo de diferentes fabricantes disponíveis no mercado.

Tabela 5.2: Taxa de carga e descarga máxima em regime contínuo para sistemas de baterias comerciais.

<i>Fabricante</i>	<i>TC máxima</i>	<i>TD máxima</i>	<i>Ref</i>
Saft	2,1	2,2	Samsung SDI (2018)
Samsung SDI	2	6	Saft (2017)
Kokam	4	4	Kokam (2016)
Altairnano Technologies	5	6	Technologies Altairnano (2019)
General Electric	1	3	General Electric Company (2018)

Na Tabela 5.3, apresenta-se o TD e TC máximo da série de dados para os 76 dias simulados usando a Estratégia 1 e Estratégia 3, considerando r_{max} 2%/min e r_{max} 10%/min para o SFV de 1kWp, 75kWp e 1 MWp. Como se observa, para $r_{max} = 2\%/min$, ambas as estratégias permitem operar com valores nos limites pré-estabelecidos para baterias comerciais (Tabela 5.2), embora não seja possível usar todos os modelos para a Estratégia 1. Para $r_{max} = 10\%$, a Tabela

5.3 indica que os valores calculados de TD e TC para ambas as estratégias sobrepassem os limites de maneira inviável. Como $P_{bat,max}$ decresce em menor medida que C_{bat} quando r_{max} aumenta (Figura 5.4 e Figura 5.5), a razão entre essas variáveis também aumenta. Para o caso particular da Estratégia 1, essa razão é mais acentuada, o que resulta em TD e TC a valores críticos.

Tabela 5.3: TD e TC máximo para a Estratégia 1 e Estratégia 3 para $r_{max} = 2\%/min$ e $r_{max} = 10\%/min$.

	<i>Estratégia 1</i>		<i>Estratégia 3</i>	
	2 %/min	10 %/min	2 %/min	10 %/min
$TD_{max, 1kWp}$	4,0	12,7	2,2	7,4
$TC_{max, 1kWp}$	5,3	14,2	2,6	8,3
$TD_{max, 75kWp}$	4,4	15,2	2,8	8,3
$TC_{max, 75kWp}$	6,0	17,7	3,2	9,2
$TD_{max, 1MWp}$	4,3	15,7	3,0	7,6
$TC_{max, 1MWp}$	5,8	19,0	3,1	8,4

Na Figura 5.7, apresenta-se a distribuição de frequência da razão entre P_{bat} e C_{bat} do uso do BESS para o SFV de 1 MWp, usando a Estratégia 1 e Estratégia 3. Durante a carga, os valores são negativos e, durante a descarga, positivos, conforme a convenção de sinal de P_{bat} adotado neste trabalho. A distribuição de frequência da Figura 5.7 revela que, na maior parte do tempo, o BESS requer apenas uma fração da potência máxima $P_{bat,max}$ e opera em TD e TC aceitáveis.

Considerando um BESS hipotético com limite de $TD = 4$ e $TC = 2$ operando com $r_{max} = 2\%/min$, se for usada a Estratégia 1, 2,6 % das ocasiões de carga e 0,1% de descarga sobrepassam os limites de TC e TD , respectivamente. Para a Estratégia 3, esses valores são 0,8% para TC e 0% para TD . Sob o mesmo caso hipotético, mas com $r_{max} = 10\%$, na Estratégia 1, a ocorrência de valores maiores que TC e TD aumenta consideravelmente para 13,9% e 8,9%, respectivamente. Para a Estratégia 3, esses valores totalizam 1,0%.

Uma possível solução para o problema seria o sobredimensionamento da bateria a fim de cumprir com a potência máxima necessária. No entanto, isso aumenta o custo do BESS e condena a vantagem da Estratégia 1. Uma alternativa seria atuar sobre a potência do inversor, semelhante à Estratégia 1, mas tendo como critério adicional a TC permitida. Assim, no caso de flutuação ascendente, quando o valor calculado de TC for perto do limite operacional da bateria e ainda necessitar de mais potência para manter r_{max} , o inversor seria o responsável de compensar essa falta de carga.

Na Estratégia 1, se pode adicionar um fator na equação (4.10), no termo responsável pela potência da bateria. Nas outras duas estratégias, poderia ser adicionado um controle seme-

lhante com uma equação equivalente à equação (4.10). Indiretamente, o controle da TC leva ao controle parcial de TD , produzindo perfis de carga e descarga mais simétricos (de la Parra et al., 2018). Evidentemente, a limitação por TC aumentaria as perdas e diminuiria a energia fotovoltaica injetada na rede ao custo de C_{bat} menor.

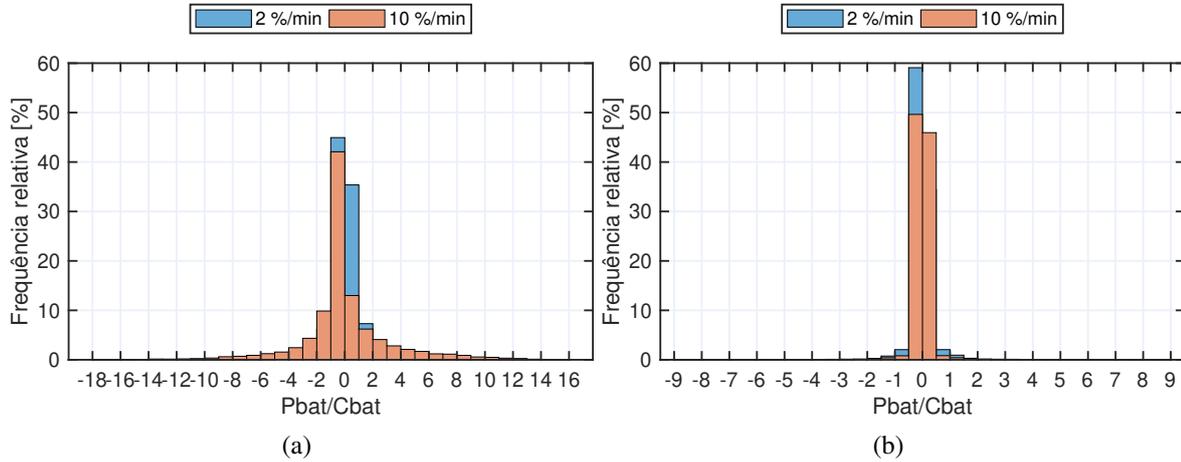


Figura 5.7: Distribuição de frequência de uso do BESS para o SFV de 1 MWp, (a) Estratégia 1, (b) Estratégia 3;

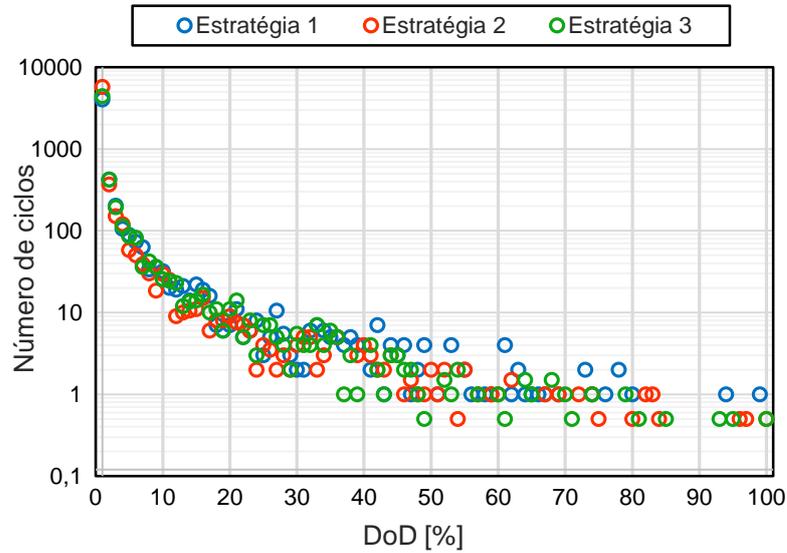
5.3 Ciclos e Degradação do BESS

A Figura 5.8 mostra o número de ciclos resultantes da aplicação do algoritmo de contagem *Rainflow* para a série de dados DoD dos 76 dias para o SFV de 1 kWp, variando a estratégia (Figura 5.8(a)) e o limite de rampa r_{max} (Figura 5.8(a)). Os gráficos da Figura 5.8 mostram um padrão de contagem exponencialmente decrescentes com descargas mais profundas. Ciclos com DoD menor que 2% são responsáveis por grande parte do total dos ciclos. Verifica-se na Figura 5.8(b)) que, para $r_{max} = 2\%/min$, os ciclos com DoD menor que 2% representam mais de 95% dos ciclos, já para $r_{max} = 20\%/min$, cai para 75%, ainda um valor expressivo.

Um contribuinte para esse comportamento são os picos momentâneos de E_{bat} que apenas se desviam ligeiramente do $E_{bat, ref}$. Esses picos se originam da compensação de rampas muito pequenas ou curtas. Embora a Figura 5.8(a)) mostre o resultado para $r_{max} = 10\%/min$ e SFV 1 kWp, comportamento semelhante foi observado para os outros SFV em diferentes r_{max} . Os casos mais conservadores, com SFV de 20 MWp, $r_{max} = 20\%/min$ e ciclos com DoD menor que 2%, representaram mais de 55% do total dos ciclos.

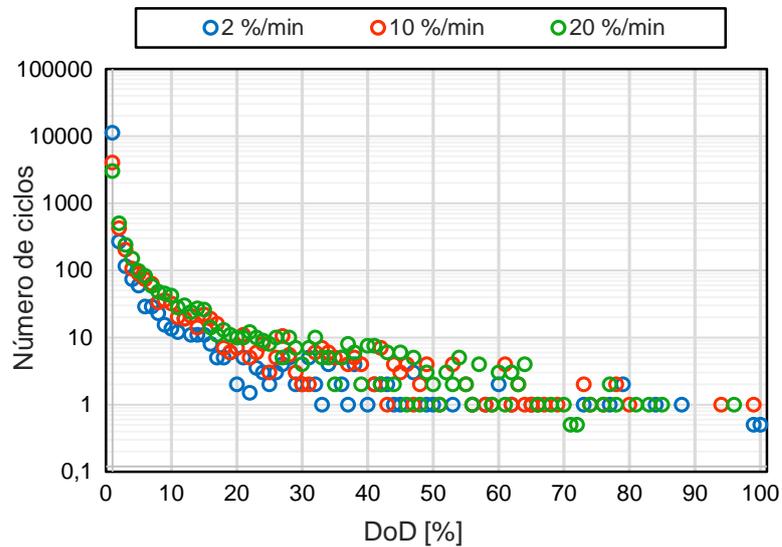
Para a Estratégia 1, que foi implementada a função de histerese, observa-se, na Figura 5.8(a), que o BESS realiza menos ciclos totais que nas outras duas estratégias, mas, em contrapartida, aumenta o número de ciclos com DoD maior que 10%. Observa-se, ainda, na Figura 5.8(a), que a quantidade de ciclos com DoD menor que 1% é quase a metade. Porém, a partir de DoD = 10%, a quantidade de ciclos da Estratégia 1 é predominantemente maior que nas outras

duas estratégias.



DoD [%]	0-1	1-5	5-10	10-20	20-50	50-100	Total
Estratégia 1	4022	820	238	151	131	31	5393
Estratégia 2	5748	697	167	111	85	19	6827
Estratégia 3	4428	816	222	141	114	17	5738

(a)



DoD [%]	0-1	1-5	5-10	10-20	20-50	50-100	Total
2 %/min	11191	512	110	95	59	14	11981
10 %/min	4022	820	238	162	121	30	5393
20 %/min	3021	990	277	204	169	44	4705

(b)

Figura 5.8: Número de ciclos observados em uma determinada profundidade de descarga (DoD) para o SVF de 1 kWp. (a) Cada estratégia e $r_{max} = 10\%$, (b) Estratégia 1 para $r_{max} = 2\%$, $r_{max} = 10\%/min$ e $r_{max} = 20\%/min$.

Uma das principais descobertas da Figura 5.8 é que as descargas pouco profundas têm um número ciclo na ordem de 3000 a 11.000. Essas contagens são tão altas que muitas das tecnologias de armazenamento, como baterias de chumbo-ácido, não podem resistir a elas, independente da baixa energia envolvida nesses ciclos.

Apenas os resultados da contagem cíclica não revelam muito, já que o efeito geral é incerto. Para um indicador mais preciso da degradação do BESS, é necessária uma comparação com uma referência da tolerância máxima ao ciclo do BESS. Então, prossegue-se a estimar a degradação com o modelo orientado a evento utilizando a equação (4.16). Assume-se que o BESS é uma bateria de íon de lítio do tipo NMC, com uma curva de ciclo de vida semelhante à mostrada na 4.16. Escolhe-se a bateria de íon de lítio do tipo NMC porque é a tecnologia adotada para uso estacionário por diversos fabricantes (Company, 2018; Kokam, 2019; Saft, 2017; Samsung SDI, 2018). Dado o fato de que o fabricante não permite valores de DoD superiores a 80%, os dados de C_{bat} (Figura 5.8) foram redimensionados para corresponder a um DoD entre 0% e 80%, e não entre 0% e 100%, como está na Figura 5.5, mas ainda mantendo a relação de capacidade entre estratégias.

Na Figura 5.9, apresentam-se os valores de degradação calculados para diferentes SFV e r_{max} para cada estratégia avaliada. O comportamento geral indica que os SFVs de grande porte têm menor degradação para r_{max} maior que 7%/min, com diferença se acentuando enquanto r_{max} aumenta. Para operação acima desse limite de rampa, os resultados indicam que um BESS centralizado para vários SFVs pode ser um ponto favorável no quesito degradação.

Por meio da Figura 5.9(c), se observa que a Estratégia 3 teve a menor degradação para todos os casos avaliados. De modo geral, D_T permaneceu menor que 1,1% sendo sempre menor que 0,6% para o SFV de 20 MWp. A Estratégia 2 (Figura 5.9(b)) teve comportamento semelhante ao da Estratégia 3, mas com valores superiores de degradação, entre 3% e 6%. A Figura 5.9(d) mostra a degradação da Estratégia 1 ($D_{T, Estratégia1}$) em relação à degradação da Estratégia 3 ($D_{T, Estratégia3}$). Um fator 1 indica que ambas degradações foram iguais, fator menor que 1 indica que a degradação da Estratégia 3 foi maior que a degradação da Estratégia 1 e um fator maior que 1 indica que a degradação da Estratégia 1 foi maior que a Estratégia 3. Os resultados apontam que a Estratégia 1 foi a que teve o pior desempenho, sendo, na maioria dos casos, cerca de 50% maior ao da Estratégia 3, chegando a ser o dobro em casos específicos, como $r_{max} = 7\%/min$ e SFV maiores que 1 MWp. Embora tenha menor número de ciclos totais (Figura 5.8(a)), a quantidade de ciclos profundos é superior ao das outras duas estratégias, o que acaba degradando mais a bateria pela relação exponencial decrescente entre número de ciclos e DoD (Figura 4.15).

Pode-se dizer que a comparação entre $D_{T, Estratégia1}$ e $D_{T, Estratégia3}$ não é justa porque a C_{bat} necessária para a Estratégia 3 é mais do que o dobro da Estratégia 1 (Figura 5.5). Assim, D_T foi recalculada considerando a mesma C_{bat} para ambas e a igual capacidade da Estratégia 3 (Figura 5.5(c)). Não se fez a comparação para a Estratégia 2 porque esta apresentou maior C_{bat} e D_T ao da Estratégia 3. Sobre esse cenário hipotético, se considera manter a C_{bat} igual e

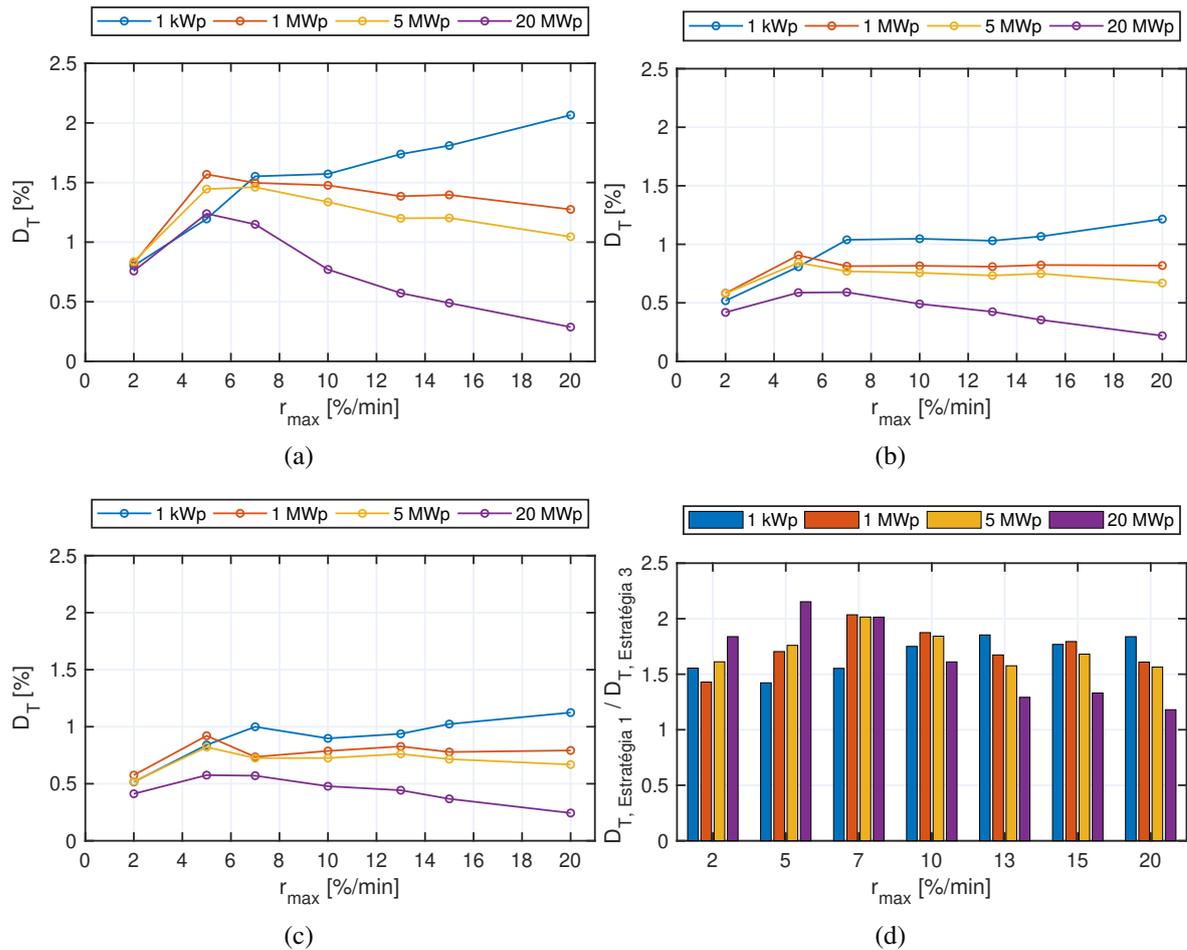


Figura 5.9: Degradação do BESS para os 76 dias avaliados para: (a) Estratégia 1; (b) Estratégia 2; (c) Estratégia 3; (d) Relação de degradação total entre estratégia 1 e 3.

assim avaliar apenas a influência de operação sobre a degradação do BESS. Como observado na Figura 5.10, $D_{T, Estratégia1}$ diminui consideravelmente e apresenta uma degradação menor que $D_{T, Estratégia3}$. Somente no caso de $r_{max} = 20\%/min$ e SFV 1 kWp, $D_{T, Estratégia1}$ se mantém maior a $D_{T, Estratégia3}$ em 10%. Isso mostra que a Estratégia 1, sob igual C_{bat} , faz melhor uso do recurso da bateria. Destaca-se que, referente às perdas por limitação do inversor, C_{bat} aumentou e as perdas diminuíram. Para o pior caso calculado (1 kWp, $r_{max} = 2\%/min$), o valor da perda foi de 1,65%, sendo a média do total dos casos de 0,49%.

Os resultados obtidos pela equação (4.16) mostram a degradação apenas devido ao efeito da ciclagem de BESS referente ao DoD. No entanto, existem efeitos adicionais que não foram levados em conta e que afetam a vida útil, como TD e TC , temperatura de operação (que, em aplicações estacionárias, é controlada considerando-se constante $25\text{ }^{\circ}\text{C}$), dependência entre os ciclos e degradação calendário, que é independente dos ciclos. Para isso, foi simulado as estratégias usando o SimSES. A principal diferença do modelo do SimSES é que ele permite considerar os efeitos de TD e TC , autodescarga, SoC e degradação calendário na taxa de degradação.

O intuito não é obter um valor absoluto, de saber exatamente quanto tempo a bateria vai

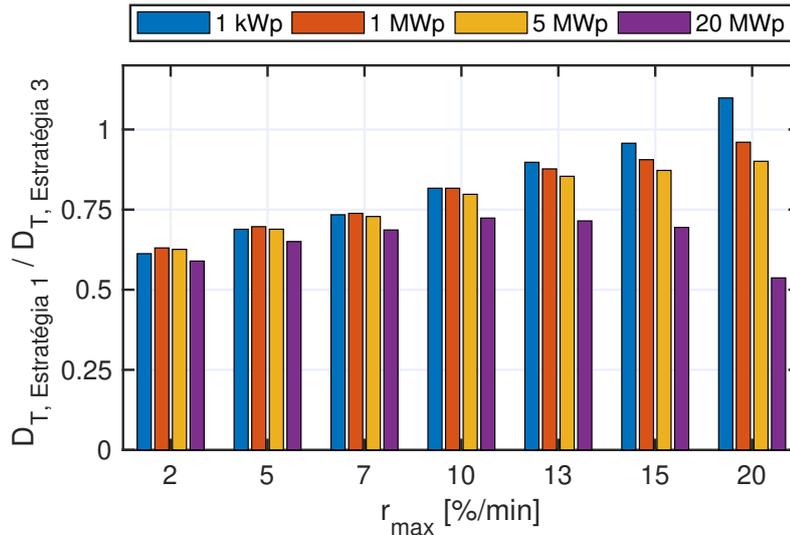


Figura 5.10: Relação de degradação total entre estratégia 1 e 3, assumindo que a Estratégia 1 funciona com o C_{bat} requerido pela Estratégia 3.

durar, mas, sim, de aprimorar o indicador como ferramenta de análise comparativa. Como o modelo orientado a evento pode estar desconsiderando fatores importantes, a intenção é comprovar se, sob avaliação mais complexa, as conclusões até então obtidas continuam se sustentando. Como o objetivo é avaliar a influência do modelo de degradação sobre a estimativa de vida útil, ambas as estratégias operaram com a mesma C_{bat} , sendo igual à obtida na Estratégia 3 para SFV de 1 kWp. O resultado se apresenta na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Comparação de degradação para diferentes modelos.

$D_{T,Estrategia 1}$			
r_{max} [%/min]	Modelo orientado a evento [%]	Modelo SimSES [%]	Diferença relativa [%]
2	0,3	0,5	67
10	0,7	1,2	71
20	1,2	1,6	33
$D_{T,Estrategia 3}$			
r_{max} [%/min]	Modelo orientado a evento [%]	Modelo SimSES [%]	Diferença [%]
2	0,5 %	0,6	20
10	0,9 %	1,1	22
20	1,1 %	1,3	18

Como observado na Tabela 5.4, o modelo SimSES calculou uma degradação maior que o modelo orientado a evento para todos os casos. Para a Estratégia 3, a ordem foi de 20% maior que o modelo orientado a evento, provavelmente devido às TC e TD severas, o que aumenta o estresse na bateria. Para a Estratégia 1, a diferença foi maior, sendo de no mínimo 33% e

no máximo de 71%. Comparando o resultado de DT obtido pelo modelo SimSES, a conclusão que a Estratégia 1 gera um menor estresse da bateria que a Estratégia 3 (Figura 5.10) não se sustenta.

Com base na diferença obtida entre os modelos, se induz que os fatores de estresse não considerados pelo modelo orientado a evento têm efeito maior na Estratégia 1 do que na Estratégia 3. Na participação da degradação total, a degradação por ciclagem participa com uma parcela, sendo esta devida, principalmente, a DoD, TD e TC . Para mesmo C_{bat} , a Estratégia 1 se mostra menos agressiva em termo de TC e TD do que a Estratégia 3. Sendo assim, esse não deveria ser um dos fatores que justifique tal diferença.

A outra parcela da degradação total é devido à degradação calendário. Nas baterias a base de lítio, o envelhecimento calendário da célula possui dependência da temperatura e estado de carga. A temperatura é descartada porque se considerou constante. O estado de carga pode ser um fator de estresse diferencial porque, para cada estratégia, o valor referência a ser mantido pelo controle de SoC é diferente, conforme já explicado, sendo $E_{bat, ref} = 50\%$ para Estratégia 3 e $E_{bat, ref} = \text{SOC } 100\%$ para Estratégia 1. SoC elevados se traduzem em tensões altas nas células, resultando em maior estresse mecânico para os materiais e, conseqüentemente, ocasiona uma menor vida útil da bateria (Schmalstieg et al., 2014). Manter, ainda, a bateria em SoC elevado enquanto a bateria se encontra em *standby* gera uma maior perda de material catódico, uma camada de interface de eletrólito sólido mais espessa e maior resistência no ânodo em comparação com a célula em baixo SoC (Björklund et al., 2018).

A partir dessas premissas, foi realizada mais uma simulação utilizando o modelo de degradação SimSES e $E_{bat, ref} = \text{SoC } 80\%$ para a Estratégia 1. Os resultados se apresentam na Tabela 5.5. Manter $E_{bat, ref} = \text{SoC } 80\%$ diminuiu a degradação em, no mínimo, 17% com relação a degradação mantendo $E_{bat, ref} = \text{SoC } 100\%$. Como observado, para essas circunstâncias, a Estratégia 1 apresenta menor degradação do que a Estratégia 3.

Esses resultados evidenciam a importância do modelo de degradação. Destaca-se que, nos trabalhos De la Parra et al. (2015a, 2016) que utilizaram estratégia com limitação de potência no inversor, sempre foi considerado $E_{bat, ref} = \text{SoC } 100\%$ e o modelo de degradação orientado a evento para comparar com outras estratégias. Os resultados da pesquisa aqui obtidos mostram que essa abordagem pode levar ao erro na decisão de qual é a melhor estratégia no quesito degradação.

Tabela 5.5: Ação de $E_{bat, ref}$ na Estratégia 1 usando o modelo de degradação do SimSES.

r_{max} [%/min]	$D_{T, Estrategia 3,}$ $E_{bat, ref} = 80\% \text{ SoC}$	$D_{T, Estrategia 3,}$ $E_{bat, ref} = 100\% \text{ SoC}$	Diferença [%]
2	0,4	0,5	20
10	1,0	1,2	17
20	1,2	1,6	25

Capítulo 6

Conclusão

Esta pesquisa teve como objetivo implementar e comparar estratégias de controle que utilizam sistema de armazenamento de energia por bateria como unidades de compensação de potência ativa de geradores fotovoltaicos conectados à rede. A finalidade das estratégias é reduzir as flutuações de potência fotovoltaica para os limites pré-estabelecidos a fim de minimizar os problemas causados no sistema elétrico. Ao longo deste trabalho, foram quantificados e comparados os requisitos de armazenamento necessários para três diferentes estratégias de controle, sendo realizada uma ampla variedade de restrições e capacidades instaladas de SFVs.

Para fins de análise, foram utilizados dados obtidos do SFV de 1 kWp e da estação solarimétrica instalada na Unioeste para modelar SFV virtuais de diferentes capacidades instaladas e o respectivo sistema de armazenamento de energia integrado requerido. De acordo com os resultados da simulação, percebe-se que a existência de um dia extremadamente flutuante, a pior flutuação do histórico, pode condicionar os requisitos da bateria. Aliado à questão de suavização de potência, evidenciou-se a necessidade do gerenciamento do estado de carga da bateria. Sem o devido controle de estado de carga, a capacidade de energia requerida do BESS seria extremamente grande. Esta situação ficou evidenciada na Estratégia 2, em qual foi necessário implementar um controle de SoC, já que não foi previsto na versão original. O estudo mostrou que, sem o controle de SoC para os 76 dias avaliados, a capacidade da bateria seria aproximadamente dez vezes maior.

A relação entre r_{max} e as variáveis $P_{bat, max}$ e C_{bat} foi igual para as três estratégias avaliadas. Os requisitos de potência e capacidade do BESS diminuem com menor exigência de r_{max} . Para C_{bat} , a redução apresenta um comportamento exponencial. De acordo com os estudos, tem-se que o tamanho do SFV também afeta os requisitos $P_{bat, max}$ e C_{bat} . Logo, quanto maior o SFV, menor a potência e a capacidade relativa à potência nominal do SFV. Essa menor exigência do BESS é devido ao efeito de suavização de irradiância espacial. Assim, o resultado sugere que a opção de BESS centralizado, em vez de distribuído, para um conjunto de SFV espalhado geograficamente, será a melhor solução uma vez que otimizará o recurso devido à compensação espacial entre os SFVs.

A análise de longo prazo (76 dias) mostrou que a estratégia que requer menor capacidade do BESS é a Estratégia 1. Esta limita a potência do inversor caso exista uma rampa ascendente

e o BESS se encontre com SoC elevado. Em todos os casos, a capacidade do BESS necessária na Estratégia 3 foi maior que 50% da Estratégia 1, chegando a ser o dobro para r_{max} e menor que 5%/min. A menor capacidade necessária da Estratégia 1 se dá ao custo de perder energia gerada pelo SFV ao permitir fazer a limitação da potência do inversor.

No caso de SFV de 1 kWp, o pior caso encontrado, a perda é de 1,7% do total da energia gerada pelo SFV. Para r_{max} maior que 10%/min, as perdas relativas são menores que 0,6% para todos os casos avaliados. Em síntese, os resultados da simulação mostram que é possível obter, no mínimo, uma redução de 50% da capacidade da bateria ao custo de, no máximo, perder 1,7% do total da energia gerada. Se essas perdas forem aceitáveis como critério de projeto, a Estratégia 1 seria a melhor opção no quesito C_{bat} . Em geral, a C_{bat} calculada requer valores relativos baixos em comparação as outras aplicações envolvendo SFV. Para o cenário r_{max} rigoroso de 2%/min, é requerida uma capacidade de energia capaz de fornecer, por mais de 15 minutos, a potência nominal. Ou seja, a bateria tem a capacidade de sustentar a potência nominal da planta fotovoltaica por, no mínimo, 15 minutos. Em outras aplicações, esse valor chega a quatro horas. Embora a diferença de capacidade requerida entre as estratégias chegou a ser de no mínimo 50%, o valor absoluto pode ser pequeno. Do ponto de vista prático, como as baterias são modulares (valor de capacidade e potência são específicos) e os valores são tecnicamente iguais, não havendo uma redução real de capacidade. Neste caso, o quesito capacidade nominal não seria tão relevante e a degradação causada na bateria assume maior importância.

A análise de TD e TC mostra que a relação entre $P_{bat, max}$ e C_{bat} pode levar a uma situação operacional inviável para baterias comerciais. No caso da Estratégia 1, a TD e TC , para r_{max} maiores que 10%/min, extrapola entre duas a três vezes os valores permitidos pelos fabricantes. Esse fato deve ser levado em conta na implementação real do algoritmo porque conduz a falha fatal da bateria. A possível solução pode ser limitar a potência do inversor quando o valor calculado de $P_{bat, max}$ ultrapassar o limite operacional da bateria.

Por outro lado, o cumprimento total do limite r_{max} requer do BESS potência máxima elevada, o que se traduz em TD e TC altas. A distribuição de frequência de TD e TC apontou, no entanto, estar fortemente centrada em valores aceitáveis. Se a conformidade com o limite de r_{max} puder ser parcialmente sacrificada, a potência máxima do BESS pode ser diminuída apenas com problemas ocasionais de conformidade. À modo de exemplo, a normativa PREPA permite a flexibilidade de conformidade de 98,8% semanal. Dessa forma, poderia ser possível evitar o uso da bateria naquelas rampas maiores, evitando $P_{bat, max}$ elevados.

A caracterização dos ciclos, usando a contagem Rainflow, mostrou que o uso do BESS nessa aplicação requer muitos ciclos de descarga/carga, chegando a ser acima de 10.000 para os 76 dias avaliados, de baixa energia e poucos ciclos de descarga profunda. Essas contagens são tão altas que muitas das tecnologias de armazenamento, como baterias de chumbo-ácido, não podem ser aplicáveis pela alta ciclicidade de ciclos superficiais. Justamente essa característica de elevado número de ciclos de baixa profundidade faz com que a tecnologia de bateria de lítio seja uma boa opção para essa aplicação dado que se acopla bem a curva DoD versus ciclos

dessa tecnologia.

A análise de estimativa de degradação com C_{bat} calculado para cada estratégia mostrou que a Estratégia 3 realiza um desgaste da bateria menor do que as outras duas estratégias. De modo geral, D_T permaneceu menor que 1,1% (5,3% em base anual), sendo sempre menor que 0,6% para o SFV de 20 MW. A Estratégia 1 teve uma degradação estimada 50% superior à Estratégia 3. Entretanto, na análise de degradação com igual C_{bat} para ambas as estratégias, ratificou-se resultado oposto em D_T , havendo menor degradação para Estratégia 1. A menor capacidade da Estratégia 1 leva a executar ciclos com DoD profundo e degrada mais a bateria. O estudo realizado mostrou que a relação C_{bat} e D_T são concorrentes. O veredicto final deve ser dado atrelando fatores econômicos e otimizando para um caso específico de tamanho de planta e de r_{max} . O modelo de degradação do SimSES calculou uma degradação maior para todos os casos simulados. O fato do modelo orientado a evento não considerar a degradação calendário e o efeito de TD e TC leva a superestimação da vida útil da bateria, induzindo uma diferença de, no mínimo, 17%. Além disso, o resultado obtido pelo modelo do SimSES evidenciou a importância de não manter a bateria de lítio em SoC altos para evitar intensificar o estresse e criar as condições sob as quais o processo de envelhecimento é acentuado. Para isso, o $E_{bat, ref}$ do controle de SoC pode ser configurado para evitar operar em estado de carga elevada.

Este trabalho abordou, exclusivamente, os requisitos de armazenamento para o controle de flutuação de potência ativa em plantas fotovoltaicas, mas esse requisito pode ser combinado com outros serviços que os sistemas de armazenamento podem fornecer. Por exemplo, uma prática comum é usar uma bateria para fornecer serviços de controle de frequência quando o operador do sistema solicitar. Um trabalho de pesquisa futura interessante a ser feito é, portanto, avaliar a capacidade da bateria, levando em conta a potência e energia reservadas não só para aplicação de suavização FV, mas também para o fornecimento de controle dos desvios da frequência. Em consonância com isso, o estudo poderia ser estendido a uma combinação de múltiplas aplicações de serviço, como inércia virtual, controle de tensão ou acompanhamento de falhas.

Para uma decisão final sobre qual estratégia é mais indicada, considerando que o mercado de energia visa lucros, outros fatores de decisão surgem. Se faz necessário efetuar uma análise técnico-econômica obtendo indicadores da relação custo-benefício. Estes traduzidos em custo de investimento do BESS, custo de manutenção do BESS e custo da energia perdida por limitação do inversor, e relacionados, ainda, à modularidade das baterias disponíveis comercialmente. Por exemplo, foi demonstrado que é possível reduzir o tamanho da bateria, em contrapartida a diminuição da produção. Assim, poderia ser interessante realizar uma análise técnico-econômica adicional, avaliando a economia de custos da bateria e as perdas de receitas causadas pela energia gerada reduzida.

Por último, como continuação deste trabalho, se indica a validação experimental desenvolvendo um projeto piloto em escala real de maneira a comparar a eficácia das estratégias, já com as adaptações de desafio prático, como o problema de assimetria na relação de TD e TC e delay de comunicação. A combinação de agregação geográfica de plantas fotovoltaicas pode

ser uma linha de pesquisa futura.

Referências Bibliográficas

- Abdollahy, S., Mammoli, A., Cheng, F., Ellis, A. & Johnson, J. (2013). Distributed compensation of a large intermittent energy resource in a distribution feeder, *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, IEEE, pp. 1–6. Citado na página 9.
- Ackermann, T. (2013). Smart modeling of optimal integration of high penetration of PV - SMOOTH PV, *Technical report*, Energynautics, UoC, KTH, DTU and TUE. Citado na página 10.
- Alam, M. J. E. & Saha, T. K. (2016). Cycle-life degradation assessment of Battery Energy Storage Systems caused by solar PV variability, *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, pp. 1–5. Citado 5 vezes nas páginas 3, 23, 24, 25 e 48.
- Alam, M. J., Muttaqi, K. M. & Sutanto, D. (2014). A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **29**(2): 507–518. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 40.
- ANEEL (2015). *Resolução Normativa nº 687*. Citado na página 28.
- ANEEL (2017). Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, *Aneel*. Citado na página 2.
- Aryani, D. R., Kim, J.-s. & Song, H. (2017). Suppression of PV Output Fluctuation Using a Battery Energy Storage System with Model Predictive Control, *International Journal of Fuzzy Logic and Intelligent Systems* **17**(3): 202–209. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 17.
- ASTM (2017). E1049 - 85: Practices for cycle counting in fatigue analysis. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 46.
- Beltran, H., Bilbao, E., Belenguer, E., Etxeberria-Otadui, I. & Rodriguez, P. (2013). Evaluation of Storage Energy Requirements for Constant Production in PV Power Plants, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(3): 1225–1234. Citado na página 3.
- Björklund, E., Wikner, E., Younesi, R., Brandell, D. & Edström, K. (2018). Influence of state-of-charge in commercial LiNi_{0.33}Mn_{0.33}Co_{0.33}O₂/LiMn₂O₄-graphite cells analyzed by synchrotron-based photoelectron spectroscopy, *Journal of Energy Storage* **15**: 172–180. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 65.
- Chanhom, P., Sirisukprasert, S. & Hatti, N. (2013). c, *2013 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)*, IEEE, pp. 28–33. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 58.
- Chawla, M., Naik, R., Burra, R. & Wiegman, H. (2010). Utility energy storage life degradation estimation method, *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply, CITRES 2010* pp. 302–308. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y. & Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review, *Progress in Natural Science* **19**(3): 291–312. Citado na página 12.

- Comisión Reguladora de Energía (2012). *Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional: Anexo 3*. Citado 3 veces nas páginas 2, 7 e 11.
- Craciun, B.-I., Kerekes, T., Sera, D., Teodorescu, R. & Annakkage, U. D. (2017). Power ramp limitation capabilities of large PV power plants with active power reserves, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **8**(2): 573–581. Citado na página 11.
- De la Parra, I., Marcos, J., García, M. & Marroyo, L. (2015a). Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control, *Solar Energy* **111**: 332–343. Citado 4 veces nas páginas 21, 22, 36 e 65.
- De la Parra, I., Marcos, J., García, M. & Marroyo, L. (2015b). Storage requirements for PV power ramp-rate control in a PV fleet, *Solar Energy* **118**: 426–440. Citado 3 veces nas páginas 3, 9 e 20.
- De la Parra, I., Marcos, J., García, M. & Marroyo, L. (2016). Improvement of a control strategy for PV power ramp-rate limitation using the inverters: Reduction of the associated energy losses, *Solar Energy* **127**: 262–268. Citado 3 veces nas páginas 21, 36 e 65.
- de la Parra, I., Marcos, J., García, M. & Marroyo, L. (2018). Dealing with the implementation of ramp-rate control strategies Challenges and solutions to enable PV plants with energy storage systems to operate correctly, *Solar Energy* **169**(April): 242–248. Citado 6 veces nas páginas 3, 13, 19, 22, 58 e 60.
- Du, P. & Lu, N. (2014). *Energy Storage for Smart Grids*, Elsevier. Citado 3 veces nas páginas 2, 3 e 14.
- Ellis, A., Schoenwald, D., Hawkins, J., Willard, S. & Arellano, B. (2012). PV output smoothing with energy storage, *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, IEEE, pp. 001523–001528. Citado 4 veces nas páginas 3, 16, 17 e 58.
- Empresa de Pesquisa Energética (2017). *Balanzo Energético Nacional: Ano base 2016*, Brasília. Citado na página 2.
- Energía Biobio, C. & Rudnick, H. (2017). Impacto de energías variables en el sistema eléctrico chileno. Acceso em: Agosto/2018.
URL: <https://www.clusterenergia.cl/wp-content/uploads/2017/11/Impacto-de-energías-variables-en-el-sistema-eléctrico-chileno-Hugh-Rudnick.pdf> Citado na página 10.
- ExxonMobil (2017). 2017 Outlook for Energy, pp. 27–28. Citado na página 1.
- Gabbar, H. A. (ed.) (2017). *Smart energy grid engineering*, Academic Press. Citado na página 2.
- General Electric Company (2018). *Energy Storage Units*. Citado na página 58.
- Greener (2019). Estudo Estratégico: Mercado Fotovolaticao Impactos das Alterações da RN482, *Technical report*. Citado na página 2.
- Hund, T. D., Gonzalez, S. & Barrett, K. (2010). Grid-Tied PV system energy smoothing, *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, IEEE, pp. 002762–002766. Citado 2 veces nas páginas 3 e 13.
- International Energy Agency (2017). *World Energy Outlook 2017*. Citado na página 1.
- IRENA (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, *Technical Report October*, International Renewable Energy Agency. Citado na página 13.

- Johnson, J., Morino, K., Denda, A., Hawkins, J., Arellano, B., Ogata, T., Shinji, T., Tadokoro, M. & Ellis, A. (2014). Experimental Comparison of PV-Smoothing Controllers using Distributed Generators, *Technical Report February*, Sandia National Laboratories. Citado na página 9.
- Kakimoto, N., Satoh, H., Takayama, S. & Nakamura, K. (2009). Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **24**(2): 465–473. Citado na página 3.
- Karmiris, G. & Tengner, T. (2013). Control method evaluation for battery energy storage system utilized in renewable smoothing BT - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2013, November 10, 2013 - November 14, 2013, pp. 1566–1570. Citado 4 vezes nas páginas 3, 13, 23 e 24.
- Kim, N. K., Cha, H. J., Seo, J. J. & Won, D. J. (2017). SOC management algorithm of battery energy storage system for PV ramp rate control, *2017 6th International Youth Conference on Energy, IYCE 2017*. Citado na página 22.
- Kinjo, T., Senjyu, T., Urasaki, N. & Fujita, H. (2006). Output Levelling of Renewable Energy by Electric Double-Layer Capacitor Applied for Energy Storage System, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **21**(1): 221–227. Citado na página 3.
- Kokam (2016). KBM series module, pp. 0–3. Citado na página 58.
- Lam, R. K. & Hen-Geul Yeh (2014). PV ramp limiting controls with adaptive smoothing filter through a battery energy storage system, *2014 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, IEEE, pp. 55–60. Citado na página 8.
- Li, X., Hui, D. & Lai, X. (2013). Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **4**(2): 464–473. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 19.
- Liu, H., Peng, J., Zang, Q. & Yang, K. (2015). Control Strategy of Energy Storage for Smoothing Photovoltaic Power Fluctuations, *IFAC-PapersOnLine* **48**(28): 162–165. Citado na página 18.
- Lohmann, G. M., Monahan, A. H. & Heinemann, D. (2016). Local short-term variability in solar irradiance, *Atmospheric Chemistry and Physics* **16**(10): 6365–6379. Citado na página 31.
- Lorenzo, E., Marcos, J. & Marroyo, L. (2010). El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico : el asunto de las fluctuaciones de potencia, *Technical report*. Citado na página 10.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M. & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy* **137**: 511–536. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 13.
- Makibar, A., Narvarte, L. & Lorenzo, E. (2017). On the relation between battery size and PV power ramp rate limitation, *Solar Energy* **142**: 182–193. Citado 4 vezes nas páginas 21, 27, 28 e 36.
- Marcos, J., de la Parra, I., García, M. & Marroyo, L. (2014). Control Strategies to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems, *Energies* **7**(10): 6593–6619. Citado 12 vezes nas páginas 7, 9, 20, 23, 24, 25, 28, 35, 37, 43, 44 e 45.

- Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D. & Izco, E. (2011a). From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **19**(5): 505–510. Citado 7 vezes nas páginas 3, 27, 31, 32, 33, 34 e 35.
- Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D. & Izco, E. (2011b). Power output fluctuations in large scale pv plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **19**(2): 218–227. Citado na página 31.
- Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E. & García, M. (2012). Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **20**(2): 226–237. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 34.
- Marcos, J., Storkl, O., Marroyo, L., Garcia, M. & Lorenzo, E. (2014). Storage requirements for PV power ramp-rate control, *Solar Energy* **99**: 28–35. Citado 3 vezes nas páginas 2, 20 e 21.
- McCrone, A., Moslener, U., D’Estais, F. & Grünig, C. (2017). Global Trends in Renewable Energy Investment 2017, *Technical report*. Citado na página 1.
- Moumouni, Y., Baghzouz, Y. & Boehm, R. F. (2014). Power smoothing of a commercial-size photovoltaic system by an energy storage system, *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, IEEE, pp. 640–644. Citado na página 3.
- Munkholt, J., Vang, P., Degn, A., Version, D. & Larsen, H. (eds) (2013). *Chemical energy storage*, Technical University of Denmark. Citado na página 1.
- Naumann, M., Truong, N., Schimpe, M., Müller, M., Jossen, A. & Hesse, H. C. (2017). SimSES : Software for techno-economic Simulation of Stationary Energy Storage Systems, (October): 1–2. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.
- PREPA (2013). Review of PREPA technical requirements for interconnecting wind and solar generation, *Technical Report November*, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Citado 3 vezes nas páginas 2, 8 e 11.
- Rahman, S. & Tam, K. (1988). A feasibility study of photovoltaic-fuel cell hybrid energy system, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **3**(1): 50–55. Citado na página 3.
- Reno, M. J., Lave, M., Quiroz, J. E. & Broderick, R. J. (2017). PV ramp rate smoothing using energy storage to mitigate increased voltage regulator tapping, *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, IEEE, pp. 1–6. Citado na página 17.
- Rumpf, K., Naumann, M. & Jossen, A. (2017). Experimental investigation of parametric cell-to-cell variation and correlation based on 1100 commercial lithium-ion cells, *Journal of Energy Storage* **14**: 224–243. Citado na página 49.
- Sadowski, N., Lajoie-Mazenc, M., Bastos, J., Ferreira da Luz, M. & Kuo-Peng, P. (2000). Evaluation and analysis of iron losses in electrical machines using the rain-flow method, *IEEE Transactions on Magnetics* **36**(4): 1923–1926. Citado na página 48.
- Saez-de Ibarra, A., Martinez-Laserna, E., Stroe, D., Swierczynski, M. & Rodriguez, P. (2016). Sizing study of second life li-ion batteries for enhancing renewable energy grid integration, *IEEE transactions on industry applications* **52**(6). Citado na página 19.
- Saft (2017). *Intensium Max+ 20P datasheet*. . Citado na página 58.
- Samsung SDI (2018). *ESS Batteries by Samsung SDI*. Citado na página 58.

- Sayeeef, S., Heslop, S., Cornforth, D., Moore, T., Percy, S., Ward, J., Berry, A. & Rowe, D. (2012). Solar Intermittency: Australia's Clean Energy Challenge. Characterising the Effect of High Penetration Solar Intermittency on Australian Electricity Networks, *Technical report*, CSIRO. Citado na página 9.
- Schmalstieg, J., Käbitz, S., Ecker, M. & Sauer, D. U. (2014). A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries, *Journal of Power Sources* **257**: 325–334. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 65.
- Schnabel, J. & Valkealahti, S. (2016). Energy Storage Requirements for PV Power Ramp Rate Control in Northern Europe, *International Journal of Photoenergy* **2016**. Citado na página 28.
- Schoenwald, D. & Ellison, J. (2016). Determination of Duty Cycle for Energy Storage Systems in a PV Firming Application, *Technical report*, Sandia National Laboratories. Citado na página 13.
- Serviço Geológico do Brasil (2018). Elementos que caracterizam o clima. Acesso em: junho/2018. Citado na página 7.
- Shivashankar, S., Mekhilef, S., Mokhlis, H. & Karimi, M. (2016). Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (pv) sources – a review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **59**: 1170–1184. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 3.
- Sukumar, S., Mokhlis, H., Mekhilef, S., Karimi, M. & Raza, S. (2018). Ramp-rate control approach based on dynamic smoothing parameter to mitigate solar PV output fluctuations, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **96**(October 2017): 296–305. Citado 7 vezes nas páginas 10, 16, 18, 28, 40, 42 e 43.
- Technologies Altairnano (2019). ALTI-ESS Advantage. Acesso em: janeiro/2019. **URL:** <https://altairnano.com/products/alti-ess-advantage/> Citado na página 58.
- Tesfahunegn, S. G., Ulleberg, Ø., Vie, P. J. & Undeland, T. M. (2011). PV Fluctuation Balancing Using Hydrogen Storage a Smoothing Method for Integration of PV Generation into the Utility Grid, *Energy Procedia* **12**: 1015–1022. Citado na página 3.
- Trueblood, C. & Coley, S. (2013). PV Measures Up for Fleet Duty : Data from a Tennessee Plant Are Used to Illustrate Metrics That Characterize Plant Performance, *IEEE Power and Energy Magazine* **11**(2): 33–44. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 35.
- US Energy Information Administration (2017). International Energy Outlook 2017 Overview, *Technical Report 2017*. Citado na página 1.
- van Haaren, R., Morjaria, M. & Fthenakis, V. (2015). An energy storage algorithm for ramp rate control of utility scale PV (photovoltaics) plants, *Energy* **91**: 894–902. Citado na página 17.
- Wang, D., Yang, F., Zhao, Y. & Tsui, K.-L. (2017). Battery remaining useful life prediction at different discharge rates, *Microelectronics Reliability* **78**: 212–219. Citado na página 57.
- Wang, G., Ciobotaru, M. & Agelidis, V. G. (2014). Power smoothing of large solar PV plant using hybrid energy storage, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **5**(3): 834–842. Citado na página 12.
- Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G. & Kirschen, D. S. (2018). Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment, *IEEE Transactions on Smart Grid*

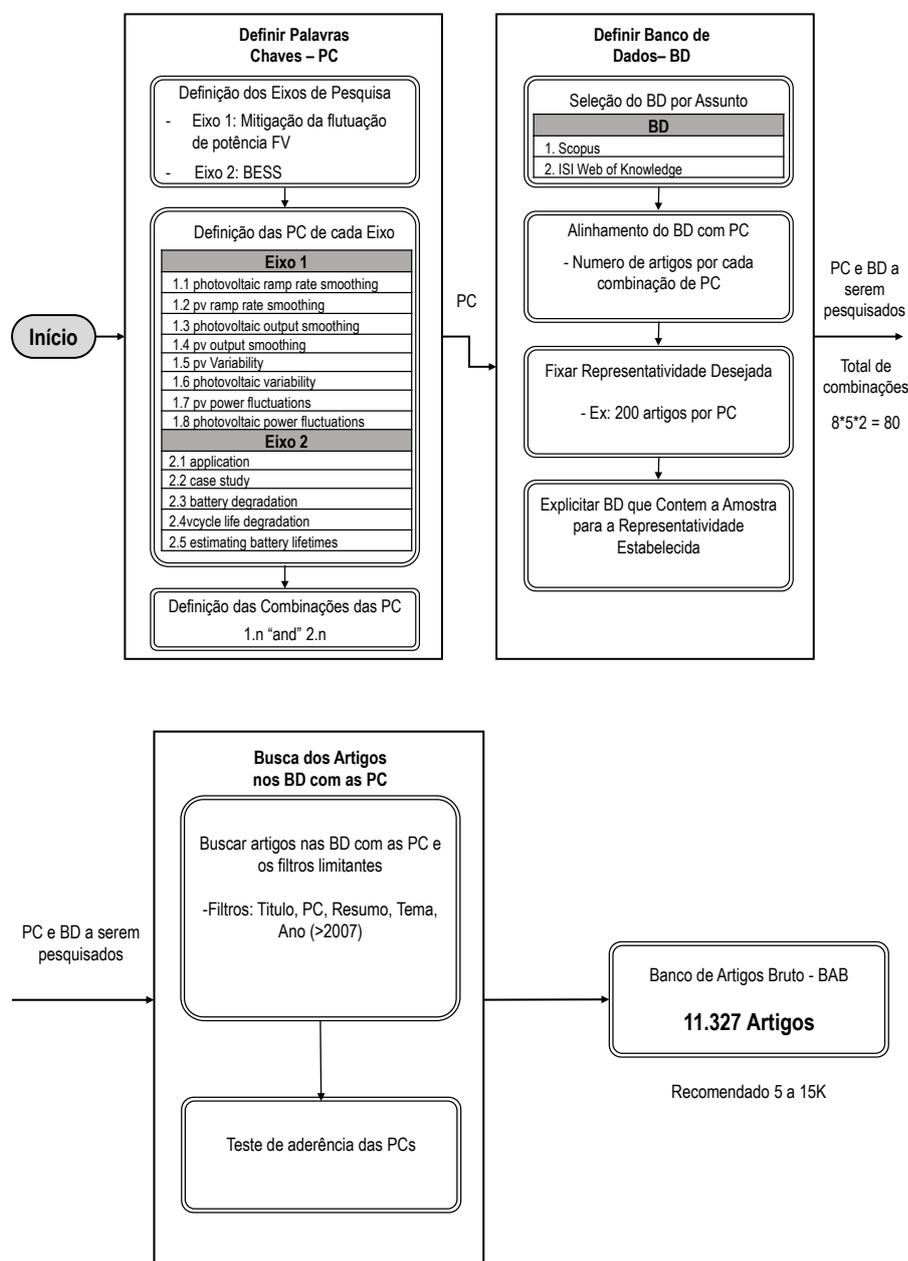
9(2): 1131–1140. Citado na página 48.

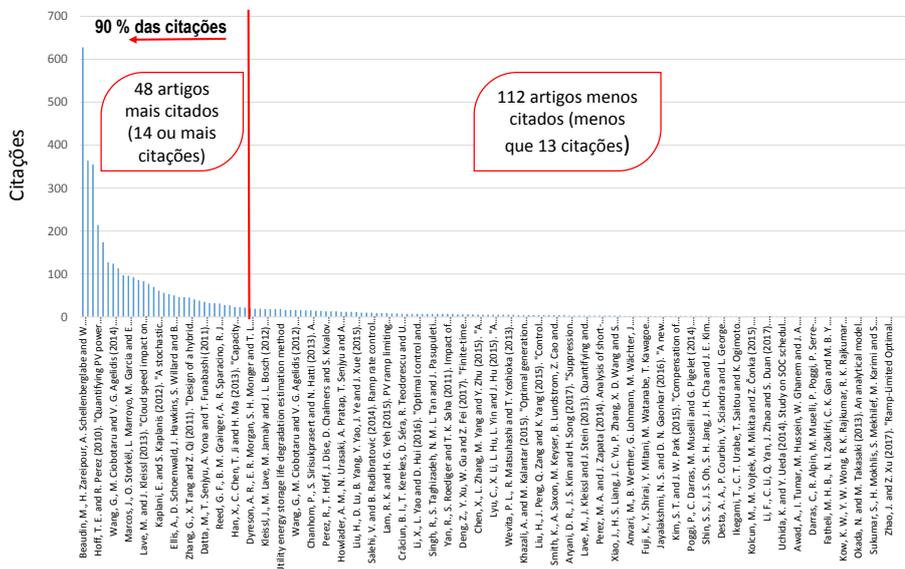
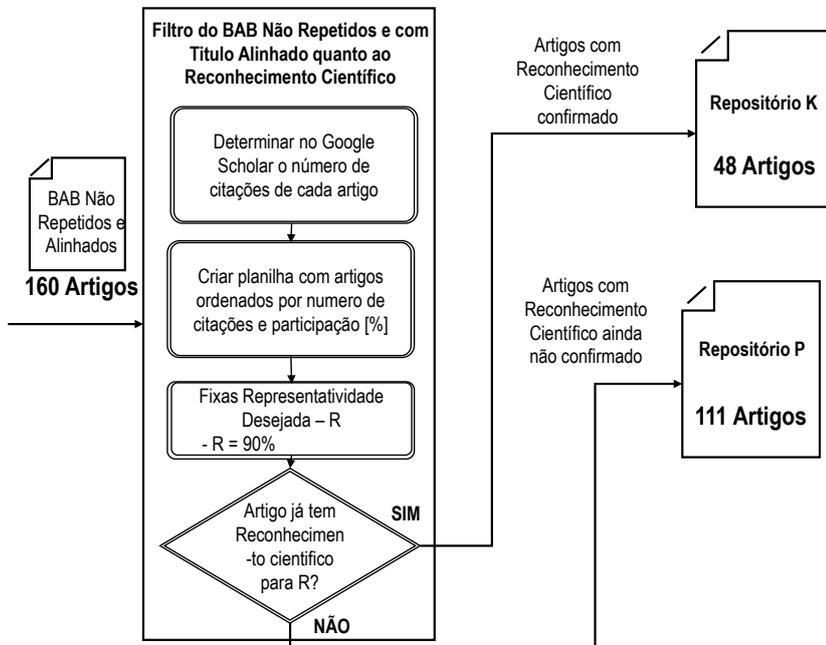
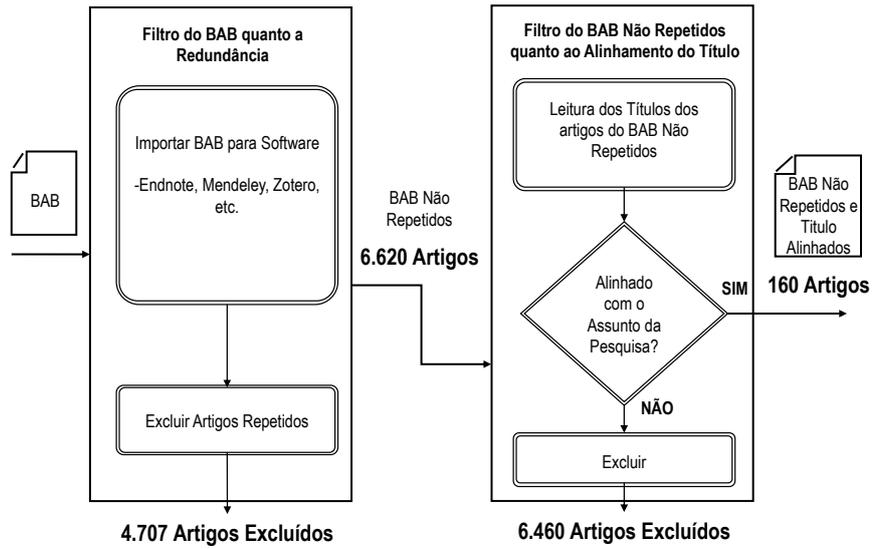
Yang, Z., Zhang, J., Kintner-Meyer, M. C. W., Lu, X., Choi, D., Lemmon, J. P. & Liu, J. (2011). *Electrochemical Energy Storage for Green Grid*, Vol. 111. Citado na página 12.

Zheng, Q. & Li, J. (2017). Overview of grid codes for photovoltaic integration, *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, IEEE, pp. 1–6. Citado na página 11.

Apêndice A

Processo Completo de Análise de Literatura - ProKnow-C





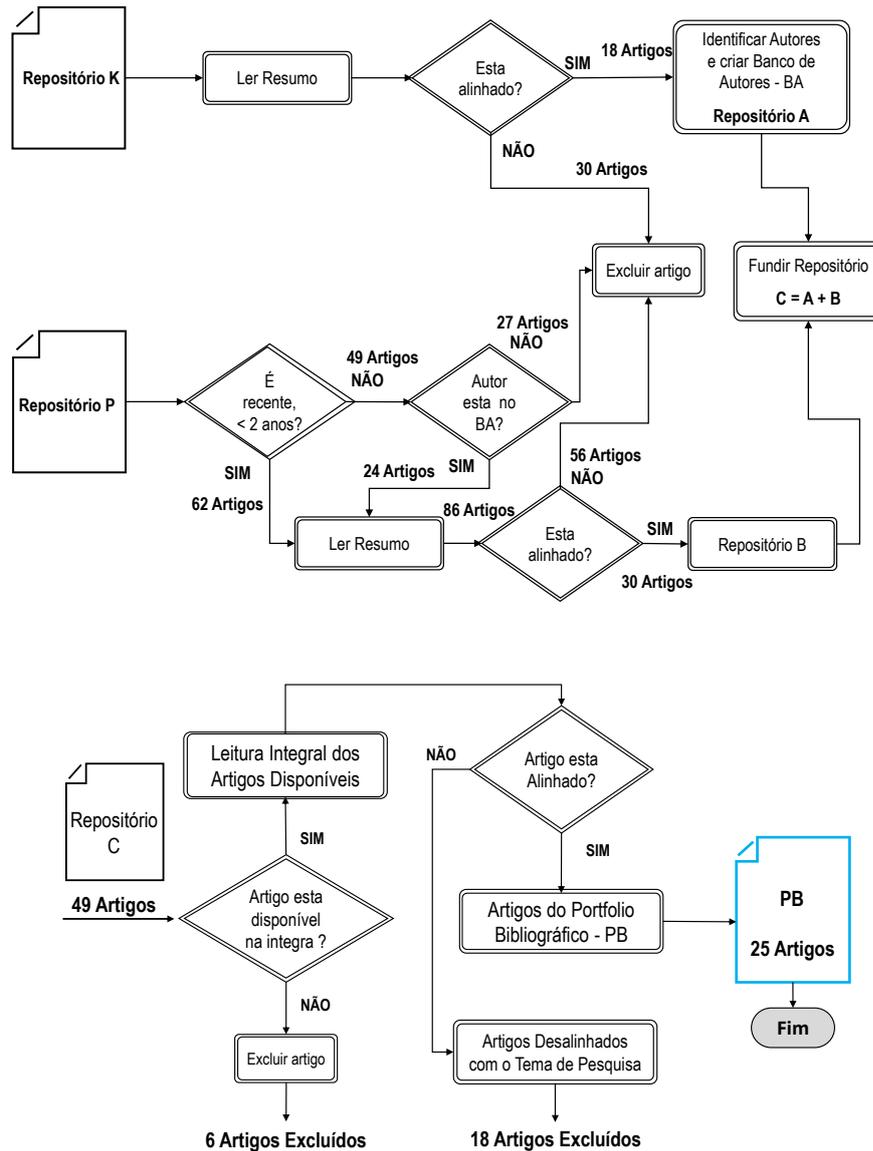


Figura A.1: Passo a passo da implementação da Metodologia ProKnow-C

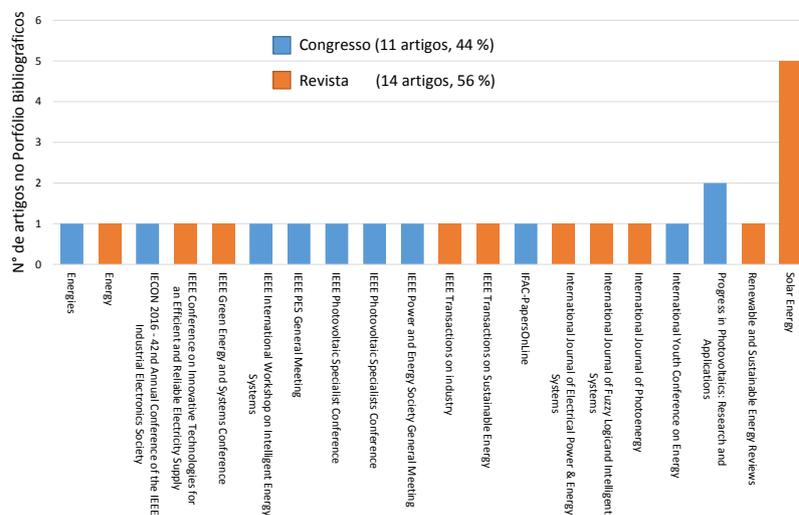


Figura A.2: Relevância dos periódicos no Portfólio Bibliográfico.

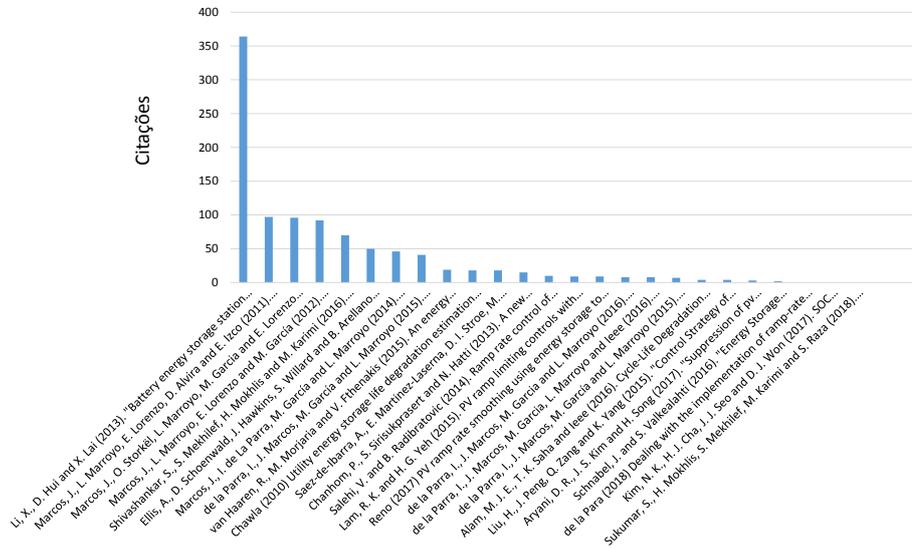


Figura A.3: Relevância dos artigos no Portfólio Bibliográfico.

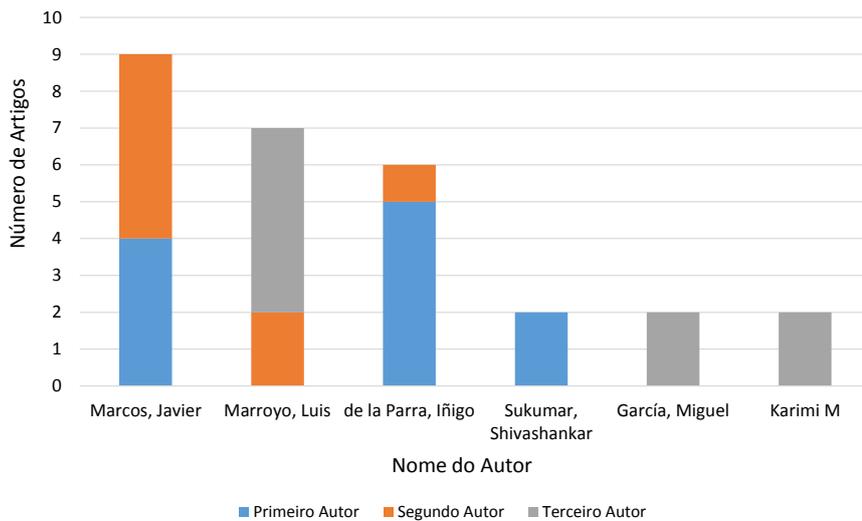


Figura A.4: Autores com maior participação no Portfólio Bibliográfico.

Apêndice B

Quadro Resumo do portfólio bibliográficos sobre Controle por Média Móvel

Tabela B.1: Quadro Resumo do portfólio bibliográficos sobre Controle por Média Móvel.

Referência	Dados (taxa de amostragem, limite de rampa, etc.)	Sistema fotovoltaico e bateria	Metodologia / abordagem	Contribuições /resultados mais importantes
Ellis et al. (2012)	<ul style="list-style-type: none"> • 5 perfis de geração FV. • Resolução de 1 s. • Janela de tempo 15 min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 500 kWp. • BESS chumbo-ácido 1000/250 kWh/kW. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação de três casos no Simulink. • Implementação do algoritmo em campo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementação de banda morta de +/- 50 kW para impedir que a bateria rastreie pequenas excursões. • Primeira implementação em campo de aplicação de suavização.
Chanhom et al (2013)	<ul style="list-style-type: none"> • 1 perfil de geração FV. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV 2 MWp. • SAE genérico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação computacional. • Comparação com MVS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nova estratégia, a qual consiste em dois níveis de SAE aplicando MMS em dois estágios consecutivamente. • SAE do primeiro estágio de maior energia e menor potência e o segundo de maior potência e menor energia.
Van Haaren et al. (2015)	<ul style="list-style-type: none"> • Limite de rampa 10%/min e 5%/min. • Resolução de 1 min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 5 e 80 MW no sudeste do Canadá e duas no sudoeste dos EUA de 21 e 30,24 MW. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação computacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação de desempenho para cinco tecnologias de SAE e uma variedade de capacidade de armazenamento.
Reno et al. (2017)	<ul style="list-style-type: none"> • Medições de irradiância na resolução de 1 s de sete sensores localizados na Califórnia. • Geração de 91 perfis FV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mais de 300 SFV distribuídos com geração estimada por dados de irradiação. • Bateria lítio modular de 550 W e 1,2 kWh. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de distribuição modelado no OpenDSS. • Algoritmo de controle e modelo de baterias implementado no Matlab. • Indicador: SOC e potência. 	<ul style="list-style-type: none"> • Controle distribuído de baterias em um alimentado real rural. • Fica demonstrada a potencialidade da aplicação do algoritmo e de sistemas de baterias distribuídos para diminuir a variação de tensão em sistemas de distribuição.
Aryani et al. (2017)	<ul style="list-style-type: none"> • 1 perfil de geração FV. • Janela de tempo 10 min. • Limite de rampa 1 MW/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV 10 MWp • Capacidade do BESS a ser calculada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação computacional no Matlab. • Indicadores de comparação: capacidade e potência do BESS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Integração de média móvel com controle preditivo. • Melhor desempenho que o MM simples.
Sukumar et al. (2018b)	<ul style="list-style-type: none"> • 1 perfil de geração FV. • Janela de tempo 10 min. • Limite de rampa 10%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV 200 MWp • BESS de 200 kW/ 200 kWh 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação computacional no PSCAD • Comparação com MVS e SE. • Indicadores do BESS: perfil SOC e potência. 	<ul style="list-style-type: none"> • Método sem efeito memória. • Media exponencial com parâmetro de suavização variando de acordo a taxa de variação. • BESS a ligar por apenas 11% em comparação com os métodos MM simples ou SE.

Apêndice C

Quadro resumo dos artigos do portfólio
bibliográficos sobre Controle *Taxa de Rampa*

Tabela C.1: Quadro resumo dos artigos do portfólio bibliográficos sobre Controle Taxa de Rampa.

Referência	Dados (taxa de amostragem, limites de rampa, etc.)	Sistema fotovoltaico e bateria	Metodologia / abordagem	Contribuições/resultados mais importantes
Li et al. (2013)	<ul style="list-style-type: none"> • 1 perfil de geração FV. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 1,26 MW. • BESS de íon-lítio fosfato (LiFePO₄) de 100 kWh. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação no Matlab/Simulink em duas condições de SOC: normal e extrema. • BESS modelado pela resistência interna com dados levantados experimentalmente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Controle de rampa como filtro dinâmico de primeira ordem. • Coordenação adaptativa caso diferentes sistemas BESS sejam utilizados.
Marcos et al. (2014a)	<ul style="list-style-type: none"> • Resolução dos dados 1s e 5s. • Perfil de geração FV anual. • Limite de rampa avaliados: 1%/min, 3%/min, 5%/min, 10%/min e 15%/min, 20%/min e 30%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 0,5 MW, 1,1 MW, 2,2 MW, 6,6 MW, 11,5 e 38,5 MW (Portugal). 1,4 MW, 2,0 (Espanha). • BESS genérico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Avaliação de três estratégias de controle de SOC via simulação computacional no MATLAB • Indicador do BESS: capacidade. 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo teórico analítico de flutuação “<i>worst fluctuation model</i>”. • Para todos os casos analisados, o requerimento do BESS foi estimado pelo modelo proposto com concordância muito boa, erro menor a 5%.
Marcos et al. (2014b)	<ul style="list-style-type: none"> • Resolução dos dados 5s. • Perfil de geração FV anual (2012). • Limite de rampa avaliados: 1%/min, 3%/min, 5%/min e 10 %/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 38,5 MW (Portugal). • BESS genérico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Comparação de três algoritmos via simulação computacional no MATLAB. • Indicador do BESS: capacidade, potência e degradação. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nova estratégia Step-control.
Salehi & Radibratovic (2014)	<ul style="list-style-type: none"> • Três perfis de irradiância e potência FV. • Limite de rampa avaliado 10%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 50 MW. • Modelo BESS íon-lítio dinâmico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação computacional no software <i>Paladin DesignBase</i>. • Indicadores de total de energia ciclada e potência máxima do BESS. 	<ul style="list-style-type: none"> • É mostrado que a metodologia de controle melhora a operação do sistema fotovoltaico integrado com um sistema de energia considerando todas as restrições impostas.
De La Parra et al. (2015)	<ul style="list-style-type: none"> • Resolução dos dados 1s. • Perfil de geração FV anual de 5 SFV. • Limite de rampa de 10 %/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • 5 SFV de 0,9Wp, 1,4WMp, 1,8 WMp, 2,6 MWp, 9,5 MWp e 16,3 MWp. • BESS genérico 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação computacional no MATLAB. • Indicador do BESS: capacidade e potência. • Utiliza o modelo de pior flutuação de Marcos et al. (2014a). 	<ul style="list-style-type: none"> • Calcula a capacidade de armazenamento de energia necessária para suavizar as flutuações de um conjunto de SFV regularmente distribuído usando um BESS centralizado no nível distribuição em vez de um BESS por cada sistema. • Para todas as combinações realizadas, sempre é melhor a solução de BESS centralizado.
De La Parra et al. (2015b)	<ul style="list-style-type: none"> • Resolução dos dados 5s. • Perfil de geração FV anual (2012). • Limite de rampa avaliado de 2%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> • SFV de 45 MWp. • BESS genérico 	<ul style="list-style-type: none"> • Comparação de três algoritmos via simulação computacional no MATLAB. • Indicadores: capacidade e energia ciclada pelo BESS e perdas no inversor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento de duas estratégias: uma limitando a potência no inversor e a segunda com controle de SOC a partir de dados de irradiância solar. • A primeira estratégia teve a menor capacidade do BESS, mas com perdas de até 9%. A segunda teve a menor perda, mas precisa-se de um modelo do SFV.

Referência	Dados (taxa de amostragem, limites de rampa, etc.)	Sistema fotovoltaico e bateria	Metodologia / abordagem	Contribuições/resultados mais importantes
De la Parra et al. (2016a)	<ul style="list-style-type: none"> Resolução dos dados 5s. Perfil de geração FV anual (2012). Limite de rampa avaliado de 2%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> SFV de 45 MWp. BESS genérico 	<ul style="list-style-type: none"> Comparação de três algoritmos via simulação computacional no MATLAB. Indicadores: capacidade e energia ciclada pelo BESS e perdas no inversor. 	<ul style="list-style-type: none"> Nova estratégia na qual o inversor limita a energia injetada na rede apenas quando o BESS estiver com SOC = 100% e ocorrer uma flutuação ascendente. A nova estratégia conseguiu reduzir as perdas por limitação do inversor em 75%, e degradação do BESS para 1% no ano.
De La Parra et al. (2016b)	<ul style="list-style-type: none"> Resolução dos dados 5s. Perfil de geração FV anual. Limite de rampa avaliado entre 1 - 10%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> SFV de 45,6 MWp. BESS genérico. 	<ul style="list-style-type: none"> Simulação computacional no MATLAB. Indicador do BESS: capacidade e degradação 	<ul style="list-style-type: none"> Restrição de rampa dinâmica, com valor absoluto igual ou menor que a máxima rampa permitida. Redução de 30% na redução da vida útil da bateria em comparação do controle clássico de taxa de rampa.
Kim et al. (2017)	<ul style="list-style-type: none"> Perfil de geração FV de 10 dias. Limite de rampa de 10%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> SFV de 350 kW. BESS 200 kW / 50 kWh. 	<ul style="list-style-type: none"> Simulação computacional no PSCAD / EMTDC. Intervalo de operação do algoritmo de gerenciamento do SOC entre 1%/min e 10%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> SOC foi mantido dentro do alcance de operação sem violar as restrições mesmo nas operações de longo prazo.
De La Parra et al. (2018)	<ul style="list-style-type: none"> Medição cada 1s. Taxa limite de 10%/min. 	<ul style="list-style-type: none"> SFV de 122,4 kW. BESS de lítio de 56 kWh 33 kW carga/100 kW descarga, modelo Intensium Max do fabricante Saft 	<ul style="list-style-type: none"> Implementação em planta piloto da estratégia de controle proposta por De La Parra et al. (2015). 	<ul style="list-style-type: none"> Problemas de <i>delay</i> de comunicação foram identificados e corrigidos. Proposta de solução ao problema de assimetria da capacidade das baterias, caso necessário, para limitar a potência do inversor em flutuações ascendentes. As perdas atreladas à limitação do inversor são insignificantes, entre 0,02% e 0,12% da geração anual.