

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



Estudo e implementação computacional de sistema de
armazenamento de energia com conexão direta ao
sistema elétrico

Camila de Oliveira Dias

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Estudo e implementação computacional de sistema de
armazenamento de energia com conexão direta ao sistema
elétrico

Dissertação apresentada ao programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestra em Ciências.

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos, Dr. (Orientador) – UFU
Gustavo Brito de Lima, Dr. – UFU
Alex Reis, Dr. – UnB

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

D541
2020

Dias, Camila de Oliveira, 1993-
Estudo e implementação computacional de sistema de
armazenamento de energia com conexão direta ao sistema
elétrico [recurso eletrônico] / Camila de Oliveira Dias. - 2020.

Orientador: Ivan Nunes Santos.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.190>
Inclui bibliografia.
Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes, 1979-, (Orient.). II.
Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 730, PPGEELT				
Data:	Dezessete de fevereiro de dois mil e vinte	Hora de início:	09:10	Hora de encerramento:	12:00
Matrícula do Discente:	11812EEL003				
Nome do Discente:	Camila de Oliveira Dias				
Título do Trabalho:	Estudo e implementação computacional de sistema de armazenamento de energia com conexão direta ao sistema elétrico.				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Qualidade e racionalização da energia elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Desenvolvimento de subestação subterrânea hermética, pressurizada, automatizada e isolada . Agência Financiadora: CEB (Companhia Energética de Brasília) através de P&D ANEEL . Início: 23/11/2018. Término: 23/11/2021. No. do Projeto na agência: PD-05160-1803/2018 (Código ANEEL do projeto). Professor Coordenador: Ivan Nunes Santos				

Reuniu-se no Laboratório de Qualidade de Energia Elétrica, Bloco 5K, Sala 06 Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Gustavo Brito de Lima - FEELT/UFU; Alex Reis - UnB; Ivan Nunes Santos - FEELT/UFU ,orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovada.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de **Mestre**.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/02/2020, às 12:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Brito de Lima, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/02/2020, às 12:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alex Reis, Usuário Externo**, em 17/02/2020, às 12:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1792763** e o código CRC **5A6AF837**.

Dedico este trabalho à minha tia Cida.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, à Nossa Senhora e a Jesus, como em todos os dias nas minhas orações, por me manterem firme e com saúde.

Agradeço à minha família, em especial à minha mãe Aralice, pelo apoio, paciência e amor incondicionais e também pelo entendimento nos momentos de ausência e à minha irmã Laura pelos conselhos sempre muito bem-vindos.

Ao meu noivo Mateus, pelo amor e paciência que sempre teve comigo. E, principalmente, por compreender minhas decisões e dificuldades ao longo do caminho e me ouvir e apoiar em todas elas sempre com muito carinho.

Ao meu orientador Professor Ivan, por ter me recebido tão bem na UFU, por ter acreditado que eu conseguiria, por estar sempre disponível para me ajudar e por tornar a jornada no mestrado mais fácil.

Aos membros do NQEE por dividirem comigo as aflições e as alegrias do dia-a-dia, sempre dispostos a ajudar em qualquer situação. Em especial, agradeço aos colegas Arthur Costa, Bárbara Giancesini, Celso de Azevedo, Fabrício Montes, Giordanni Troncha, Humberto Cunha, Márcio Arvelos, Michelly Lima, Raquel Filiagi e Vinícius Brito, que acompanharam mais de perto a realização deste trabalho.

Agradeço também aos que fizeram parte da minha graduação na UFTM, etapa fundamental na minha formação. E aos amigos que tornaram a vida mais leve e divertida. Sobretudo ao meu amigo e padrinho Eduardo pela companhia ao longo de todos esses anos.

Por fim, à CAPES, pelo auxílio financeiro durante esses dois anos.

“Sempre que você pensar em desistir, lembre-se
de todas as vezes que orou para estar onde está.”

(Autor desconhecido)

RESUMO

Neste momento, o sistema elétrico de energia, em todo o mundo, está passando por uma importante mudança de paradigma, a qual encontra-se embasada em três pilares: descarbonização, digitalização e descentralização. A descarbonização está diretamente ligada à substituição de fontes de energia advindas de combustíveis fósseis, responsáveis pela emissão de gases que potencializam o efeito estufa, por fontes renováveis, sobretudo, de natureza eólica e solar. Enquanto, a digitalização ocorre em virtude da inserção de um forte arcabouço de monitoramento na rede, o qual está aliado a um grande incremento de sistema de comunicação e controle, fazendo com que a operação e o monitoramento possam ocorrer em tempo real. Já a descentralização encontra-se alinhada com o surgimento da geração distribuída, das microgrids e, também, do armazenamento de energia.

Neste contexto, percebe-se, a partir de então, um contínuo aumento da importância dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, principalmente daqueles advindos de baterias. Sendo que sua inserção na rede está vinculada com benefícios diversos para os três níveis do sistema: geração, transmissão e distribuição. Tais sistemas armazenadores proporcionam o aumento da autonomia, da independência e da confiabilidade da rede. Desse modo, considerando sua expansão, bem como antevendo os impactos de sua futura conexão à rede, prima-se por estudos investigativos acerca das principais tecnologias existentes e aplicadas à tal fim, incluindo aspectos correlatos à *hardware*, materiais e controle.

Nesse contexto, o trabalho em questão tem como objetivo explorar e aprofundar em aspectos gerais relacionados às diferentes estratégias de armazenamento de energia, focando em especial em sistemas armazenadores constituídos por baterias com conexão direta à rede. Assim, uma modelagem completa do sistema de armazenamento, com destaque aos processos de carga e descarga, é realizada, sendo os resultados devidamente apresentados e discutidos. Ademais, esta modelagem também tem como propósito possibilitar uma extensa gama de estudos, bem como análises futuras em diversas áreas da engenharia elétrica, tais como: sistemas elétricos de potência, eficiência energética, redes inteligentes e qualidade de energia.

Palavras-chave: baterias, carga e descarga, fluxo bidirecional, sistemas armazenadores de energia, *Matlab/Simulink*[®].

ABSTRACT

At this moment, the electrical power system, worldwide, is undergoing an important paradigm shift, which is based on three pillars: decarbonization, digitalization and decentralization. Decarbonization is directly connected to the replacement of energy sources from fossil fuels, responsible for the emission of gases that potentiate the greenhouse effect, by renewable sources, mainly of wind and solar nature. Meanwhile, digitization occurs due to the insertion of a strong monitoring framework in the grid, which is coupled with a large increase in the communication and control systems, making operation and monitoring possible in real-time. Decentralization, on the other hand, is in line with the emergence of distributed generation, microgrids and, also, energy storage.

In this context, from then on, there has been a continuous increase in the importance of electrical energy storage systems, especially those composed of batteries. Its insertion in the grid is linked to different benefits to the three levels of the system: generation, transmission and distribution. Such storage systems provide increased grid autonomy, independence and reliability. In this way, considering its expansion, as well as anticipating the impacts of its future connection to the power system, investigative studies about the main existing technologies applied to this finality are necessary, including aspects related to hardware, materials and control.

In this context, the work in question aims to explore and deepen general aspects related to different energy storage strategies, focusing in particular on storage systems consisting of batteries with direct connection to the grid. Thus, a complete modeling of the storage system, with emphasis on the charging and discharging processes, is carried out, and the results are properly presented and discussed. In addition, this modeling also aims to enable an extensive range of studies, as well as future analyzes in several areas of electrical engineering, such as electrical power systems, energy efficiency, smart grids and power quality.

Keywords: batteries, bidirectional power flow, charging and discharging, energy storage systems, *Matlab/Simulink*[®].

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Comparativo entre as tecnologias de armazenamento	31
Figura 2.2 – Distribuição mundial dos armazenadores de energia.....	34
Figura 2.3 – Capacidade de armazenamento por tipo de tecnologia e país.....	34
Figura 2.4 – Esquema da bateria de chumbo-ácido.....	40
Figura 2.5 – Esquema de funcionamento de uma bateria de Ni-MH	42
Figura 2.6 – Ciclo de funcionamento de uma bateria de íons de lítio	43
Figura 2.7 – Sistema de energia híbrido utilizado na iluminação pública.....	50
Figura 2.8 – Topologias de conexão de veículos à rede.....	52
Figura 3.1 – Gráfico de corrente e tensão para o método a um nível de corrente e um nível de tensão	57
Figura 3.2 – Gráfico de corrente e tensão para o método a dois níveis de tensão.....	58
Figura 3.3 – Gráfico de corrente e tensão para o método a dois níveis de corrente.....	59
Figura 3.4 – Gráfico de corrente e tensão para o método a dois níveis de corrente e um de tensão	60
Figura 3.5 – Gráfico de corrente e tensão para o método da corrente pulsada.....	61
Figura 3.6 – Gráfico de corrente para o método de carregamento reflexo.....	61
Figura 3.7 – Gráfico de corrente e tensão para o método das cinco etapas.....	62
Figura 3.8 – Gráfico de corrente e tensão para o método de carregamento rápido	63
Figura 3.9 – Curva típica de descarga de uma bateria.....	64
Figura 3.10 – Topologia clássica de um conversor bidirecional CA-CC trifásico.....	66
Figura 3.11 – Arranjo composto por conversores CC/CC e CA/CC.....	67
Figura 3.12 – Topologia não isolada composta por um conversor monofásico PWM e um conversor CC-CC bidirecional do tipo buck-boost	67
Figura 3.13 – Topologia não isolada composta por um conversor monofásico PWM e um conversor CC-CC bidirecional do tipo buck-boost em cascata.....	68
Figura 3.14 – Topologia isolada monofásica de dois estágios composta por um conversor CA-CC PWM e um conversor DAB	68
Figura 3.15 – Topologia do conversor Cuk bidirecional.....	69
Figura 3.16 – Topologia do conversor bidirecional Buck e Boost.....	70
Figura 3.17 – Modos de operação Boost e Buck do conversor bidirecional	70

Figura 4.1 – Diagrama de blocos representativo do sistema	72
Figura 4.2 – Visão geral do sistema implementado.....	73
Figura 4.3 – Circuito equivalente do bloco da bateria.....	75
Figura 4.4 – Configuração do conjunto de baterias no <i>Simulink</i> [®]	76
Figura 4.5 – Conversor CC-CC bidirecional.....	77
Tabela 4.2 – Equações utilizadas no projeto do conversor CC/CC.....	77
Figura 4.6 – Estrutura de inversão.....	80
Figura 4.7 – Diagrama de blocos do controle do inversor.....	81
Figura 4.8 – Modelo monofásico do filtro LCL	83
Figura 4.9 – Diagrama de Bode do filtro LCL considerando a resistência R_f	87
Figura 4.10 – Diagrama de Bode do filtro LCL desconsiderando a resistência R_f	87
Figura 5.1 – Ponto de medição	91
Tabela 5. 1 – Grandezas obtidas durante o processo de carregamento com corrente de referência de 150 A	91
Figura 5.2 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 150 A.....	93
Figura 5.3 – Corrente no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 150 A.....	93
Figura 5.4 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 150 A.....	94
Figura 5.5 – Corrente no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 150 A.....	95
Figura 5.6 – Curva do SOC em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 150 A	96
Figura 5. 7 – Tensão no elo CC e potências ativa e reativa.....	96
Figura 5.8 – Componente fundamental no espectro de distorção harmônica de corrente para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A	97
Figura 5.9 – Componente fundamental no espectro de distorção harmônica de tensão para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A	97
Figura 5.10 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A.....	98
Figura 5.11 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A.....	99
Figura 5.12 – Tensão para carregamento de 30% e corrente de referência de 150 A	99

Figura 5.13 – Corrente para carregamento de 30% e corrente de referência de 150 A.....	100
Figura 5.14 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 50% com corrente de referência de 150 A.....	100
Figura 5.15 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 50% com corrente de referência de 150 A.....	101
Figura 5.16 –Tensão para carregamento de 50% e corrente de referência de 150 A	101
Figura 5.17 – Corrente para carregamento de 50% e corrente de referência de 150 A.....	102
Figura 5.18 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 70% com corrente de referência de 150 A.....	102
Figura 5.19 –Distorção harmônica de tensão para carregamento de 70% com corrente de referência de 150 A.....	103
Figura 5.20 – Tensão para carregamento de 70% e corrente de referência de 150 A	103
Figura 5.21 – Corrente para carregamento de 70% e corrente de referência de 150 A.....	104
Figura 5.22 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 90% com corrente de referência de 150 A.....	104
Figura 5.23 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 90% com corrente de carga de 150 A	105
Figura 5.24 – Tensão para carregamento de 90% e corrente de referência de 150 A	105
Figura 5.25 – Corrente para carregamento de 90% e corrente de referência de 150 A.....	106
Figura 5.26 – Corrente no indutor do conversor CC/CC.....	106
Tabela 5.2 – Grandezas obtidas durante o processo de carregamento com corrente de referência de 75 A	108
Figura 5.27 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 75 A.....	110
Figura 5.28 – Corrente no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 75 A.....	110
Figura 5.29 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 75 A.....	111
Figura 5.30 – Corrente no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 75 A.....	112
Figura 5.31 – Curva do SOC em função do tempo durante a carga com corrente de 75 A ...	113
Figura 5.32 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 30% com corrente de referência de 75 A.....	114

Figura 5.33 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 30% com corrente de referência de 75 A.....	114
Figura 5.34 – Tensão para carregamento de 30% e corrente de referência de 75 A.....	115
Figura 5.35 – Corrente para carregamento de 30% e corrente de referência de 75 A.....	115
Figura 5.36 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 50% com corrente de referência de 75 A.....	116
Figura 5.37 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 50% com corrente de referência de 75 A.....	116
Figura 5.38 – Tensão para carregamento de 50% e corrente de referência de 75 A.....	117
Figura 5.39 – Corrente para carregamento de 50% e corrente de referência de 75 A.....	117
Figura 5.40 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 70% com corrente de referência de 75 A.....	118
Figura 5.41 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 70% com corrente de referência de 75 A.....	118
Figura 5.42 – Tensão para carregamento de 70% e corrente de referência de 75 A.....	119
Figura 5.43 – Corrente para carregamento de 70% e corrente de referência de 75 A.....	119
Figura 5.44 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 90% com corrente de referência de 75 A.....	120
Figura 5.45 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 90% com corrente de referência de 75 A.....	120
Figura 5.46 – Tensão para carregamento de 90% e corrente de referência de 75 A.....	121
Figura 5.47 – Corrente para carregamento de 90% e corrente de referência de 75 A.....	121
Figura 5.48 – Potência de 75 kW fornecida pela bateria.....	123
Figura 5.49 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante descarga com potência de referência de 75 kW	125
Figura 5.50 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante descarga com potência de referência de 75 kW	125
Figura 5.51 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de referência de 75 kW.....	126
Figura 5.52 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW	127
Figura 5.53 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW	127

Figura 5.54 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW	128
Figura 5.55 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW	128
Figura 5.56 – Potência de 56,25 kW fornecida pelas baterias.....	130
Figura 5.57 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante descarga com potência de referência de 56,25 kW	131
Figura 5.58 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante descarga com potência de referência de 56,25 kW	132
Figura 5.59 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de referência de 56,25 kW.....	132
Figura 5.60 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW	133
Figura 5.61 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW	134
Figura 5.62 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW	134
Figura 5.63 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW	135
Figura 5.64 – Potência de 0,5 pu fornecida pelas baterias	136
Figura 5.65 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante descarga com potência de referência de 37,5 kW	137
Figura 5.66 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante descarga com potência de referência de 37,5 kW	138
Figura 5.67 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de referência de 37,5 kW.....	138
Figura 5.68 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW	139
Figura 5.69 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW	140
Figura 5.71 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW	141
Figura 5.72 – Potência de 0,25 pu fornecida pelas baterias	142

Figura 5.73 – Tensão na bateria em função do tempo durante descarga com potência de 0,25 pu	143
Figura 5.74 – Tensão na bateria em função do SOC durante descarga com potência de 0,25 pu	144
Figura 5.75 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de 0,25 pu	144
Figura 5.76 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW	145
Figura 5.77 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW	146
Figura 5.78 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW	146
Figura 5.79 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW	147
Figura 5. 80 – Corrente no conjunto de baterias durante simulação de carga e descarga	148
Figura 5. 81 – Tensões, potências e corrente durante simulação de carga e descarga	149
Figura A.1 – Esquema de controle do conversor CC-CC para etapa Boost	164
Figura A.2 – Esquema de controle do conversor CC-CC para a Etapa Buck	165
Figura A.3 – Controle do inversor	166

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEP – *American Electric Power*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BESS – *Battery Energy Storage System*

CA – Corrente alternada

CAES – *Compressed Air Energy Storage*

CC – Corrente contínua

CES – *Community Energy Storage*

DAB – *Dual-active-bridge*

DOE – *Department of Energy*

EV – Veículo elétrico

IEA – *International Energy Agency*

IGBT – *Insulated gate bipolar transistor*

MCC – Método da corrente constante

MVC – Método da tensão constante

NIMH – Níquel-hidreto metálico

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PI – Proporcional integral

PLL – *Phase Locked Loop*

PWM – *Pulse width modulation*

SOC – *State of charge*

SPWM – *Sinusoidal pulse width modulation*

SVM – *Space vector modulation*

UPS – *Uninterrupted power supply*

V2G – *Vehicle-to-grid*

V2H – *Vehicle-to-home*

V2V – *Vehicle-to-vehicle*

VSI – *Voltage-source inverter*

SUMÁRIO

<u>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</u>	<u>22</u>
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
1.2. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	24
1.3. OBJETIVOS	26
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	26
<u>CAPÍTULO 2 - SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA</u>	<u>27</u>
2.1. FUNDAMENTAÇÃO ACERCA DOS ARMAZENADORES DE ENERGIA	28
2.2. BENEFÍCIOS DA UTILIZAÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA	28
2.3. TIPOS DE TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	30
2.4. CONTEXTO MUNDIAL	32
2.5. PROJETOS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM ARMAZENADORES DE ENERGIA NO BRASIL	35
2.6. PRINCIPAIS TIPOS DE BATERIAS	38
2.6.1. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO	39
2.6.2. BATERIA DE NI-CD	40
2.6.3. BATERIA DE NÍQUEL-HIDRETO METÁLICO	41
2.6.4. BATERIA DE ÍONS DE LÍTIO	42
2.6.5. TABELA RESUMO DOS TIPOS DE BATERIAS	45
2.7. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO QUE UTILIZAM BATERIAS	47
2.7.1. SISTEMA <i>ON GRID</i>	47
2.7.2. SISTEMA ISOLADO (<i>OFF GRID</i>)	48
2.7.3. SISTEMA HÍBRIDO	49
2.7.4. SISTEMA <i>ON GRID</i> INTEGRADO A TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO	50
2.7.5. VEÍCULOS ELÉTRICOS CONECTADOS À REDE	51
<u>CAPÍTULO 3 - PRINCIPAIS ESTRATÉGIAS DE CARGA E DESCARGA DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO COM EMPREGO DE BATERIAS</u>	<u>54</u>
3.1. MÉTODOS TRADICIONAIS DE CARGA	55

3.1.1.	MÉTODO DA TENSÃO CONSTANTE (MCV)	55
3.1.2.	MÉTODO DA CORRENTE CONSTANTE (MCC)	56
3.1.3.	MÉTODO A UM NÍVEL DE CORRENTE E UM NÍVEL DE TENSÃO	56
3.1.4.	MÉTODO A DOIS NÍVEIS DE TENSÃO	57
3.1.5.	MÉTODO A DOIS NÍVEIS DE CORRENTE	58
3.1.6.	MÉTODO A DOIS NÍVEIS DE CORRENTE E UM DE TENSÃO	59
3.1.7.	MÉTODO DA CORRENTE PULSADA	60
3.1.8.	MÉTODO DE CARREGAMENTO REFLEXO	61
3.1.9.	MÉTODO DAS CINCO ETAPAS	62
3.1.10.	MÉTODO DE CARREGAMENTO RÁPIDO (<i>BOOSTCHARGING METHOD</i>)	62
3.2.	PROCESSO DE DESCARGA E CURVA CARACTERÍSTICA DA BATERIA	63
3.3.	ARRANJOS ELÉTRICOS COMERCIALMENTE EMPREGADOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	65

CAPÍTULO 4 - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ON GRID DEDICADO UTILIZANDO BATERIAS

4.1.	ARRANJO COMPLETO DO SISTEMA IMPLEMENTADO	72
4.2.	BANCO DE BATERIAS	74
4.3.	CONVERSOR CC-CC	76
4.4.	INVERSOR	79
4.5.	FILTRO LCL	82
4.6.	TRANSFORMADOR E REDE DE CONEXÃO	88

CAPÍTULO 5 - AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO SISTEMA COMPUTACIONAL IMPLEMENTADO

5.1.	SIMULAÇÕES DO PROCESSO DE CARGA	90
5.1.1.	CORRENTE DE CARGA DE REFERÊNCIA DO CONJUNTO DE BATERIAS: 150 A	90
5.1.2.	CORRENTE DE REFERÊNCIA DO CONJUNTO DE BATERIAS: 75 A	108
5.2.	SIMULAÇÕES DO PROCESSO DE DESCARGA	122
5.2.1.	POTÊNCIA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE DESCARGA: 75 kW (1 PU)	123
5.2.2.	POTÊNCIA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE DESCARGA: 56,25 kW (0,75 PU)	129

5.2.3.	POTÊNCIA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE DESCARGA: 37,5 kW (0,5 PU)	135
5.2.4.	POTÊNCIA DE REFERÊNCIA DO SISTEMA DE DESCARGA: 18,75 kW (0,25 PU)	141
5.3.	SIMULAÇÃO DOS PROCESSOS DE CARGA E DE DESCARGA	147
<u>CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES</u>		150
<u>REFERÊNCIAS</u>		153
<u>APÊNDICE A</u>		164

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada uma introdução geral sobre os armazenadores de energia, incluindo contextualização sobre sua utilização, o que culmina na motivação do trabalho e seus objetivos.

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica tem, indubitavelmente, fundamental importância no desenvolvimento humano. Desde a qualidade de vida que pode proporcionar às pessoas até em aspectos mais profundos, como economia e políticas públicas. Pode-se inclusive afirmar que, quanto maior a disponibilidade energética de uma sociedade, maior a sua probabilidade de sobrevivência e prosperidade [1].

Desde os primórdios da produção da eletricidade em grande escala e o surgimento das primeiras redes de distribuição, no século XIX [2], o setor elétrico mundial vem passando por constantes mudanças motivadas, muitas vezes, por fatores externos. Dentre eles se destacam a instabilidade da oferta de combustíveis, as alterações nas legislações ambiental e nuclear, a flutuação no custo de capital e a liberalização econômica. Por conseguinte, o setor elétrico está em constante processo de reestruturação e regulamentação para ajustar-se, em geral, à conjuntura do mercado [3].

Um importante passo nessa reestruturação é o desenvolvimento das redes no sentido de torná-las redes inteligentes, termo em inglês: *smart grids*. Desta forma, permitindo uma participação mais ativa dos consumidores no mercado da eletricidade e acomodação de sistemas de geração e armazenamento distribuídos, viabilizando fluxos bidirecionais de energia e informação entre geradores e cargas. Além de melhorar a eficiência na distribuição, tem-se a redução de perdas, inclusive por furtos de energia, e minimização dos danos ambientais, o que, consequentemente, aumenta a confiabilidade do sistema [2], [4], [5].

Com a implantação do sistema inteligente e o aumento da preocupação com as questões relacionadas ao meio ambiente, a tendência é que as fontes renováveis de energia ocupem uma porcentagem maior na matriz energética mundial [4]. Segundo a IEA (*International Energy Agency*), até 2040 o aumento deve chegar a cerca de 25% no mundo, em comparação com a matriz no ano de 2018. Além disso, devido à queda de custos e às políticas públicas favoráveis, a capacidade instalada de geração fotovoltaica deve superar a eólica em 2025 e ultrapassar a geração pela queima do carvão na década de 2030, ocupando a segunda maior capacidade instalada globalmente [6]. O seu crescimento também é devido à sua facilidade de instalação, em fachadas, telhados e paredes, e por sua viabilidade em qualquer localidade em que haja boa irradiação solar.

Os benefícios da geração renovável são diversos e abrangem aspectos ambientais e econômicos. Os recursos naturais utilizados nesse caso são apontados como inesgotáveis, pois têm a capacidade de se regenerar. Ao contrário das fontes fósseis como o petróleo, carvão e gás natural, que são limitados e têm seu preço influenciado por questões políticas. E, além disso, provocam a emissão de gases tóxicos e poluentes e material particulado [7].

No entanto, alguns fatores ainda corroboram para que esse tipo de fonte não seja a geração majoritária em termos de mundo. Entre eles, a dependência de condições climáticas específicas, o que pode resultar em intermitência, incerteza e variações ao longo do dia. Neste tocante é preciso destacar que tais características são intrínsecas da geração fotovoltaica e eólica e, por outro lado, não são limitações verificadas em gerações renováveis como a hidráulica. Esse problema da intermitência pode ser minimizado através da utilização de armazenadores de energia [8], especialmente no caso de sistemas isolados, capazes de armazenar o excedente de energia produzido e descarregá-lo em momentos em que a geração seja insuficiente para atender a demanda requerida [9].

Contudo, a aplicabilidade dos sistemas armazenadores de energia não está limitada a essa função. Os benefícios são observados nos três níveis da rede elétrica e também diretamente na rede interna dos consumidores. Os armazenadores possibilitam a redução dos problemas durante os picos de demanda, minimizam as interrupções, podem injetar ou absorver energia reativa a fim de manter a tensão dentro dos padrões exigidos, podendo atuar no processo de restauração de uma estação de energia após uma falha e também podem contribuir na manutenção da qualidade, com a regulação da frequência, por exemplo [10], [11], [12].

Diversos são os tipos de sistemas disponíveis e há ainda os que estão em fase de pesquisa e desenvolvimento. Entre os comercialmente disponíveis estão as baterias, volantes de inércia (*flywheel*), bombeamento hidráulico, ar comprimido, térmico, hidrogênio, supercondutores e supercapacitores.

1.2. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A busca por um modelo mais sustentável requer o ajuste fino entre crescimento e desenvolvimento tecnológico. Para alcançar êxito é necessário utilizar melhor os recursos renováveis disponíveis, melhorar a eficiência tanto na produção como no uso final, incluindo até a modificação nos padrões de consumo [13]. Entretanto, a nível mundial, a redução dos

impactos ambientais na geração de energia elétrica é considerada indispensável para o desenvolvimento sustentável [11].

Nos dias de hoje, algumas tecnologias de armazenamento consideradas maduras para sistemas de baixa potência são completamente ou quase competitivas em comunidades isoladas e em sistemas não conectados à rede elétrica. Dentre as tecnologias consideradas maduras, podem ser citadas as usinas hidráulicas reversíveis, alguns tipos de baterias e os sistemas de termo acumulação [14].

O armazenamento de energia pode ser considerado como uma ferramenta que possibilita novas formas de negócio entre os consumidores e as concessionárias de energia elétrica. Em 2016, já se considerava a tendência internacional na área de armazenamento de energia com emprego de baterias, tendo em vista o crescimento consistente do mercado nos três anos anteriores. Com expectativa de evolução de 226 MW em 2015 para 2,1 GW em 2021, representando um mercado de US\$ 2,9 bilhões naquele ano. O principal interesse nesse mercado em termos de novas instalações compete às concessionárias, seguido de aplicações não-residenciais e residenciais [14].

As baterias já são consideradas a fonte mais competitiva em termos de custo para fornecimento em momentos de pico e até 2030, devem representar uma ameaça à geração por carvão e gás em diversos países. Inclusive, prevê-se uma redução de aproximadamente 64% nos custos até o ano de 2040 [15]. Entre as diversas tecnologias de baterias disponíveis, a de íons de lítio é predominante, presente em cerca de 99% das novas instalações de sistemas de armazenamento conectados à rede [14].

Há também uma tendência de que os veículos elétricos sejam utilizados como centros de troca e armazenamento de energia. Fabricantes de móveis como Nissan, BMW e Honda estão em processo de análise da possibilidade de produzir esse tipo de veículo com parceria de empresas de energia e *software* [16].

Dessa forma, percebe-se que o interesse no desenvolvimento dos sistemas armazenadores de energia é crescente, tendo em vista que possibilitam um aumento na eficiência da geração, viabilizando maior estabilidade e confiabilidade para o sistema elétrico. Por sua vasta aplicabilidade e desenvolvimento tecnológico constante, o presente trabalho é focado na implementação computacional de um sistema de armazenamento de energia via banco de baterias que permite o fluxo bidirecional de acordo com as demandas atuais, conforme será, na sequência, melhor salientado.

1.3. OBJETIVOS

O principal objetivo deste trabalho está relacionado à elaboração e simulação de um modelo capaz de representar as etapas de carga e descarga de um banco de baterias conectado ao sistema elétrico, utilizando uma etapa de conversão e outra de inversão. É avaliada a distorção provocada pela utilização desse sistema, bem como, é apresentado um projeto de filtro para minimizar a mesma.

1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos. O **Capítulo 1** aborda os aspectos introdutórios do tema, contextualizando a importância dos sistemas armazenadores de energia e apresentando os objetivos pré-determinados.

No **Capítulo 2**, é apresentada uma fundamentação teórica acerca dos sistemas armazenadores de energia, que abrange diversas tecnologias de armazenamento disponíveis com enfoque nas baterias e suas possibilidades de conexão. Além de uma contextualização do uso dos armazenadores na atualidade no Brasil e no mundo.

O **Capítulo 3** é dedicado às baterias e explicita as principais estratégias de carga e descarga destas, descrevendo diversos métodos encontrados na literatura. Ademais, são mostradas algumas diferentes formas de conexão de banco de baterias à rede. A partir desse embasamento, tem-se a seleção do modelo a ser investigado.

No **Capítulo 4** é apresentado o sistema modelado no *Simulink*[®], com os devidos detalhamentos. Enquanto os resultados obtidos e a avaliação do mesmo são exibidos no **Capítulo 5**.

No **Capítulo 6** são apresentadas as conclusões obtidas durante a realização deste trabalho, bem como, as sugestões de trabalhos futuros que possam dar sequência ao mesmo.

CAPÍTULO 2

SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA

Neste capítulo é apresentada uma fundamentação teórica sobre a temática do armazenamento de energia, com destaque para as baterias e suas aplicações.

2.1. FUNDAMENTAÇÃO ACERCA DOS ARMAZENADORES DE ENERGIA

O conceito da utilização de sistemas armazenadores de energia existe desde a década de 1920, partindo do princípio de bombeamento e turbinagem de água. Em que grandes quantidades de água eram bombeadas para um reservatório enquanto houvesse excedente na geração e utilizadas para turbinagem nos momentos em que a geração fosse incapaz de atender à demanda [8].

Os armazenadores de energia permitem maior eficiência na operação dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia, maior capacidade de recuperação em casos de falta, melhor integração de fontes renováveis intermitentes e aumento do nível de cogeração. Dessa forma, já existem tecnologias maduras para essa finalidade, no entanto, grande parte ainda está em estágio de desenvolvimento [17]. Em uma estimativa realizada pela AES Corporation, a demanda mundial por armazenamento de energia em 2022 deverá ser aproximadamente dez vezes a demanda requerida em 2017. Assim, a capacidade instalada deverá alcançar, naquele ano, cerca de 28 GW [18].

2.2. BENEFÍCIOS DA UTILIZAÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA

A utilização de armazenadores de energia resulta em benefícios para os diferentes níveis da rede elétrica: geração, transmissão e distribuição, incluindo também os consumidores.

Quando se trata de geração, é viabilizada a redução do preço da eletricidade visto que a compra e a venda de energia podem ser planejadas de modo que seja reduzida a necessidade de geração direta em períodos com custo maior. Isto pode reduzir, por exemplo na matriz brasileira, o uso de energia advinda de térmicas nos horários de ponta do sistema, o que pode levar à uma redução da emissão de gases do efeito estufa.

Sabe-se que os operadores da rede utilizam serviços de regulação de frequência e controle de tensão para manter a estabilidade do sistema mesmo na ocorrência de variações de demanda. Os elementos armazenadores de energia apresentam vantagens em relação a métodos

convencionais, visto que têm como característica tempo de inicialização mais rápido que os convencionais [9].

Ainda com relação à confiabilidade do sistema, a mesma é beneficiada, principalmente no que se refere aos picos de potência demandada pela carga conectada, tendo em vista que é possível carregar e descarregar os elementos armazenadores conforme a necessidade, beneficiando tanto a transmissão quanto o consumidor final. Esse fator também é salutar quanto às flutuações diárias de demanda sofridas pela rede, de modo que é possível manter os geradores trabalhando em um nível pré-determinado na maior parte do tempo.

É possível ainda minimizar as interrupções na distribuição e diretamente na instalação do consumidor ou até mesmo em aplicações que requerem maior confiabilidade no fornecimento de energia como centros cirúrgicos e de processamento de dados, nos quais as UPSs (*Uninterrupted Power Supply*) atuam como proteção da carga, servindo como fonte secundária em caso de falha da rede elétrica [19]. Além disso, com o sistema de armazenamento na própria unidade consumidora, é possível que seja planejado o deslocamento do consumo da energia da rede para um horário menos oneroso, nos casos em que exista a tarifação horária.

A tecnologia de armazenamento de energia é indispensável no caso das microrredes que operam isoladamente. Nesse caso, qualquer falha em alguma das fontes de energia pode causar queda nas potências ativa e reativa. Ainda que seja possível solucionar esse tipo de problema através da rejeição de carga, o uso do armazenador é mais eficiente [20]. Ao mesmo tempo, pode ser utilizado caso existam elevações de carga, suprimindo o sistema temporariamente.

Do ponto de vista ambiental, há também diminuição da poluição resultante da produção de energia elétrica, visto que a utilização dos armazenadores possibilita o aproveitamento da energia produzida pelas fontes não convencionais de forma mais abrangente. De modo que fontes causadoras de maiores danos ao meio ambiente ou potenciais causadoras, como termelétricas e nucleares, podem ser menos utilizadas. Ademais, ao armazenar a energia em sua forma secundária, os recursos primários são economizados, o que resulta em menores danos ambientais, principalmente quando a geração depende de combustíveis fósseis, conforme já afirmado [21].

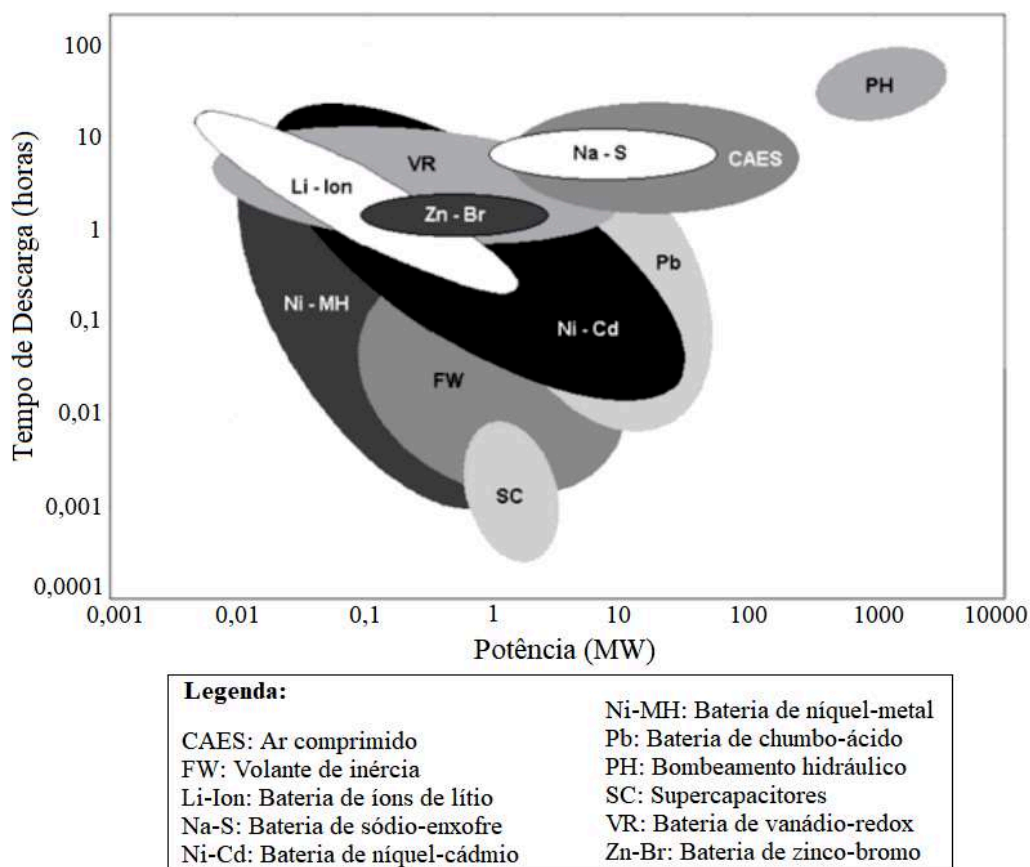
2.3. TIPOS DE TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Diversos tipos de tecnologia podem ser aplicados no armazenamento de energia. A classificação das mesmas é baseada no modo com que é feita a conversão de energia [12]. A determinação de qual deve ser utilizada necessita considerar as características próprias que tornam cada tipo mais ou menos adequado para determinada situação.

São tipos de sistemas mecânicos: armazenamento hidrelétrico bombeado, armazenamento de energia por ar comprimido e armazenamento de energia do rotor/volante. Todos podem ser utilizados em sistemas de transmissão. Já os armazenadores eletroquímicos como as baterias de chumbo-ácido, de íons de sódio ou lítio têm uma gama maior de aplicação, de forma que grande parte delas podem ser utilizadas na transmissão, em subestações e alimentadores na distribuição, em ilhas, indústrias, comércios e residências [9]. Também podem ser utilizados sistemas elétricos como supercapacitores e o armazenamento magnético de energia através de supercondutores. A conversão de eletricidade em hidrogênio é o princípio que possibilita até o armazenamento por hidrogênio, uma alternativa importante ao uso de combustíveis fósseis [12].

Na Figura 2.1 [10], é mostrado um comparativo entre alguns tipos de armazenadores, com foco nos valores característicos de potência e tempo de descarga. Essa relação é um dos fatores preponderantes na escolha de qual tipo de armazenador adequado à aplicação requerida.

Figura 2.1 – Comparativo entre as tecnologias de armazenamento



Fonte: adaptada de Silva e Bortoni (2016).

As baterias de chumbo-ácido (Pb), níquel-cádmio (NiCd), sódio-enxofre (NaS), níquel-hidreto metálico (NiMH) e íons de lítio são classificadas como eletroquímicas. Utilizam eletrodos, positivos e negativos, como parte do processo de transferência de elétrons por meio de uma solução condutora, denominada eletrólito. Já as baterias de zinco-bromo (ZnBr) e redox de vanádio (VR) são categorizadas como fluxo redox. Nesse caso, a energia é armazenada por meio de reações entre duas soluções condutoras separadas por uma membrana semipermeável que permite o fluxo de íons, porém impede que as soluções se misturem. Enquanto os íons fluem pela membrana, uma corrente elétrica é induzida nos condutores [10]. Por sua vasta aplicabilidade, tanto em concessionárias como em aplicações industriais, comerciais ou residenciais, devida a diversos fatores como eficiência, tempo de descarga, peso e mobilidade, as baterias ocupam o lugar de maior notoriedade entre os armazenadores de energia [14].

Os supercapacitores, assim como os capacitores, armazenam energia por meio do acúmulo de cargas positivas e negativas. No entanto, tem suas placas separadas por uma solução eletrolítica, como nas baterias, e não por um material dielétrico. Esses equipamentos

apresentam duas vantagens principais em relação às baterias: maior densidade de potência e ciclo de vida bastante alto. O que os tornam ideais em aplicações que requerem armazenamento de alta potência durante intervalos de tempo curtos. Contudo, sua utilização é limitada devido aos altos custos de implementação [10].

Os sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido, do inglês *Compressed Air Energy Storage* (CAES), são utilizados desde a década de 70 e permitem armazenar energia no processo de compressão do ar, para utilização posterior durante a expansão. Inicialmente, foram instalados com a finalidade de armazenar energia durante intervalos de demanda baixa para disponibilizá-la em momentos de pico. Atualmente, os estudos estão focados na sua aplicação na redução de oscilação de potência causada pela intermitência na geração de fontes renováveis conectadas ao sistema [22]–[24].

O volante de inércia, também conhecido por *Flywheel*, é um equipamento mecânico que adiciona inércia a um sistema a fim de armazenar energia cinética durante movimentos rotacionais. Inicialmente, esse tipo de sistema foi bastante usado em máquinas a vapor. Com o avanço da Eletrônica de Potência, sua aplicação foi diversificada. É utilizado como uma fonte ininterrupta ou UPS, para garantir a continuidade e qualidade da energia elétrica em sistemas de propulsão de veículos como ônibus, trens, carros elétricos e híbridos; nas áreas aeroespacial e militar [25]. Porém envolve partes mecânicas, necessitando de manutenção e gerando perdas e desgastes.

O bombeamento hidráulico, do inglês *Pumped Hydro Storage*, é baseado na implementação de reservatórios, pelo menos dois, localizados em diferentes níveis. Enquanto a demanda de eletricidade é baixa, a água é bombeada para o reservatório superior. Já nos períodos de maior demanda, é descarregada para o reservatório inferior. Dessa forma, a energia é armazenada na forma potencial gravitacional. Apesar de ser bastante competitiva em situações que requerem grande quantidade de energia, esse tipo de tecnologia apresenta diversas restrições, bem como a geração hidrelétrica. Entre eles a localização de implantação dos reservatórios, os impactos ambientais, o custo inicial e o longo prazo de construção [14].

2.4. CONTEXTO MUNDIAL

Os Estados Unidos se destacam quanto aos planos de modernização do armazenamento de energia. Em especial o estado do Arizona que tem como objetivo atingir 3 GW em

armazenadores de energia até o ano de 2030, o que representa o dobro da meta de Nova York. A Califórnia também se sobressai nesse quesito, ambicionando, também até 2030, 1,3 GW de armazenamento [26].

Em 2017, foi instalada a maior bateria de íons de lítio do mundo, até aquele momento, na Austrália do Sul [27]. O estado sofreu uma série de apagões em decorrência da instabilidade da geração de energia eólica, que representou, nesse mesmo ano 35% da energia produzida no estado [28]. Esse equipamento, apesar de não cessar a dependência dos combustíveis fósseis, contribui com a estabilidade da rede e é capaz de fornecer energia, no caso de interrupção da geração eólica, durante uma hora para quase 30.000 residências até que o fornecimento através das fontes de energia convencionais seja reestabelecido [29].

Grandes empresas também estão se desenvolvendo na área de projetos de armazenadores de energia. Entre elas, os fabricantes de automóveis, principalmente devido à necessidade de prover destinação adequada para as baterias usadas de veículos elétricos. Nesse contexto, a Hyundai já desenvolve uma bateria de 1MWh, a ser implantada em sua fábrica, utilizando baterias advindas de dois modelos de carros de sua fabricação [30]. Além disso, está prevista para 2019 o lançamento de uma nova bateria de íon-lítio de 150 MW, superando em 50 MW a capacidade da maior bateria em uso atualmente [31].

Além da Hyundai, também estão desenvolvendo armazenadores, a partir de baterias utilizadas em seus carros, Mercedes-Benz, BMW, Renault e Nissan. Os projetos incluem vastas aplicações como utilização em parques eólicos, residências, iluminação pública e infraestrutura de recarga de veículos elétricos [30], [32]–[35].

Na Figura 2.2 [36], é apresentado o mapa disponibilizado pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE – Department of Energy), baseado no banco de dados desse departamento, que conta com o registro de 1580 dispositivos armazenadores de energia conectados à rede. Entre esses dispositivos, há os que estão efetivamente em operação, os que foram anunciados, os contratados e os que estão fora de operação apesar de conectados à rede.

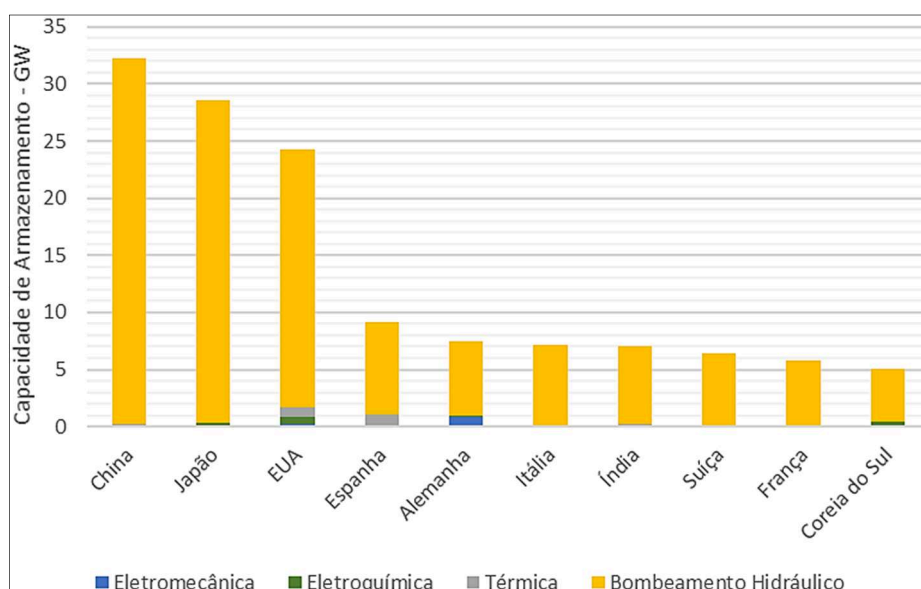
Figura 2.2 – Distribuição mundial dos armazenadores de energia



Fonte: DOE (2019).

É apresentado na Figura 2.3 [37], um gráfico que ilustra a capacidade de armazenamento instalada, no ano de 2017, em diversos países para quatro tipos diferentes de tecnologia.

Figura 2.3 – Capacidade de armazenamento por tipo de tecnologia e país



Fonte: IRENA (2017).

É evidente a predominância da capacidade instalada por bombeamento hidráulico. Tal hegemonia é devida a um conjunto de fatores como a alta capacidade de armazenamento, a eficiência, a maturidade da tecnologia e o tempo de descarga. Além disso, as máquinas reversíveis têm a capacidade de alternar do modo de operação de bombeamento para a geração máxima em um tempo de aproximadamente 2 minutos, considerado curto, em comparação com as turbinas a gás, que despendem, para atingir a potência nominal, o intervalo entre 7 a 15 minutos [14].

2.5. PROJETOS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM ARMAZENADORES DE ENERGIA NO BRASIL

Em consonância com a tendência global, diversos projetos de pesquisa e desenvolvimento com foco em armazenadores de energia têm sido colocados em pauta no Brasil. Dentre os mais de 2500 Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) propostos por empresas brasileiras de energia elétrica e regulamentados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) até maio de 2018, 59 estão relacionados diretamente com armazenamento de energia, o investimento estimado nos mesmos equivale a aproximadamente 770 milhões de reais [38].

Entre os 59 projetos, grande parte deles faz parte da chamada de P&D Estratégico ocorrida no ano de 2016. A aplicação de vários desses projetos está relacionada ao suporte de gerações eólica e fotovoltaica que passaram por uma expansão considerável em 2015. O mercado de energia solar fotovoltaica apresentou crescimento de 25% no fim de 2015, quando comparado a 2014. Além disso, o mercado anual em 2015 foi quase dez vezes a capacidade mundial acumulada de energia fotovoltaica uma década antes [39]. Tal expansão corrobora com o interesse no desenvolvimento dos sistemas armazenadores de energia, visto que esses sistemas possibilitam aumento na eficiência desse tipo de geração.

Dentre os projetos apresentados, alguns deles estão associados à conexão do sistema armazenador ao sistema elétrico ou à microrredes, correlacionando-os com a proposta deste trabalho. Os mesmos, bem como as empresas proponentes são destacados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Propostas de projetos de P&D feitas à ANEEL

Empresa	Título do Projeto
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A (CGTF)	Avaliação do impacto de distintos tipos de baterias de íon-Li conectadas à rede de distribuição e à parques de geração solar e eólica em uma rede inteligente
Copel Distribuição S/A	Controlador de Carga Pulsada Portátil Para Baterias de Sistemas Fotovoltaicos de Geração de Energia Elétrica
Amazonas Distribuidora de Energia S/A	Uso de Tecnologias Avançadas de Baterias em Sistema de Armazenamento de Energia para Integração a Miniusinas Fotovoltaicas em Comunidades Isoladas
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	Otimização Multiobjetivo de Recursos Energéticos Distribuídos visando Sustentabilidade e Confiabilidade em Microrredes Isoladas incluindo Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias
Copel Distribuição S/A	Algoritmo multicritério espacial para aplicação de baterias para qualidade do fornecimento
Copel Distribuição S/A	Desenvolvimento nacional de sistema de armazenamento padrão de energia com baterias residenciais (sódio-níquel) e controle inteligente para o armazenamento distribuído em redes de baixa tensão
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	Conversor Bidirecional para Aplicações em Microrredes Baseadas em Fontes Renováveis e Banco de Baterias
Companhia Energética de São Paulo (CESP)	Análise da eficiência do armazenamento complementar de energia junto a usinas hidrelétricas, utilizando tecnologias de armazenamento eletroquímico e em hidrogênio
Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL)	Inserção técnico-comercial para implementação, desenvolvimento e análise de aplicações de tecnologias de armazenamento de energia na operação de redes de distribuição da CPFL
Amazonas Distribuidora de Energia S/A	Uso de acumuladores de energia associados a geração fotovoltaica para aumentar a eficiência de geradores a diesel que atendem comunidades isoladas

Companhia Energética do Ceará (COELCE)	Sistema Inteligente de Armazenamento de Energia e Gerenciamento de Demanda para Aplicações de Pequeno Porte com Integração de Geração Distribuída e conexão de veículos elétricos
Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)	Sistema de Armazenamento Integrado à mais de uma fonte energética – Gestão Híbrida de Sistema Energético Multi-fontes
Rio Grande Energia S/A (RGE)	Inserção de Sistema de Armazenamento em Configurações Múltiplas para Suporte à Geração Eólica
Tractebel Energia S/A	Um investimento, múltiplas funções: Desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas de geração centralizada e distribuída
Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S/A (ENERSUL)	Avaliação de tecnologias de armazenamento de energia e de soluções de gerenciamento da operação e manutenção para aplicação em sistemas isolados no Pantanal Sul-mato-grossense
Copel Distribuição S/A	Sistema de controle ótimo de microgrid com armazenamento de energia para smartgrid
Copel Distribuição S/A	Sistema de armazenamento transportável para suporte a contingências programadas em SES
Copel Distribuição S/A	Sistema híbrido integrado com armazenamento de energia para áreas isoladas
CEMIG Distribuição S/A	Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia em combinação com sistemas de geração distribuída nas redes de distribuição brasileiras
CEMIG Distribuição S/A	Análise de Arranjo Técnico e Comercial baseado em uma Planta Piloto de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia em Alimentador Crítico da Rede de Distribuição de 13,8 kV
Celesc Distribuição S/A	Sistema de armazenamento de energia elétrica móvel de grande capacidade para redução de demanda no horário de ponta e suporte de serviços ancilares para a rede de distribuição
Rio Paraná Energia S/A	Sistemas integrados de geração e armazenamento de energia: conceituação e proposta de desenvolvimento para aplicação no sistema elétrico brasileiro

2.6. PRINCIPAIS TIPOS DE BATERIAS

As baterias são armazenadores eletroquímicos de energia e, assim como as pilhas, têm função de armazenar e fornecer energia através de reações de oxidação [40]. Essa denominação é decorrente do fato de utilizarem energia química proveniente de reações eletroquímicas e cederem energia elétrica às cargas [21]. Tal processo é possível em consequência do emprego de células eletroquímicas (pilhas), as quais são constituídas por dois eletrodos separados por um meio eletrolítico. Durante o período de descarga, íons do anodo são liberados no meio eletrolítico e depositados no catodo, de modo que surge uma diferença de potencial entre os terminais da bateria. Já durante o processo de carga, os íons retornam ao anodo [41].

A primeira pilha foi desenvolvida em 1800 pelo cientista italiano Alessandro Giuseppe Antonio Volta [42]. Desde então, para atender à crescente demanda por armazenamento de energia, já houve grande evolução dessa tecnologia, bem como das baterias, que atingem capacidade cada vez maior [40]. Ao longo dos anos foram realizadas diversas combinações entre elementos. Entre as mais utilizadas, têm-se as baterias de Chumbo-ácido, Níquel-Cádmio, Níquel-Hidreto metálico e íons de Lítio. As pilhas e as baterias podem ser divididas em duas grandes categorias: primária e secundária. Sendo esta, a que engloba as recarregáveis e, aquela, a que representa as não-recarregáveis. De acordo com essa classificação, neste trabalho, o enfoque será dado ao segundo tipo, visto que as baterias secundárias são utilizadas como dispositivos armazenadores de energia, sendo carregadas por uma fonte primária de energia e fornecendo energia à carga de acordo com a demanda, seja por aumento da requisição de carga ou indisponibilidade da fonte primária [43].

As baterias são armazenadores frequentemente utilizados, especialmente no caso de redes isoladas. Diversos fatores corroboram para essa ampla aplicação. O principal está relacionado à ampla faixa de tensão e potência em que é possível utilizá-las, visto que são constituídas por conjuntos de módulos de baixa tensão que permitem ligações em série e paralelo para atingir a característica elétrica requerida. Além disso, possuem um bom custo-benefício, diversas empresas possuem sua tecnologia de fabricação [8], abrangem uma ampla gama de aplicações e são objetos de diversas pesquisas para o aumento de vida útil e de densidade de energia e redução do custo [44].

Ressalta-se, por fim, que as baterias sofreram um salto qualitativo muito grande de tecnologia quando do advento e da massificação do uso dos celulares, a partir da década de

1990, os quais levaram os fabricantes à uma busca por elevação da vida útil, aumento da densidade energética, diminuição do peso, melhoria do processo de fabricação, aumento da segurança, utilização de materiais sustentáveis e, sobretudo, redução do seu custo.

2.6.1. Bateria de chumbo-ácido

Esse tipo de bateria é composto por placas de chumbo (Pb) ligadas ao barramento negativo e colocadas intercaladas com placas, ligadas ao barramento positivo, de chumbo recobertas por dióxido de chumbo (PbO₂). Uma solução aquosa de ácido sulfúrico (H₂SO₄), na qual as placas estão mergulhadas, é a responsável pela condução dos íons. Entre as placas são colocadas folhas de material isolante como polímeros ou fibra de vidro afim de evitar a ocorrência de curto-circuito [45]. Ao submergir as placas na solução citada, é gerada uma tensão próxima de 2,1 V. Com a conexão de um circuito elétrico, surge uma corrente elétrica e após a descarga os elementos podem retornar às condições iniciais mediante uma recarga que impõe circulação de corrente no sentido contrário ao da descarga [42].

Durante a descarga, o dióxido de chumbo das placas conectadas ao barramento positivo é combinado com os íons sulfato (SO₄²⁻) do ácido sulfúrico, formando sulfato de chumbo (PbSO₄) nas placas positivas. Concomitantemente, nas placas conectadas ao barramento negativo, o chumbo é combinado com os íons sulfato, formando também sulfato de chumbo. Ambas as reações são mostradas respectivamente nas equações 1 e 2 [42]. O esquema da bateria é mostrado na Figura 2.4.

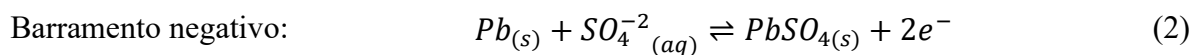
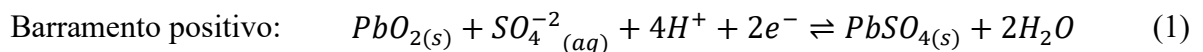
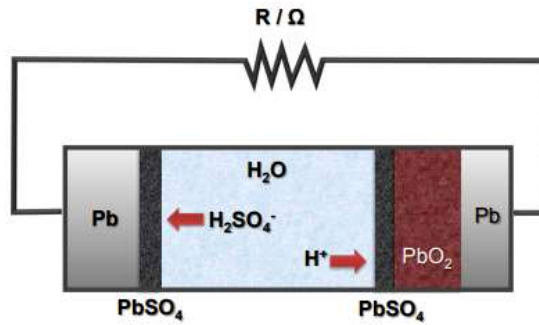


Figura 2.4 – Esquema da bateria de chumbo-ácido



Fonte: Carneiro et al (2017).

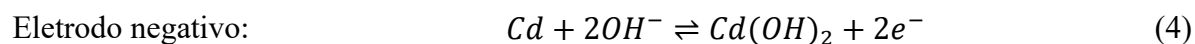
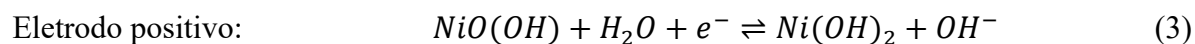
Esse tipo de bateria é bastante utilizado em automóveis, cuja tensão de saída é um pouco maior que 12 V, tensão gerada, geralmente, a partir da associação de seis células em série [45].

Apesar de ser capaz de fornecer corrente durante um tempo consideravelmente maior do que a média das pilhas secas, o grande problema desse tipo de bateria está relacionado às questões ambientais. Pelo fato de o chumbo ser um metal pesado e tóxico, são necessárias técnicas de manejo apropriadas durante a produção e reciclagem [45].

Têm sido desenvolvidas baterias que permitem de 1000 a 2000 ciclos profundos de carga durante sua vida útil. Esses equipamentos podem tolerar descargas de profundidade superior a 80% da sua capacidade, mas, para preservar sua vida útil, não devem ser descarregadas muito abaixo de 50% da sua capacidade.

2.6.2. Bateria de Ni-Cd

Em 1899, foi registrada a primeira patente relativa a baterias de Níquel-Cádmio pelo engenheiro Waldemar Jungner da Swedish. O arranjo, disponível no mercado internacional desde a década de 1950, apresenta dois eletrodos: positivo e negativo, sendo o primeiro de hidróxido de óxido de níquel (NiOOH) e o último de cádmio (Cd), além de um eletrólito alcalino, em geral, hidróxido de potássio (KOH) [46],[44]. Ao eletrólito, em algumas baterias, é adicionado o hidróxido de lítio, para elevar o ciclo de vida útil e possibilitar a operação em temperaturas mais elevadas [46]. Entre os dois eletrodos, há ainda um separador, de poliamida, polietileno ou polipropileno a fim de evitar o curto-circuito resultante do contato entre os eletrodos. Para a composição mais comum, as reações características dos processos de carga e descarga para os eletrodos positivo e negativo são apresentadas nas equações 3 e 4 respectivamente. No sentido direto, há descarga e no reverso, carga [44].



Esse tipo de bateria pode ser recarregado diversas vezes, caracterizando um ciclo longo de vida com algumas milhares de cargas e descargas, apresentando potencial relativamente constante. Além disso, tem baixo custo, robustez, suporta o manuseio e garante bom desempenho mesmo em baixas temperaturas e condições rigorosas de trabalho [40], [44]. Por tais características, durante muito tempo, foi amplamente utilizada na alimentação de diversos dispositivos portáteis, como calculadoras, câmeras digitais e *notebooks* [46], [47].

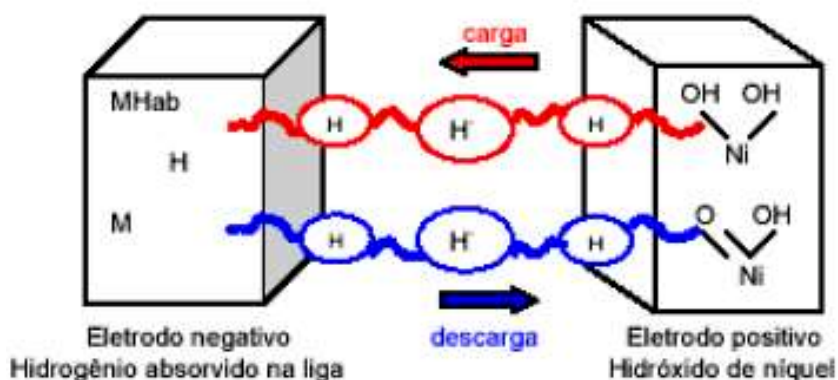
Entretanto, essa combinação está sendo, paulatinamente, substituída, principalmente por baterias de níquel-hidreto metálico e de íons de lítio. Isso ocorre devido a algumas particularidades, como o efeito memória, que ocorre quando o processo de descarga é incompleto, formando cristais nas placas das células, a baixa densidade de energia, a presença de metais tóxicos e a necessidade de maior eficiência, tendo em vista a popularização do uso de equipamentos sem fio [46], [47].

2.6.3. Bateria de níquel-hidreto metálico

A bateria de níquel-hidreto metálico, por não conter metal pesado e tóxico, pode ser considerada uma substituta, como citado anteriormente, da combinação entre níquel e cádmio [48]. Apesar de ter sido desenvolvida para utilização em satélites de comunicação, atualmente, é empregada em notebooks, celulares e câmeras digitais [47].

Nesse tipo de bateria, quando carregada, o material ativo do cátodo é o mesmo encontrado nas baterias de níquel-cádmio, hidróxido de óxido de níquel, enquanto o material do ânodo é o hidrogênio armazenado na forma de hidreto em uma liga. O eletrólito é composto por uma mistura de solução aquosa de hidróxido de potássio e alguns aditivos que têm como objetivo aprimorar o desempenho dos eletrodos. Durante a carga, a energia fornecida favorece a geração de hidrogênio que migra do cátodo para o ânodo carregando a bateria. O esquema de funcionamento de uma bateria de Ni-MH é mostrado na Figura 2.5 [49].

Figura 2.5 – Esquema de funcionamento de uma bateria de Ni-MH



Fonte: Bragagnolo (2005).

Grande parte das características operacionais são semelhantes às de baterias de níquel-cádmio, como a tensão da célula, pressão característica e métodos de controle de carga, bem como a presença do efeito memória. Além disso, a retenção de carga não é tão eficiente, com autodescarga diária de aproximadamente 2%, e o custo de fabricação é superior. No entanto, a capacidade de recarga é rápida e o problema ambiental relacionado ao descarte é consideravelmente reduzido [48].

2.6.4. Bateria de íons de lítio

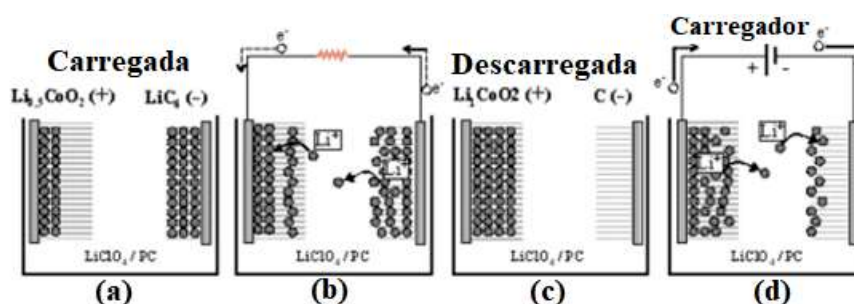
O lítio é o metal mais leve dentre os utilizados em baterias, dispondo maior potencial eletroquímico e fornecendo maior densidade de energia por peso, cerca de 130 kWh/t [45]. As primeiras pesquisas de que se têm conhecimento foram realizadas pelo físico-químico americano Gilbert Newton Lewis, em 1912, com baterias de lítio metálico. Entretanto, somente em 1970 passaram a ser comercializadas as baterias em que o lítio compunha o ânodo, até então, não recarregáveis. Em 1991, a Sony iniciou o comércio da primeira bateria de íons de lítio, com o ânodo de grafite e o cátodo de óxido de cobalto de lítio [50].

Nesse tipo de bateria, o cátodo é um óxido de metal litiado (como o óxido de lítio magnésio cobalto e o óxido de lítio níquel cobalto alumínio) e o ânodo é composto por grafite (carbono) em uma estrutura de camadas posto em um coletor de corrente de cobre. Já o eletrólito é constituído por sais de lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos líquidos. Ainda há um separador, normalmente, um filme fino microporoso poliolefinico. Durante o carregamento, os átomos de lítio do cátodo se tornam íons e migram, por meio do eletrólito, para o ânodo. No momento em que o íon é removido do eletrodo positivo, há oxidação e liberação de um elétron

que se move pelo circuito elétrico externo. No momento em que os elétrons chegam ao ânodo, há a inserção dos íons de lítio entre as camadas do revestimento anódico, ao mesmo tempo em que ocorre a redução do estado de oxidação deste material, formando a fase litiada, em que os íons de lítio estão intercalados no eletrodo, no ânodo e deslitiada no cátodo. Durante a descarga, esse processo é invertido, regenerando os materiais utilizados a princípio [45], [47], [50].

O funcionamento desse tipo de bateria se assemelha ao dos demais tipos citados. No entanto, a diferença crucial consiste no fato de que o íon de lítio não participa de reações de oxirredução (que ocorre nos materiais que revestem os eletrodos), não reagindo nos eletrodos. Ele somente é inserido e removido das estruturas dos materiais do revestimento do eletrodo por um processo de intercalação iônica. Assim sendo, sempre que ocorre a intercalação de um íon em um eletrodo, a fim de manter o sistema neutro, ocorre a intercalação de um elétron, gerando corrente elétrica [45], [50], tal como pode ser observado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Ciclo de funcionamento de uma bateria de íons de lítio



(a) bateria carregada, (b) bateria descarregando, (c) bateria descarregada e (d) bateria carregando.

Fonte: adaptada de Aranha (2018).

Além da densidade de energia maior se comparada à bateria de Ni-Cd, a autodescarga é consideravelmente baixa. Ademais, não é observado o efeito memória, o que resulta em baixa manutenção e ciclo de vida prolongado. Tais vantagens justificam o fato de, dentre os armazenadores de energia cadastrados no DOE, 450 deles serem baterias de íons de lítio. No entanto, esse armazenador possui corrente de descarga moderada. Outra desvantagem está relacionada ao fato de os processos de carga e descarga resultarem em alterações no eletrólito de Lítio, o que diminui a estabilidade térmica, ocasionando em fugas térmicas. Dessa forma, é necessário um circuito de proteção limitador de corrente e tensão, que garanta uma operação segura.

Na Tabela 2.2, são apresentadas algumas aplicações do armazenamento de energia no suporte à rede elétrica através das baterias de íons de lítio [51], [52]. Há baterias de diferentes capacidades de armazenamento em todo o mundo, variando de 1 kW, aplicadas a microrredes, até 100 MW [36] como no caso da maior bateria desse tipo em funcionamento, localizada na Austrália.

Tabela 2.2 – Aplicações de baterias de íons de lítio no suporte à rede elétrica

Nome do Projeto	Local	Energia	Aplicação	Ano de Instalação
<i>Santa Rita Jail Smart Grid Advanced Energy Storage System</i>	Califórnia, EUA	32 MW/0,25 h	Microrrede com geração renovável, armazenamento de energia em grande escala e balanceamento de picos de carga.	2012
<i>Anchorage Area Battery Energy Storage System</i>	Alaska, EUA	25 MW/0,6 h	Adiamento de <i>upgrade</i> na rede, aumento na estabilidade, incluindo uma alternativa de fornecimento no caso de interrupção.	2012
<i>National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project (III)</i>	Hebei, China	3 MW/3 h	Regulação de frequência, aumento da capacidade das energias renováveis	2012
<i>Orkney Storage</i>	Scotland, Reino Unido	2 MW/0,25 h	Alívio no sistema de transmissão	2013
<i>Tehachapi Wind Energy Storage Project-</i>	California, EUA	8 MW/4 h	Aumento da capacidade de fornecimento de energia, alívio no sistema de transmissão, adiamento de	2014

<i>Southern California Edison</i>			<i>upgrade</i> e suporte de tensão	
<i>Giheung Samsung SDI Project</i>	Gyeonggi-do, Coreia do Sul	1 MW/10 h	Regulação de frequência, alívio no sistema de transmissão	2015
<i>Feldheim Regional Regulating Power Station</i>	Brandenburg, Alemanha	1 MW/1 h	Regulação de frequência e melhoria na transmissão da energia eólica	2015
<i>Rabbit Hill Energy Storage Project</i>	Texas, EUA	1 MW/0,5 h	Regulação de frequência	2016

Além do emprego em dispositivos médicos, bens de consumo e industriais e no armazenamento de energia gerada por usinas elétricas, a bateria de íons de lítio é uma grande promessa para a próxima geração de veículos elétricos, apesar de, principalmente no Brasil, ainda existir uma defasagem nos investimentos em pesquisa nesse ramo. Em outros países como Alemanha, Japão e Estados Unidos, os governos buscam acelerar o movimento de carros elétricos no mundo com o objetivo de reduzir as mudanças climáticas e o aquecimento global [53]. Para essa aplicação específica, há pesquisas que visam aumentar a quantidade de íons de lítio que se deslocam de uma placa para outra. Também existem outras frentes em busca de outro metal substituto ao lítio [54].

2.6.5. Tabela resumo dos tipos de baterias

Na Tabela 2.3, é apresentado um resumo com as características mais comuns dos tipos de baterias citados [55].

Tabela 2.3 – Características comuns dos tipos de bateria citados

	Chumbo- ácido	Níquel- Cádmio	Níquel-Hidreto Metálico	Íons de Lítio
Custo Inicial	Baixo	Médio	Médio	Baixo
Custo a longo prazo	Alto	Médio	Médio	Baixo
Segurança	Boa	Boa	Boa	Boa
Impacto ambiental	Alto	Alto	Médio/Alto	Médio/Baixo
Ciclos	200 (dependendo da profundidade de descarga)	250	400-500	400-600
Tensão nominal da célula (V)	2	1,2	1,2	3,4
Densidade de energia (Wh/kg)	35	41	80	120
Densidade de energia volumétrica (Wh/m³)	80	120	200	280
Autodescarga por mês (%)	<5	<10	<20	<5
Efeito memória	Não	Sim	Pouco	Não
Temperatura de operação (°C)	-15 a +50	-20 a +50	-20 a +60	-20 a +60
Tempo de carga	Longo	Médio	Médio	Curto

Além dos tipos citados na Tabela 2.3, outras combinações de elementos também são utilizadas no armazenamento de energia. Tais como sódio-enxofre (NaS), sódio-níquel-cloro (NaNiCl), íons de vanádio, ferro-cromo (FeCr), zinco-bromo (ZnBr) e zinco-ar [21].

2.7. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO QUE UTILIZAM BATERIAS

As baterias podem fazer parte de distintas configurações de rede em que o armazenamento de energia tem sua aplicação efetivada. Na sequência, são apresentados alguns dos principais tipos de sistema atualmente utilizados.

2.7.1. Sistema *on grid*

A tendência global é de que as redes inteligentes, popularmente conhecidas como *smart grids*, tenham implementação cada vez mais significativa na atualização da infraestrutura já existente do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, por proporcionar um aumento da eficiência operacional, garantindo uma resposta rápida às demandas do sistema elétrico [56].

Neste contexto, o armazenamento de energia pode ser considerado um aliado importante nessa automatização da rede, principalmente por permitir o controle do fluxo de carga das subestações e possibilitar o adiamento de ampliações do sistema, que além de onerosas, podem demandar bastante tempo e causar transtornos. Além disso, a evolução no quesito confiabilidade também é apontada como um grande benefício [57].

Nesse sentido, é bastante claro que construir uma rede inteligente não consiste somente em otimizar o sistema de medição, também é de grande importância otimizar as subestações e a rede de distribuição. A *American Electric Power* (AEP) e a *S&C Electric Company* trabalham desde 2006 na implantação de diversos projetos que demonstram a importância da implementação do armazenamento de energia na rede. Naquele ano foi implantada uma bateria de 1 MW e 7,2 MWh de sódio e enxofre para reduzir, durante o verão, o carregamento de um transformador de 20 MVA e adiar uma expansão daquela subestação até que houvesse crescimento de carga constante que justificasse o investimento. O projeto foi bem sucedido e apontou que as baterias de grande escala podem ser consideradas uma solução viável para o gerenciamento de carga [57].

Projetos adicionais foram lançados também pela AEP em 2007, com o objetivo de instalar baterias que sejam capazes de suprir os clientes em momentos de falha da rede, até que ocorra a restauração da transmissão principal. Dessa forma, cada bateria tem um conjunto de comutadores inteligentes conectados à rede. Quando ocorre uma falha na transmissão, o controlador das baterias alimenta o maior número de circuitos possível, com base na potência requerida pela rede segundos antes da interrupção. O índice de sucesso foi tão grande que foi fornecido, pelo *U.S. Department of Energy Energy Storage Demonstration Stimulus Awards*, financiamento para mostrar como os armazenadores de energia implantados em redes de baixa tensão podem proporcionar benefícios a uma rede inteligente [57].

A implantação desses armazenadores de energia conectados à rede deverá crescer nos próximos anos, tanto em maior escala, nas subestações, como em pequena escala, mais próxima às cargas do sistema de distribuição. Isto, tendo em vista que as características de carga e de geração própria dos clientes está em constante modificação. Portanto, além de atender a carga, as CES (*Community Energy Storage*) que são unidades armazenadoras de menor potência, tipicamente de 25kW cada, podem contribuir também com o controle da tensão da rede, mantendo-a em níveis adequados [57].

2.7.2. Sistema isolado (*off grid*)

Pode-se definir um sistema isolado de energia como um sistema que não está conectado à rede de energia e opera de forma independente [58]. Apesar de o sistema de energia interligado abranger grande parte das regiões, com extensão da rede de transmissão de 141.388 km no Brasil em 2017 [59], diversas localidades, consideradas remotas, possuem sistemas isolados de energia. O abastecimento, em termos de energia elétrica, das áreas rurais dos países em desenvolvimento é um grande desafio na atualidade, devido à estrutura ineficiente e escassez de recursos financeiros [60].

Nos últimos anos, sistemas isolados têm sido instalados com fontes de energia renováveis, como solar e eólica, mas ainda prevalecem os geradores a diesel. Normalmente, o transporte do combustível até as áreas remotas, bem como, o transporte de mão de obra especializada até essas localidades é um tanto quanto caro e demorado. Então, o uso de baterias pode ser eficiente nos casos de falha, incluindo os provenientes de desastres naturais, garantindo o suprimento, pelo menos, de cargas consideradas mais críticas [60].

Nos sistemas de geração eólico e, principalmente, fotovoltaico, as baterias são utilizadas para acumular a energia em momentos em que a oferta excede a demanda, suprindo a demanda quando a mesma excede a oferta, equilibrando geração e consumo [61]. Também podem ser úteis na manutenção da frequência e tensão adequadas [62] em redes isoladas.

Outro nicho de aplicação das baterias são as microrredes, que podem ser definidas como sistemas, em baixa tensão, compostos por unidades de geração distribuída, armazenadores de energia e cargas controláveis. Essas microrredes podem operar tanto de forma autônoma (*off grid*) como conectadas à rede. Quando desconectadas do sistema principal, o controle das baterias atua de forma a carregá-las e descarregá-las conforme a necessidade, de forma a compensar da melhor forma possível a flutuação causada pela não despachabilidade das unidades renováveis de geração distribuída [63].

2.7.3. Sistema híbrido

As condições geográficas e meteorológicas de uma região, normalmente, são o que definem qual tipo de fonte de energia deve ser utilizado para alimentar um sistema *off grid*. Quando dois ou mais tipos diferentes de geração são utilizados em um único sistema, esse é denominado híbrido. Em diversas partes do mundo é comum a combinação entre os sistemas eólico e fotovoltaico, visto que no inverno a geração eólica é mais proeminente, enquanto a fotovoltaica é mais eficiente no verão [58].

Os sistemas híbridos são amplamente utilizados como fornecedores de energia para residências em áreas distantes, uma vez que a extensão da rede pode ser financeiramente inviável [64], a exemplo de: estações meteorológicas, iluminação pública e bombas d'água. Na Figura 2.7 [58] é mostrado um sistema de energia híbrido para iluminação pública. Apesar do sistema apresentado ser de pequena escala, é possível encontrá-lo com potência de até centenas de quilowatts, sendo os de até 1 kW os mais comumente encontrados.

O uso de baterias nesse tipo de sistema é indispensável, pois grande parte da energia é produzida durante o dia, enquanto o consumo é majoritariamente noturno. Mesmo existindo a fonte eólica, a intensidade do vento não é constante e o fornecimento de iluminação, possivelmente, seria prejudicado em diversos momentos.

Figura 2.7 – Sistema de energia híbrido utilizado na iluminação pública



Fonte: Misak e Prokop (2010).

Grande parte da população mundial que não é atendida pela rede principal de energia de seu país encontra-se localizada nas zonas rurais de países da África e da Ásia, situadas na área conhecida por região do cinturão solar. Por esse motivo, a geração fotovoltaica seria de grande importância para alimentação dos sistemas elétricos desta população, juntamente com os geradores a diesel, caracterizando-se, assim, sistemas híbridos. As baterias, nesse caso, são de fundamental importância no armazenamento de energia solar durante o dia para abastecimento das cargas no período noturno e até mesmo em dias nublados. Como o recurso financeiro muitas vezes é escasso para a compra de combustível, diversas vezes ao longo do tempo, o investimento inicial em baterias pode ser uma alternativa viável [64]. Tendo em mente, também, que em um sistema fotovoltaico, o custo das baterias na instalação inicial é de cerca de 15% do total [65].

2.7.4. Sistema *on grid* integrado a tecnologias de geração

Devido à intermitência característica dos recursos de energia renovável, a inserção dessas fontes no sistema de energia pode torná-lo vulnerável, instável e comprometer quesitos de qualidade. Dessa forma, os armazenadores de energia são capazes de atenuar o impacto da intermitência, contribuir nos picos de potência demandada e cooperar para que as redes de transmissão e distribuição operem com sua capacidade máxima [62].

A capacidade das baterias, principalmente das mais modernas de íons de lítio, de despachar energia conforme programado para diversas aplicações é irrefutável. No entanto, os testes realizados em condições reais de operação, fora de ambiente laboratorial, ainda são escassos.

Um importante experimento realizado durante dois anos (2014-2016) [66] foi o *Tehachapi Wind Energy Storage Project* (TSP), financiando pelo *Department of Energy* (DOE) e *Southern California Edison* (SCE). O projeto consistiu na conexão de um sistema de baterias de íons de lítio, com capacidade de 32 MWh, conectado diretamente à rede de subtransmissão da SCE em Tehachapi, a aproximadamente 160 km de Los Angeles [67].

O sistema de armazenamento foi conectado como uma opção de mitigação para problemas de tensão devido à falta de suporte de energia reativa e para sobrecarga, os quais foram identificados em um estudo anterior na região. Dessa forma, os benefícios imediatos de implementação do BESS (*Battery Energy Storage System*) observados foram o suporte de potência ativa e reativa e importante melhora no perfil de tensão [67].

No caso das microrredes, as baterias são utilizadas na tentativa de equilibrar o balanço de energia, ora consomem a energia proveniente da rede principal, ora fornecem a energia produzida pela geração renovável que foi armazenada [63]. Caso haja disponibilidade, esse controle também pode ser realizado com base no interesse financeiro, comprando energia no horário de tarifa mais barata e vendendo no horário de tarifa mais cara.

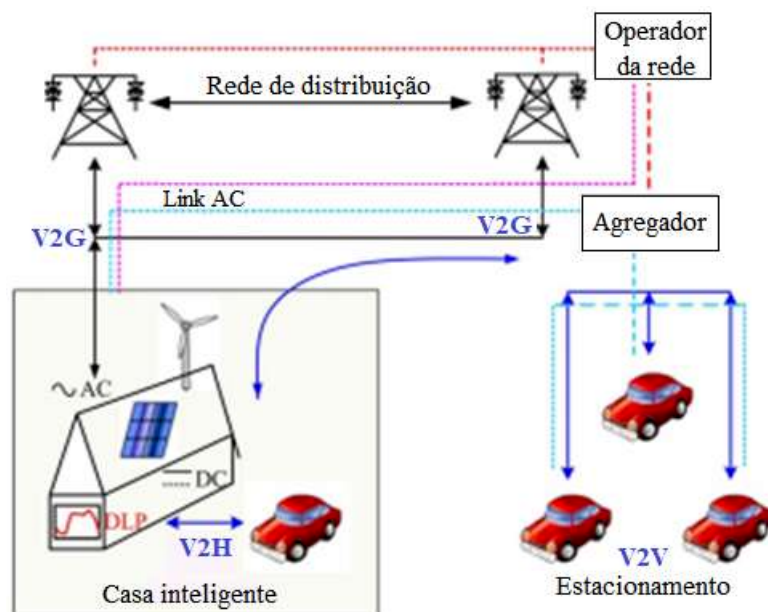
2.7.5. Veículos elétricos conectados à rede

O crescimento na utilização de veículos elétricos não tem como única vantagem a redução na emissão de resíduos poluentes resultantes da queima de combustível fóssil. Tal expansão pode ser benéfica também à geração distribuída de energia, visto que as baterias dos mesmos podem ser utilizadas como armazenadores de energia para a rede, principalmente se for considerado o fato de que os veículos particulares permanecem estacionados cerca de 96% de sua vida útil [68].

A conexão entre os veículos elétricos e a rede, possibilitando que os mesmos atuem como cargas controladas e fontes distribuídas, pode ser feita, segundo a literatura, por três topologias distintas: *vehicle-to-home* (V2H), *vehicle-to-vehicle* (V2V) e *vehicle-to-grid* (V2G) [69],[70].

A topologia V2H permite que o veículo elétrico (EV) seja conectado à rede de uma residência para ser carregado, extraindo energia dessa rede, ou para fornecer energia a ela, de acordo com a necessidade e o controle estabelecido. A partir da conexão V2V, os veículos podem transferir sua energia entre si através de uma rede local, normalmente por meio de um agregador, utilizando conversores bidirecionais. E, por fim, em um nível superior está a V2G que se refere à capacidade de conexão do veículo elétrico com a rede para entregar e receber potência [68],[69]. A figura a seguir registra um panorama que resume os tipos de conexão citados.

Figura 2.8 – Topologias de conexão de veículos à rede



Fonte: adaptada de Liu et al (2013).

Em geral, para a tecnologia V2H, o interfaceamento entre a rede e o EV é feito através de um conversor bidirecional interno ao veículo, capaz de manter a tensão da residência em nível adequado e compensar potência reativa. Como a implantação desse dispositivo é de responsabilidade do fabricante do veículo, o mesmo pode se tornar mais oneroso ao consumidor, além de aumentar a complexidade do produto final. Já para conexões diretas à rede, o sistema agregador utiliza conversores bidirecionais externos aos automóveis para carregamento rápido, por meio de um conector [68].

As três topologias apresentam vantagens e desvantagens. O principal benefício, comum as três está relacionado ao controle de consumo e fornecimento, que pode ser realizado com base nos horários de tarifas mais vantajosas. No caso da V2H, o veículo torna-se um gerador

reserva para a residência. Já para a V2G, é possível que o EV auxilie nos serviços ancilares da rede, além de poder estabilizá-la durante curtos períodos. Além disso, é viável a coordenação desses sistemas com a geração renovável [69].

Tendo em vista a presente dissertação, o sistema a ser avaliado será o sistema de armazenamento *on grid*, com conexão do sistema de armazenamento direto na rede, pois percebe-se, em nível mundial, o surgimento de diversos empreendimentos adotando tal tecnologia.

CAPÍTULO 3

PRINCIPAIS ESTRATÉGIAS DE CARGA E DESCARGA DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO COM EMPREGO DE BATERIAS

Neste capítulo é apresentado um embasamento acerca dos métodos de carga, as ferramentas utilizadas para o controle e a curva característica de descarga.

3.1. MÉTODOS TRADICIONAIS DE CARGA

Existem diferentes métodos de carga de baterias. Essa variabilidade é devida, principalmente, pelo tempo desejado de carga. Isso porque a velocidade no processo de carregamento está diretamente relacionada com a corrente. Que, por sua vez, é capaz de modificar o rendimento e a temperatura. Faz-se necessário então sensoriar a tensão terminal e a temperatura para garantir que os limites adequados não sejam ultrapassados e não resulte em uma diminuição da vida útil da bateria [55], [71]. Outro motivador para a diversificação dos métodos de carga está na necessidade de prolongar ao máximo a vida útil das baterias e reduzir o seu tempo de carga, de modo a tentar reduzir possíveis danos ambientais [72].

Dentre os diversos métodos existentes, três são clássicos e se caracterizam pela aplicação de tensão constante, corrente constante ou potência constante. Com base nessas três estratégias, são obtidos outros métodos em que, durante o processo de carga, a variável a qual se deseja controlar, tensão, corrente ou potência, pode ser alterada [71], [73]. Existem também os métodos rápidos de carregamento, em que o tempo de carga é reduzido sem implicar na redução da vida útil das baterias. Entre esses se destaca o método da corrente pulsada que apresenta melhores resultados, especialmente quando comparado aos métodos convencionais de tensão constante, embora apresente complexidade em seu controle [74], [75], [76]. Na sequência são brevemente apresentados os métodos mais consolidados de acordo com a literatura disponível. É importante ressaltar que a principal diferença na escolha de qual estratégia aplicar em cada caso está relacionada ao tempo disponível para a carga.

3.1.1. Método da tensão constante (MCV)

Esse método consiste em carregar a bateria aplicando uma tensão constante, V_{flut} , em seus terminais. Essa tensão é a responsável por evitar a autodescarga [77]. Apesar do controle estar focado na imposição de uma tensão constante, é necessária, evidentemente, a limitação do valor de corrente de entrada na bateria ($I_{máx}$) devido às suas características operativas. A corrente $I_{máx}$ varia conforme o tipo de bateria e também da duração de tempo em que a mesma é aplicada. No entanto, geralmente a corrente máxima de carga varia de 30% a 50% da capacidade, a depender de informações do fabricante [78].

Normalmente, essa estratégia é utilizada em aplicações em que o período até a carga total é considerável. Como consequência dessa duração extensa, é provável que ocorra elevação

da temperatura e decorrente diminuição da vida útil da bateria. A falta de limitação de corrente também pode causar problemas de origem térmica, devido à elevada corrente inicial, principalmente no caso de baterias que passaram por uma descarga profunda. É importante ressaltar que não há garantia de estado de carga completo, visto que a tensão é fixada em V_{flut} a fim de evitar sobretensão [72], [75].

3.1.2. Método da corrente constante (MCC)

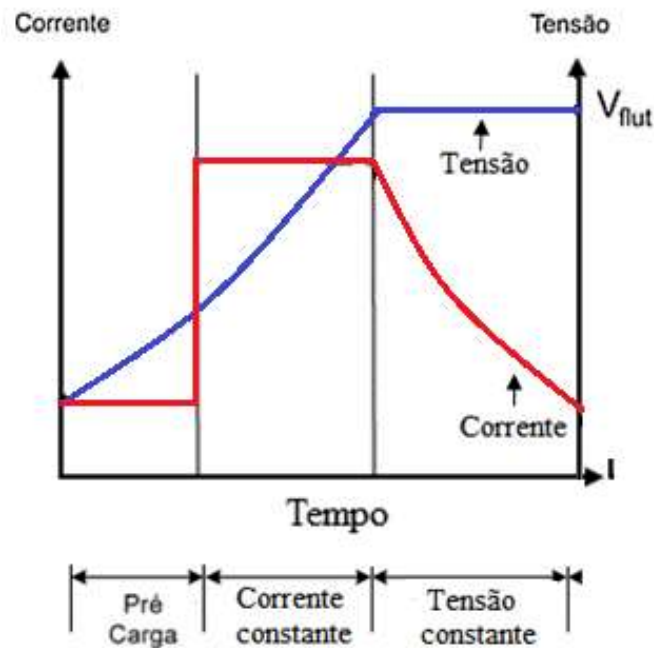
Essa estratégia fundamenta-se no carregamento da bateria através da alimentação com um valor constante de corrente. Nesse caso, limita-se a mesma para evitar a sobrecorrente da carga inicial [75]. A tensão final é proporcional à corrente da carga e necessita de regulação, para que não ultrapasse o limite estabelecido. Tal regulação leva à uma redução natural da corrente a partir do momento em que este limite de tensão é alcançado. Dessa forma, não há preocupação com a autodescarga da bateria.

Ressalta-se que este método se diferencia do anterior em termos de lógica de controle, todavia os resultados de ambas estratégias, conforme percebido através dos gráficos, são de fato muito parecidos.

3.1.3. Método a um nível de corrente e um nível de tensão

Outro método bastante utilizado, principalmente em carregadores de baterias de íons de lítio [79],[80]. Consiste, em um primeiro momento, na aplicação de uma corrente constante (CC) até que a tensão de equalização, cerca de 15% acima da tensão nominal, da bateria seja atingida. Em seguida, há imposição de uma tensão constante (CV) de flutuação capaz de manter sua carga [72], [73]. Tal comportamento é sintetizado na Figura 3.1 [80]. Esse método também é conhecido como método de duas etapas, por combinar o MCC e o MCV, ou por método de corrente e tensão constantes (MCC-MCV). Por combinar o MCC e o MCV, tem uma resposta parecida embora se diferencie pelo controle. Além disso, equilibra as vantagens e desvantagens das duas estratégias e é o método de controle mais utilizado na atualidade devido à simplicidade de implementação e à disponibilidade comercial a baixo custo [81], [82]. Tal estratégia é classificada como um método de carregamento em várias etapas, considerado o mais eficiente para carregamento de baterias, independente do seu tipo [83]. Na figura, é apresentado o estágio de pré-carga, utilizado comumente em caso de descarga profunda, podendo ser suprimido.

Figura 3.1 – Gráfico de corrente e tensão para o método a um nível de corrente e um nível de tensão



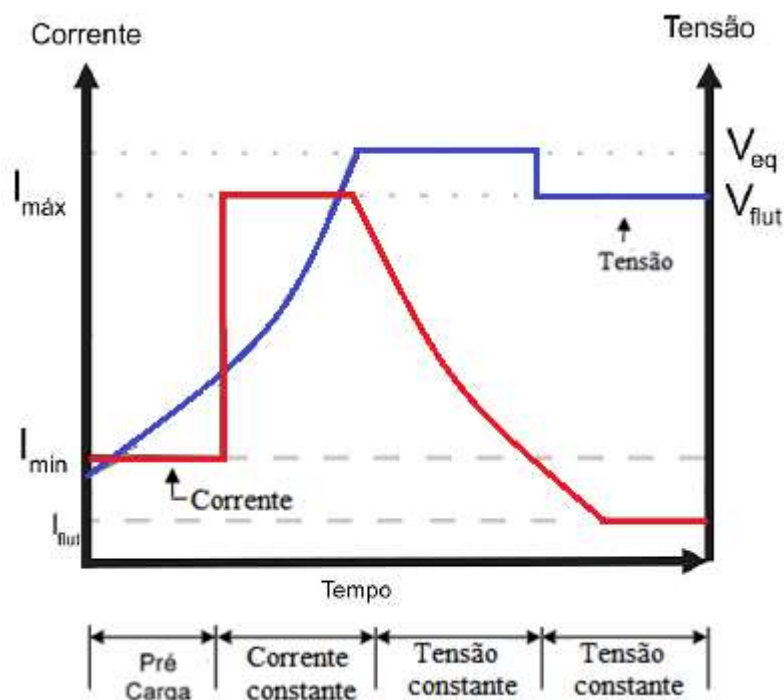
Fonte: adaptada de Qu et al (2015).

3.1.4. Método a dois níveis de tensão

Esse método, tal como mostrado na Figura 3.2 [72], consiste em três estágios distintos e tem como premissa aliar as características dos métodos de corrente constante e tensão constante [55]. Em contrapartida ao método de um nível de tensão, nesse caso, há a busca pela garantia do estado de carga completo devido à aplicação de tensão de equalização na bateria [72]. Essa tensão é aplicada nos casos em que há um conjunto interligado de baterias cujas tensões são discrepantes. Logo, utiliza-se a carga de equalização para nivelar as tensões dos componentes do banco também seu estado de carga, que pode ser diferente entre as baterias do banco [77].

A princípio, é imposto um valor máximo de corrente até que seja atingida a tensão de equalização, V_{eq} . Desse ponto em diante é aplicada a tensão de equalização enquanto a corrente decresce até o seu valor de retenção (I_{min}). Ao alcançar esse patamar, inicia-se a aplicação da tensão de flutuação. Se a tensão da bateria permanecer abaixo da sua tensão mínima característica, uma etapa de pré-carga é acrescentada, na qual é injetada corrente até que a tensão mínima seja atingida [72], [84].

Figura 3.2 – Gráfico de corrente e tensão para o método a dois níveis de tensão



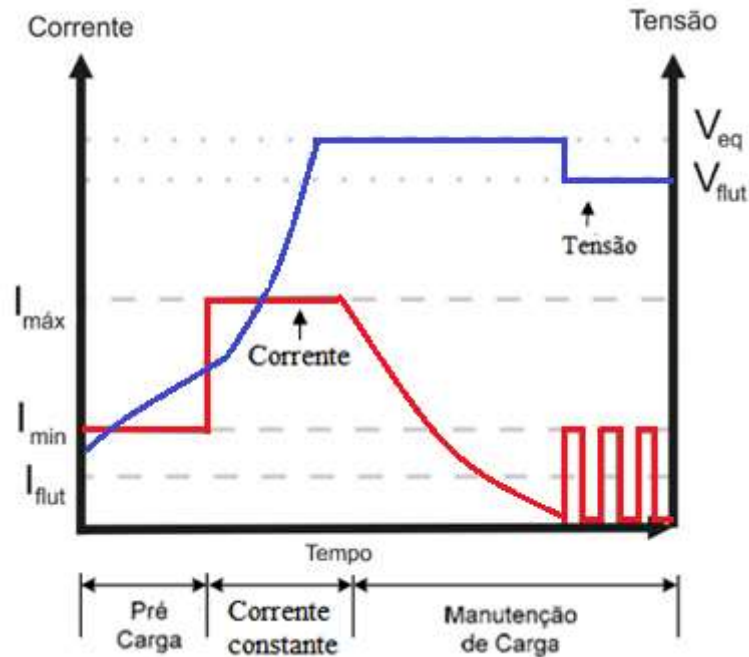
Fonte: adaptada de Cardoso (2016).

3.1.5. Método a dois níveis de corrente

Esse método se assemelha ao anterior, entretanto a sobrecarga é evitada através da aplicação de corrente pulsada [72], apesar de a imposição de corrente muito baixa ou muito alta poderem causar perda de capacidade ou sobrecarga da bateria, respectivamente [73]. Com a aplicação da corrente pulsada, o tempo de carga é elevado. Entretanto, a vida útil é prolongada pois possibilita a supressão da reação química da bateria [72].

O método recebe essa denominação visto que são aplicados dois níveis diferentes de corrente. No primeiro momento, em que a carga da bateria deve atingir 90% da sua capacidade [71], é injetada uma corrente máxima até que a tensão de equalização da bateria é alcançada. No segundo estágio, são aplicados pulsos de corrente responsáveis pela manutenção da tensão de flutuação e compensação da reação de autodescarga da placa positiva. É comum, também, que exista uma etapa de pré-carga, com aplicação da corrente mínima, como pode ser observado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Gráfico de corrente e tensão para o método a dois níveis de corrente



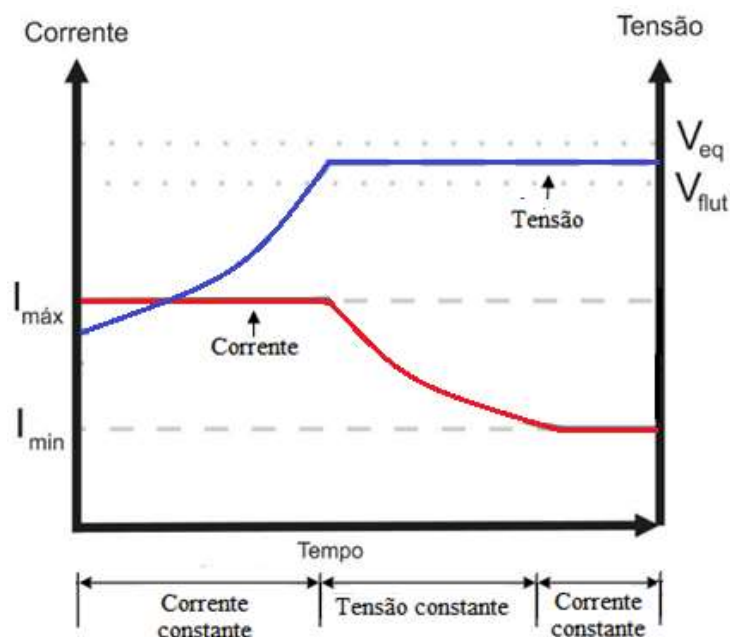
Fonte: adaptada de Cardoso (2016).

3.1.6. Método a dois níveis de corrente e um de tensão

Inicialmente, é aplicada uma corrente cujo módulo equivale a cerca de 10% da corrente nominal até o momento em que a tensão atinge um nível acima do valor nominal, porém sem configurar sobrecarga. Posteriormente, até que a corrente de retenção, cerca de 5% da nominal, seja atingida aplica-se uma tensão constante, tal como pode ser observado na Figura 3.4.

Nesse método, não existe a garantia de que todos os elementos são carregados de modo igualitário. Dessa forma, uma estratégia utilizada é garantir uma corrente de retenção, capaz de assegurar o carregamento igual a todos os elementos a partir do instante em que a tensão começa a subir [72].

Figura 3.4 – Gráfico de corrente e tensão para o método a dois níveis de corrente e um de tensão



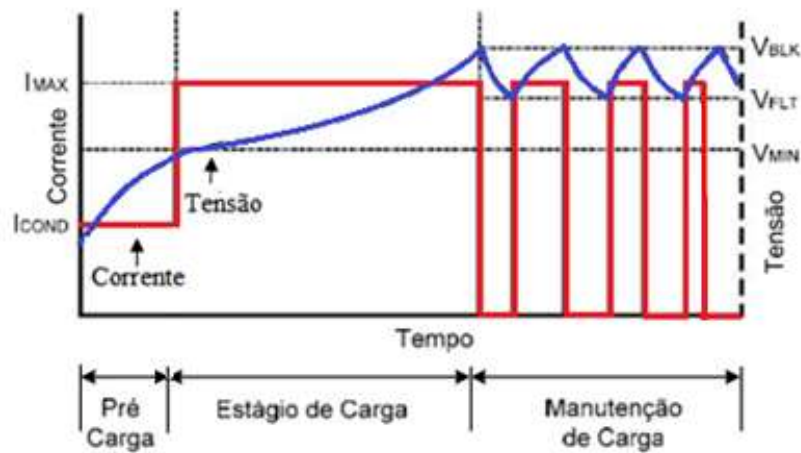
Fonte: adaptada de Cardoso (2016).

3.1.7. Método da corrente pulsada

Para esse método, também há dois estágios de aplicação de corrente. No primeiro, até que seja atingida a tensão de equalização, a bateria é carregada com corrente constante ($I_{\text{máx}}$). Feito isso, inicia-se a fase de monitoramento. Quando a tensão é reduzida ao valor de flutuação, novamente é injetada corrente constante, a fim de que a tensão retorne ao valor de flutuação. Dessa forma, como ocorrem diversas variações na amplitude da tensão, a corrente adquire característica pulsante, conforme observado na Figura 3.5.

A variação de temperatura é um fator a ser considerado, visto que deve ser compensado para não prejudicar o nível de carga da bateria. Outro ponto a ser destacado é a inclusão do estágio de pré-carga para os casos em que haja descarga profunda [73].

Figura 3.5 – Gráfico de corrente e tensão para o método da corrente pulsada

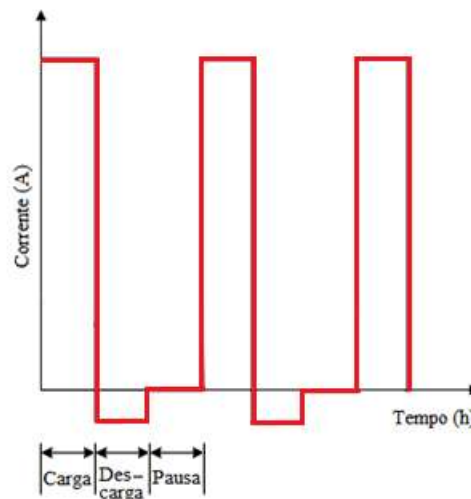


Fonte: adaptada de Lazzarin (2006).

3.1.8. Método de carregamento reflexo

Esse método, também conhecido como carregamento por pulsos positivo e negativo, é considerado uma melhoria em relação ao método da corrente pulsada. E consiste na aplicação de um pulso curto de descarga durante o ciclo de carregamento [85]. O método é caracterizado por três etapas, como pode ser observado na Figura 3.6 [85], há um pulso positivo de carga, um pulso negativo de descarga e um período de pausa [81].

Figura 3.6 – Gráfico de corrente para o método de carregamento reflexo



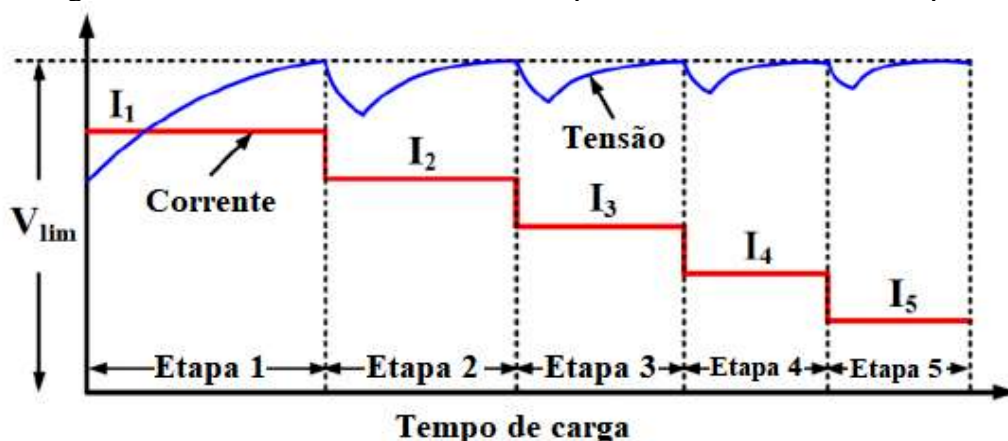
Fonte: adaptada de Lee et al (2013).

Tal método é capaz de eliminar a polarização, de modo que haja redução no aumento da temperatura, sendo esse o seu principal benefício, além de reduzir o tempo de recarga [85], [81].

3.1.9. Método das cinco etapas

Esse método pode ser considerado uma derivação do MCC-MCV que busca reduzir o tempo de carregamento e prolongar a vida útil da bateria, aspectos que são prejudicados no MCV. O mecanismo consiste na divisão do tempo de carga em cinco etapas. São aplicadas correntes constantes em cada uma delas, sendo o módulo da próxima sempre inferior ao da etapa anterior, conforme mostrado na Figura 3.7. Ocorre a mudança de etapa no momento em que a tensão cresce o suficiente e atinge o limite pré-determinado. Para realizar tal otimização, são necessários algoritmos computacionais como o *Particle Swarm Optimization* (PSO), capaz de encontrar o padrão de carga ideal [86].

Figura 3.7 – Gráfico de corrente e tensão para o método das cinco etapas



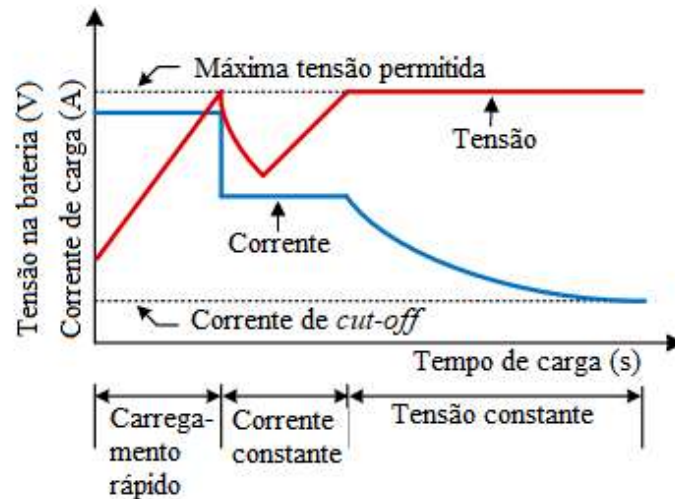
Fonte: adaptada de Ayoub e Karami (2015).

3.1.10. Método de carregamento rápido (*Boostcharging Method*)

Para algumas aplicações, consideradas críticas, o tempo de recarga dos métodos tradicionais, como o MCC-MCV, é considerado muito longo e, por vezes, impraticável. Dessa forma, foi desenvolvido o método de carregamento rápido, em que baterias, mesmo com seu estado de carga muito baixo, podem ser recarregadas em um curto período de tempo com a aplicação de uma corrente muito elevada [86]. Após a aplicação dessa corrente, feita até que a tensão atinja seu valor limite, é injetada uma corrente constante. Quando a tensão limite é

novamente alcançada, a mesma é mantida e a corrente de carga decai, como pode ser observado na Figura 3.8 [87].

Figura 3.8 – Gráfico de corrente e tensão para o método de carregamento rápido



Fonte: Cho et al (2019).

Experimentos mostram que o carregamento em duas etapas sendo a primeira com corrente elevada e a segunda com tensão constante é capaz de reduzir o tempo de carga em cerca de 60%, no entanto, há grande perda na capacidade da bateria. O que justifica a realização das três etapas, reduzindo o efeito de degradação e mantendo-o equivalente ao do MCC-MCV [86].

3.2. PROCESSO DE DESCARGA E CURVA CARACTERÍSTICA DA BATERIA

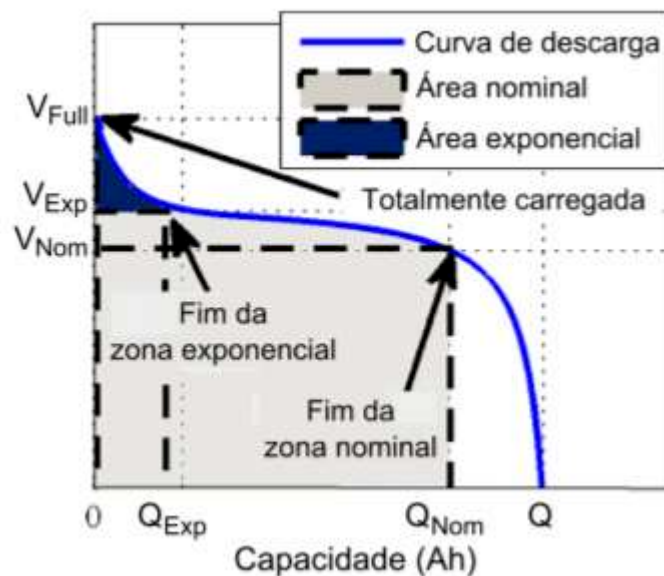
As curvas de descarga características de cada tipo de bateria são funções não lineares e de modelagem considerada complexa. Tais curvas representam a variação da tensão da bateria em função do tempo para uma corrente específica de descarga. Visto que com a variação da corrente drenada, por conseguinte, há variação na taxa de decrescimento da tensão. Logo, tem-se uma curva de descarga para cada nível de corrente drenada [88].

A curva genérica de descarga de uma bateria tipicamente utilizada está apresentada na Figura 3.9 [89]. É possível observar que a partir do instante em que a bateria é conectada, ocorre

uma queda de tensão rápida, decorrente da resistência intrínseca da bateria. No segundo momento e mais duradouro, a queda de tensão sofrida pela bateria é lenta e tem característica próxima à linearidade. Ao atingir o estágio de carga crítica, quase descarregada por completo, há uma diminuição significativa da tensão em um período muito curto de tempo. Por não apresentar comportamento linear durante a descarga, a modelagem desse processo e, por conseguinte, do estado de carga é considerada bastante complicada.

Outra análise pode ser realizada a partir da mesma curva característica de descarga. É possível identificar três seções. Sendo a primeira quando a bateria está totalmente carregada e tem uma queda de tensão exponencial. A segunda seção retrata a carga que pode ser extraída da bateria até que a tensão decaia abaixo do valor pré-definido de *cut-off*. Enquanto a terceira representa a descarga completa da bateria, quando a tensão decai rapidamente [89].

Figura 3.9 – Curva típica de descarga de uma bateria



Fonte: Brondani (2015).

Durante a descarga da bateria, ocorrem diversos efeitos de característica não-linear, juntamente com os processos físicos e químicos, que corroboram com a dificuldade na modelagem da descarga e na estimativa do SOC (*state of charge*). Sendo alguns deles: o efeito de recuperação e a taxa de capacidade. Todos presentes em diversos tipos de baterias, variando o impacto que provocam na capacidade de cada um. Caso não existissem, durante o período de descarga, a tensão seria mantida constante e se tornaria nula no momento em que toda a energia armazenada na bateria fosse utilizada [90], [91].

O efeito de recuperação se caracteriza pela reorganização uniforme dos elétrons no eletrólito no período em que a corrente de descarga é nula ou decresce significativamente. Dessa forma, a partir da reorganização, a capacidade da bateria é elevada, visto que uma maior quantidade de carga estará disponível antes de o dispositivo alcançar o nível de *cutoff*, definido como o limite mínimo de carga capaz de manter o sistema operacional [90], [91].

Enquanto a taxa de capacidade depende de dois fatores: a capacidade atual da bateria e a intensidade da corrente de descarga. Esse efeito está diretamente relacionado com a recuperação. Visto que ao aplicar uma corrente de descarga elevada na bateria, a reorganização dos elétrons no eletrólito é prejudicada, tornando mais baixa a capacidade efetiva. Ao mesmo tempo em que ao aplicar uma corrente mais baixa, o efeito de recuperação age continuamente durante a descarga, disponibilizando ao dispositivo quase que a totalidade das espécies eletroativas [91].

Os modelos de comportamento interno são desenvolvidos com o objetivo de simular o comportamento das baterias, tentando prever os processos químicos e físicos que ocorrem no interior das mesmas, considerando a interação entre o painel, regulador de carga e bateria e fornecendo uma relação entre tensão, corrente e SOC. Tais tipos de modelo, assim como o desenvolvido por Shepherd em 1965, possibilitam a aplicação no processo de descarga de baterias. O modelo proposto por ele passou por otimizações por outros pesquisadores, como Copetti e Chenlo em 1993, que tornaram o modelo válido para carga e descarga, incluindo um termo que corrige os efeitos de variações da temperatura e nas taxas de carga e descarga [92].

3.3. ARRANJOS ELÉTRICOS COMERCIALMENTE EMPREGADOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Tradicionalmente, para o interfaceamento entre o sistema armazenador de energia e a rede, é utilizado um conversor bidirecional de modo a possibilitar que o fluxo de energia possa ocorrer nos dois sentidos e as baterias injetem energia na rede conforme necessidade e possam ser carregadas em outro momento [93]. Dessa maneira, é necessária uma topologia de conversão capaz de controlar bidirecionalmente o fluxo de potência, além de regular a carga e a descarga das baterias sem gerar grandes impactos ao sistema elétrico [94].

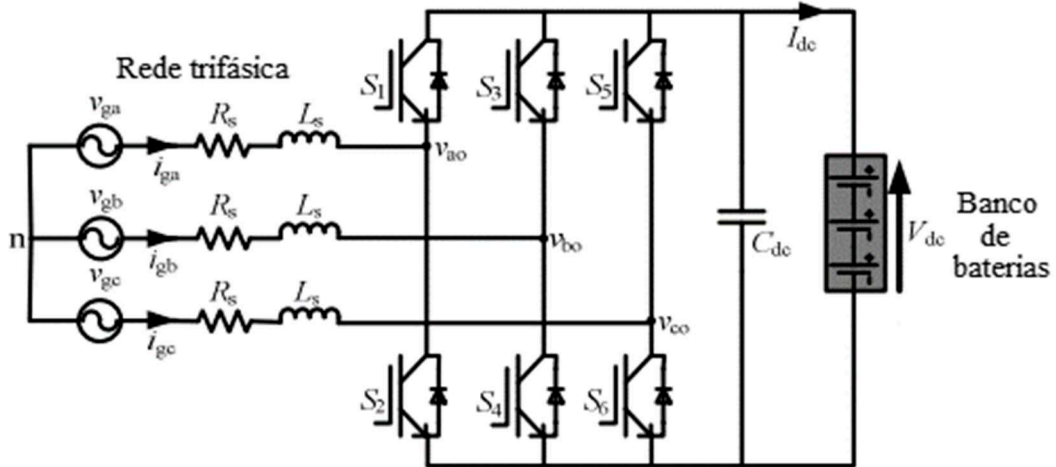
Entretanto, pode ser utilizada uma estrutura com associação de conversores CC-CC unidirecionais para o processamento de energia entre a bateria e o barramento CC, na qual um

conversor é responsável pelo carregamento e o outro pela descarga. Com isso, o número de componentes ativos é reduzido e a implementação é considerada mais simples. Todavia, há um número maior de estruturas envolvidas no processamento de energia entre o banco de baterias e o barramento [19].

É também possível, quando a tensão no banco de baterias é elevada, que o conversor para descarga seja suprimido, de maneira que o banco esteja diretamente conectado ao barramento. Além de exigir que o banco de baterias tenha uma tensão mais elevada que o comum, nesse caso, o mesmo está sujeito a variações de tensão provenientes do barramento CC [19], o que pode ser prejudicial ao mesmo.

Existem diversas topologias e métodos de controle que buscam melhorar a eficiência na conversão, bem como, evitar problemas relativo à qualidade de energia, como distorções de tensão e corrente e diminuição no fator de potência. Uma topologia clássica é composta apenas pelo conversor CA-CC, conforme a Figura 3.10.

Figura 3.10 – Topologia clássica de um conversor bidirecional CA-CC trifásico

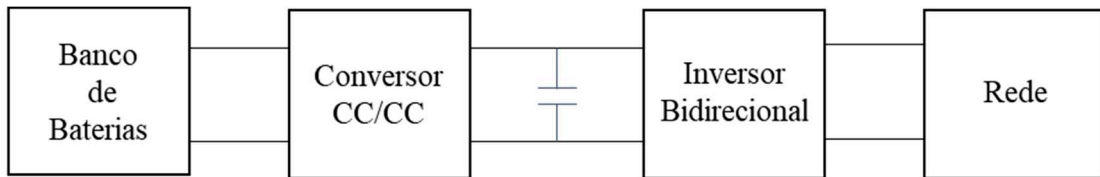


Fonte: Kashima (2018).

Esse conversor é bidirecional e, portanto, opera em dois modos distintos. O primeiro modo é retificador, que faz a conversão de tensão alternada para contínua, permitindo a transferência de energia da rede para a bateria. Já no modo inversor, há a conversão da tensão contínua fornecida pela bateria em alternada, permitindo o despacho de potência para a rede [95]. Os diodos presentes no circuito são os responsáveis por garantir a bidirecionalidade no sentido da corrente [96].

Outra opção é integrar o inversor com um conversor CC-CC em um mesmo arranjo, como mostrado na Figura 3.11. Em geral, esses conversores são implementados com base nas configurações típicas dos conversores unidirecionais. Nesse caso, os diodos simples são substituídos por chaves semicondutoras com diodos em antiparalelo, permitindo o fluxo de energia em ambos os sentidos [19]. Essa topologia pode ser dividida em dois tipos que se diferem pela existência, ou não, de isolamento galvânica.

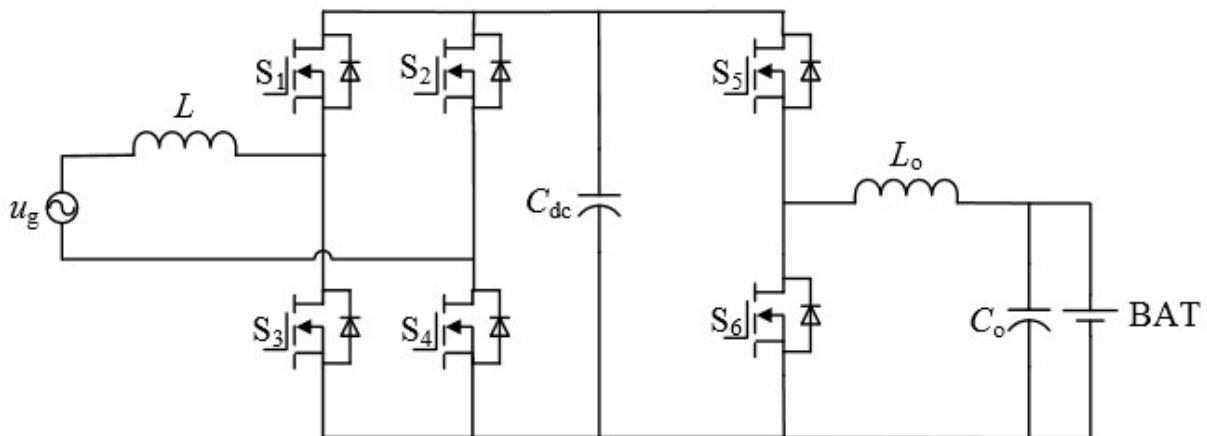
Figura 3.11 – Arranjo composto por conversores CC/CC e CA/CC



Fonte: elaborada pela autora (2019).

Na Figura 3.12 [97], é apresentada uma topologia não isolada composta por um conversor monofásico PWM e um conversor CC-CC bidirecional do tipo buck-boost, com uma chave no lugar do diodo tradicional.

Figura 3.12 – Topologia não isolada composta por um conversor monofásico PWM e um conversor CC-CC bidirecional do tipo buck-boost

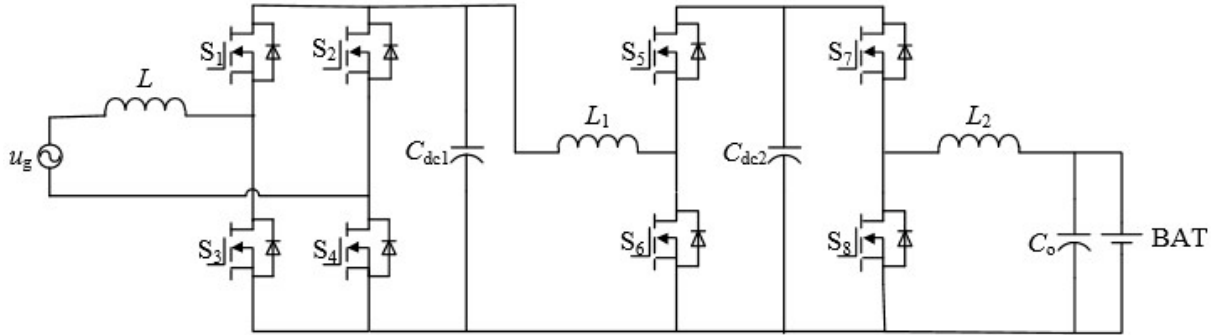


Fonte: Jiang et al (2014).

A topologia da Figura 3.13 também apresenta um conversor monofásico PWM, no entanto, apresenta um conversor buck-boost em cascata, que permite fluxo bidirecional e faixas de tensão de entrada e saída sobrepostas. O que leva a uma melhor aplicabilidade quanto à

tensão da bateria, no entanto, as perdas são mais elevadas se comparadas às do sistema anterior [97].

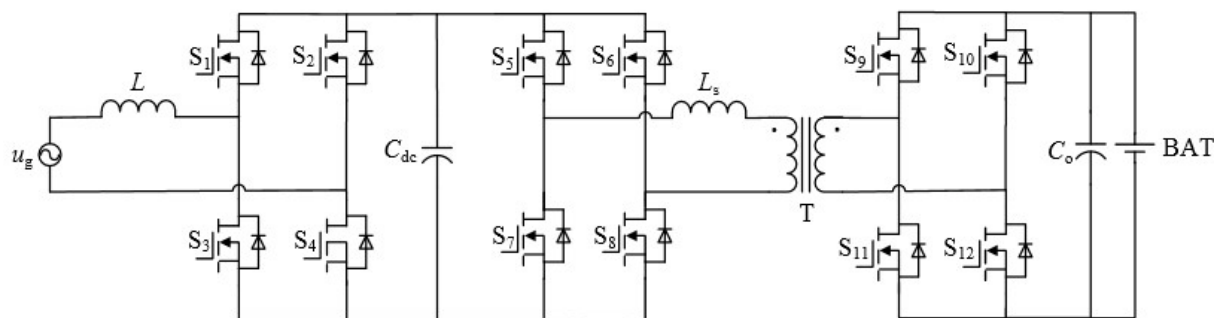
Figura 3.13 – Topologia não isolada composta por um conversor monofásico PWM e um conversor CC-CC bidirecional do tipo buck-boost em cascata



Fonte: Jiang et al (2014).

Na Figura 3.14, é mostrada uma topologia isolada de dois estágios que consiste em um conversor CA-CC PWM monofásico e um conversor DAB de alta frequência. Esse conversor é constituído por duas pontes ativas interligadas por um transformador de alta frequência. A direção do fluxo de potência é determinada pela defasagem angular entre as tensões entre os lados primário e secundário do transformador. Além disso, os interruptores das pontes são controlados por pulsos de comando com razão cíclica de 0,5. Dessa forma, é garantida uma forma de onda de tensão quadrada de alta frequência nos terminais do transformador [98].

Figura 3.14 – Topologia isolada monofásica de dois estágios composta por um conversor CA-CC PWM e um conversor DAB



Fonte: Jiang et al (2014).

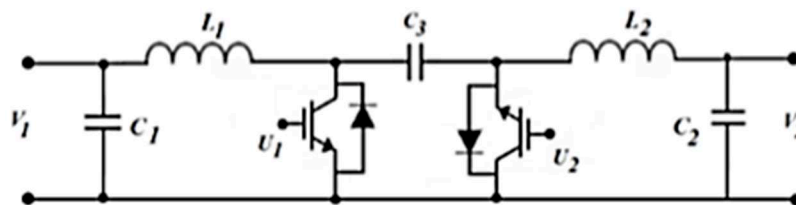
Existem outras topologias baseadas no mesmo princípio que incluem elementos ressonantes, como capacitores e indutores, no entanto, a eficiência é reduzida e o tamanho e peso dos

conversores são elevados. Além disso, em alguns casos, os picos de corrente são grandes e a tensão a qual as chaves devem suportar sobe, o que eleva o custo [97].

O uso de conversores bidirecionais e isolados galvanicamente garantem a segurança do banco de baterias e aumentam o ganho de tensão do conversor, mantendo a tensão reduzida no banco de baterias. Entretanto, é comum que problemas de sobretensão apareçam nessas configurações, requerendo a utilização de circuitos auxiliares de comutação ou circuitos de grampeamento. Manter a tensão no barramento CC em um nível fixo para ambos os modos de operação do conversor também é uma dificuldade [19]. Além disso, essas estruturas apresentam altas perdas na condução devido ao elevado número de chaves utilizadas, geralmente entre quatro e nove, o que também torna a implementação complicada e onerosa, principalmente em sistemas de alta potência [55],[99].

Para grande parte dos conversores bidirecionais não isolados, a taxa de ganho de tensão é relativamente baixa, apesar das perdas em alta frequência serem menores. Além disso, eles apresentam um número grande de componentes ativos. Uma opção seria transformar conversores como o Cuk, SEPIC e Zeta em bidirecionais, conforme exemplificado na Figura 3.15 [55]. No entanto, a estrutura é considerada ineficiente quando a razão cíclica é alta. Foram propostos conversores CC-CC mais eficientes quanto à taxa alta de operação, entretanto, fazia-se necessário um maior número de chaves, o que aumenta as perdas e eleva os custos. Outras soluções em que mais indutores eram acrescentados à estrutura também foram propostas, mas uma baixa densidade de potência foi observada nesses casos [100].

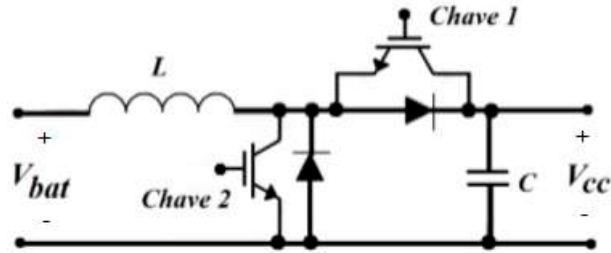
Figura 3.15 – Topologia do conversor Cuk bidirecional



Fonte: adaptada de Bastos (2013).

Uma solução adequada para os sistemas com potência elevada, até centenas de kW, é o conversor bidirecional com modos de operação Buck e Boost, como mostrado na Figura 3.16.

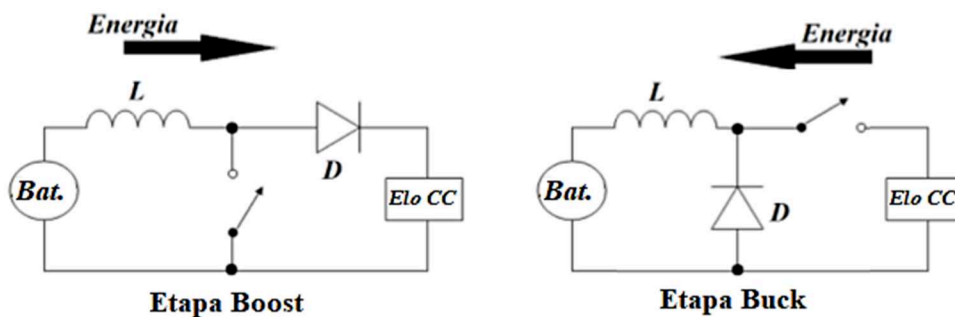
Figura 3.16 – Topologia do conversor bidirecional Buck e Boost



Fonte: adaptada de Bastos (2013).

Para essa configuração, a chave 1 está relacionada ao modo de operação Buck, que controla a etapa de carregamento da bateria. Enquanto a chave 2 opera o modo Boost, em que o banco de baterias fornece energia ao elo CC. Para o correto funcionamento do circuito, as duas chaves não podem operar simultaneamente. De modo que enquanto um modo está ativado, a chave do outro deve permanecer em estado de alta impedância, restando o diodo colocado em antiparalelo, conforme a Figura 3.17.

Figura 3.17 – Modos de operação Boost e Buck do conversor bidirecional



Fonte: adaptada de Bastos (2013).

Essa topologia é bastante tradicional e amplamente utilizada, principalmente por apresentar um bom custo-benefício. O conversor, apesar de ter um custo considerado baixo, é robusto e não exige tantos esforços de corrente e tensão nas chaves ao ser comparado com outras configurações tradicionais [101], o que influi positivamente no rendimento do conversor.

CAPÍTULO 4

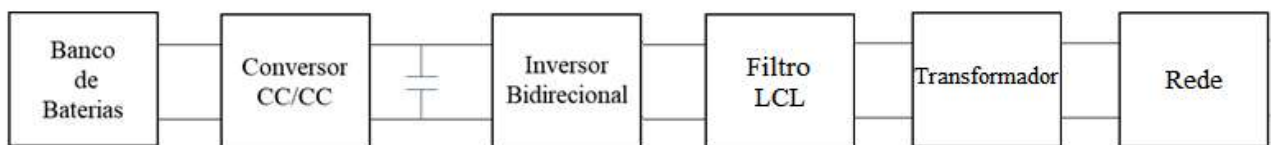
IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ON GRID DEDICADO UTILIZANDO BATERIAS

Nesta seção é apresentado o sistema implementado no *Simulink*[®] com as especificações dos elementos constituintes. De tal maneira que seja possível, além de compreender o modelo estudado, reproduzi-lo em estudos futuros.

4.1. ARRANJO COMPLETO DO SISTEMA IMPLEMENTADO

O sistema implementado e simulado, na ferramenta *Simulink*[®] do Matlab, para conexão do banco de baterias à rede segue a estrutura apresentada na Figura 4.1. Tal escolha deve-se ao fato de que este arranjo é um dos mais comumente encontrados em situações práticas.

Figura 4.1 – Diagrama de blocos representativo do sistema

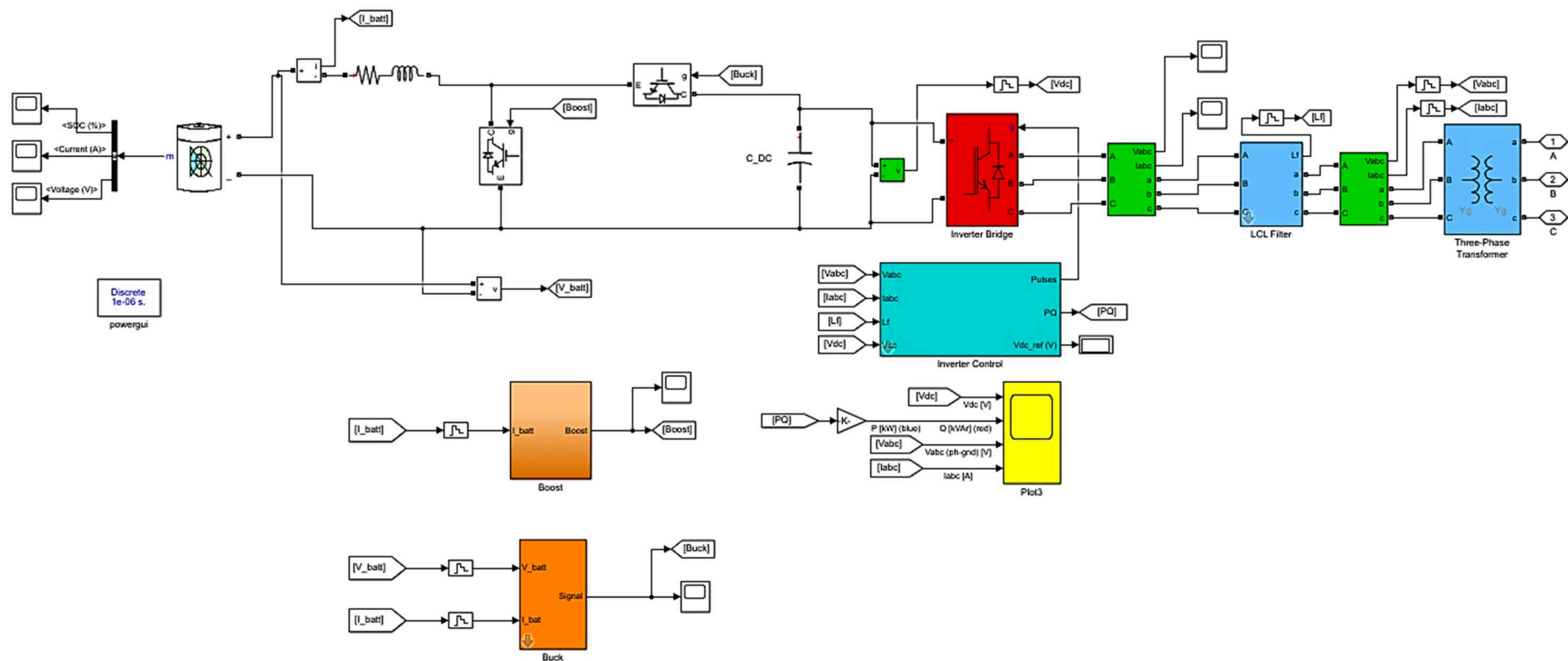


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Na configuração há o conjunto de baterias cuja saída é conectada ao conversor CC/CC bidirecional que apresenta dois modos de operação: Buck, responsável pelo processo de carga e Boost, pelo de descarga. A interface entre esse conversor e o inversor, o elo CC, possui um capacitor. No lado alternado do sistema, após o inversor, tem-se um filtro LCL e um transformador e, por fim, a rede de conexão. Na Figura 4.2 é apresentada a visão geral do sistema no *Simulink*[®].

Para implementar o banco de baterias é utilizado o modelo do próprio *software*, descrito na seção 4.2. O conversor CC/CC está conectado às baterias e o seu controle é feito em dois *subsystems* separados, cujos blocos são denominados Buck e Boost. O inversor também é controlado por outro bloco, denominado *Inverter control*. Entre o inversor e o filtro LCL, assim como entre o filtro e o transformador há blocos de medição. A comparação entre as respostas obtidas nos dois permite a verificação da eficiência do filtro. Em diversos pontos do sistema, são colocados *scopes* para observação das formas de onda, assim como o *Plot3*. Além disso, existem outros blocos de medição responsáveis por enviar as respostas aos blocos de controle.

Figura 4.2 – Visão geral do sistema implementado



Fonte: elaborada pela autora (2019).

4.2. BANCO DE BATERIAS

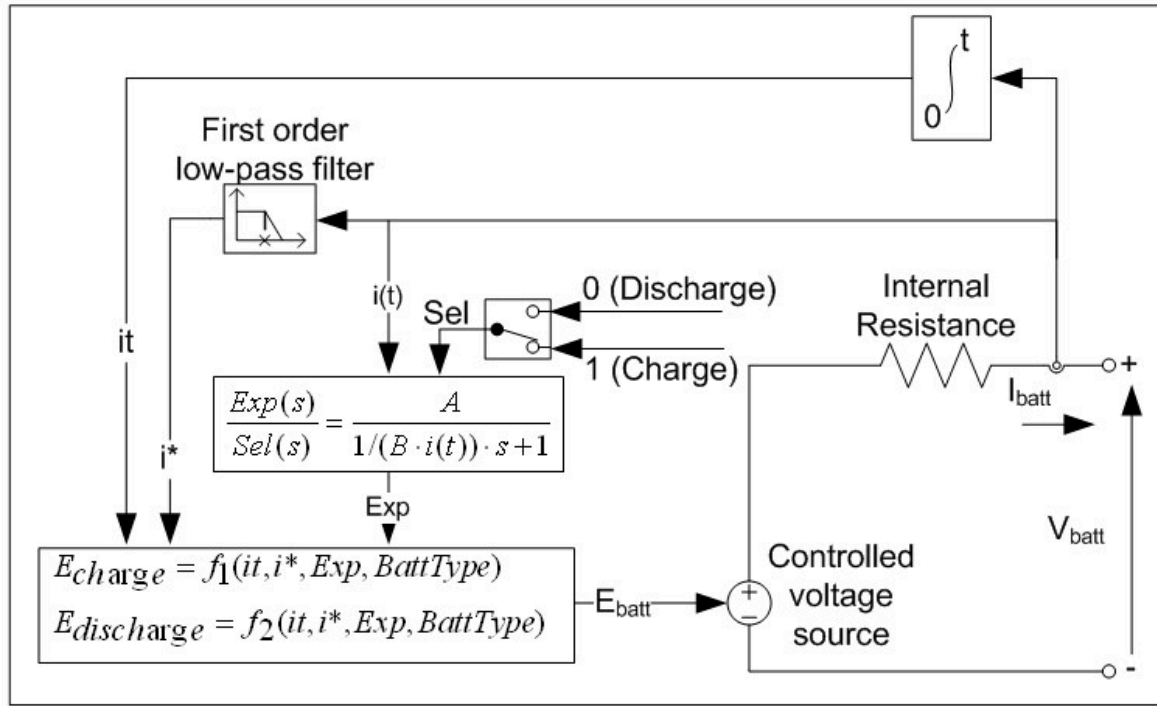
As baterias utilizadas nesta modelagem são do tipo íons de lítio (lítio, ferro e fosfato), por serem consideradas seguras, além de proporcionarem alta densidade de energia, serem capazes de fornecer picos de potência elevados [17], apresentarem baixa taxa de autodescarga e longo ciclo de vida útil e requererem quase nenhuma manutenção [102]. Ou seja, se apresentam como as mais promissoras para empregos futuros em sistemas elétricos de potência. Todavia, a grande desvantagem deste tipo de bateria está na degradação que apresenta quando exposta a altos níveis de temperatura [44], o que pode ser evitado com um circuito de controle para desconexão do banco de baterias em casos extremos. Este conjunto de baterias é composto por quinze unidades, sendo cinco conjuntos em série e cada conjunto formado por três baterias em paralelo. Tal configuração foi escolhida por ser capaz de fornecer potência e tensão desejadas, mantendo os limites de corrente impostos pelo fabricante e também não exigindo um ganho muito elevado do conversor CC-CC. Na Tabela 4.1 são apresentadas as principais características do banco de baterias, as quais serão utilizadas no projeto das etapas subsequentes de conversão e inversão.

Tabela 4.1 – Características do conjunto de baterias

Tensão nominal	250 V
Capacidade nominal	300 Ah
Potência nominal	75 kW
Tensão de <i>cut-off</i>	160 V
Corrente de carga recomendada	15 A – 150 A
Corrente máxima de descarga	300 A
Tensão recomendada de carga	254 V
Tensão de carga completa	256 V

Foi utilizado o modelo de bateria disponibilizado no *Simulink*[®]. O mesmo é dinâmico e genérico, sendo capaz de representar os tipos mais populares de baterias recarregáveis. A figura a seguir mostra o circuito equivalente do bloco empregado [103].

Figura 4.3 – Circuito equivalente do bloco da bateria



Fonte: MathWorks (2019).

Para os modelos de bateria do tipo íons de lítio, é utilizada a equação 5 para modelar a descarga e a 6, para a carga [103].

$$f_1(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (5)$$

$$f_2(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{it + 0,1 \cdot Q} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (6)$$

Em que:

E_0 é a tensão constante, em V;

K é a constante de polarização, em Ah^{-1} ;

Q é a capacidade máxima da bateria, em Ah;

it é a capacidade extraída, em Ah;

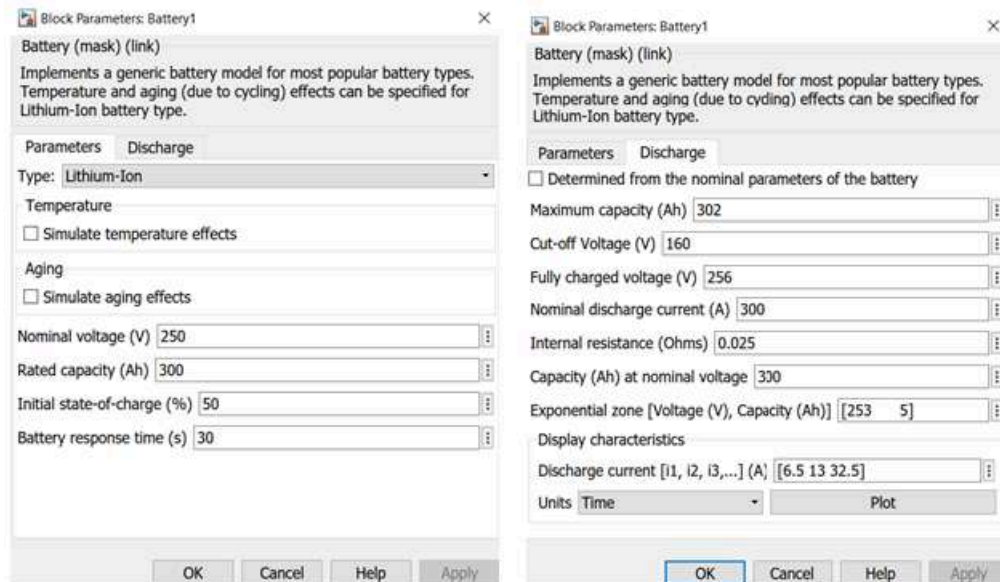
i^* é a corrente dinâmica de baixa frequência, em A;

A é a tensão exponencial, em V.

B é a capacidade exponencial, em Ah^{-1} .

A configuração realizada no bloco é mostrada na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Configuração do conjunto de baterias no *Simulink*®



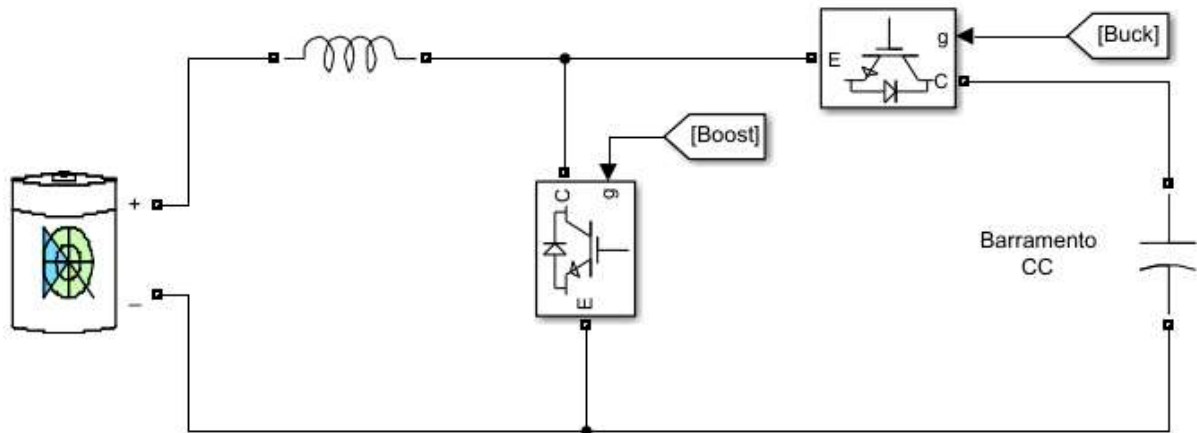
Fonte: elaborada pela autora (2020).

4.3. CONVERSOR CC-CC

A conversão CC-CC, empregando o arranjo que combina as etapas Buck e Boost, garante, conforme já mencionado, que o sistema de baterias possa ser, através de distintos processos, carregado e descarregado, tornando, assim, o fluxo de potência bidirecional.

No sistema implementado, a tensão no barramento CC é mantida, pelo controle do inversor, em 382 V. Valor, este, maior que o nível de tensão do conjunto de baterias. Logo, quando a corrente flui do barramento para as baterias, o conversor atua como um abaixador de tensão, caracterizando a etapa Buck de funcionamento. Por outro lado, quando a corrente é drenada do sistema de baterias para o barramento CC, o conversor eleva a tensão e atua como o conversor Boost [104]. Na Figura 4.5 é apresentado o conversor bidirecional implementado no *Simulink*®.

Figura 4.5 – Conversor CC-CC bidirecional



Fonte: elaborada pela autora (2020).

O conversor tem uma lógica de funcionamento relativamente simples, a maior dificuldade encontrada consistiu, nesta pesquisa, no projeto do indutor e do capacitor do elo CC. Isto porque os valores de ambos devem satisfazer às duas etapas de operação.

Inicialmente, foram definidos os valores de indutância, indutância crítica e de capacitância conforme as equações apontadas na Tabela 4.2 e disponíveis em [105] para cada conversor individualmente, porém na fase de teste, estes valores tiveram que ser otimizados.

Tabela 4.2 – Equações utilizadas no projeto do conversor CC/CC

Parâmetro	Boost	Buck
Razão cíclica (D)	$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{1 - D}$	$D = \frac{V_{out}}{V_{in}}$
Indutância (L)	$L = \frac{V_{in} \times D}{\Delta i_L \times F_s}$	$L = \frac{(V_{in} - V_{out}) \times D}{\Delta i_L \times F_s}$
Indutância crítica (L _C)	$L_C = \frac{D \times (1 - D)^2 \times R}{2 \times F_s}$	$L_C = \frac{R \times (1 - D)}{\Delta i_L \times F_s}$
Capacitância (C)	$C = \frac{V_{out} \times D}{R \times \Delta V \times F_s}$	$C = \frac{(V_{in} - V_{out}) \times D}{8 \times L \times \Delta V \times F_s^2}$

Fonte: Hart (2012).

As variáveis utilizadas são:

- V_{out} : tensão de saída;
- V_{in} : tensão de entrada;
- R : resistência;
- ΔI_L : *ripple* da corrente no indutor;
- ΔV : *ripple* da tensão de saída;
- F_s : frequência de chaveamento.

Para a etapa Boost foi adotada uma frequência de chaveamento de 5 kHz, de forma que a indutância projetada seria de 5,7 mH, a capacitância de 3,56 mF e a indutância crítica de 28,712 μ H. Já para a etapa Buck, utilizando também 5 kHz para a frequência de chaveamento, tem-se indutância projetada de, aproximadamente, 5,7 mH, a crítica, 28,68 μ H e a capacitância, 30 μ F.

A indutância de 5,7 mH projetada, como previsto, se mostrou satisfatória em ambas as etapas de funcionamento. Já o capacitor precisou ser modificado, visto que nenhum dos dois valores projetados se mostrou eficiente para os objetivos requeridos. O mesmo foi definido em 18,7 mF por meios empíricos mediante aos resultados obtidos nas simulações.

Os controles das etapas Buck e Boost são independentes e devem funcionar de modo isolado, ou seja, ao atuar a conversão Buck, a chave responsável pela conversão Boost será mantida bloqueada e vice-versa. Ademais, salienta-se que as chaves são do tipo IGBT e possuem um diodo em antiparalelo, as mesmas são controladas através de modulação PWM. O controle implementado no *Simulink*[®] está apresentado no Apêndice A desta dissertação.

A estratégia de controle da etapa Boost consiste em manter a corrente de descarga constante e o mais próximo da referência possível, utilizando um PI para minimizar o erro entre as correntes medida e de referência. Existem outras estratégias para descarga, no entanto, foi considerada uma aplicação em que a bateria deve ser descarregada com corrente constante, mantendo a potência em um nível pré-determinado, visto que a tensão no banco de baterias varia muito pouco ao longo do processo de descarga, como será melhor apresentado no Capítulo 5. Essa condição pode ser alterada conforme a necessidade do sistema em que o banco de

baterias é conectado. Além disso, é importante ressaltar que a tensão no barramento CC é controlada pelo inversor, não sendo necessária uma malha de controle para tal função.

Essa estratégia funciona para complementar a rede ou atender a um conjunto de cargas pontual que esteja conectado ao sistema. No caso de ocorrer uma falha na rede, a tensão no barramento CC não seria mantida no nível adequado. Dessa forma, para que o fluxo ocorresse naturalmente do sistema de baterias para o barramento, seria necessária uma malha para o controle da tensão na etapa Boost. Sendo assim, o controle da tensão no elo CC seria de responsabilidade do conversor CC-CC e não mais do inversor como é proposto nesse modelo.

Para o controle da etapa Buck foi selecionado o controle baseado no método de tensão e corrente constantes (MCC-MCV), detalhado na seção 3.1.3. Tal escolha se justifica por ser este método um dos mais utilizados em processos de recarga de baterias, principalmente em veículos elétricos. Neste caso, a tensão e corrente são as variáveis de controle ao longo do procedimento de carregamento. Num primeiro momento, enquanto o erro entre as tensões de referência e da bateria é alto, o controle de corrente é responsável pelos pulsos de chaveamento, mantendo a corrente constante. A partir do instante em que a tensão atinge o valor de referência, a malha de controle de tensão passa a ser responsável pelo chaveamento, de modo a manter seu valor constante.

4.4. INVERSOR

Os inversores têm, tradicionalmente, o objetivo de fornecer tensão alternada em sua saída, com frequência fixa e controle de corrente. Para tanto, é comum que seja utilizada uma modulação em alta frequência, capaz de produzir um sinal alternado de baixa frequência [96]. Essa modulação é comumente realizada através da largura de pulso, cujo princípio é a comparação de um sinal aquisicionado com uma onda portadora, determinando a frequência de chaveamento para a geração dos pulsos que são enviados às chaves semicondutoras do inversor [106].

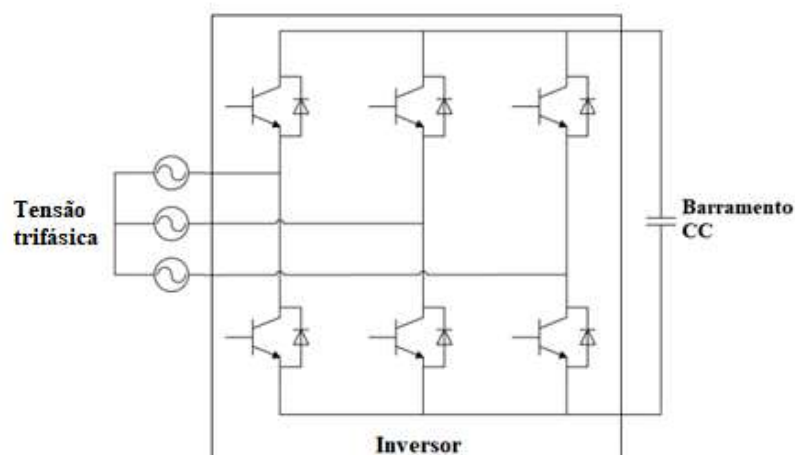
A técnica denominada modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) é amplamente utilizada e compara sinais senoidais com uma portadora triangular. Outra estratégia que opera com alta frequência de chaveamento é a de modulação por vetor espacial, do inglês *Space*

Vector Modulation (SVM), que tem sido bastante aplicada em equipamentos condicionadores de qualidade de energia, como filtros ativos, e sistemas UPS e é utilizada nessa modelagem. Essa técnica gera um conteúdo harmônico considerado baixo na saída do inversor, melhora a utilização da tensão do barramento contínuo e reduz as perdas nas chaves por diminuir o número de comutações [106]–[108], o que justifica sua utilização no modelo estudado.

A estrutura do inversor é a normalmente utilizada com seis chaves de transistores, em um arranjo denominado semiponte [109]. Os diodos em antiparalelo garantem a bidirecionalidade de corrente, permitindo que haja fluxo de potência da rede para a bateria e da bateria para a rede. Dessa forma o conversor opera em dois modos distintos: retificador, quando absorve energia da rede para o carregamento da bateria, e inversor, quando a bateria é descarregada [110].

É comum, para conexão de barramentos contínuos, que os inversores utilizados sejam do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*). O conversor de dois níveis, mostrado na Figura 4.6, garante que sempre que existir uma tensão no barramento CC e dois interruptores (um da semiponte superior e outro da inferior, nunca de um mesmo ramo) estiverem em condução, essa tensão aparecerá em um par de condutores da saída alternada [109].

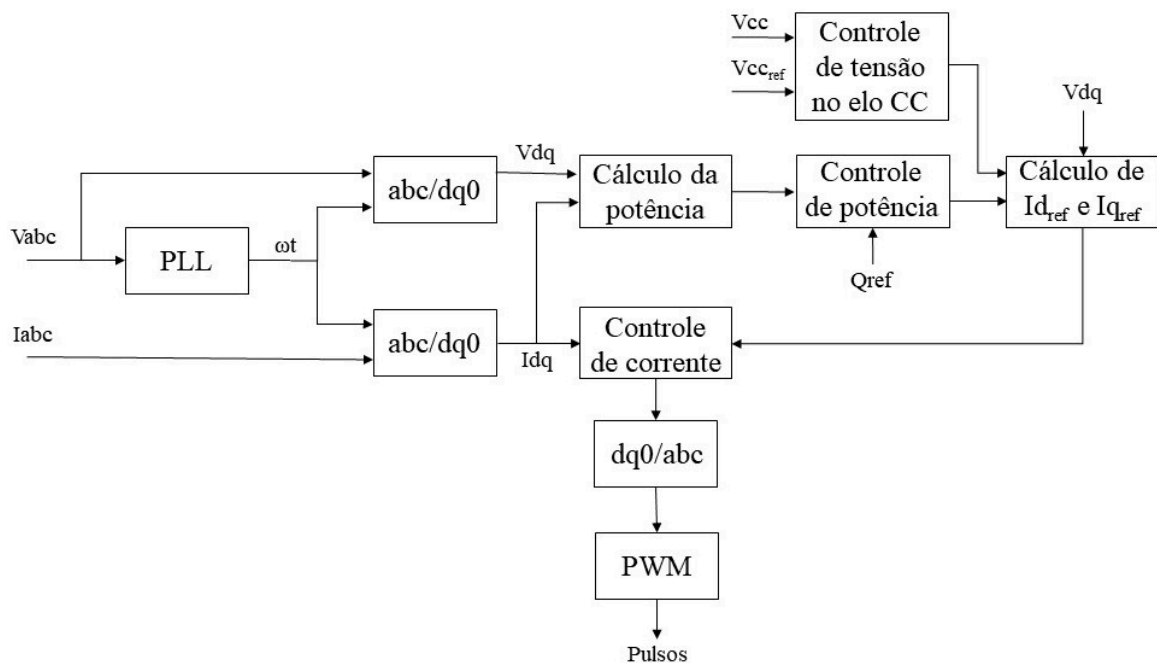
Figura 4.6 – Estrutura de inversão



Fonte: adaptada de Gao (2015).

O ajuste do fluxo de potência entre a rede elétrica e o barramento é realizado por meio do controle da corrente produzida pelo inversor. Sendo necessária a atuação na amplitude, parâmetro responsável pelo controle da potência reativa, e no ângulo de fase, que atua na potência ativa, das tensões de saída do inversor [111], [112]. Dessa forma, em geral, a estrutura de controle requer duas malhas. Uma externa, responsável por controlar a tensão no barramento CC e fornecer uma referência de corrente para a malha interna que, por sua vez, controla a injeção de potência realizando o chaveamento [113]. O controle implementado no *Simulink*[®] é apresentado no Apêndice A e é baseado no diagrama da Figura 4.7.

Figura 4.7 – Diagrama de blocos do controle do inversor



Fonte: elaborada pela autora (2020).

O bloco de transformação abc/dq0, que aplica a transformada de Park, é utilizado para que as grandezas trifásicas, do sistema em abc, sejam representadas através de vetores no sistema dq0. É comum que os sistemas de controle de conversores conectados a sistemas trifásicos sejam baseados em variáveis resultantes de transformações vetoriais, capazes de representar, de modo simplificado, as grandezas trifásicas [114].

No sistema de coordenadas síncrono, dq0, as formas de onda de tensão e corrente são transformadas em referências que giram em sincronia com o sinal proveniente da rede. O sistema trifásico de sinais alternados torna-se um sistema ortogonal de sinais contínuos [113]. De modo que os reguladores possam atingir erro nulo em regime permanente, além de simplificar as etapas de controle e filtragem [115]. Dessa forma, esses reguladores são, normalmente, considerados superiores aqueles que atuam a partir do sistema de coordenadas fixas [116]. E, como foi utilizado o bloco pronto disponível na biblioteca do *Simulink*[®], não serão apresentadas as equações pertinentes à transformação realizada. A teoria que embasa a mesma, bem como, as equações estão disponíveis em [114].

Ademais, pode-se afirmar que neste arranjo montado é utilizado o bloco PLL (*Phase Locked Loop*) trifásico disponível no *Simulink*[®]. O mesmo é responsável por rastrear ininterruptamente a fase do sinal de entrada, no caso estudado a tensão, mantendo o sinal de saída sincronizado em fase e em frequência com a componente fundamental da tensão da rede elétrica medida [117].

4.5. FILTRO LCL

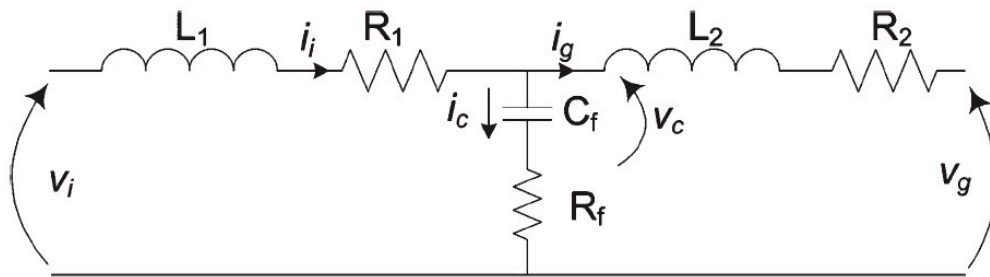
Entre o inversor e a rede é necessário que seja implementado um filtro para imposição de corrente e redução do conteúdo harmônico de corrente produzido pelo inversor. Uma opção seria a utilização de um indutor simples em série. No entanto, a atenuação harmônica não é satisfatória. Além disso, a indutância precisaria ser de um valor considerável, o que resulta em uma queda de tensão elevada [118].

Em geral, utiliza-se filtros LCL de alta ordem para filtrar as distorções dos inversores do tipo fonte de tensão (VSI) [118]. Em comparação com o filtro L, o filtro LCL tem como benefício maior atenuação de harmônicos na frequência de comutação e também pode amenizar harmônicas de ordem menor como consequência, mesmo que não sejam o seu foco. Além disso, pode promover menor circulação de energia reativa no sistema, melhor resposta dinâmica e dimensões menores. Como desvantagens, o filtro LCL pode causar instabilidade no sistema, por deixar o sistema pouco amortecido devido ao elevado pico de ressonância. Uma solução possível consiste no amortecimento implementado com a utilização do resistor R_f [119],[120].

Entretanto, em algumas situações, como em conjunto com o controle do inversor por histerese, o filtro L pode ser mais vantajoso, principalmente por evitar problemas de ressonância que podem surgir na prática entre indutor e capacitor no filtro LCL.

A associação VSI com filtro LCL é extensamente utilizada na geração distribuída, tanto em sistemas monofásicos como trifásicos. Entretanto, não está restrita a essas aplicações. Pode ser utilizada, por exemplo, em filtros ativos, UPS's e sistemas autônomos [121]. Isso porque o bom desempenho do mesmo para níveis de potência de até centenas de quilowatts é mantido mesmo com o uso de indutores e capacitores pequenos [122]. A Figura 4.8 apresenta o modelo monofásico do filtro LCL.

Figura 4.8 – Modelo monofásico do filtro LCL



Fonte: Reznik et al (2013).

O filtro utilizado no sistema foi projetado conforme o algoritmo proposto em [118]. No qual L_1 é o indutor do lado do inversor, L_2 o indutor do lado da rede (transformador), C_f é o capacitor em série com resistor R_f de amortecimento, R_1 e R_2 são as resistências intrínsecas dos indutores, v_i é a tensão de saída do inversor (entrada do filtro), enquanto v_g é a tensão da rede. Para o cálculo desses parâmetros, são necessárias algumas informações do sistema, dispostas na tabela a seguir.

Tabela 4.3 – Características do sistema implementado

Tensão de linha (rede) (E_n)	220 V
Tensão de fase (rede) (V_{ph})	127 V
Frequência da rede (f_g)	60 Hz

Potência ativa (P_n)	75 kW
Tensão no elo CC (V_{DC})	382 V
Frequência da rede (f_g)	60 Hz
Frequência de chaveamento do inversor (f_{sw})	2700 Hz
Fator de modulação do inversor (m)	0,5
Atenuação desejada (k_a)	20%

O fator de modulação do inversor de 0,5 é um valor típico para inversores que operam com chaveamento em alta frequência [118]. Inicialmente é definida a impedância base (Z_b), conforme a Equação 4.1.

$$Z_b = \frac{E_n^2}{P_n} \quad (4.1)$$

Substituindo os valores de E_n e P_n , tem-se que a impedância base é de 0,6453 Ω . O segundo passo é o cálculo da capacitância base (C_b) de acordo com a Equação 4.2.

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (4.2)$$

Em que ω_g é dado por:

$$\omega_g = 2 \cdot \pi \cdot f_g \quad (4.3)$$

Resultando em uma capacitância base de 0,00411 F. Para o projeto da capacitância do filtro (C_f), é considerada uma variação máxima de 5% no fator de potência visto pela rede [118], de forma que:

$$C_f = 0,05 \cdot C_b \quad (4.4)$$

Logo, a capacitância do filtro projetada é de 205,5 μ F. Em seguida, é feito o cálculo da indutância, a partir do valor máximo de corrente calculado conforme a Equação 4.5.

$$I_{max} = \frac{P_n \cdot \sqrt{2}}{3 \cdot V_{ph}} \quad (4.5)$$

Ao substituir os valores disponíveis na Tabela 4.2 na equação anterior, tem-se que a corrente máxima equivale a 278,39 A. Admitindo um *ripple* de 10%, tem-se que a variação de corrente máxima (ΔI_{Lmax}) é de 27,839 A.

O indutor L_1 é projetado de acordo com a Equação 4.6.

$$L_1 = \frac{V_{DC}}{6 \cdot f_{sw} \cdot \Delta I_{Lmax}} \quad (4.6)$$

Dessa forma, a indutância L_1 é de 0,85 mH. Já o indutor L_2 é obtido a partir da Equação 4.7.

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot \omega_{sw}^2} \quad (4.7)$$

Em que:

$$\omega_{sw} = 2 \cdot \pi \cdot f_{sw} \quad (4.8)$$

Utilizando uma atenuação de 20% ($k_a = 0,2$), tem-se que a indutância L_2 é de 0,1 mH.

A frequência de ressonância do filtro é calculada segundo a Equação 4.9, empregando os valores projetados para os indutores e o capacitor.

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot C_f}} \quad (4.9)$$

Resultando em 7328,74 rad/s ou 1166,4 Hz. Tal valor está dentro dos limites adequados, expostos na Equação 4.10.

$$10.f_g < f_{res} < 0,5.f_{sw} \quad (4.10)$$

Substituindo os valores,

$$600 < 1166,4 < 1350 \quad (4.11)$$

Por fim, é determinada a resistência do filtro (R_f), colocada em série com o capacitor, a partir da Equação 4.12.

$$R_f = \frac{1}{3.\omega_{res}.C_f} \quad (4.12)$$

Que resulta em 0,2213 Ω .

Ainda de acordo com [118], a função de transferência do filtro LCL, que representa a razão entre a corrente da rede (i_g) e a tensão de entrada (v_i) é definida conforme mostrado na Equação 4.13.

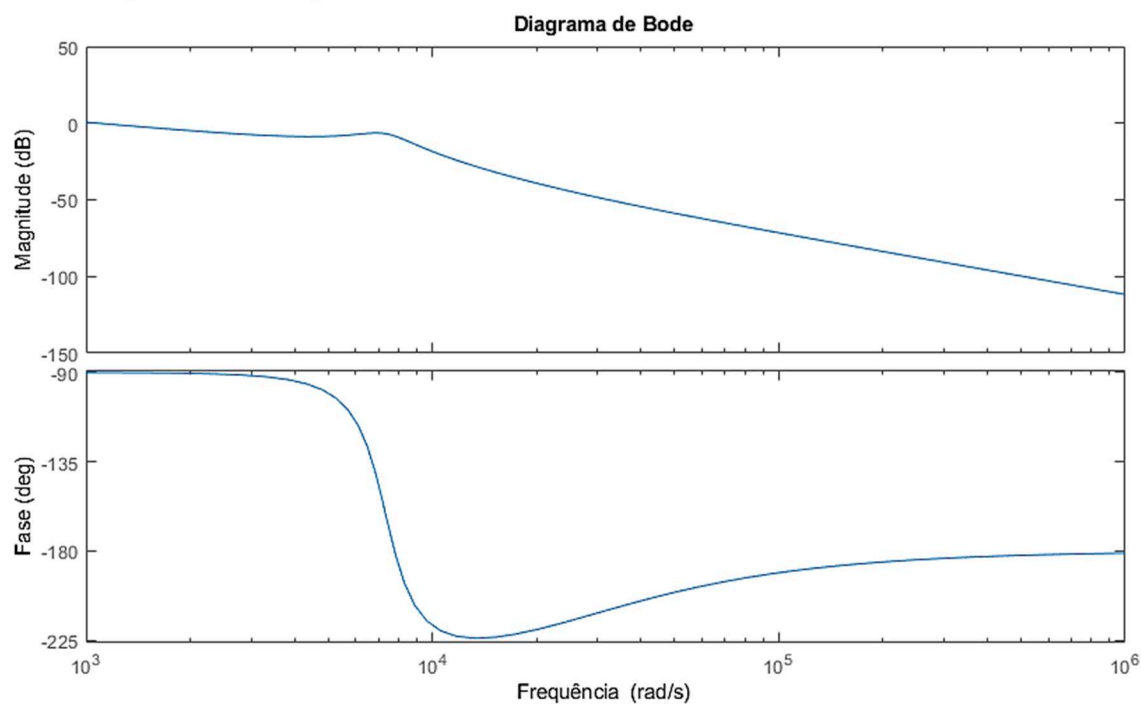
$$H_{LCL}(s) = \frac{C_f.R_f.s + 1}{L_1.C_f.L_2.s^3 + C_f(L_1 + L_2).R_f.s^2 + (L_1 + L_2).s} \quad (4.13)$$

Substituindo os valores utilizados para os elementos do filtro, tem-se, de forma aproximada:

$$H_{LCL}(s) = \frac{45,48.10^{-6}.s + 1}{17,66.10^{-12}.s^3 + 43,14.10^{-9}.s^2 + 948,46.10^{-6}.s} \quad (4.13)$$

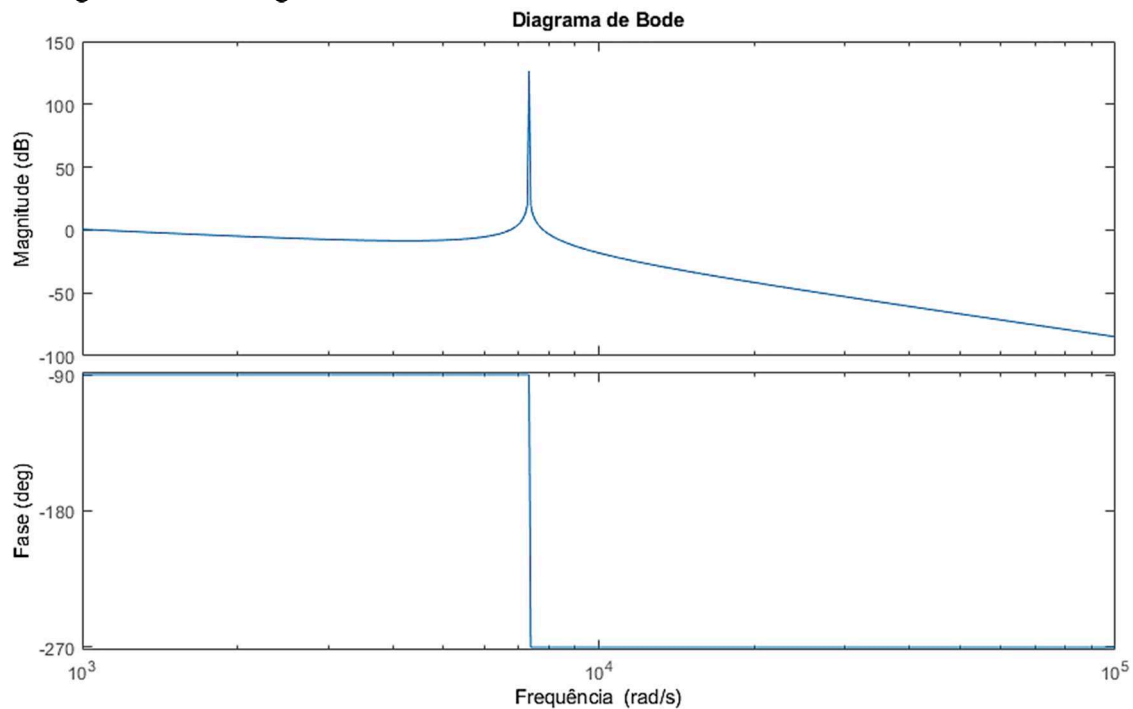
Através do Matlab, é possível obter o diagrama de Bode da referida função, conforme mostrado nas figuras 4.9 e 4.10, utilizando a própria função *bode*. Na primeira, é considerado o amortecimento. O resistor colocado em série com o capacitor atenua o pico de ressonância do filtro, em 7328,74 rad/s, sendo observada pequena variação de magnitude nesse ponto. Ao contrário da segunda, em que a resistência é desconsiderada e o pico é bastante evidente.

Figura 4.9 – Diagrama de Bode do filtro LCL considerando a resistência R_f



Fonte: elaborada pela autora (2019).

Figura 4.10 – Diagrama de Bode do filtro LCL desconsiderando a resistência R_f



Fonte: elaborada pela autora (2019).

É importante ressaltar que em situações práticas, é necessário monitorar a tensão sobre o capacitor do filtro, tendo em vista que há a possibilidade de ocorrer ressonância e acarretar em uma sobretensão que pode até danificar o componente.

4.6. TRANSFORMADOR E REDE DE CONEXÃO

Entre o filtro e a rede existe um transformador para elevar o nível da tensão de modo a condicionar esta tensão com os níveis existentes no sistema de interligação. O equipamento apresenta primário e secundário conectados em estrela aterrado. A potência nominal, na frequência fundamental de 60 Hz, é de 75 kVA. A tensão de linha no primário é de 220 V, enquanto a tensão de linha no secundário, que faz o interfaceamento com a rede, é de 13,8 kV. A resistência em ambos os lados é de 0,005 pu e a indutância, 0,04 pu.

A rede trifásica em que o transformador é conectado trata-se, de fato, de um equivalente elétrico de sistema hipotético, sendo sua potência de curto-circuito de 100 MVA, com razão X/R igual a 7 e conexão estrela aterrada.

CAPÍTULO 5

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO SISTEMA COMPUTACIONAL IMPLEMENTADO

São apresentados os resultados obtidos a partir de simulações do modelo computacional implementado, com vistas à verificação de inconsistências e testes gerais do processo de carga e descarga.

5.1. SIMULAÇÕES DO PROCESSO DE CARGA

O processo de carga da bateria pode ser avaliado por meio da coleta de resultados em distintos momentos ao longo do mesmo. Dessa forma, foram realizadas diversas simulações e em cada uma era estabelecido um estado de carga diferente para o conjunto de baterias, variando desde a descarga completa até o momento em que o SOC atinge 100%. Tendo em vista a dificuldade, devido à limitação computacional, de se simular um ciclo completo de carregamento, este foi o critério adotado para avaliação do carregamento completo do sistema. Assim, com os dados obtidos, tornou-se possível realizar a comparação do sistema computacional implementado com as expectativas baseadas na literatura científica.

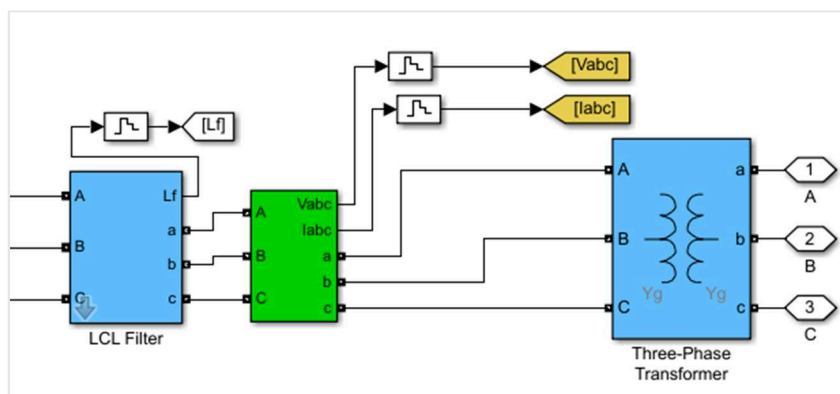
Uma vez que o modelo computacional elaborado tem como objetivo ser aplicado em análises futuras por parte do grupo de pesquisa de qualidade de energia, fez-se necessária uma avaliação adicional no que tange a alguns fenômenos de qualidade de energia intrínsecos ao processo de carga e descarga de bateria, sendo o principal deles, que se aplica a essa modelagem, as distorções harmônicas.

Para a avaliação do processo de carga são realizados dois estudos de caso. No primeiro, a corrente de referência utilizada, no controle do Buck, é ajustada para 150 A, que equivale à máxima corrente de carga recomendada para este banco de baterias. No segundo estudo, essa corrente é reduzida pela metade, sendo estabelecida em 75 A.

5.1.1. Corrente de carga de referência do conjunto de baterias: 150 A

Os valores de tensão e corrente, observados na bateria, são apresentados na Tabela 5.1. As distorções harmônicas de tensão e corrente também se encontram destacadas nesta tabela. O ponto de avaliação destas distorções é aquele destacado em verde na Figura 5.1. Devido a questões de ordem computacional, as distorções são computadas a partir de resultados gerados após 3 segundos de simulação.

Figura 5.1 – Ponto de medição



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Tabela 5. 1 – Grandezas obtidas durante o processo de carregamento com corrente de referência de 150 A

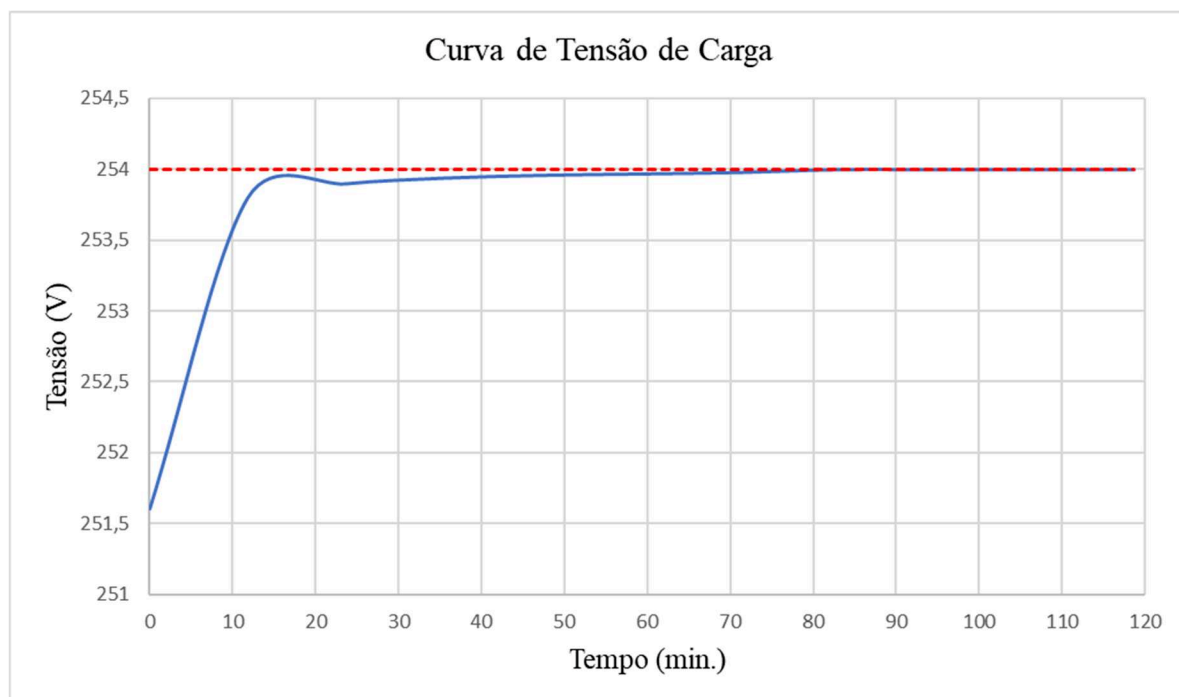
CARGA				
SOC (%)	Tensão na bateria (V)	Corrente na bateria (A)	Distorção harmônica de tensão (%)	Distorção harmônica de corrente (%)
0	251,60	150	0,65	0,67
10	253,80	150	0,65	0,85
20	253,90	150	0,64	1,11
30	253,94	150	0,64	0,53
40	253,96	150	0,64	1,07
50	253,97	150	0,64	0,79
60	253,98	150	0,64	1,05
70	254	150	0,61	0,64
80	254	149,5	0,64	0,63
85	254	148	0,65	0,98
90	254	145,8	0,64	0,84
92	254	144,5	0,64	0,66
94	254	143,6	0,64	1,03
96	254	140	0,64	0,81
97	254	135,5	0,65	1,49
97,5	254	126,7	0,64	1,08

98	254	104,5	0,64	0,98
98,2	254	90,12	0,63	0,94
98,4	254	71,55	0,64	1,26
98,6	254	43,59	0,63	1,81
98,8	254	7,24	0,63	-
99	254,1	0,0025	0,62	-
100	256,1	0	0,63	-

Ressalta-se que as distorções harmônicas de corrente do instante final de carregamento são desconsideradas, uma vez que o valor da componente fundamental é muito pequeno, levando à percentuais de distorção elevados, porém com valores absolutos irrelevantes.

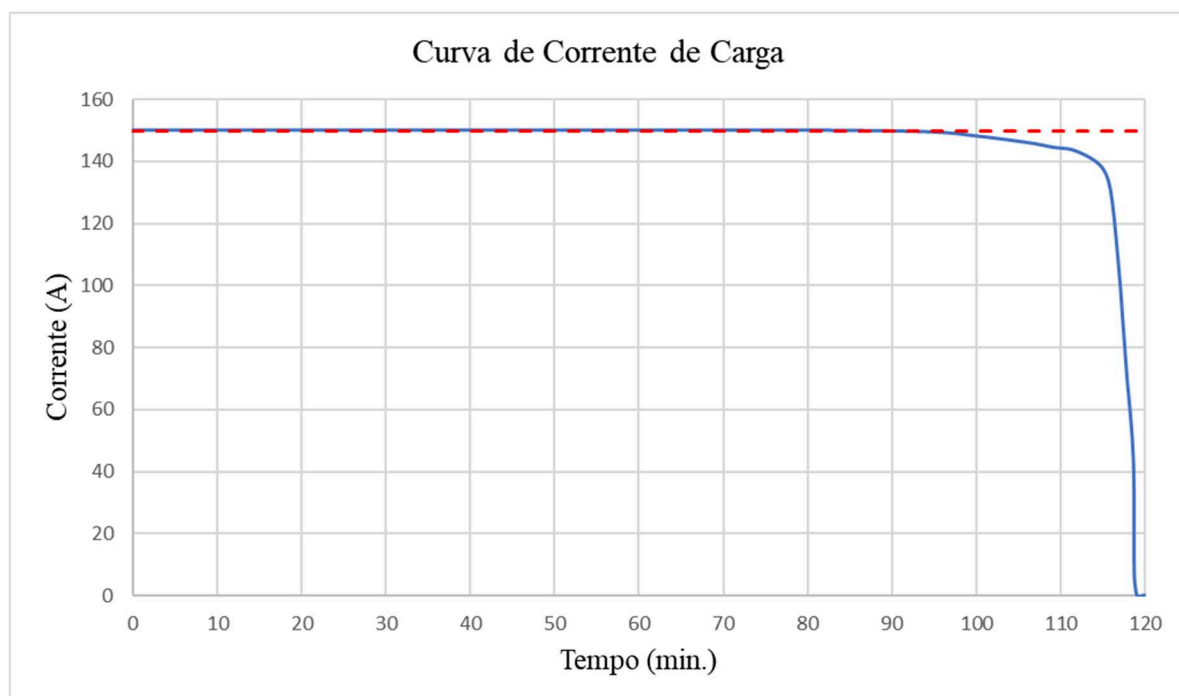
A partir dos dados da Tabela 5.1 foram constituídas as curvas de carga do sistema de armazenamento ora avaliado. A Figura 5.2 apresenta o comportamento da tensão em função do tempo, enquanto a Figura 5.3 mostra a corrente em função do tempo. O tempo foi estimado a partir de considerações acerca da energia injetada na bateria, dado o conhecimento da potência média de cada patamar de carregamento. Os valores nominais de tensão e de corrente de carga são destacados nos gráficos por meio de linhas vermelhas tracejadas.

Figura 5.2 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.3 – Corrente no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 150 A

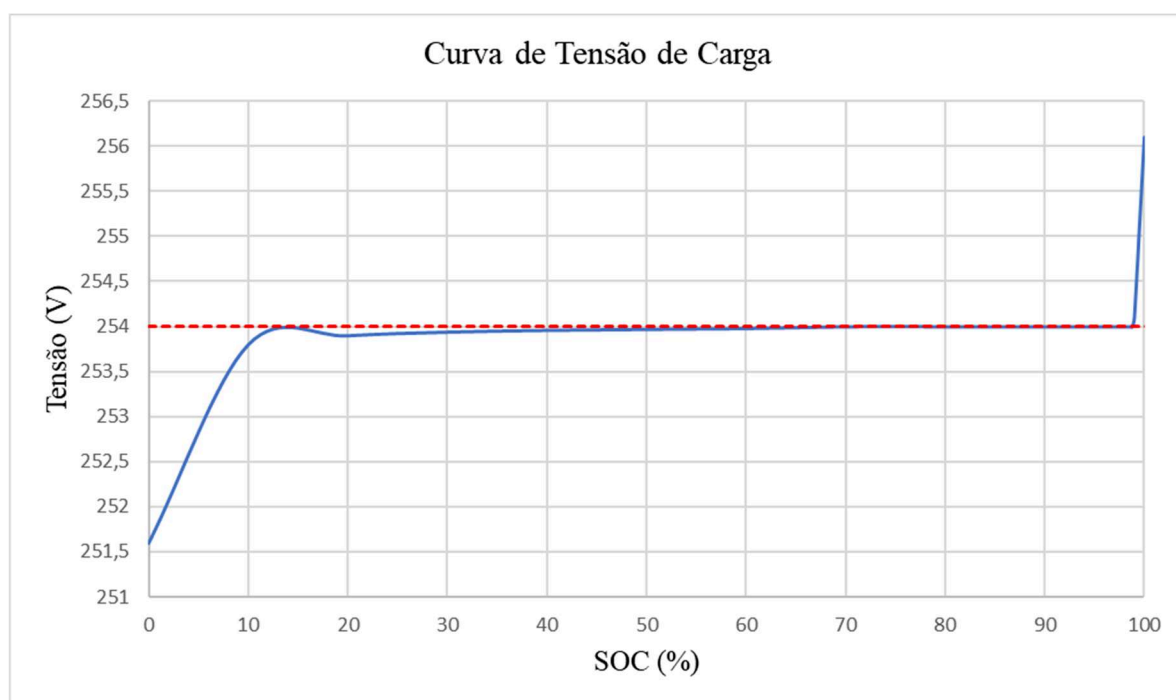


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Ao observar estes gráficos, de tensão e de corrente, fica evidente o emprego do controle de carga pela estratégia MCC-MCV. Neste, a corrente é mantida constante até o momento em que a tensão atinge seu valor nominal, o qual pode ser verificado em cerca de 90 minutos de carregamento. A partir, de então, a tensão permanece constante e a corrente decresce, sendo o processo finalizado em aproximadamente 120 minutos ou 2 horas.

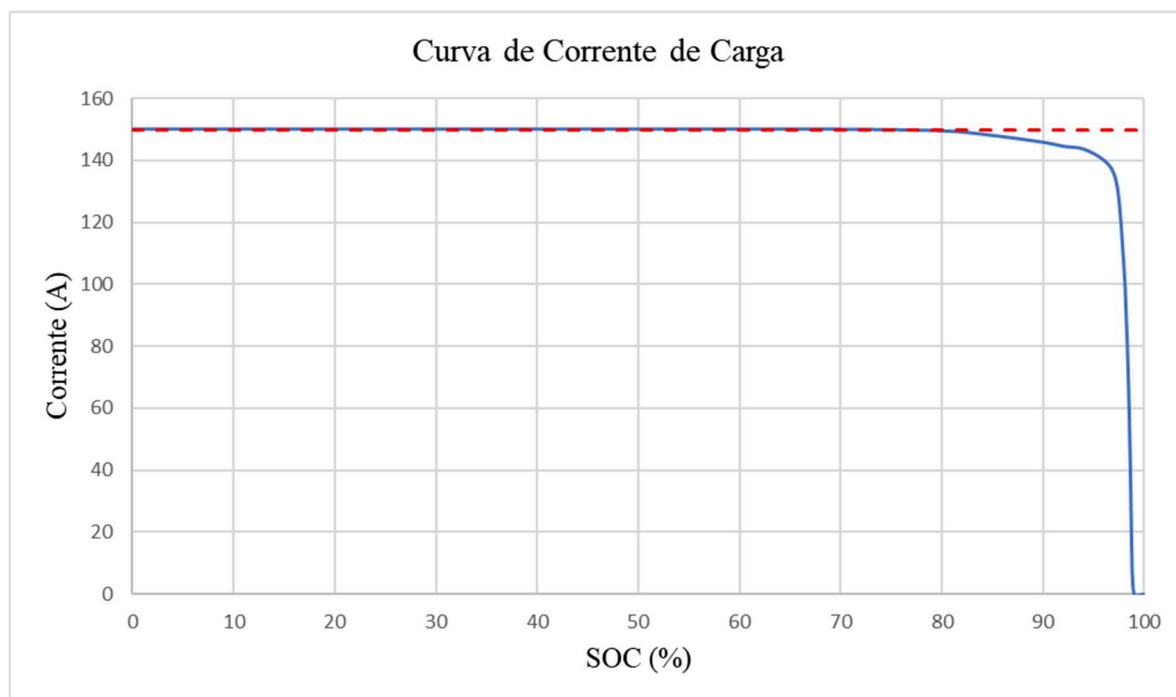
Complementarmente, foram obtidos os gráficos de tensão e corrente de carga em função do SOC, ou seja, em função do nível de energia interna do conjunto de baterias, conforme pode ser observado nas Figuras 5.4 e 5.5.

Figura 5.4 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.5 – Corrente no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 150 A

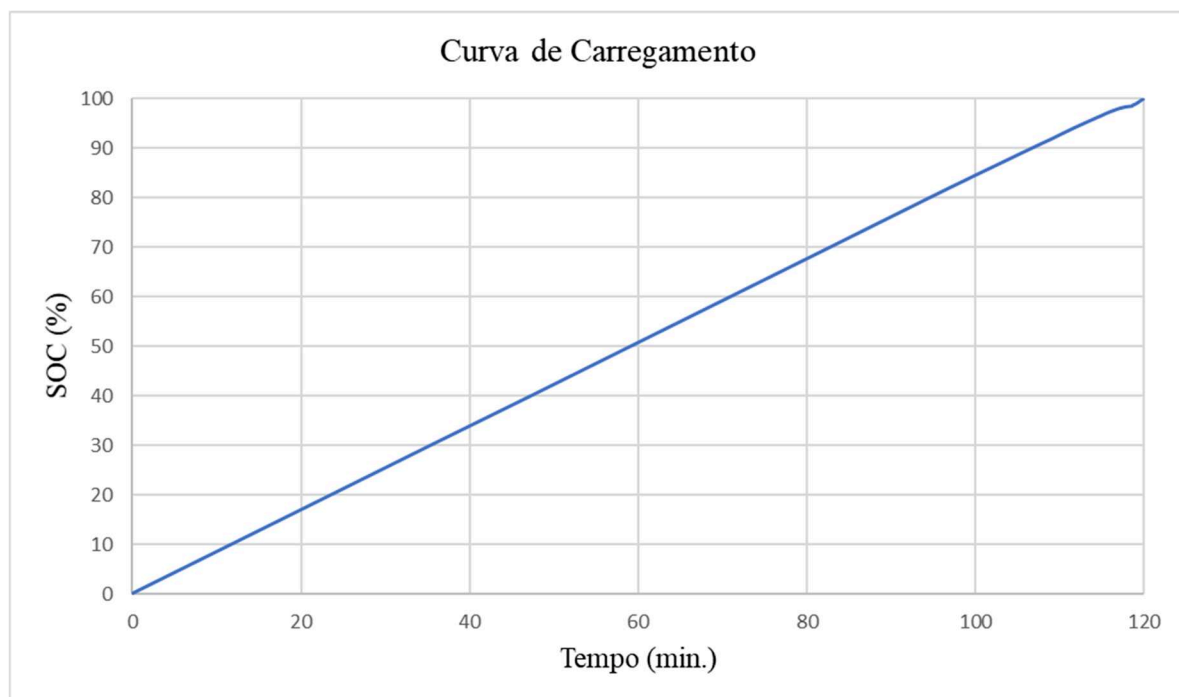


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Nesta situação, tem-se que o valor nominal de referência, 254 V, é alcançado para um SOC aproximado de 70%. Observa-se, também, que a tensão final de carregamento é elevada, cerca de 256 V, tendo em vista que a corrente, nesse instante, é nula e não acarreta em queda de tensão sobre a resistência interna.

Na Figura 5.6 é apresentada a relação entre o estado de carga das baterias e o tempo. Pode-se observar um comportamento bastante linear do processo de carga ao longo do tempo, devido à pequena variação da tensão ao longo do processo aliada à imposição de uma corrente constante. Neste sentido, pode-se afirmar que a potência de carregamento possui um valor praticamente constante ao longo de todo o processo, que é, neste caso, igual a 37,5 kW.

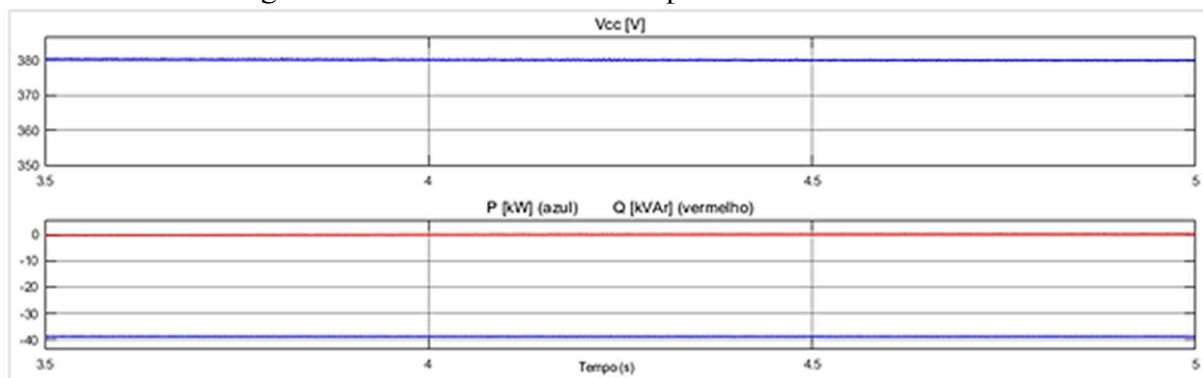
Figura 5.6 – Curva do SOC em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Na Figura 5.7, são apresentados dois gráficos em função do tempo. No primeiro é possível observar a tensão no elo CC, que condiz com a tensão de referência de 382 V imposta no controle do inversor. Já o segundo gráfico é composto pelas potências ativa e reativa. O sistema não tem, neste trabalho, o objetivo de fornecer ou consumir energia reativa. Logo, a referência de potência reativa é nula e o controle a mantém dessa forma.

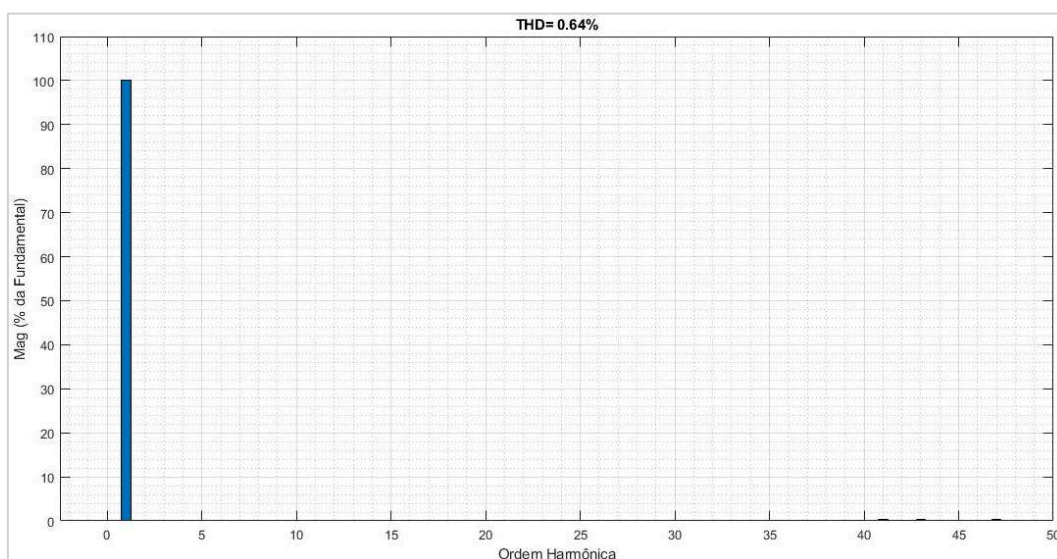
Figura 5. 7 – Tensão no elo CC e potências ativa e reativa



Fonte: elaborada pela autora (2020).

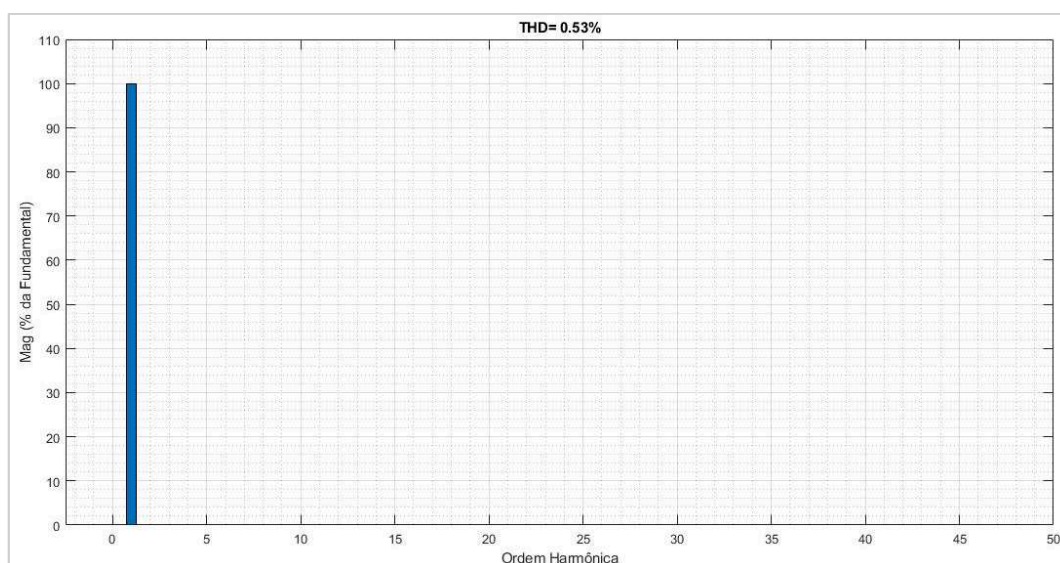
Na sequência, são apresentados os espectros harmônicos de tensão e corrente com respectivas formas de onda, os quais foram selecionados em 4 distintos níveis do processo de carregamento, a saber: 30%, 50%, 70% e 90%. Inicialmente, nas figuras 5.8 e 5.9 são mostrados os espectros sem alterações na escala do eixo das magnitudes, para visualização da componente fundamental.

Figura 5.8 – Componente fundamental no espectro de distorção harmônica de corrente para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

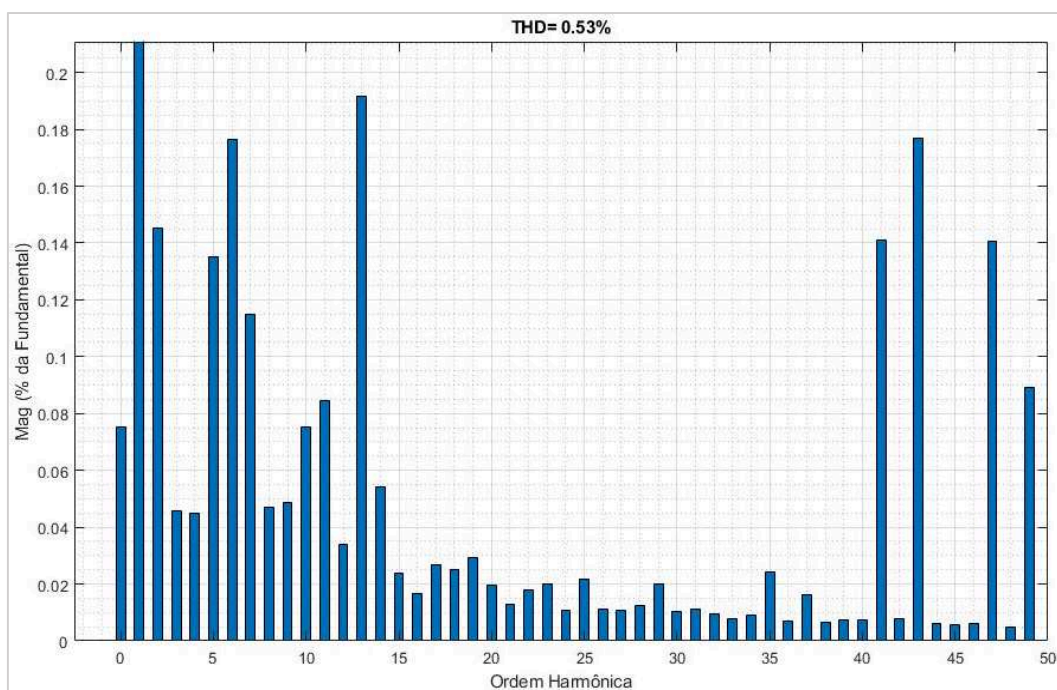
Figura 5.9 – Componente fundamental no espectro de distorção harmônica de tensão para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

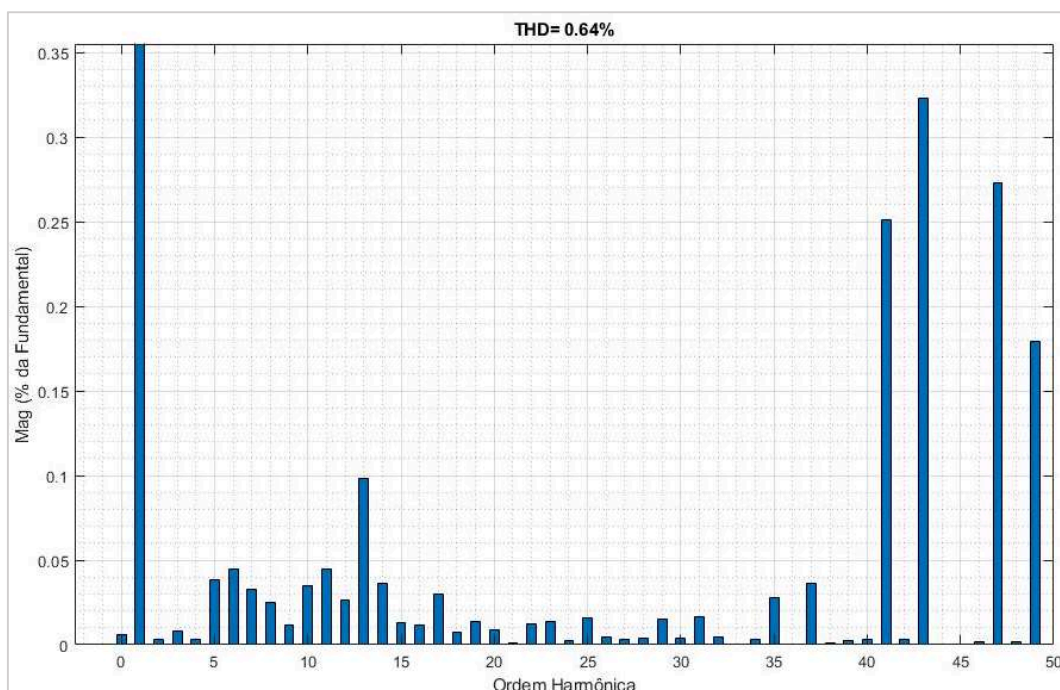
No entanto, essa forma de apresentação não permite a observação das outras ordens harmônicas, tendo em vista suas pequenas magnitudes em relação à componente fundamental. Por esse motivo, os próximos espectros apresentados terão a escala do eixo das magnitudes (eixo y) reduzida, de forma a permitir a identificação das componentes até a quinquagésima ordem. Deste modo, a componente fundamental ($h = 1$) terá a visualização de sua magnitude prejudicada, porém esta encontra-se como sendo a referência, ou seja, de fato sua magnitude é de 100%.

Figura 5.10 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A



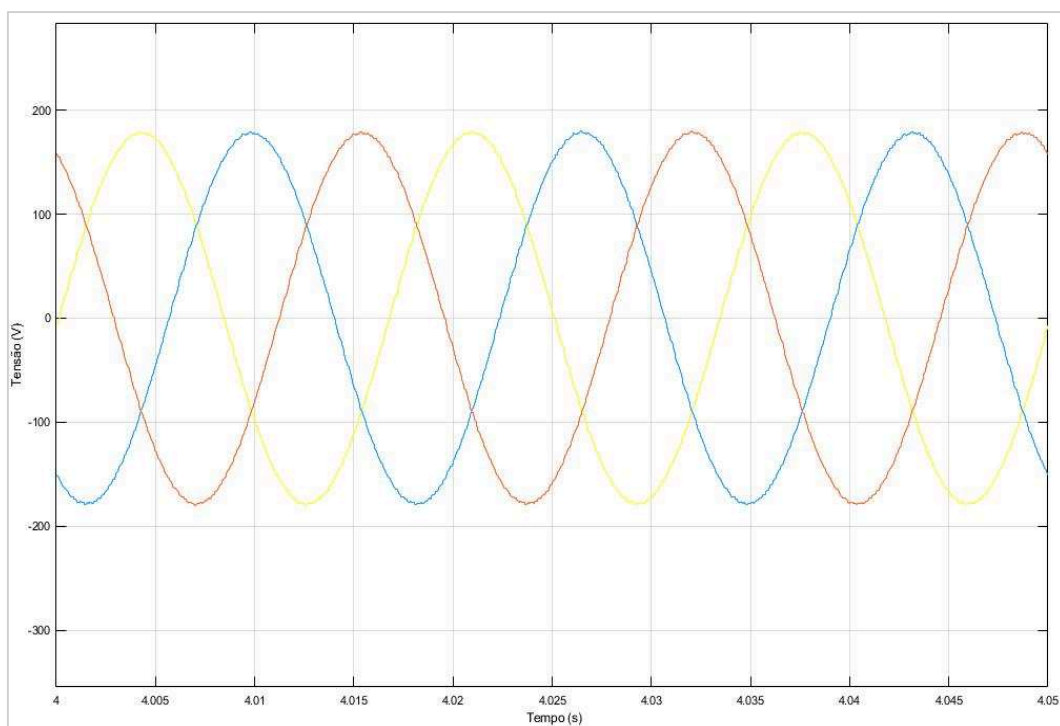
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.11 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 30% com corrente de referência de 150 A



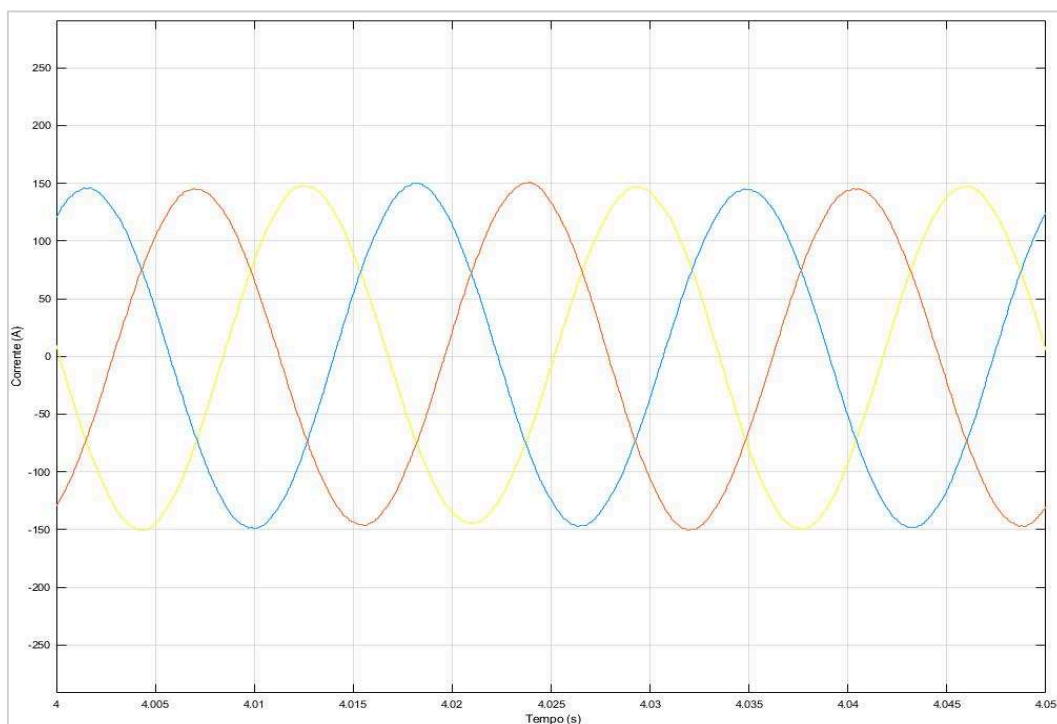
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.12 – Tensão para carregamento de 30% e corrente de referência de 150 A



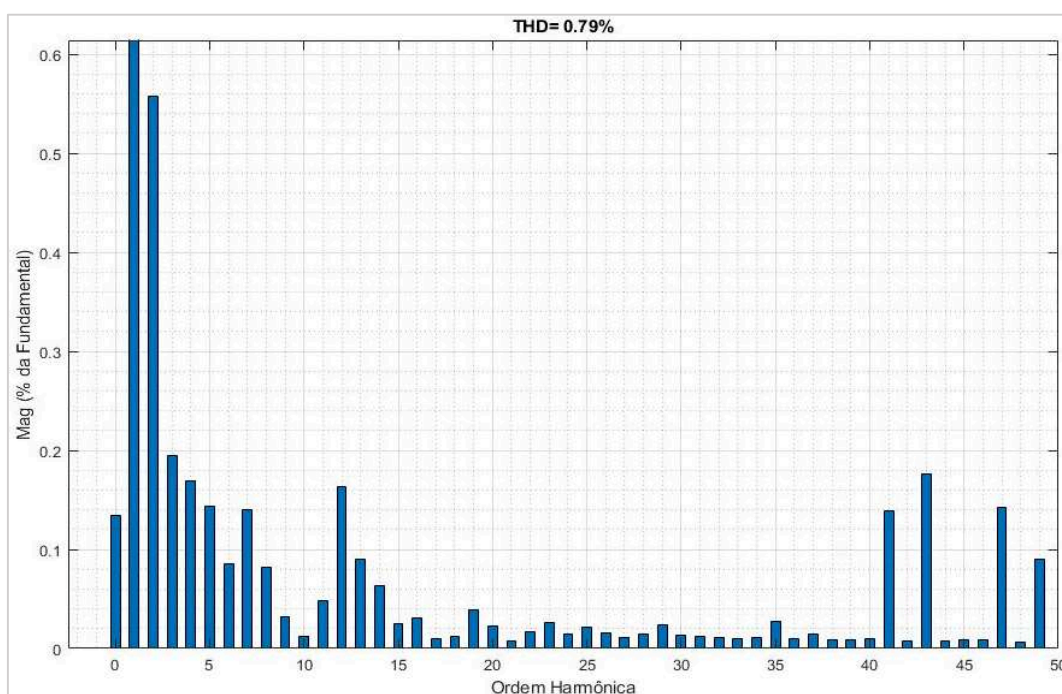
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.13 – Corrente para carregamento de 30% e corrente de referência de 150 A



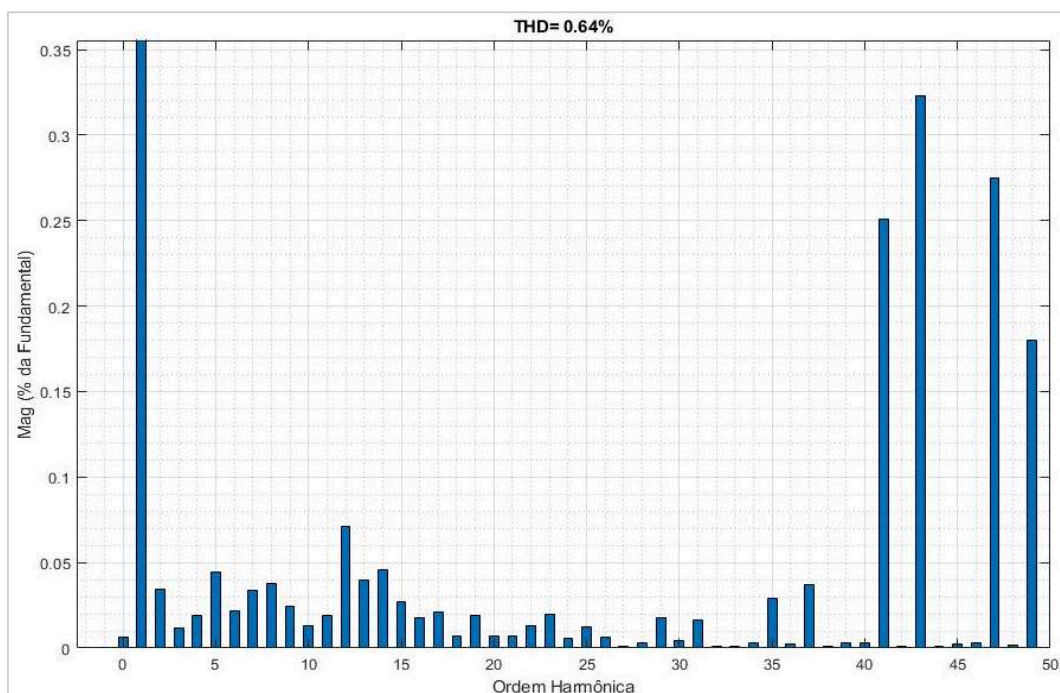
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.14 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 50% com corrente de referência de 150 A



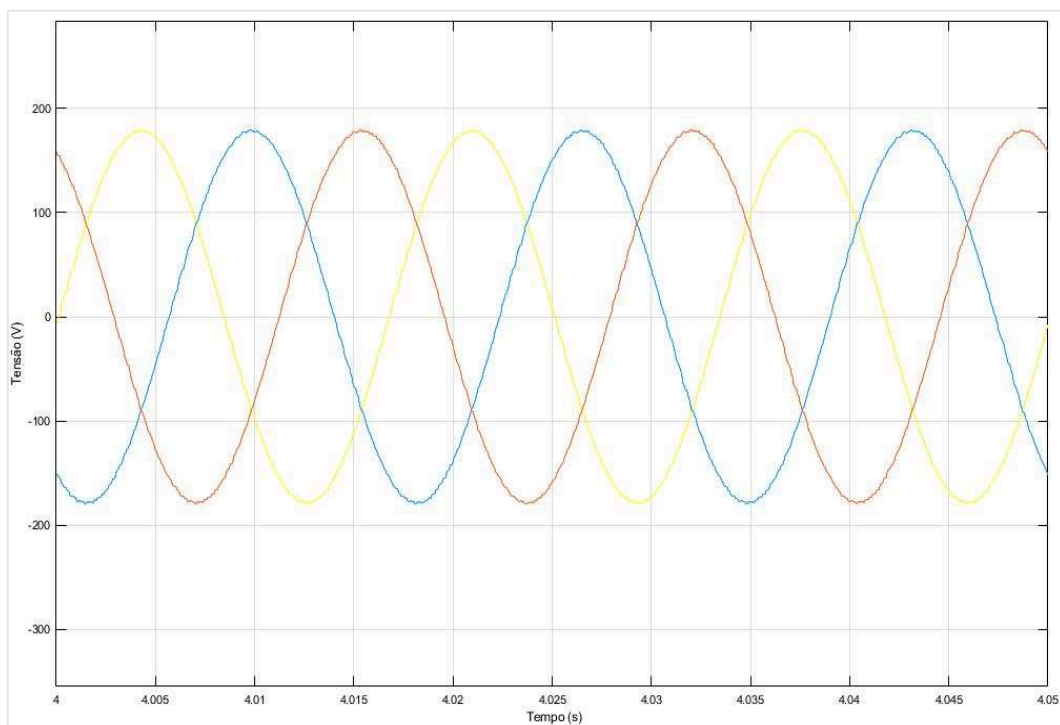
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.15 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 50% com corrente de referência de 150 A



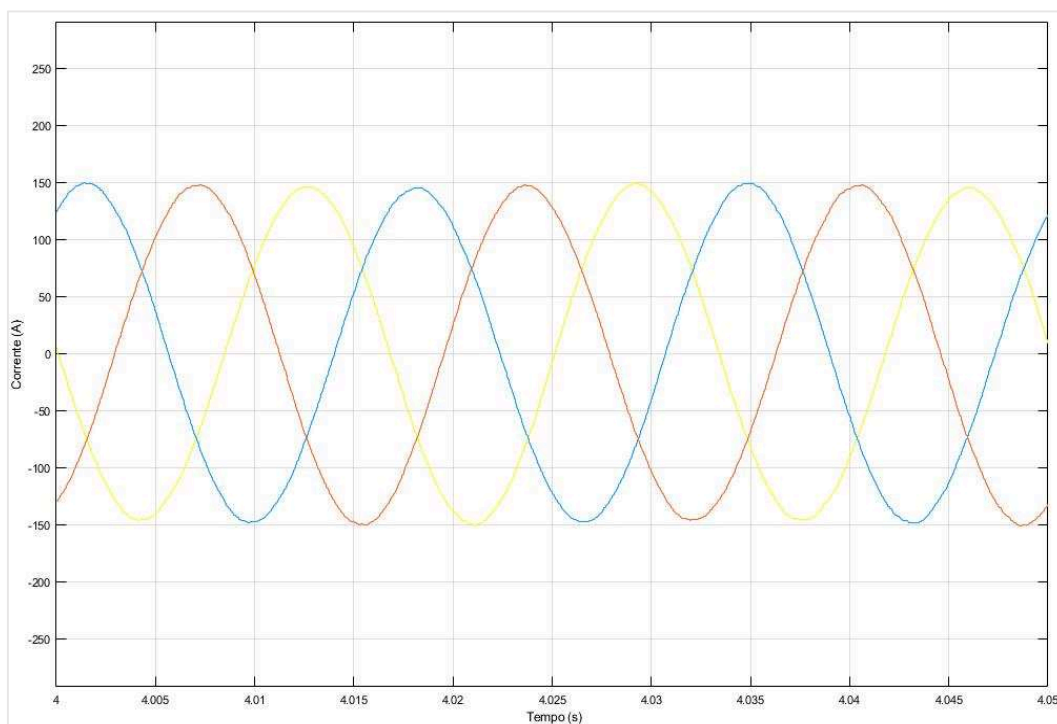
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.16 – Tensão para carregamento de 50% e corrente de referência de 150 A



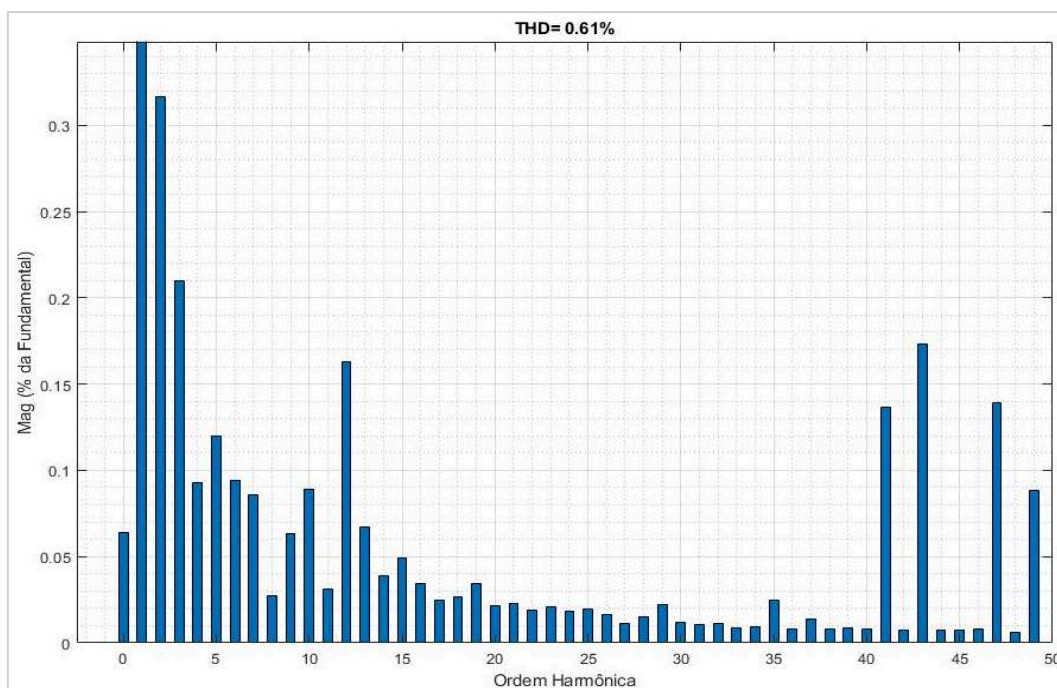
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.17 – Corrente para carregamento de 50% e corrente de referência de 150 A



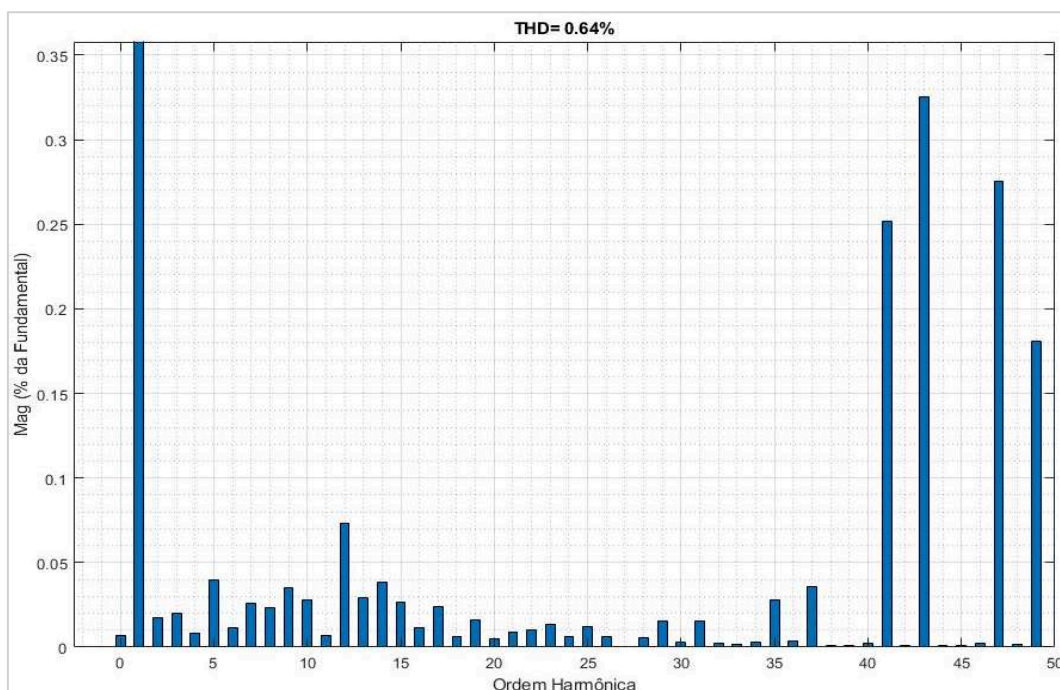
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.18 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 70% com corrente de referência de 150 A



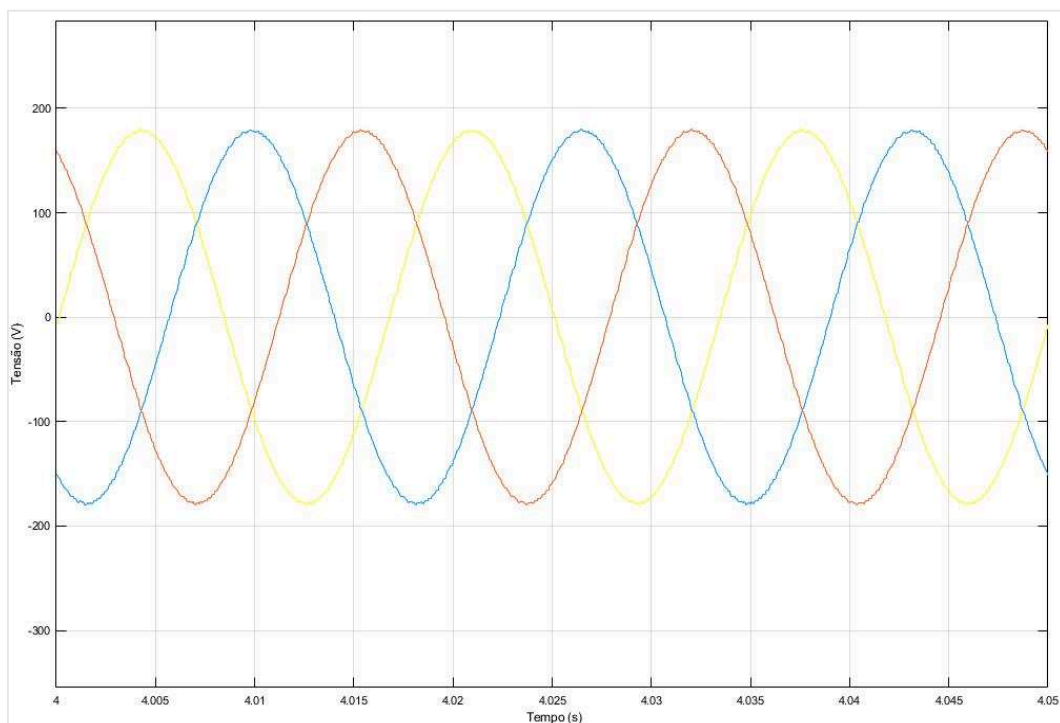
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.19 –Distorção harmônica de tensão para carregamento de 70% com corrente de referência de 150 A



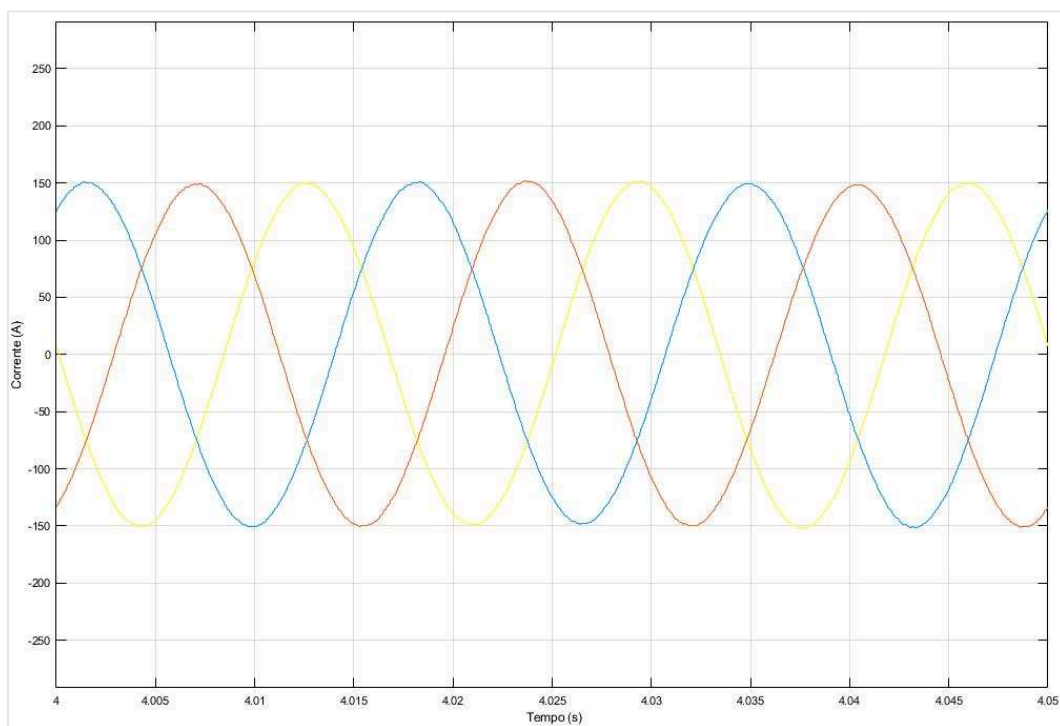
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.20 – Tensão para carregamento de 70% e corrente de referência de 150 A



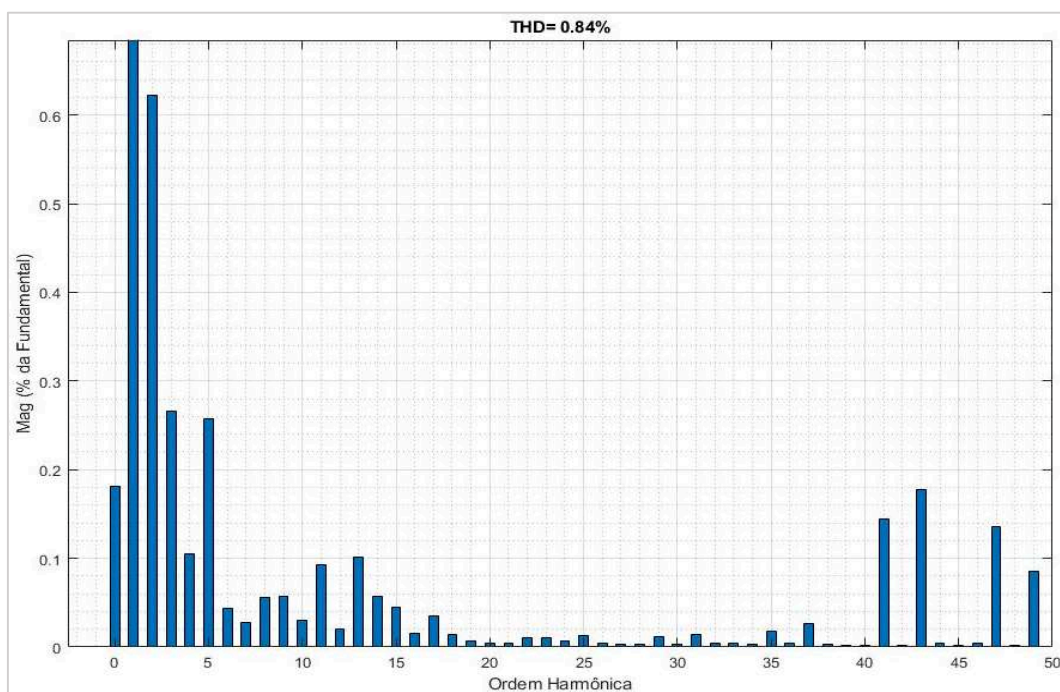
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.21 – Corrente para carregamento de 70% e corrente de referência de 150 A



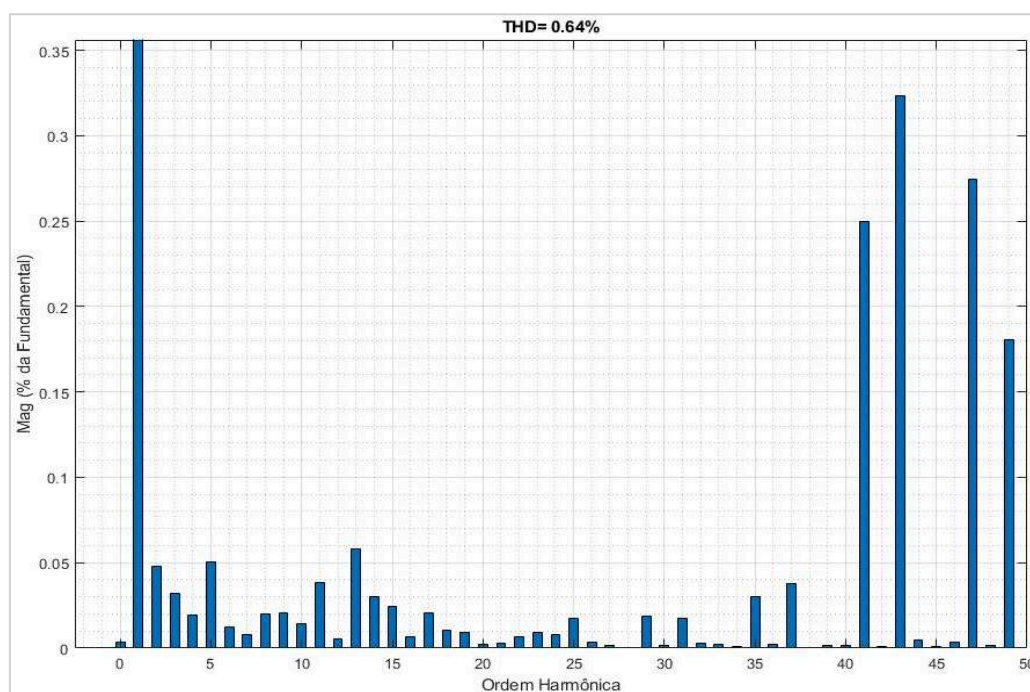
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.22 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 90% com corrente de referência de 150 A



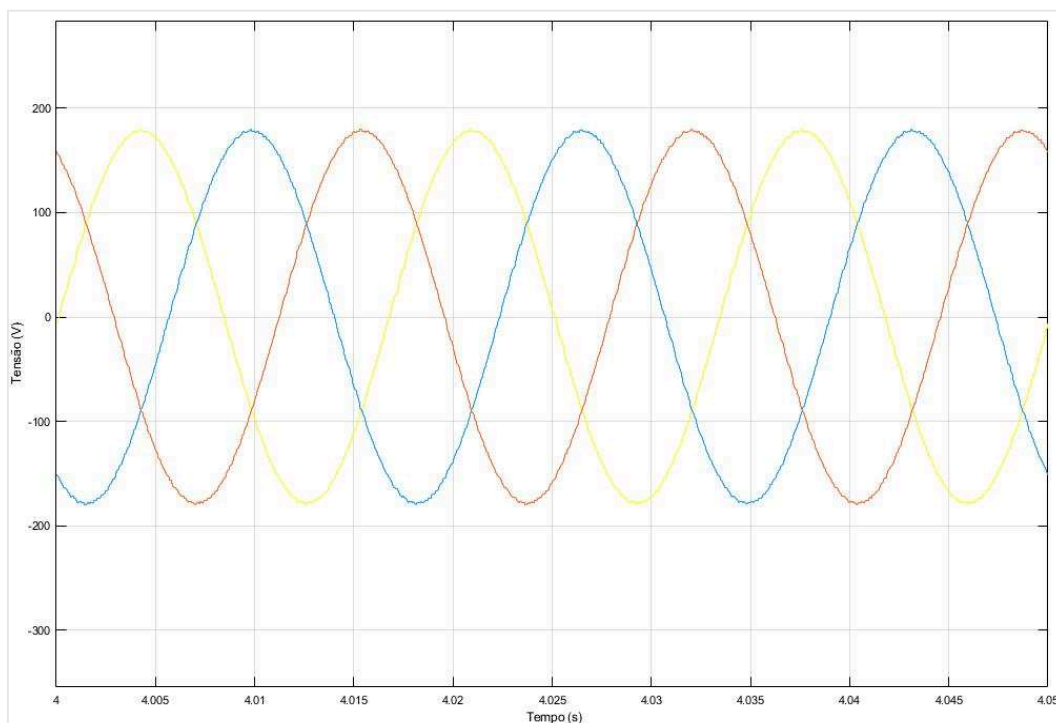
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.23 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 90% com corrente de carga de 150 A



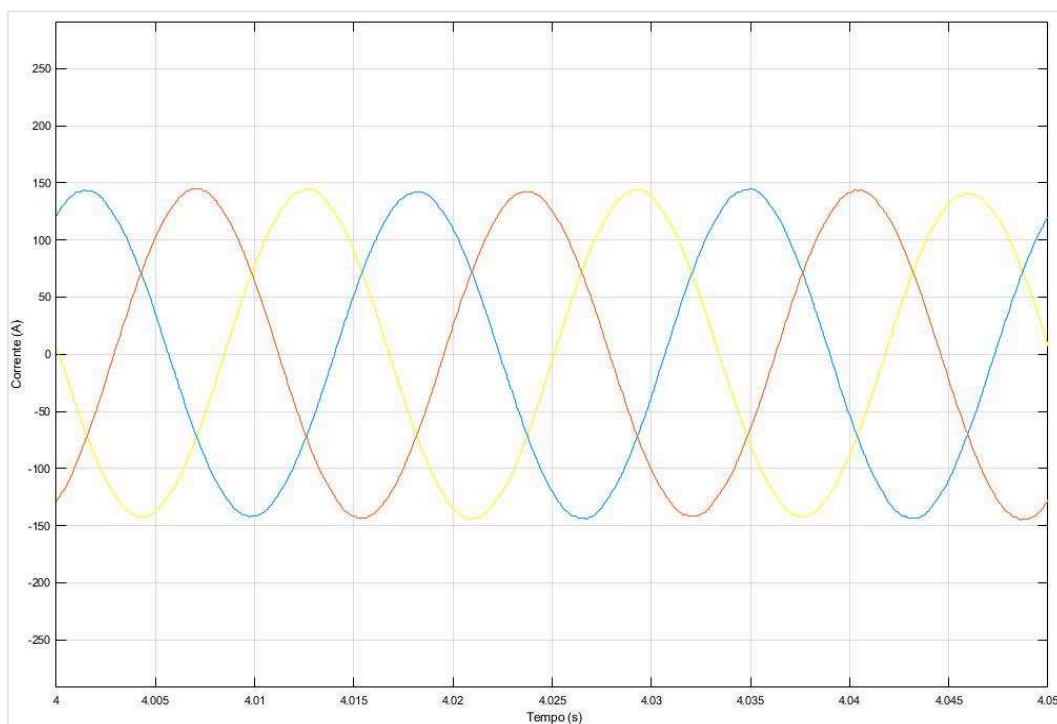
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.24 – Tensão para carregamento de 90% e corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

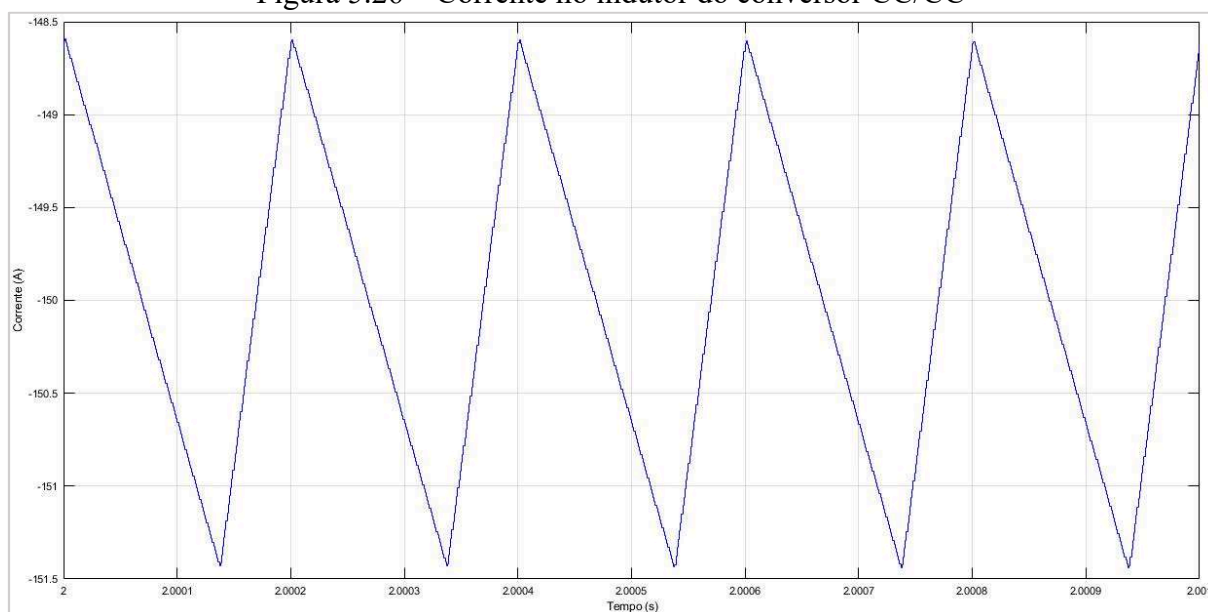
Figura 5.25 – Corrente para carregamento de 90% e corrente de referência de 150 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Para o SOC de 30%, também é observada a corrente no indutor do conversor CC/CC, conforme apresentado na Figura 5.26.

Figura 5.26 – Corrente no indutor do conversor CC/CC



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Tem-se que a corrente oscila entre -148,4 A e -151,4 A, aproximadamente. Resultando em uma variação de 3A, que representa 2% do valor da corrente estabelecida, 150 A. Desse modo, pode-se inferir que há margem para uma redução no valor da indutância, visto que o *ripple* pode ser estabelecido em uma faixa entre 5% a 20% da corrente nominal.

A partir das figuras apresentadas, as quais ilustram distintas etapas do processo de recarga, pode-se afirmar que:

- As distorções harmônicas de corrente não apresentam uma característica bem definida, haja vista que os espectros harmônicos se apresentam com um vasto conteúdo harmônico, porém com magnitudes muito pequenas;
- Percebe-se, ainda em relação às distorções de corrente, um leve aumento nos valores totais de distorção ao longo do processo de recarga apresentado nestes gráficos, porém, quando da avaliação da Tabela 5.1, tal tendência não se apresenta como regra;
- Não obstante às considerações feitas, nota-se que há um pequeno destaque das correntes harmônicas próximas à frequência de chaveamento do inversor (2,7 kHz);
- Salienta-se, ainda, que no que tange a distorção de corrente, não existe regulamentação brasileira definida. Porém, ao utilizar a IEEE Std. 519-1992 como balizadora, tem-se que o limite mais severo para distorção total de corrente é de 5%, bem superior ao índice provocado pelo sistema;
- Ainda quanto às distorções de corrente, ao considerar a IEC 61000-3-4 que regulamenta a distorção harmônica de corrente produzida por um equipamento conectado à rede com corrente nominal maior que 16 A por fase, a resposta é adequada, tendo em vista que o índice mais rigoroso é de 16%;
- No que se refere às distorções harmônicas de tensão, estas se mantiveram constantes ao longo de todo processo de carregamento e com valor aproximado de 0,64%;
- O espectro harmônico de tensão também apresentou uma vasta faixa de frequências constituinte do sinal, sendo que as frequências próximas à frequência de comutação do inversor CC/CA tiveram seus valores mais evidenciados;

- Ressalta-se que a distorção total de tensão é bastante inferior ao limite de 10% indicado pelo Módulo 8 do PRODIST e também atende ao limite de 6% imposto pelos Procedimentos de Rede, caso o sistema seja conectado à rede básica em até 69kV, sendo que nenhuma das ordens harmônicas ultrapassa os limites individuais impostos;
- Os gráficos de forma de onda, os quais apresentados por questões didáticas, encontram-se consonantes com os espectros harmônicos mostrados.

5.1.2. Corrente de referência do conjunto de baterias: 75 A

O mesmo procedimento adotado, na subseção anterior, será aqui novamente aplicado, todavia, para uma corrente de referência de 0,5 pu. Assim sendo, na Tabela 5.2 são dispostos os resultados gerais do processo de carregamento, incluindo tensão e corrente na bateria e as distorções harmônicas totais de tensão e corrente.

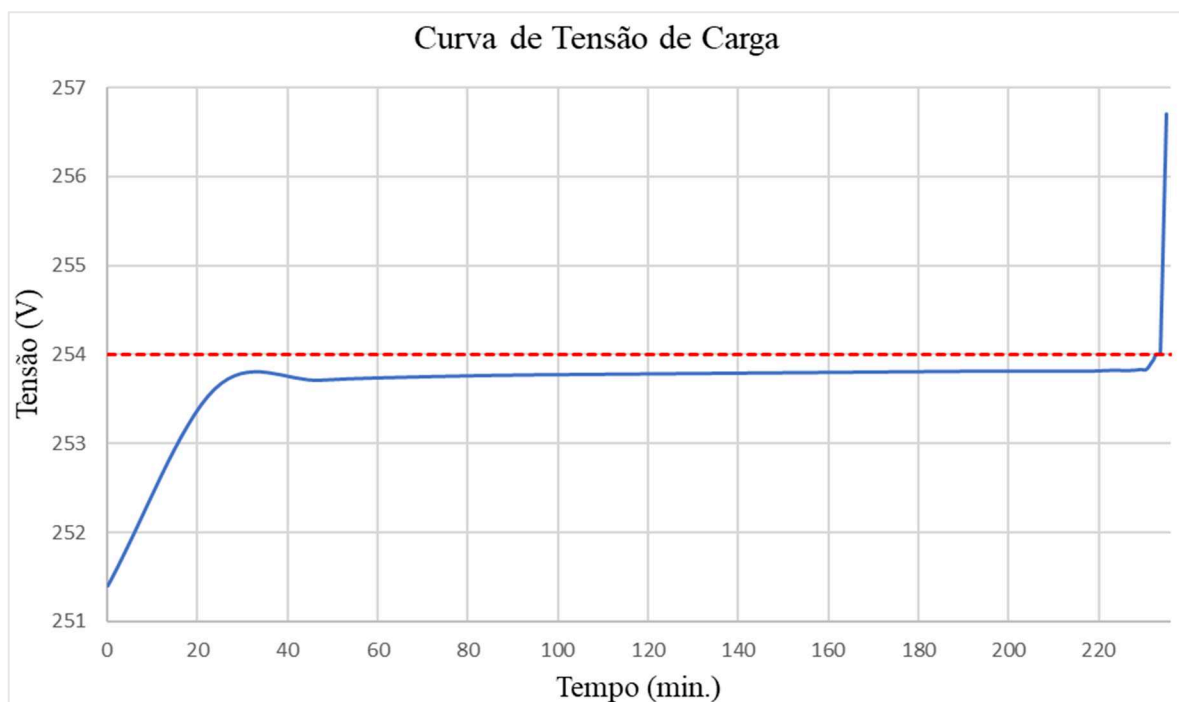
Tabela 5.2 – Grandezas obtidas durante o processo de carregamento com corrente de referência de 75 A

CARGA				
SOC (%)	Tensão na bateria (V)	Corrente na bateria (A)	Distorção harmônica de tensão (%)	Distorção harmônica de corrente (%)
0	251,40	75	0,63	1,76
10	253,61	75	0,63	1,19
20	253,71	75	0,63	1,16
30	253,75	75	0,63	1,62
40	253,77	75	0,63	1,22
50	256,78	75	0,63	1,42
60	253,79	75	0,63	1,23
70	253,80	75	0,63	1,44
80	253,81	75	0,63	1,38
85	253,81	75	0,63	1,30

90	253,81	75	0,63	1,19
92	253,81	75	0,63	1,29
94	253,82	75	0,64	1,55
96	253,82	75	0,63	1,26
97	253,83	75	0,63	1,30
97,5	253,83	75	0,63	1,24
98	253,91	75	0,63	1,08
98,2	253,95	75	0,63	1,28
98,4	254	73	0,64	1,31
98,6	254	45,5	0,63	1,81
98,8	254	8,94	0,62	-
99	254,1	0,0025	0,63	-
100	256,7	0	0,63	-

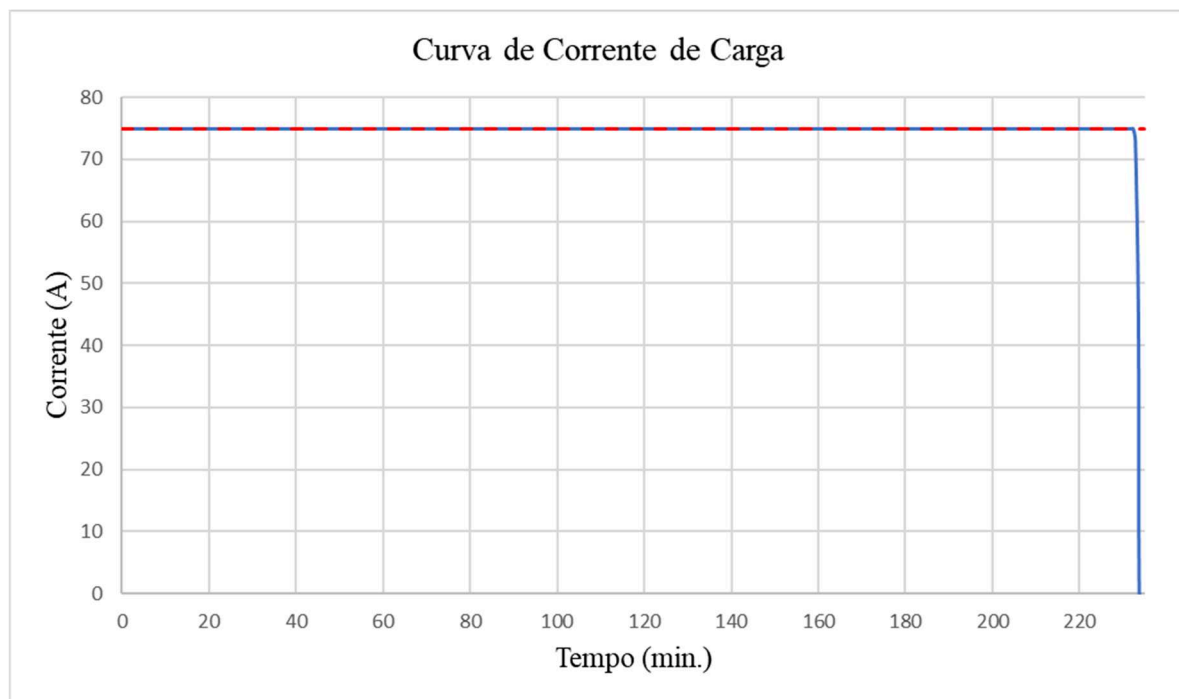
Em posse dos dados da Tabela 5.2 e considerando o tempo de carregamento, foram plotados os gráficos das Figuras 5.27 e 5.28, que compreendem, respectivamente, a tensão e a corrente de carregamento.

Figura 5.27 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 75 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.28 – Corrente no conjunto de baterias em função do tempo durante a carga com corrente de referência de 75 A

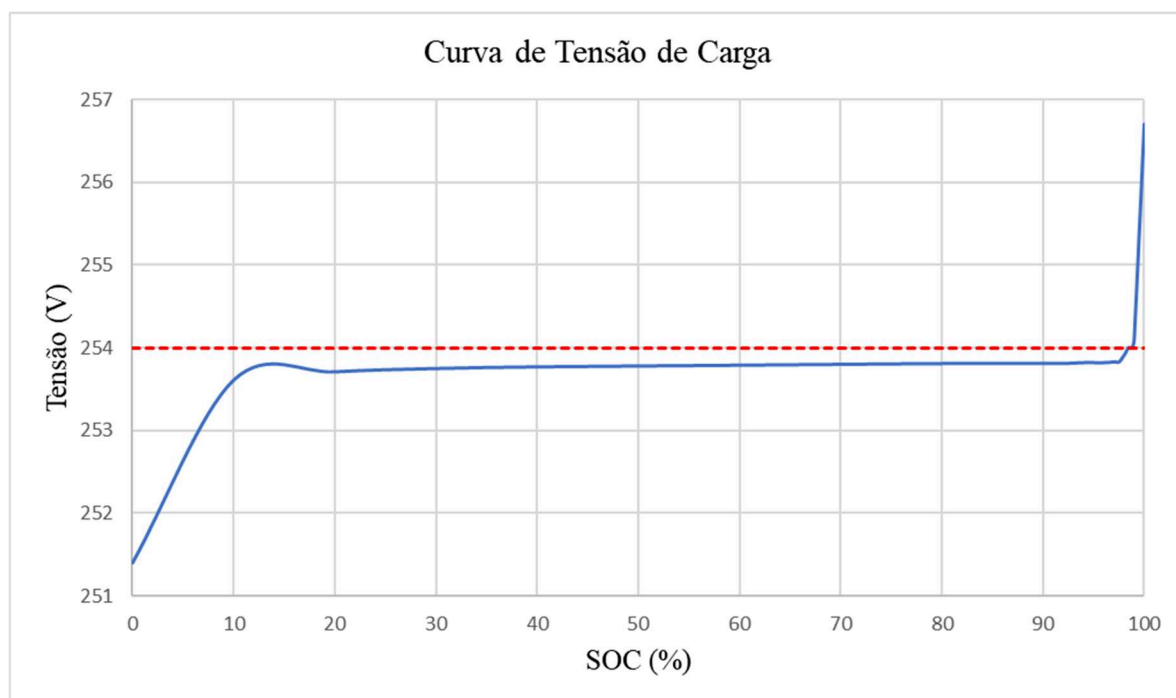


Fonte: elaborada pela autora (2020).

É possível observar que, embora muito próxima ao valor nominal, a tensão demora a atingir o mesmo. Dessa forma, tem-se que a corrente nominal de carga é injetada nas baterias durante quase todo o processo de carregamento, o qual dura cerca de 232 minutos, respeitando mais uma vez a estratégia MCC-MCV. Somente durante, aproximadamente, os últimos 5 minutos de carga, é que a tensão permanece constante e a corrente decresce.

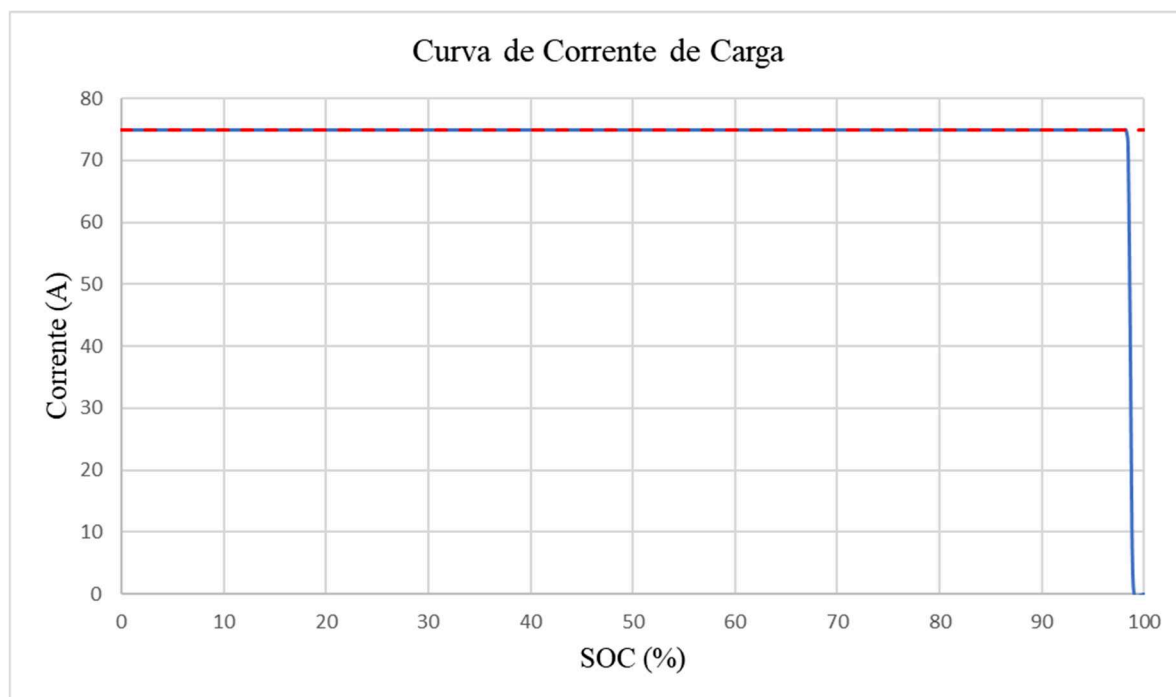
Adicionalmente, são apresentados nas Figuras 5.29 e 5.30 os gráficos de tensão e corrente de carga em função do SOC, ou seja, em função do nível de energia interna do conjunto de baterias.

Figura 5.29 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 75 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.30 – Corrente no conjunto de baterias em função do SOC durante a carga com corrente de referência de 75 A

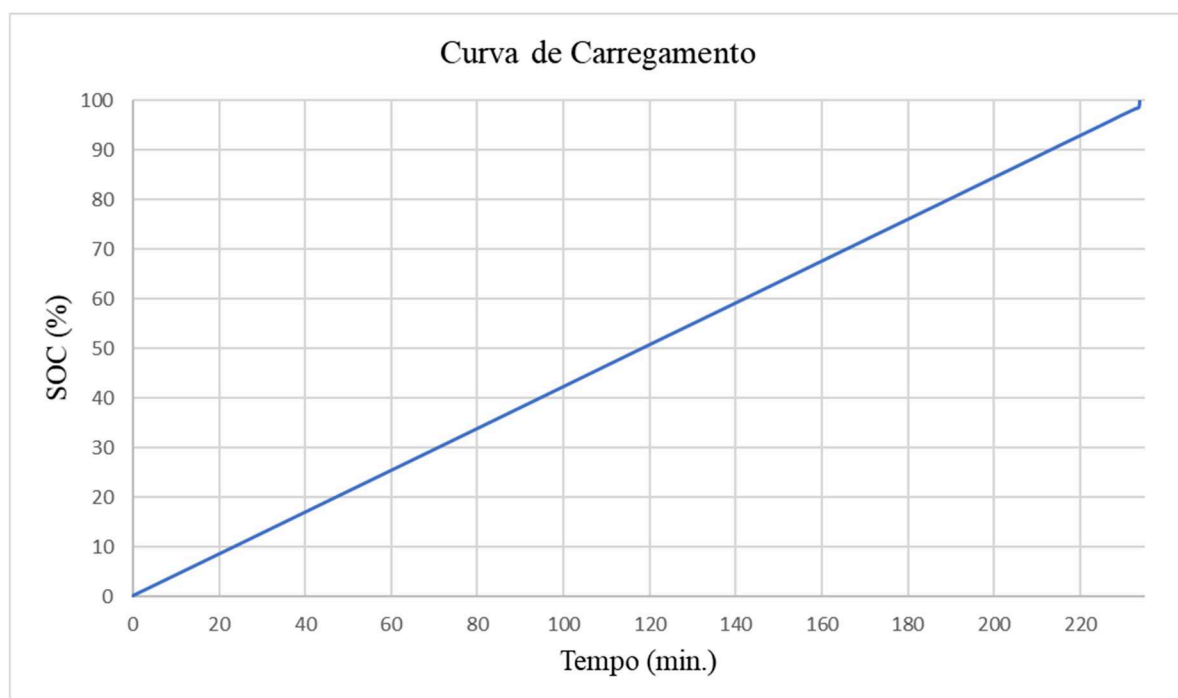


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Para esse caso, o valor da tensão nominal de referência é atingido para um SOC de cerca de 98,4%. Além disso, percebe-se que a tensão final de carregamento é próxima dos 256 V, em concordância com o previsto.

Na Figura 5.31 é apresentada a relação entre o estado de carga do banco de baterias e o tempo. Assim, como no caso estudado anteriormente, o comportamento do processo de carga ao longo do tempo é bastante linear. A partir dessa perspectiva, pode-se inferir que a potência de carregamento, durante este processo, mantém-se praticamente constante em 18,75 kW, o que implica na necessidade de cerca de 4 horas para o carregamento completo, o dobro do tempo de recarga em 1 pu.

Figura 5.31 – Curva do SOC em função do tempo durante a carga com corrente de 75 A

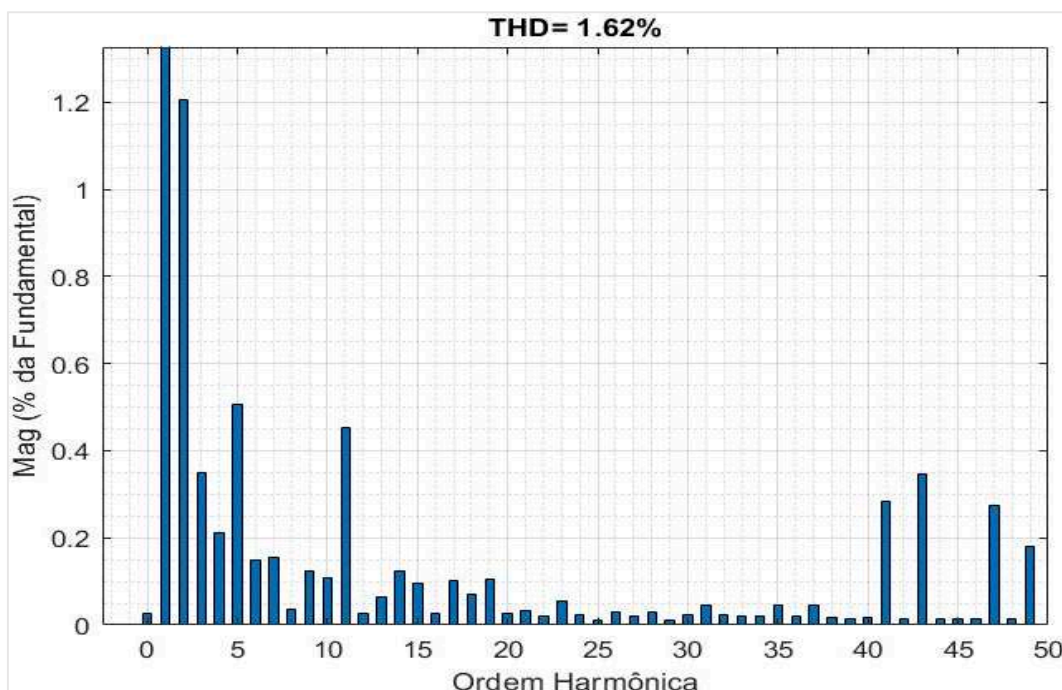


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Não são apresentados os gráficos da tensão no elo CC bem como, da potência reativa, como feito anteriormente. Porém é importante ressaltar que ambos permaneceram em seus valores de referência, 382 V e 0 VAr, respectivamente.

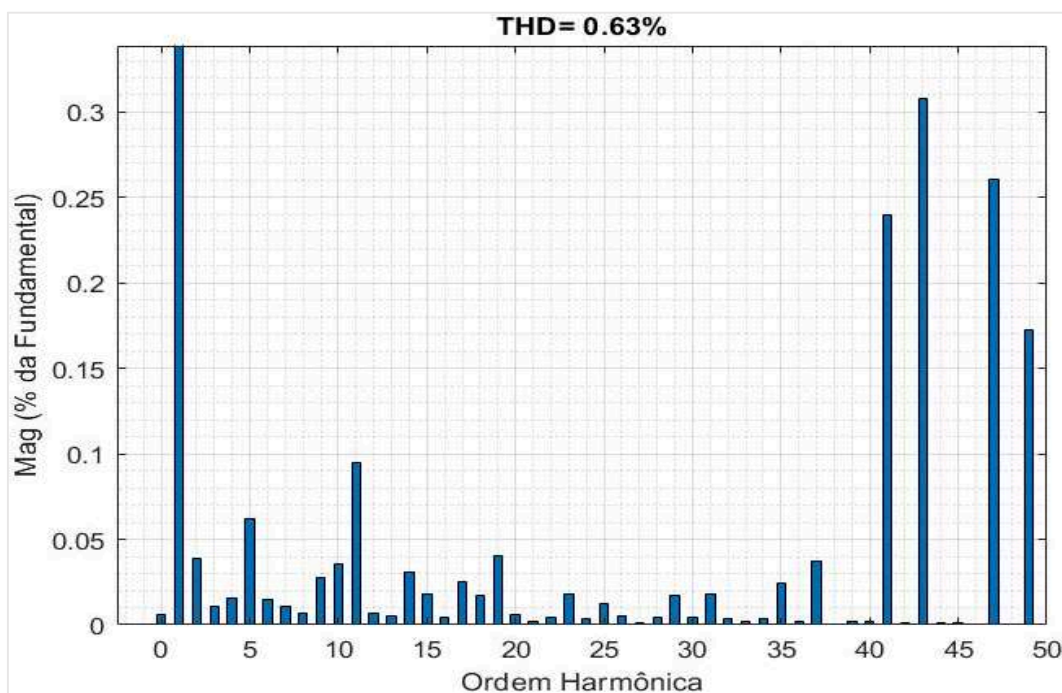
Na sequência, tem-se os espectros harmônicos de tensão e corrente e suas respectivas formas de onda para quatro níveis diferentes de SOC, sendo eles: 30%, 50%, 70% e 90% (os mesmos anteriormente empregados).

Figura 5.32 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 30% com corrente de referência de 75 A



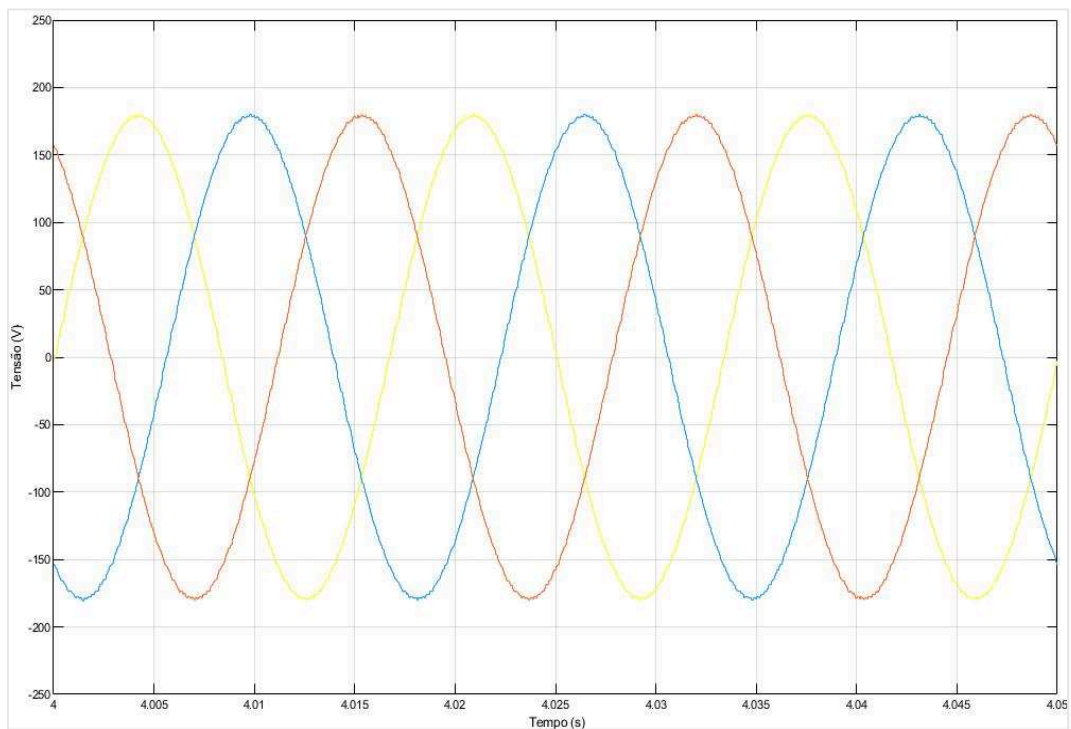
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.33 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 30% com corrente de referência de 75 A



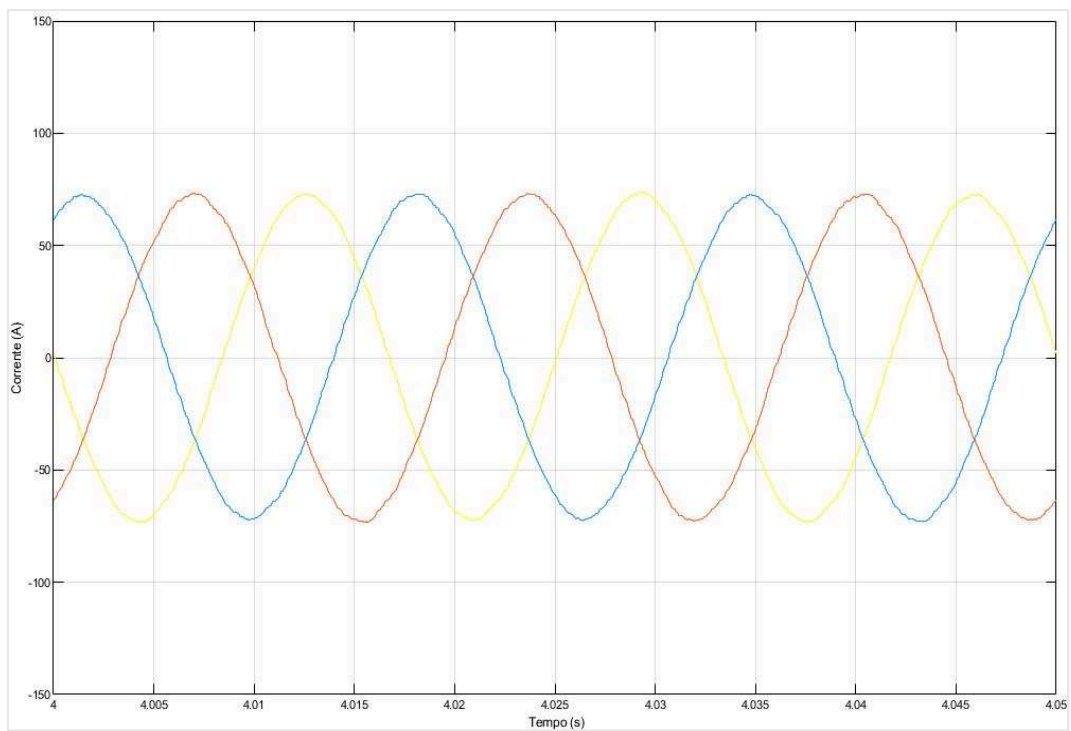
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.34 – Tensão para carregamento de 30% e corrente de referência de 75 A



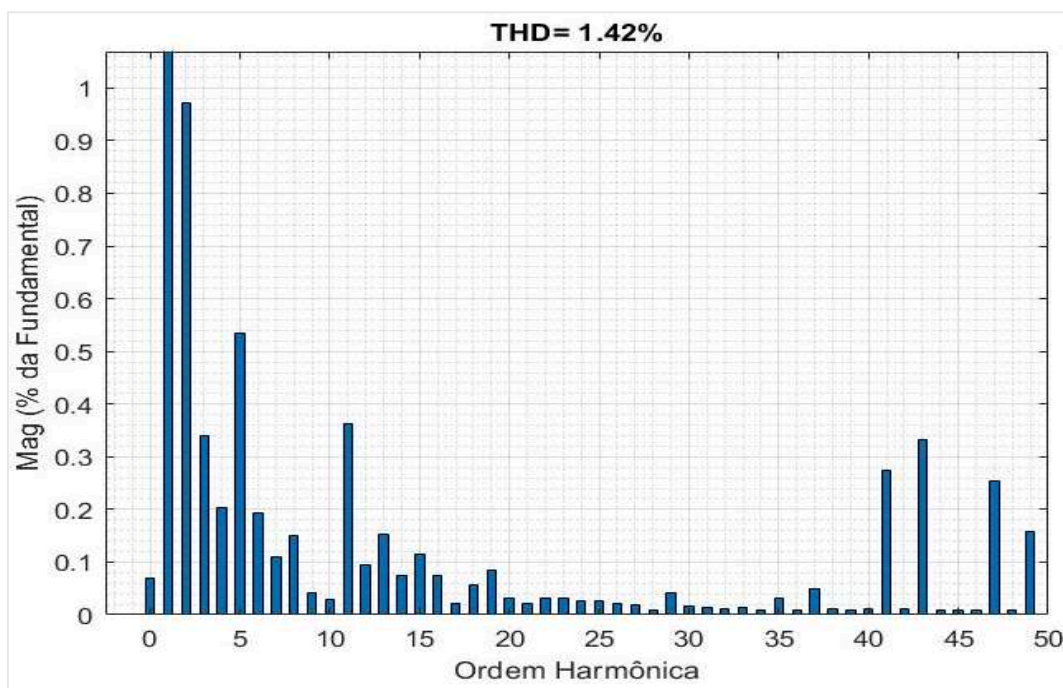
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.35 – Corrente para carregamento de 30% e corrente de referência de 75 A



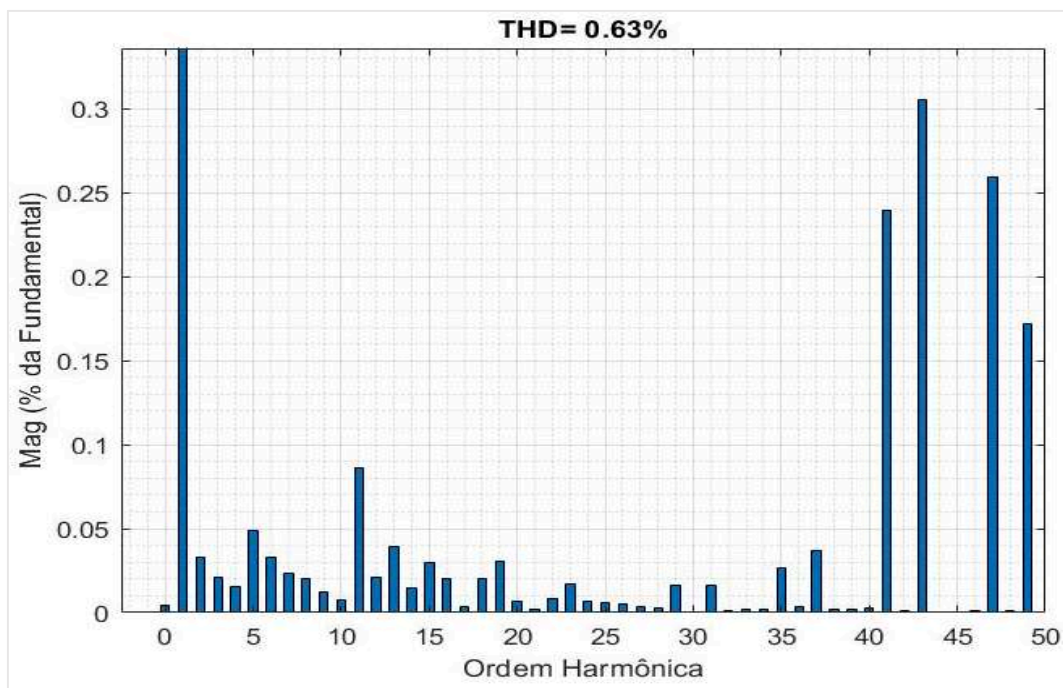
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.36 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 50% com corrente de referência de 75 A



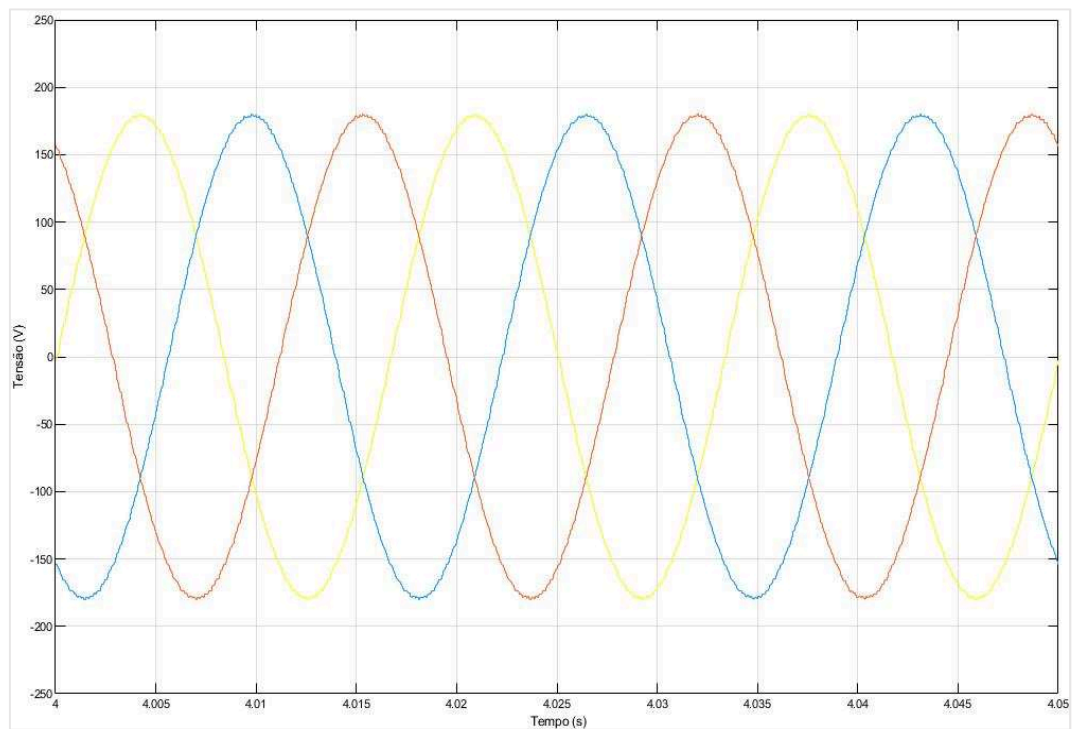
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.37 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 50% com corrente de referência de 75 A



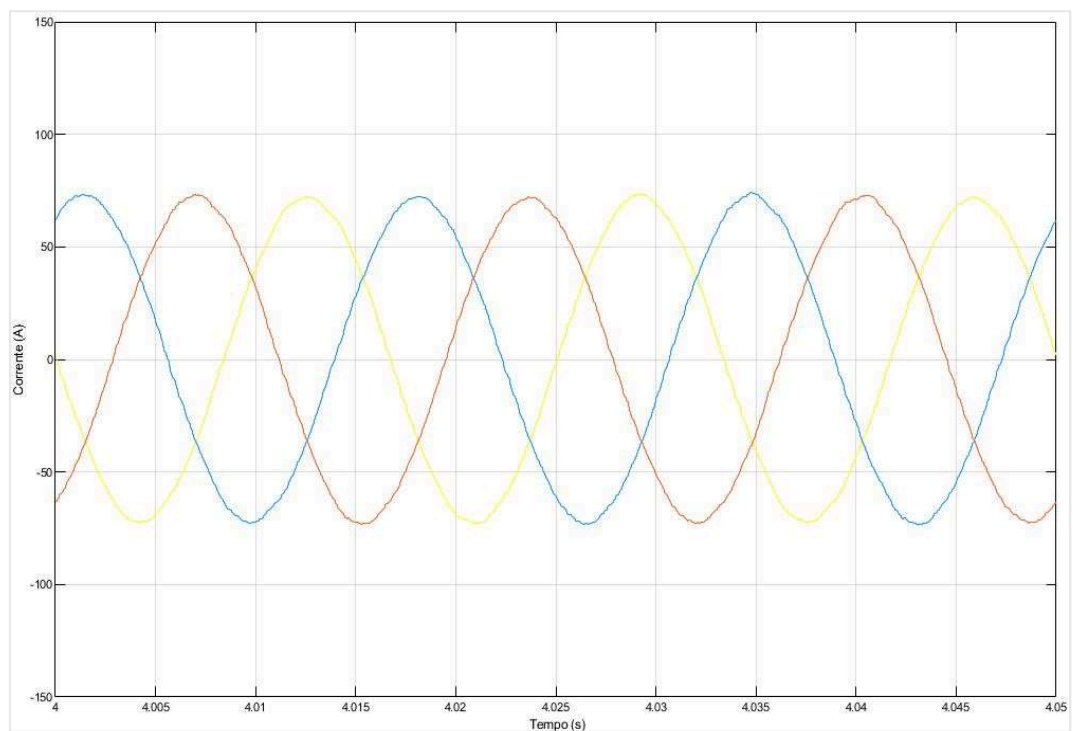
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.38 – Tensão para carregamento de 50% e corrente de referência de 75 A



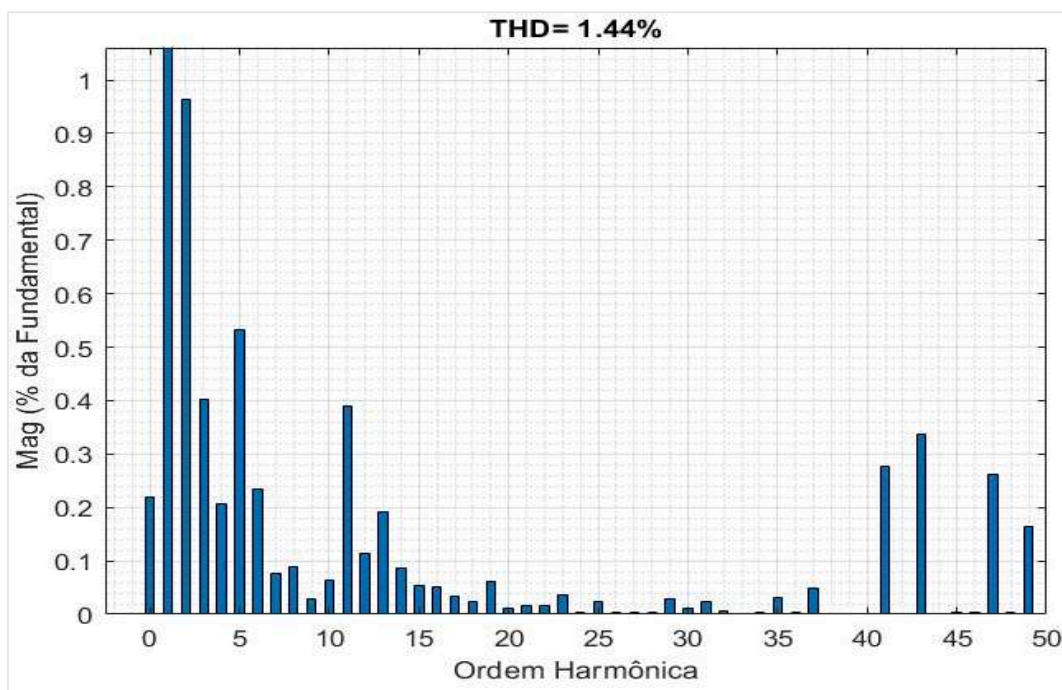
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.39 – Corrente para carregamento de 50% e corrente de referência de 75 A



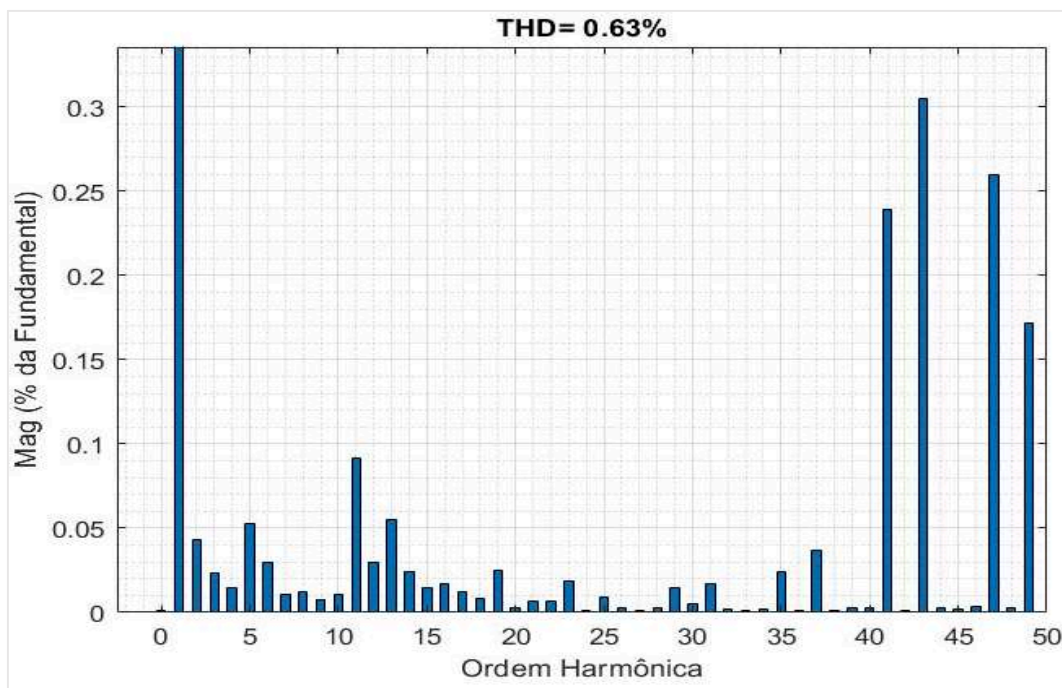
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.40 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 70% com corrente de referência de 75 A



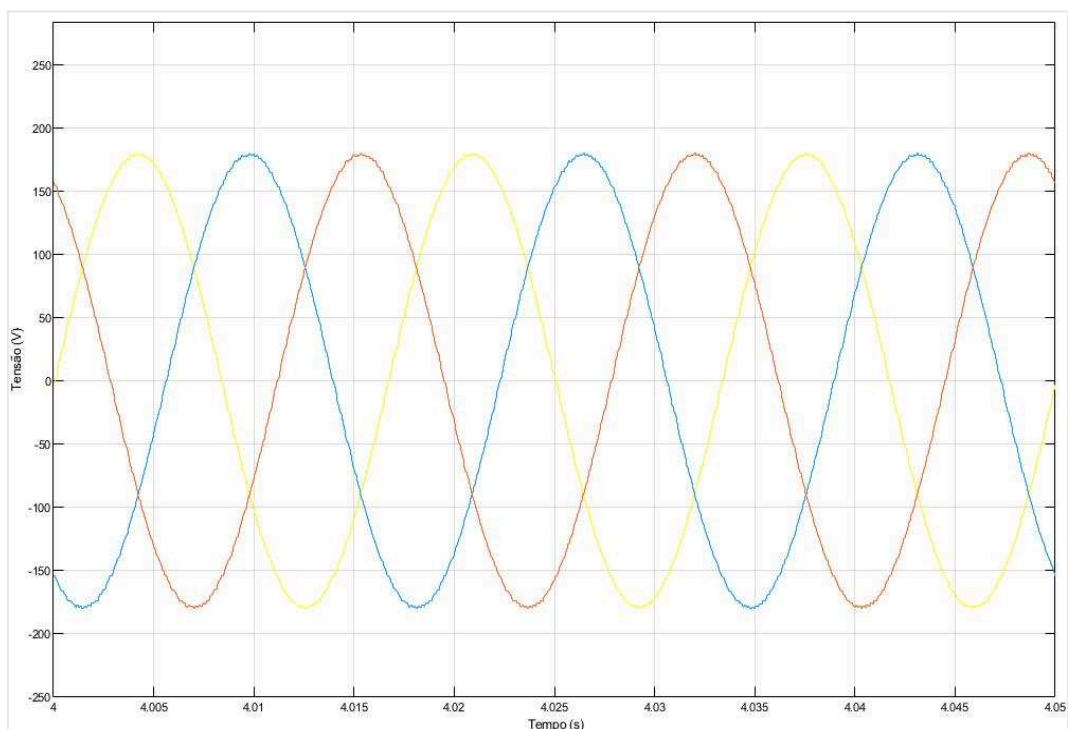
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.41 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 70% com corrente de referência de 75 A



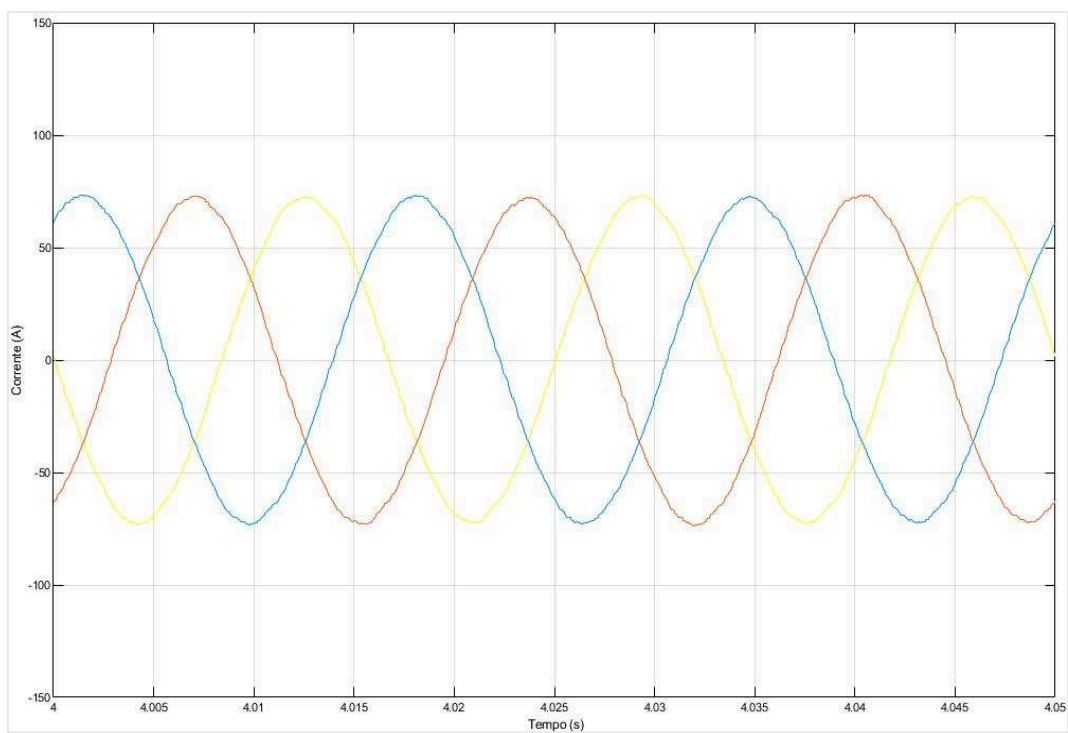
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.42 – Tensão para carregamento de 70% e corrente de referência de 75 A



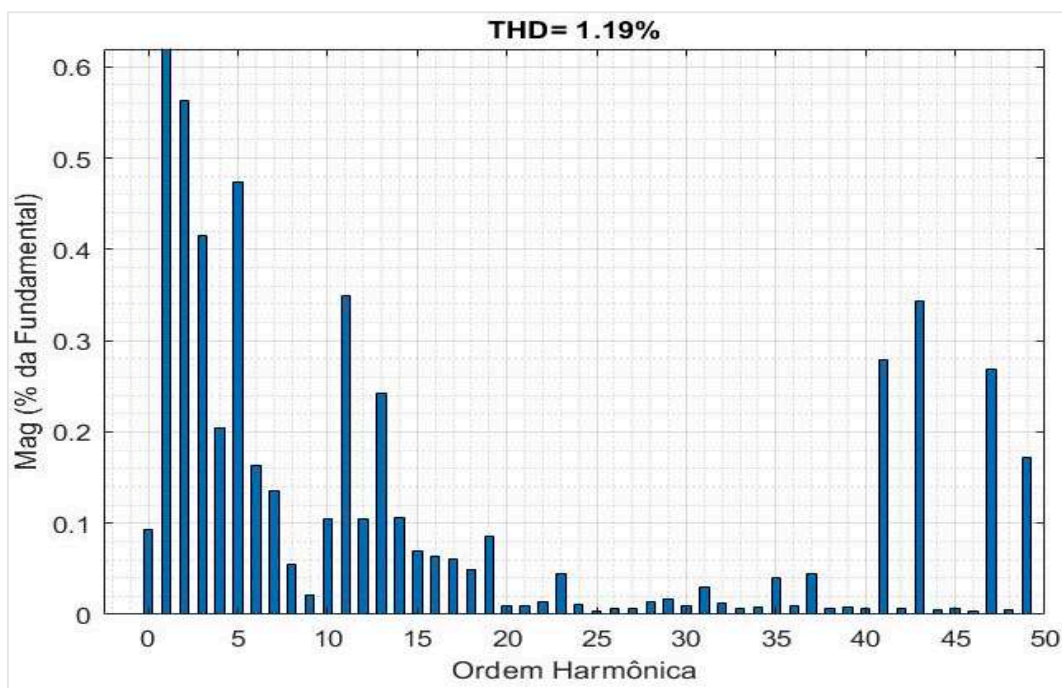
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.43 – Corrente para carregamento de 70% e corrente de referência de 75 A



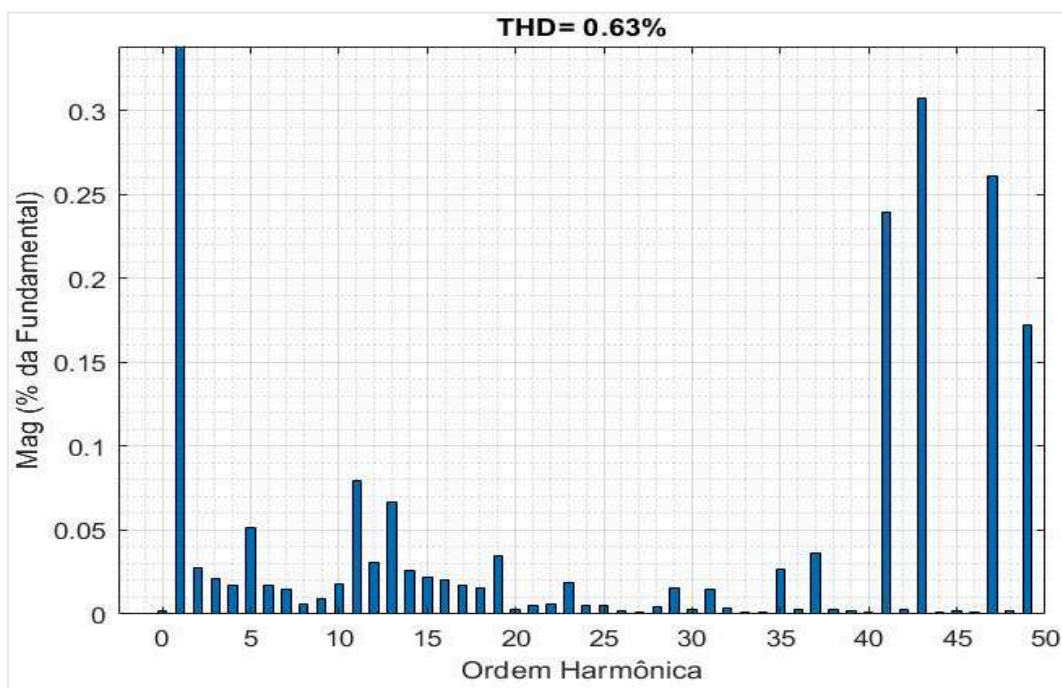
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.44 – Distorção harmônica de corrente para carregamento de 90% com corrente de referência de 75 A



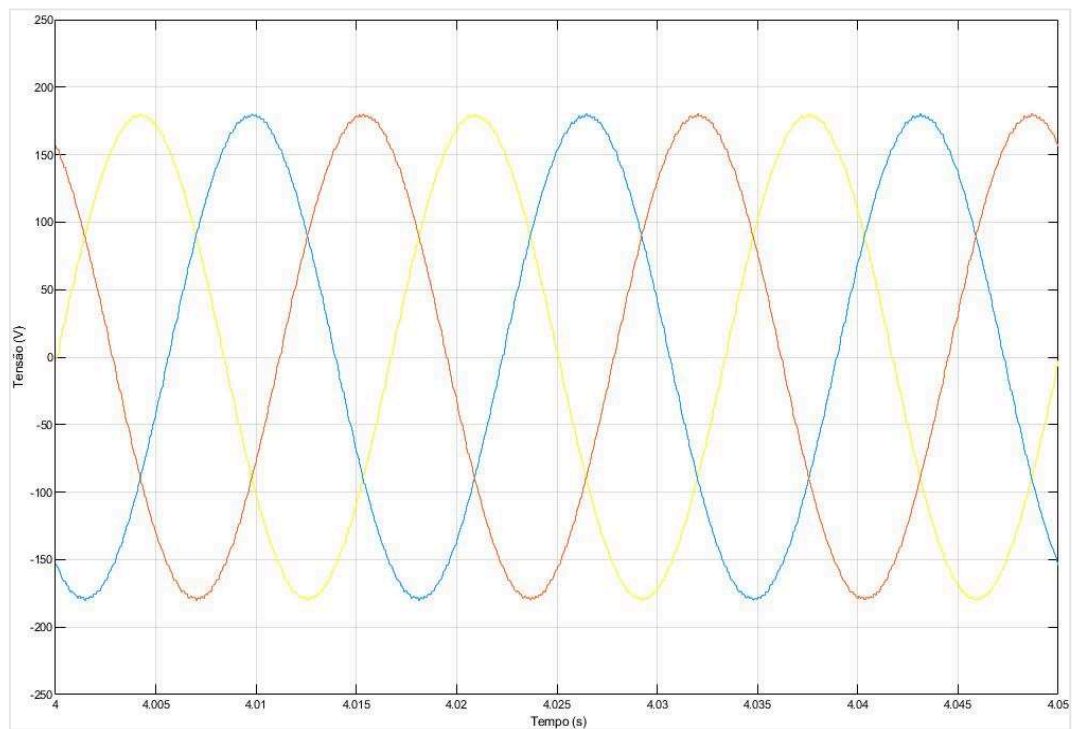
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.45 – Distorção harmônica de tensão para carregamento de 90% com corrente de referência de 75 A



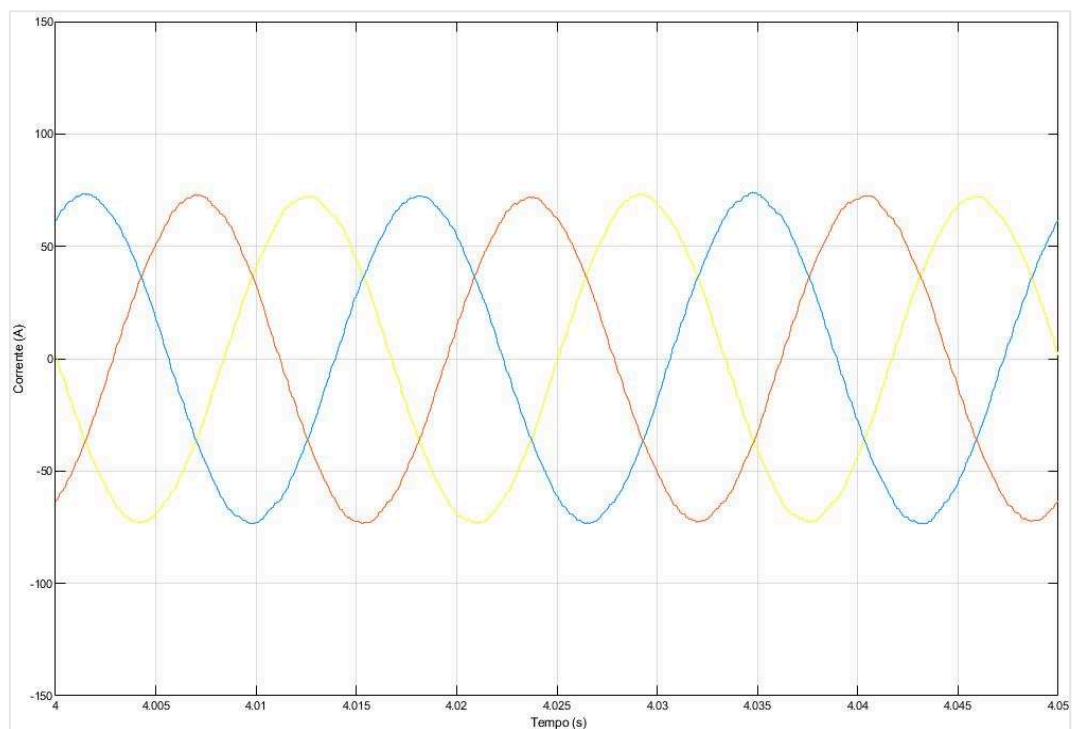
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.46 – Tensão para carregamento de 90% e corrente de referência de 75 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.47 – Corrente para carregamento de 90% e corrente de referência de 75 A



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Com base nas figuras apresentadas, que são relativas ao processo de carregamento, é possível estabelecer algumas conclusões:

- Assim como para o caso mostrado na subseção 5.1.1 (carregamento com 1 pu), as distorções harmônicas de corrente não apresentam uma característica bem definida, haja vista que os espectros harmônicos se apresentam com um vasto conteúdo harmônico, porém com magnitudes muito pequenas;
- As distorções de corrente observadas para todos os níveis de carregamento são superiores a 1%, com valor médio de 1,35%. Tal índice se encontra dentro da faixa considerada satisfatória, mas superior ao encontrado para 1 pu de potência de carregamento;
- Percebe-se também que em ordens próximas à da frequência de chaveamento do inversor, 45ª ordem, há uma pequena notoriedade das correntes harmônicas;
- No que se refere às distorções harmônicas de tensão, estas se mantiveram constantes ao longo de todo processo de carregamento, tal como no caso anterior, e com valor aproximado de 0,63%;
- Assim como para a corrente de referência de 1 pu, o espectro harmônico de tensão também apresentou uma vasta faixa de frequências constituinte do sinal, sendo que as frequências próximas à frequência de chaveamento do inversor CC/CA tiveram seus valores mais evidenciados;
- Ao comparar as distorções harmônicas de corrente com as apresentadas na subseção 5.1.1, percebe-se um aumento considerável. Enquanto a característica no que tange a tensão é bastante semelhante nos dois casos;
- Os gráficos de forma de onda, apresentados por fins didáticos, encontram-se consonantes com os espectros harmônicos mostrados.

5.2. SIMULAÇÕES DO PROCESSO DE DESCARGA

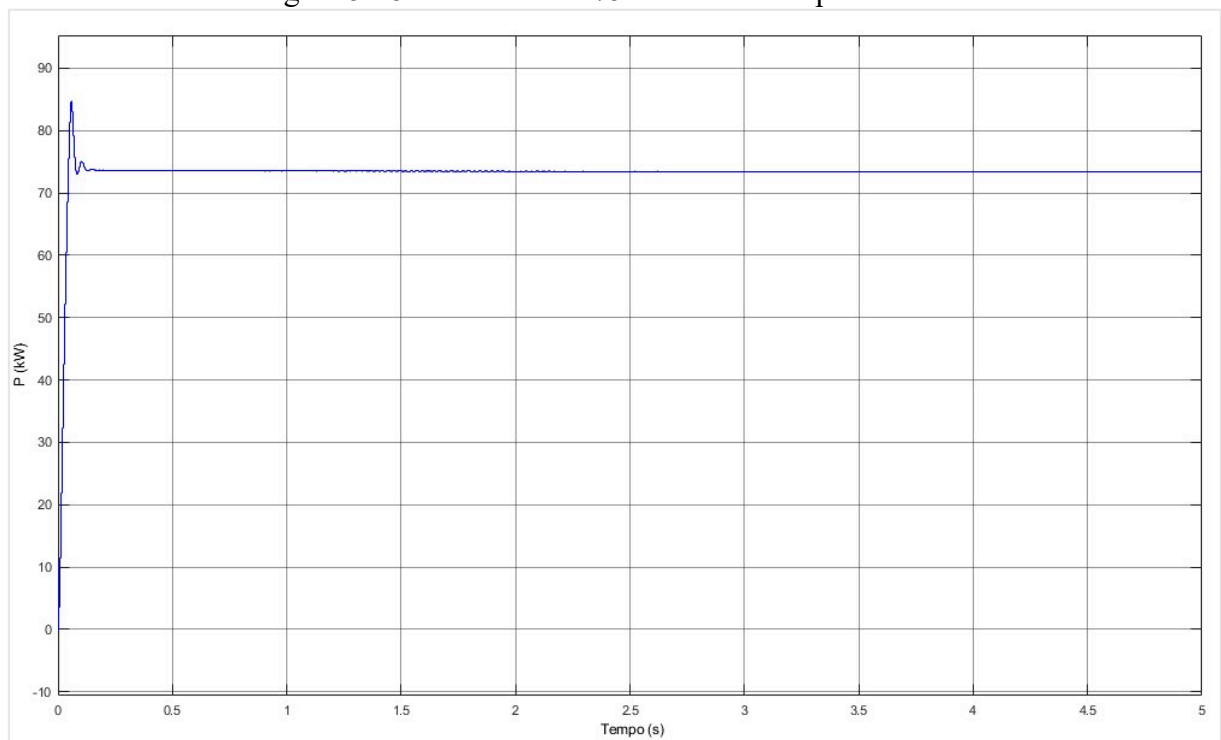
Para o processo de descarga, do conjunto de baterias, foi realizado o mesmo procedimento de análise do modelo. No entanto, as medições foram realizadas para quatro valores distintos de potência de fornecimento para rede, a saber: 75 kW, 56,25 kW, 37,5 kW e 18,75 kW.

5.2.1. Potência de referência do sistema de descarga: 75 kW (1 pu)

Para que a potência provida pelo sistema de baterias seja de 75 kW, considerando a tensão nominal de 250 V, a corrente fornecida deve ser de 300 A, que é a corrente máxima de descarga permitida como mostrado na Tabela 4.1.

Como um primeiro resultado desta simulação, tem-se a potência ativa evidenciada na Figura 5.48.

Figura 5.48 – Potência de 75 kW fornecida pela bateria



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Na Tabela 5.3 são apresentados os valores obtidos nas medições realizadas em simulações. Para cada simulação foi estabelecido um SOC diferente, para possibilitar a avaliação do comportamento da bateria durante a descarga, assim como feito para a análise de carregamento, visto que seria inviável fazer uma única simulação que contemplasse todo o processo. A corrente de referência do controle do conversor Boost foi mantida em 300 A, representando uma descarga com corrente constante.

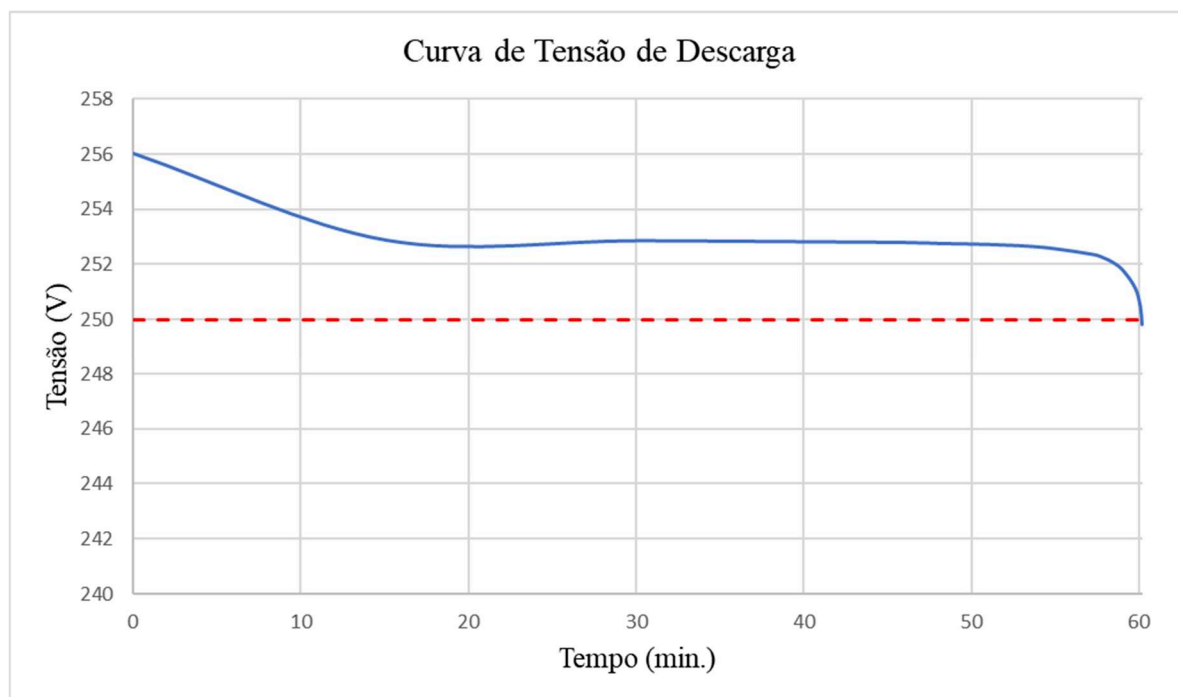
Tabela 5.3 – Grandezas obtidas durante a durante o processo de descarga com potência de referência de 75 kW

DESCARGA				
P: 75 kW I: 300 A				
SOC (%)	Tensão na bateria (V)	Corrente na bateria (A)	Distorção harmônica de tensão (%)	Distorção harmônica de corrente (%)
100	256	295	0,72	0,52
75	252,86	295	0,72	0,50
50	252,84	295	0,73	0,48
25	252,78	295	0,73	0,57
20	252,74	295	0,73	0,51
15	252,70	295	0,72	0,52
10	252,60	295	0,73	0,59
5	252,34	295	0,73	0,56
4	252,22	295	0,73	0,55
3	252,04	295	0,72	0,51
2	251,74	295	0,72	0,51
1	251,11	295	0,73	0,54
0,5	250,45	295	0,72	0,55
0,2	249,8	295	0,73	0,61

Os valores de corrente que constam na tabela são valores médios, visto que a corrente oscila em torno dos 300 A.

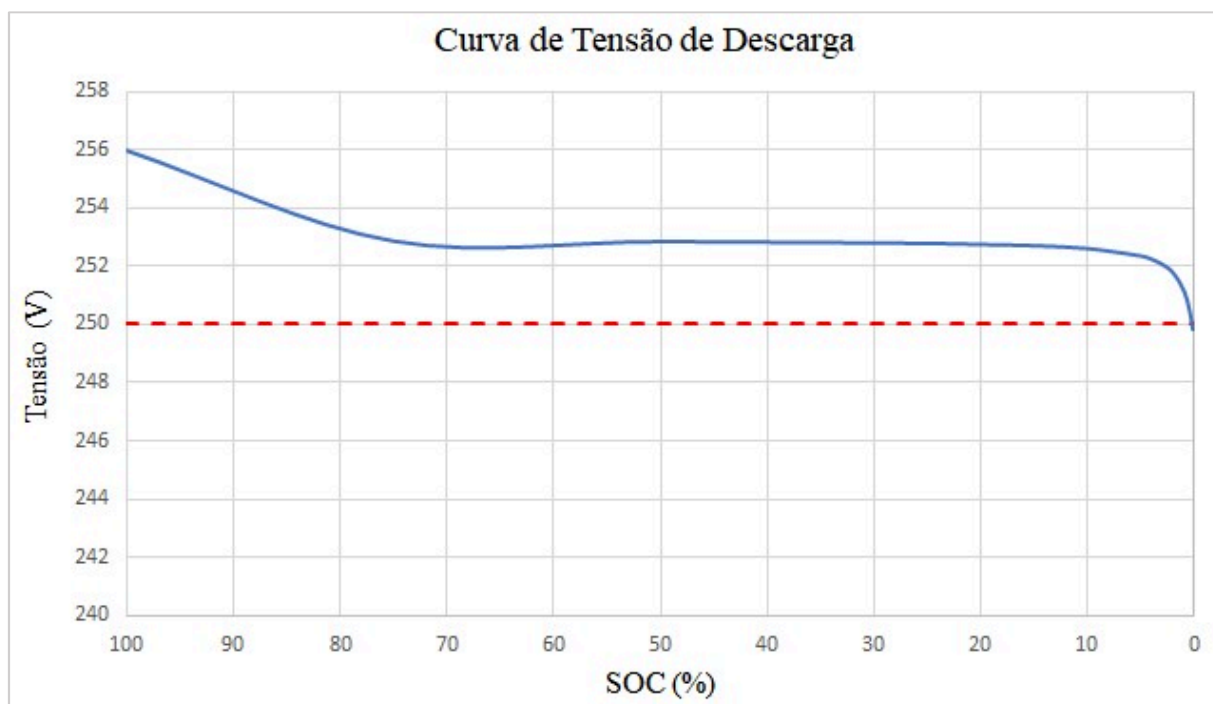
A partir dos resultados obtidos, foi possível construir curvas características da descarga com este nível de corrente. Na Figura 5.49, é mostrado o comportamento da tensão do conjunto de baterias em função do tempo. Enquanto, na Figura 5.50, a tensão é relacionada com o SOC.

Figura 5.49 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante descarga com potência de referência de 75 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.50 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante descarga com potência de referência de 75 kW

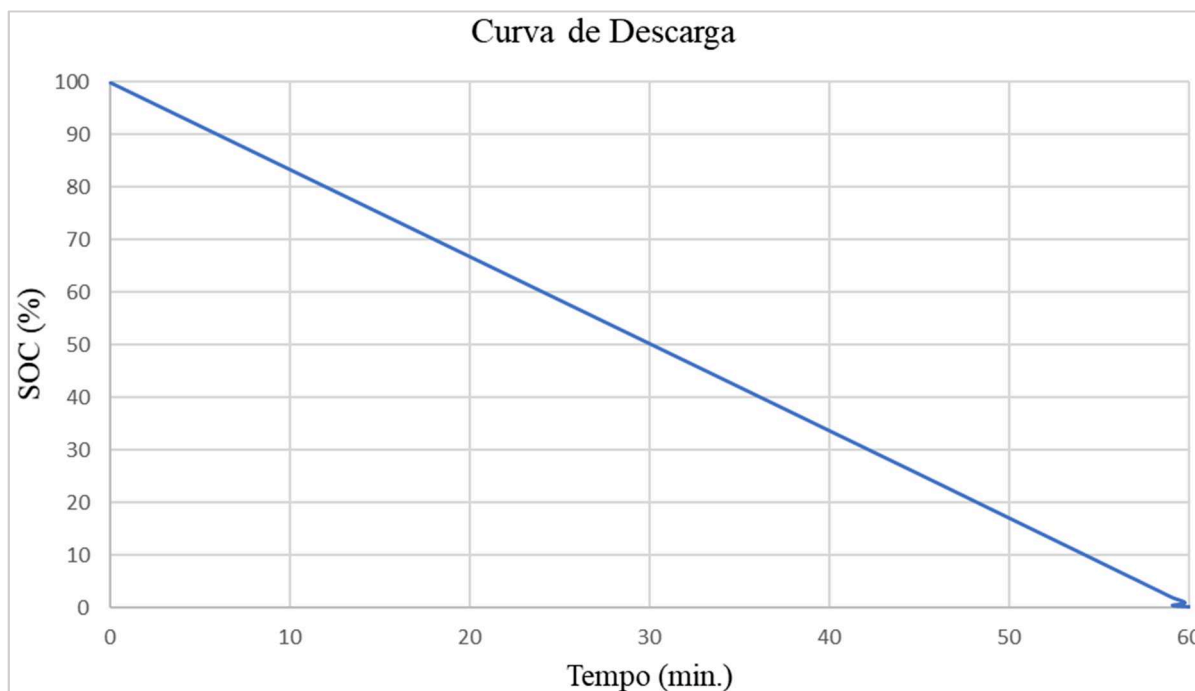


Fonte: elaborada pela autora (2020).

A tensão durante esse processo se comporta conforme o esperado de acordo com a curva característica de descarga e não apresenta grande variação em relação à tensão nominal. Dessa forma, tendo em vista que a corrente permanece constante, o processo de descarga, assim como o de carga, é praticamente linear ao longo do tempo, conforme constatado a partir da Figura 5.51. Assim sendo, tem-se, como apresentado na Figura 5.44, uma potência constante de 75 kW fornecida à rede, durante cerca de uma hora (tempo de descarga).

No decorrer do processo de descarga, também foram observadas a tensão no barramento contínuo e a potência reativa, que se mantiveram nos valores de referência, quais sejam: 382 V e 0 VAr.

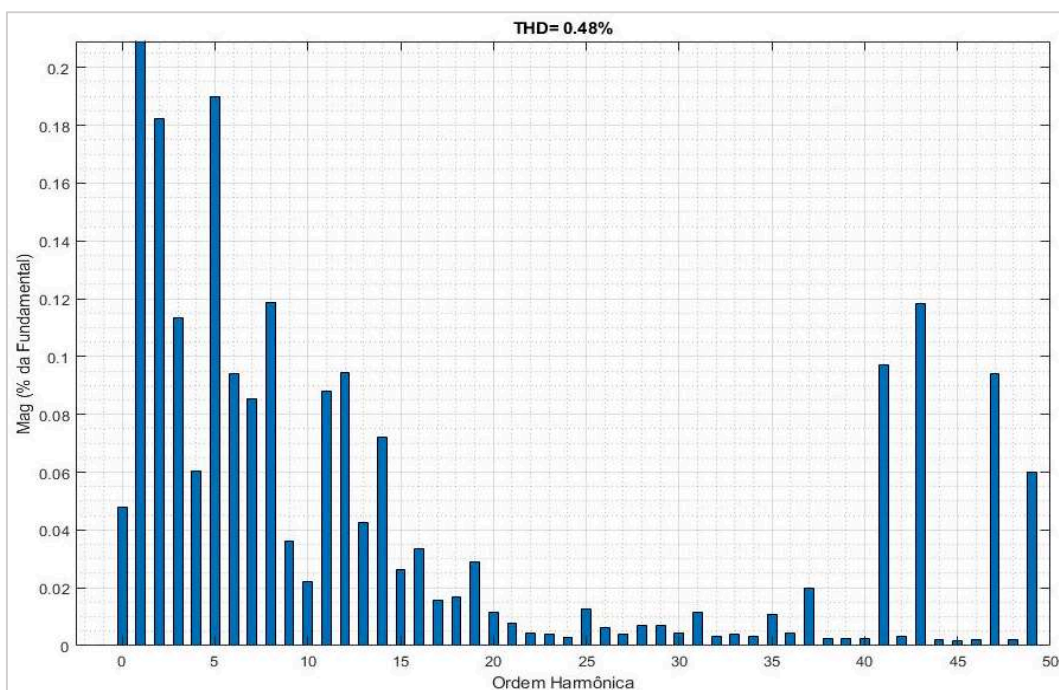
Figura 5.51 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de referência de 75 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

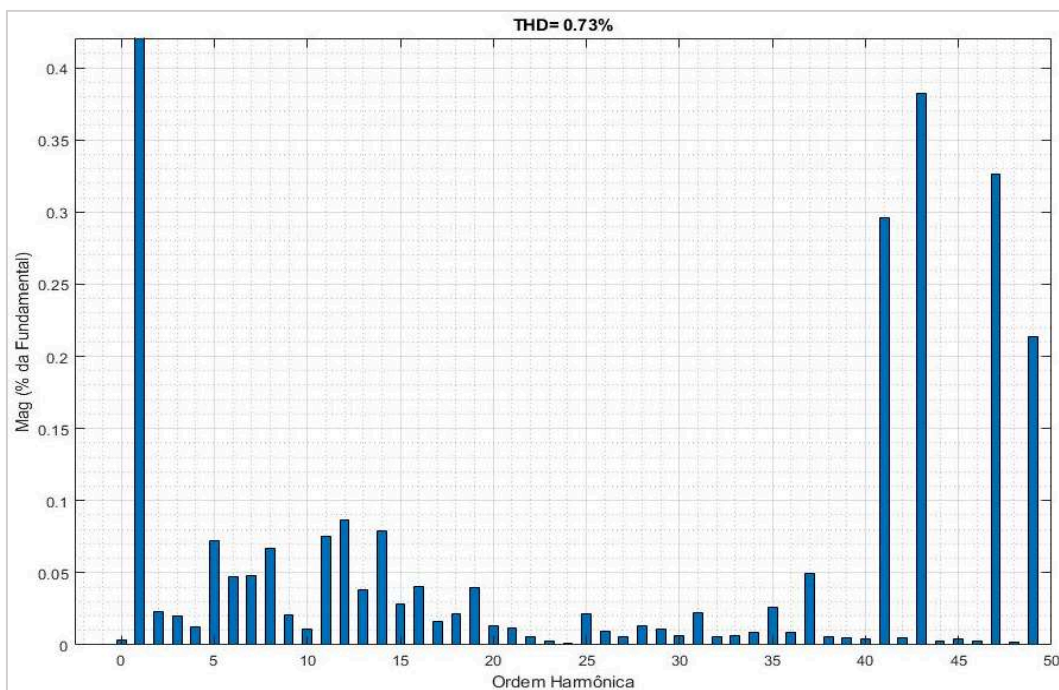
Para realizar a avaliação da distorção harmônica, são apresentados os espectros harmônicos de tensão e corrente com respectivas formas de onda, nas Figuras 5.52, 5.53, 5.54 e 5.55, para um ponto de carregamento igual a 50%.

Figura 5.52 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW



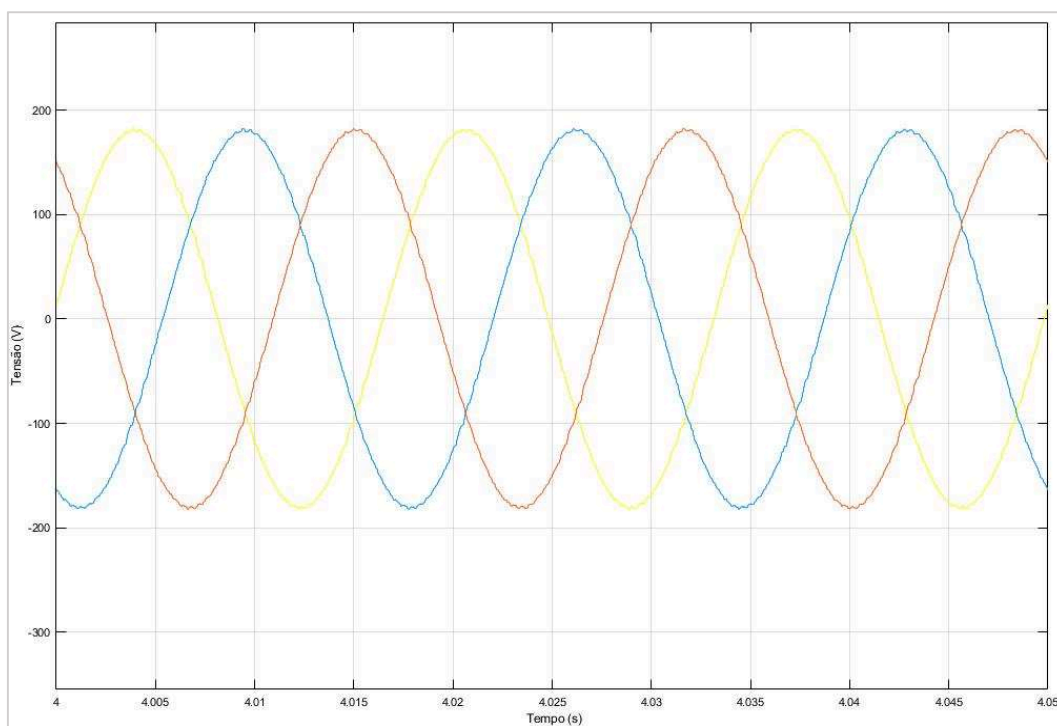
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.53 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW



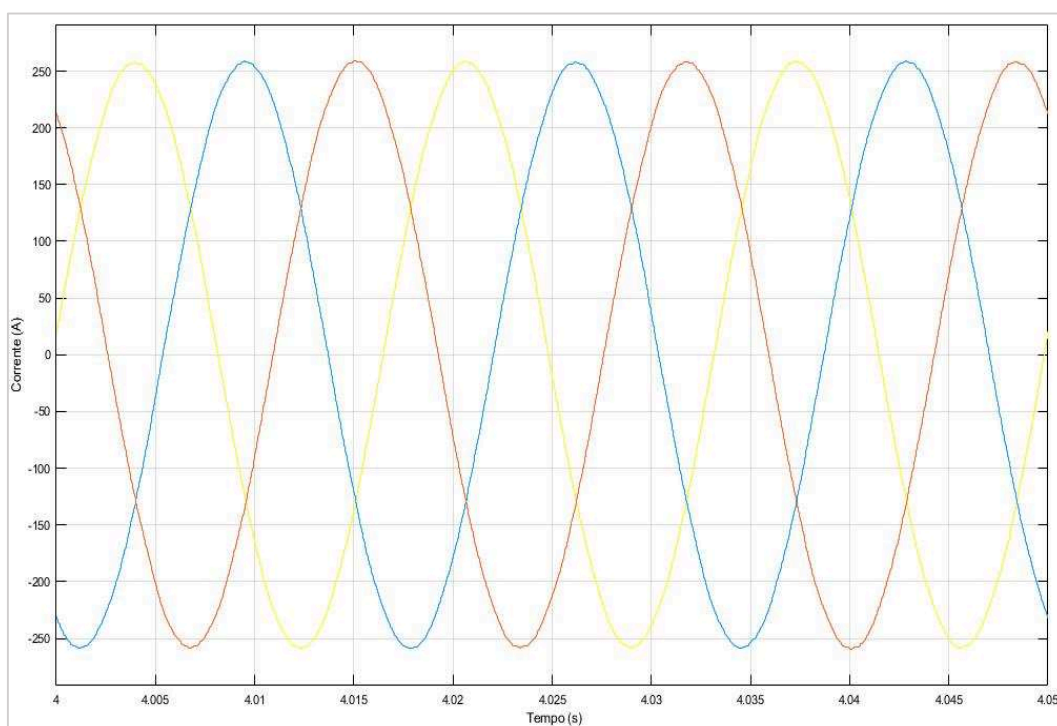
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.54 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.55 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 75 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

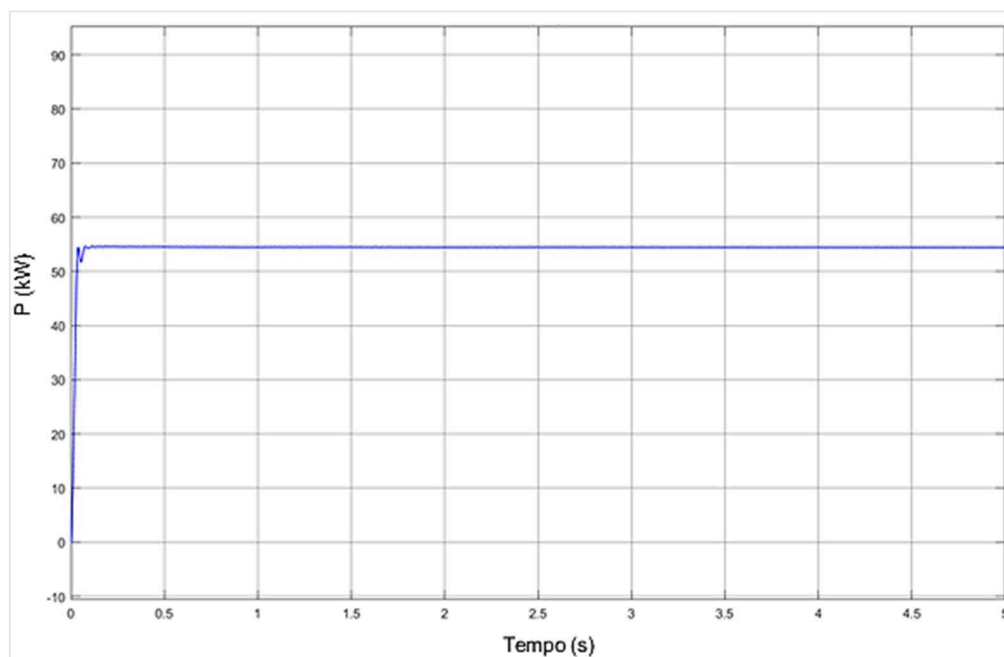
Assim, é possível fazer algumas considerações com base nos resultados apresentados:

- Tal como para o processo de carregamento, as distorções harmônicas de corrente não apresentam uma característica bem definida, haja vista que os espectros harmônicos se apresentam com um vasto conteúdo harmônico, porém com magnitudes muito pequenas;
- Nota-se também que há um pequeno destaque das correntes harmônicas próximas à frequência de chaveamento do inversor (2,7 kHz);
- Ressalta-se que a distorção harmônica total de corrente observada é inferior à de todos os obtidos durante o processo de carga;
- No que se refere às distorções harmônicas de tensão, o valor médio aproximado é de 0,73%, um índice baixo que não infringe as normas existentes;
- Assim como para a corrente, o espectro de tensão também apresentou uma vasta faixa de frequências constituinte do sinal, sendo que as frequências próximas à frequência de comutação do inversor CC/CA tiveram seus valores mais evidenciados;
- Ainda com relação à distorção harmônica de tensão, percebe-se um aumento em comparação com os processos de carga estudados.
- Os gráficos de forma de onda, outra vez apresentados por questões didáticas, encontram-se consonantes com os espectros harmônicos mostrados.

5.2.2. Potência de referência do sistema de descarga: 56,25 kW (0,75 pu)

Seguindo o mesmo procedimento realizado anteriormente, dessa vez com uma potência de 56,25 kW, que implica em uma corrente de 225 A, têm-se os resultados mostrados nas figuras 5.56, 5.57 e 5.58. A primeira figura mostra a potência fornecida pela bateria, enquanto a segunda apresenta o gráfico da tensão do conjunto em função do tempo e a terceira relaciona a tensão com o estado de carga do banco de baterias. Esses gráficos foram construídos utilizando os valores dispostos na Tabela 5.4.

Figura 5.56 – Potência de 56,25 kW fornecida pelas baterias



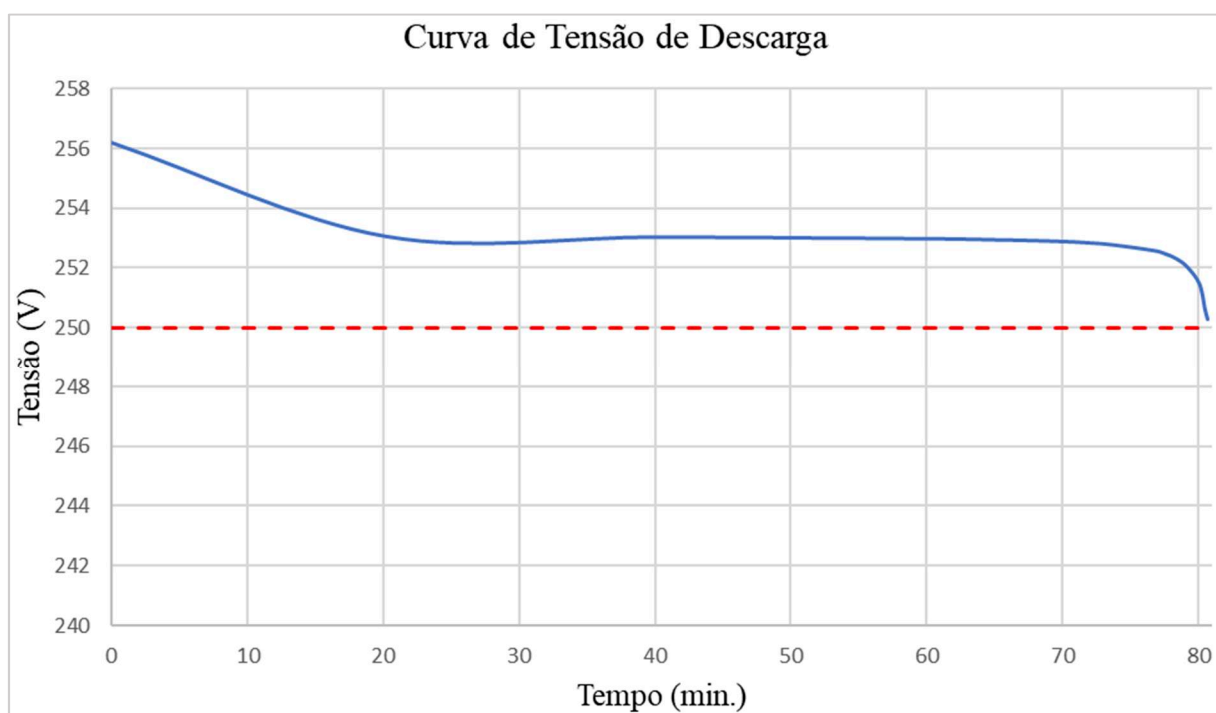
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Tabela 5.4 – Grandezas obtidas durante a durante o processo de descarga com potência de referência de 56,25 kW

DESCARGA				
P: 56,25 kW I: 225 A				
SOC (%)	Tensão na bateria (V)	Corrente na bateria (A)	Distorção harmônica de tensão (%)	Distorção harmônica de corrente (%)
100	256,2	220	0,70	0,54
75	253,05	220	0,69	0,51
50	253,03	220	0,70	0,57
25	252,97	220	0,69	0,60
20	252,94	220	0,70	0,63
15	252,90	220	0,69	0,57
10	252,81	220	0,70	0,54
5	252,57	220	0,69	0,56
4	252,46	220	0,69	0,55

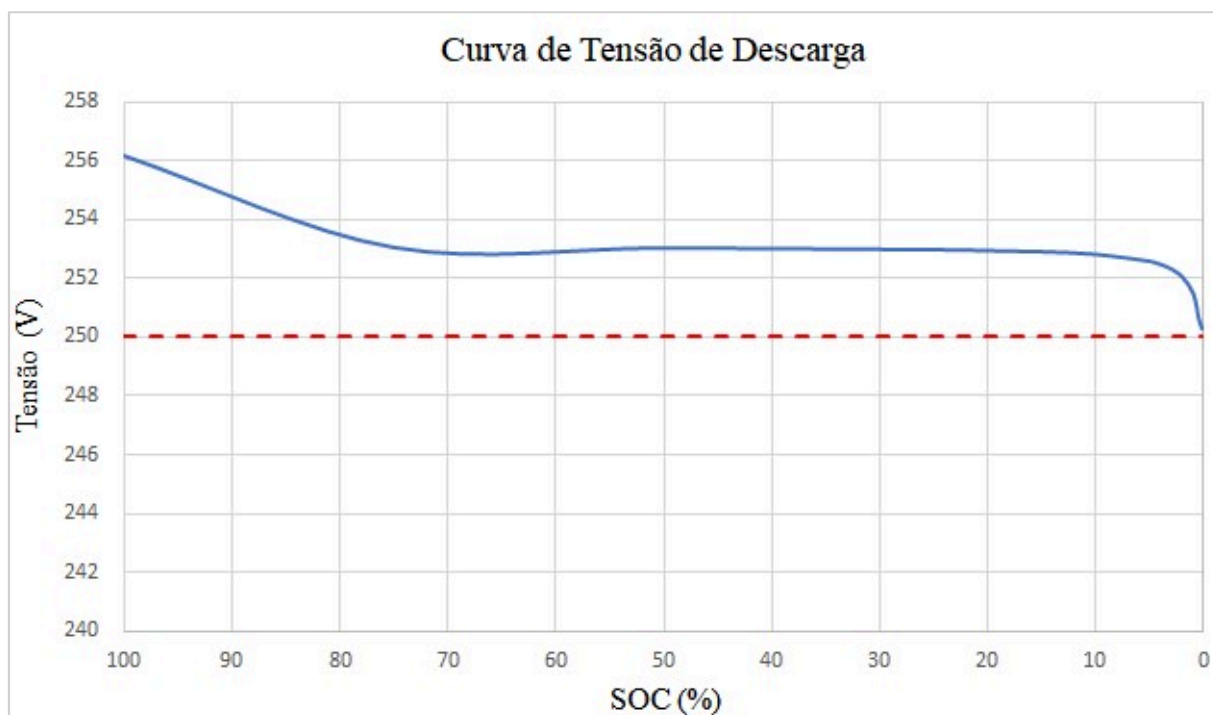
3	252,30	220	0,70	0,58
2	252,02	220	0,70	0,60
1	251,45	220	0,70	0,59
0,5	250,60	220	0,69	0,60
0,2	250,26	220	0,69	0,57

Figura 5.57 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante descarga com potência de referência de 56,25 kW



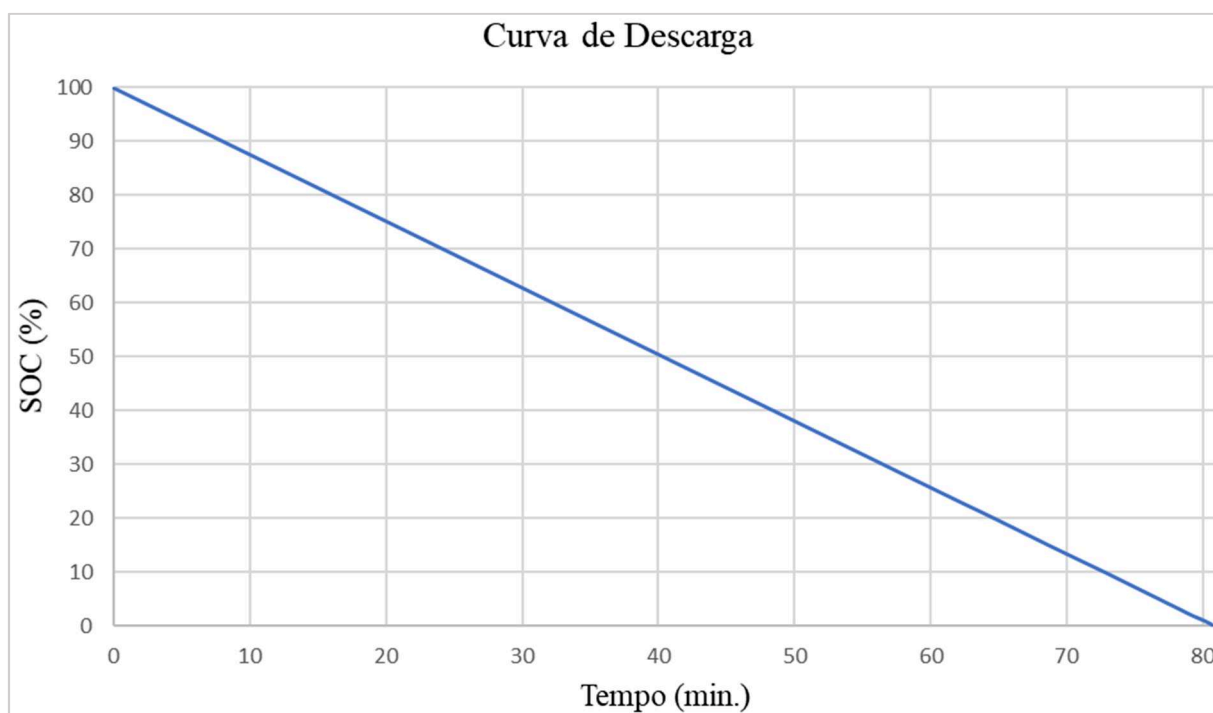
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.58 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante descarga com potência de referência de 56,25 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.59 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de referência de 56,25 kW

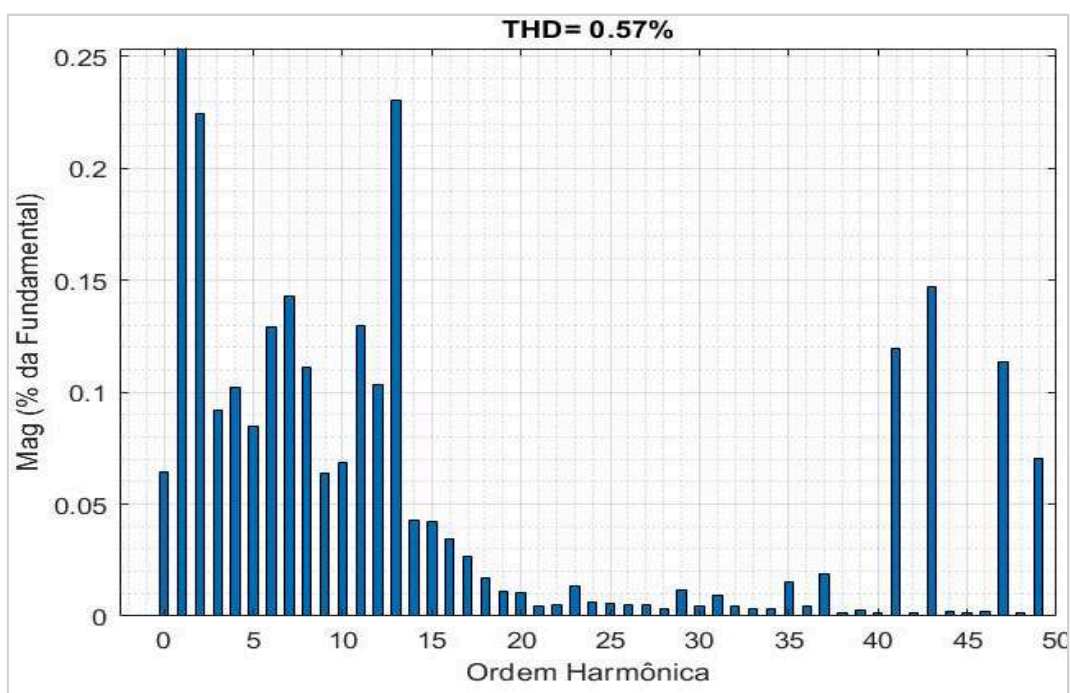


Fonte: elaborada pela autora (2020).

O resultado obtido, para o comportamento da tensão, condiz com o esperado, de acordo com o que foi apresentado no Capítulo 3, enquanto a corrente permanece constante, conforme a característica imposta. O tempo de descarga é de aproximadamente 80 minutos e a mesma ocorre de forma linear, com uma potência constante de 56,25 kW (Figura 5.55).

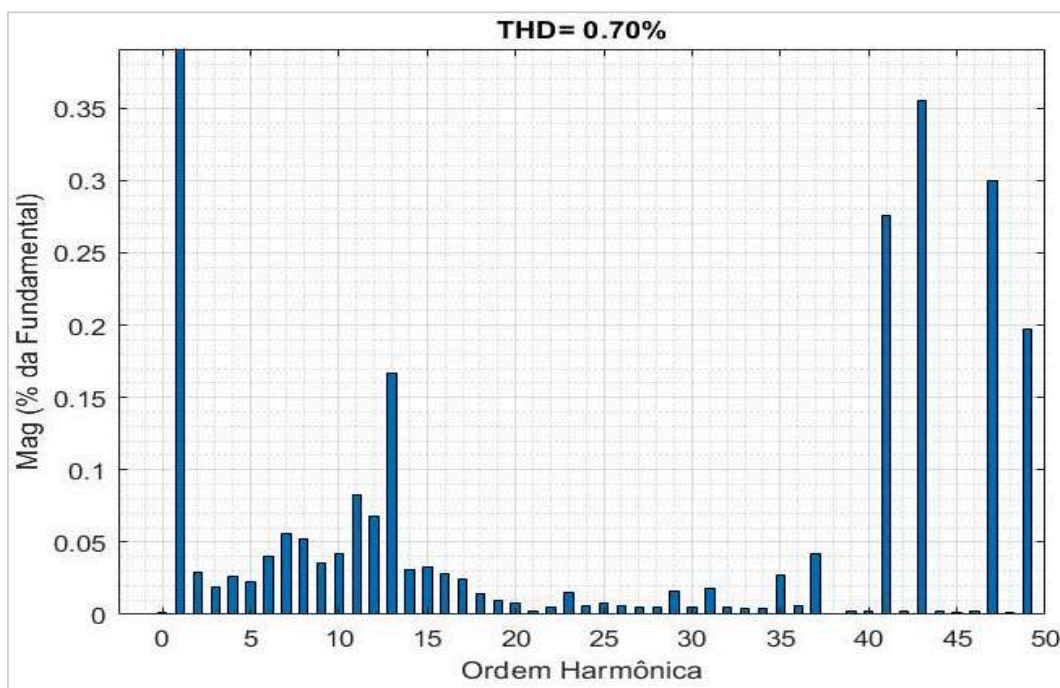
As distorções são apresentadas na sequência, mais uma vez para o nível SOC% de 50% para o conjunto de baterias.

Figura 5.60 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW



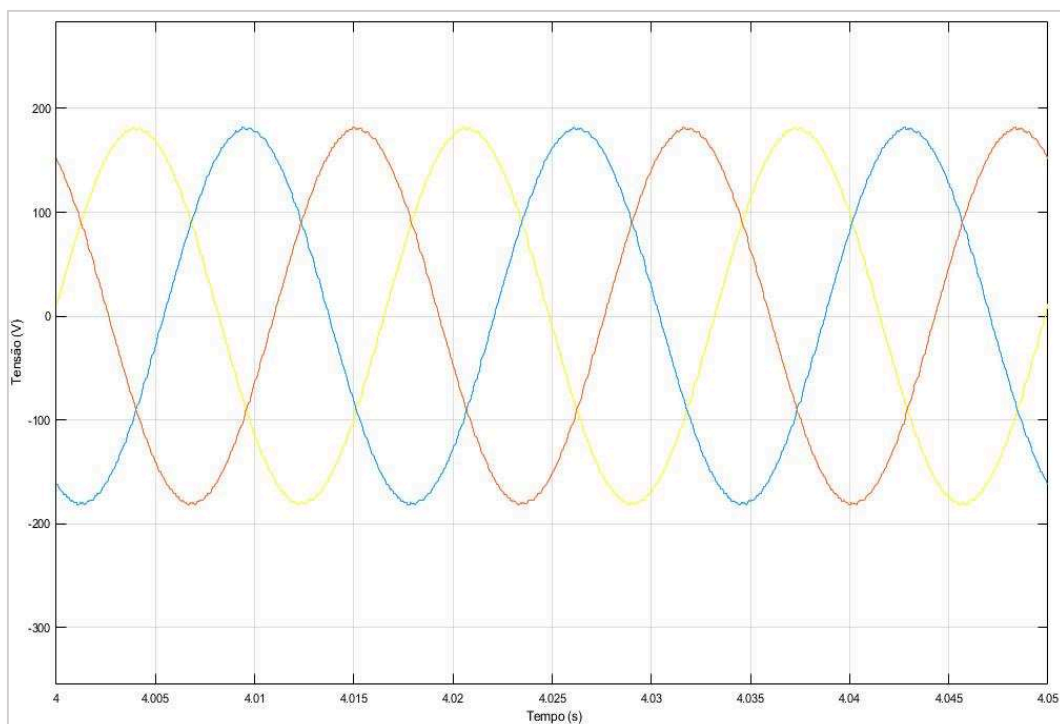
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.61 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW



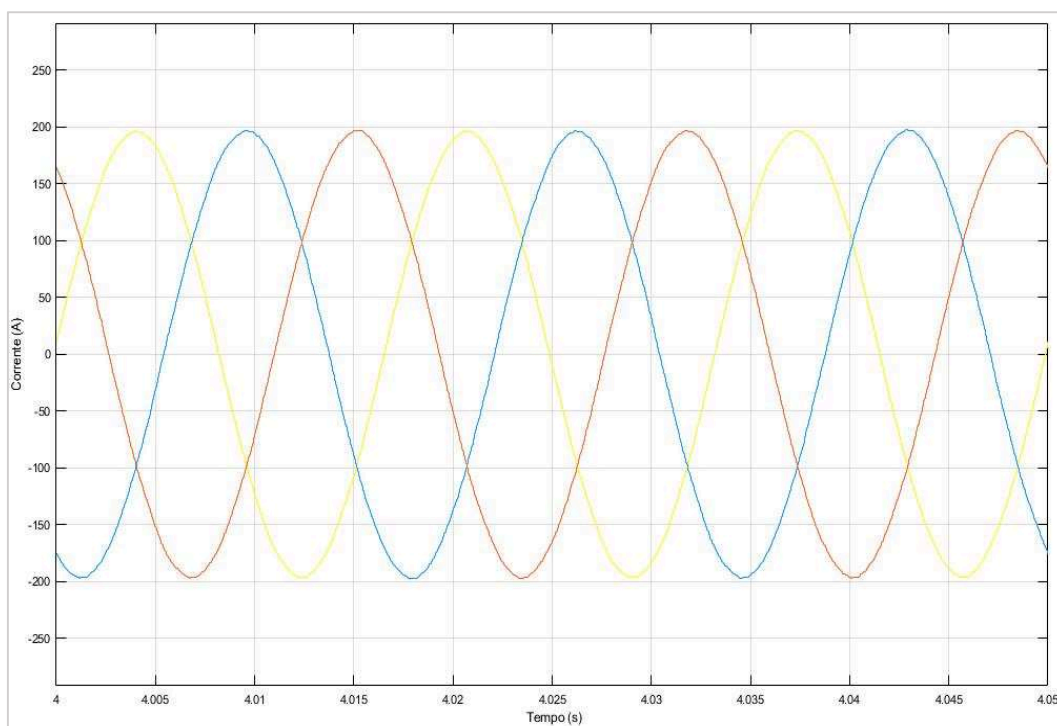
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.62 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.63 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 56,25 kW



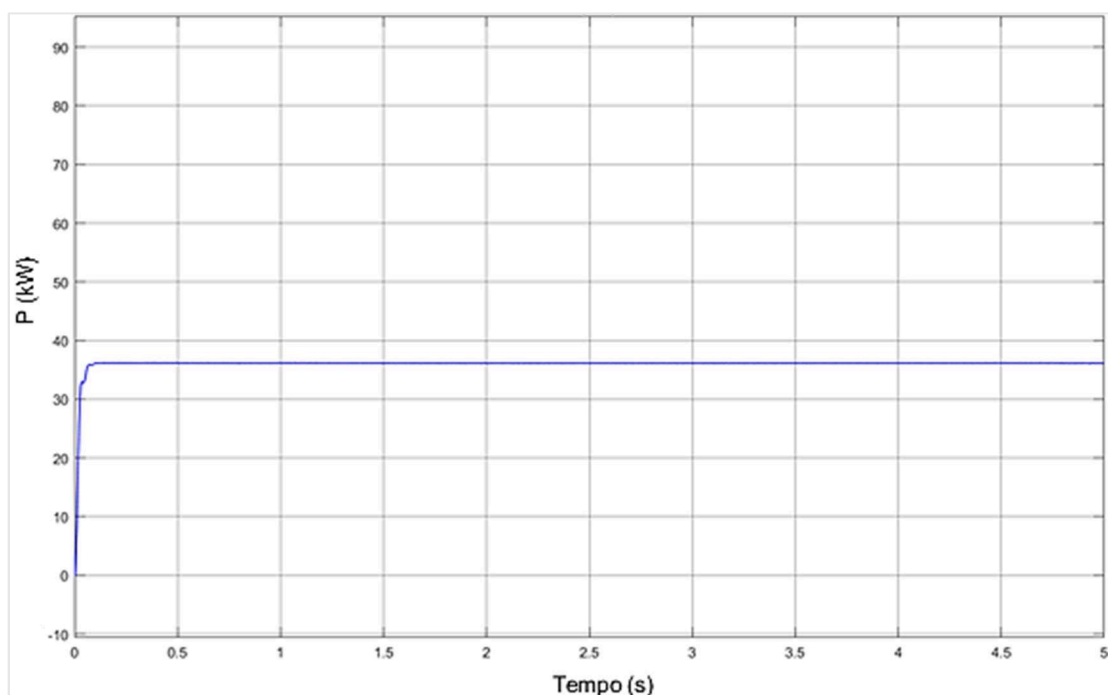
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Ao analisar os resultados obtidos, de uma forma geral, as mesmas conclusões feitas para a descarga com potência nominal podem ser repetidas nesse caso. Exceto para o fato que a distorção harmônica de tensão é ligeiramente menor, cerca de 0,69%.

5.2.3. Potência de referência do sistema de descarga: 37,5 kW (0,5 pu)

Nesse caso, como a potência desejada era metade do valor máximo, 37,5 kW, a corrente foi definida em 150 A. A potência fornecida ao sistema pelo conjunto de baterias é mostrada na Figura 5.64.

Figura 5.64 – Potência de 0,5 pu fornecida pelas baterias



Fonte: elaborada pela autora (2020).

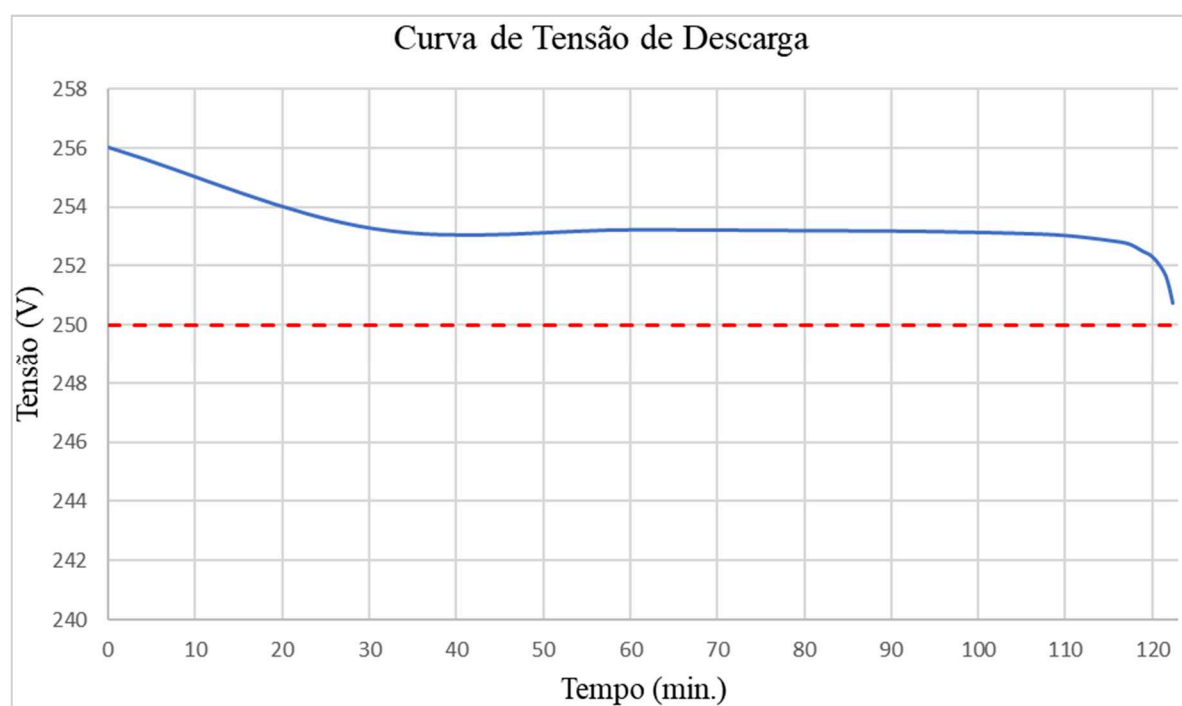
As simulações realizadas resultaram na Tabela 5.5. A partir da mesma e da estimativa de tempo, foram levantadas as curvas de tensão da bateria em função do tempo, que está apresentada na Figura 5.65, e em função do SOC representada na Figura 5.66.

Tabela 5.5 – Grandezas obtidas durante a durante o processo de descarga com potência de referência de 37,5 kW

DESCARGA				
P: 37,5 kW I: 150 A				
SOC (%)	Tensão na bateria (V)	Corrente na bateria (A)	Distorção harmônica de tensão (%)	Distorção harmônica de corrente (%)
100	256	145	0,65	0,62
75	253,25	145	0,65	0,62
50	253,22	145	0,66	0,66
25	253,17	145	0,65	0,73
20	253,14	145	0,65	0,66

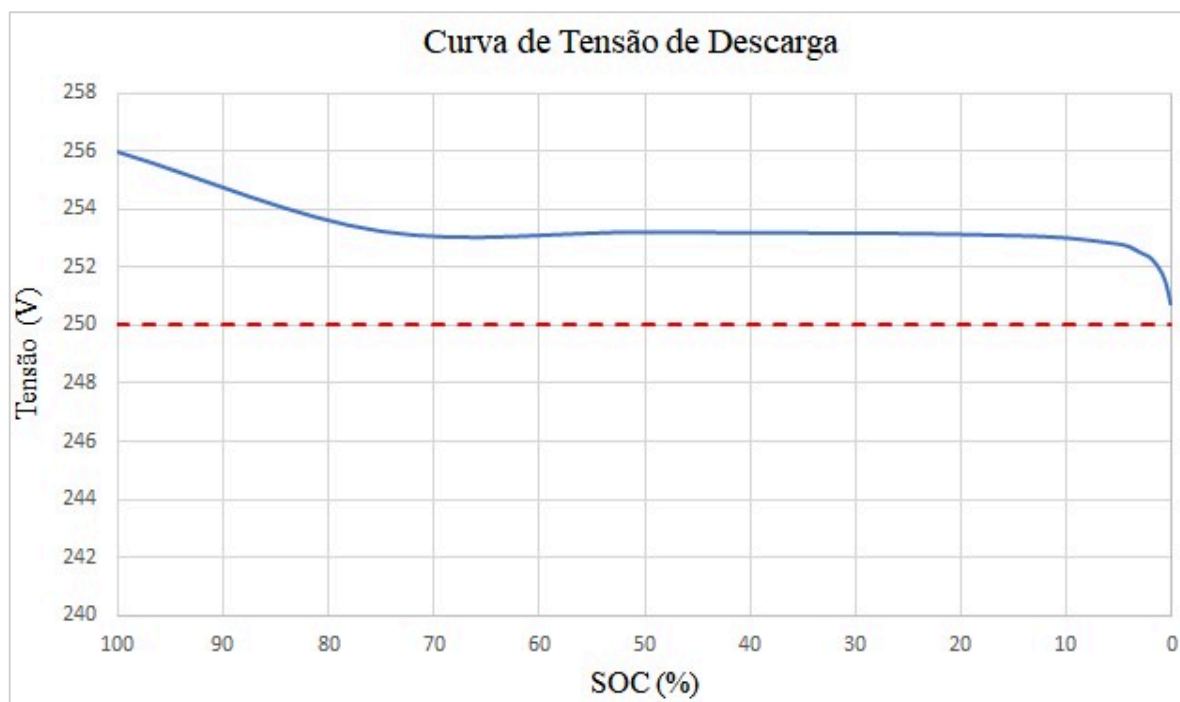
15	253,10	145	0,66	0,62
10	253,02	145	0,66	0,72
5	252,80	145	0,66	0,67
4	252,70	145	0,66	0,63
3	252,50	145	0,65	0,67
2	252,30	145	0,66	0,69
1	251,79	145	0,65	0,77
0,5	251,27	145	0,66	0,66
0,2	250,74	145	0,65	0,64

Figura 5.65 – Tensão no conjunto de baterias em função do tempo durante descarga com potência de referência de 37,5 kW



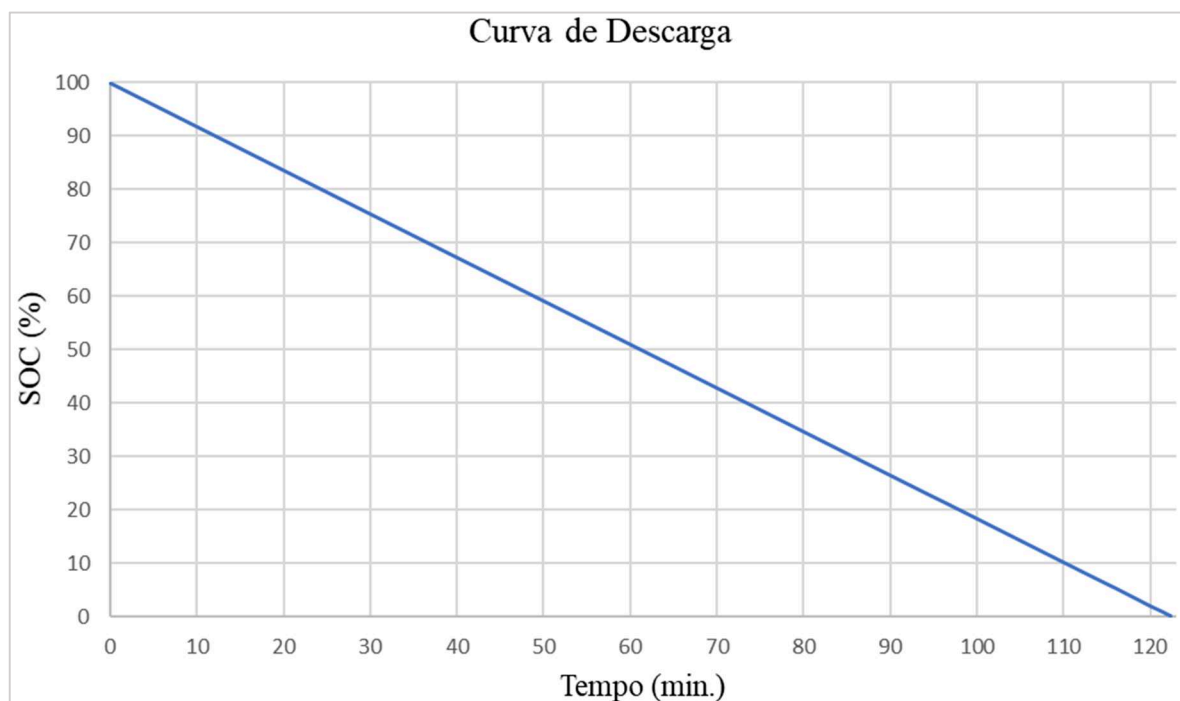
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.66 – Tensão no conjunto de baterias em função do SOC durante descarga com potência de referência de 37,5 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.67 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de referência de 37,5 kW

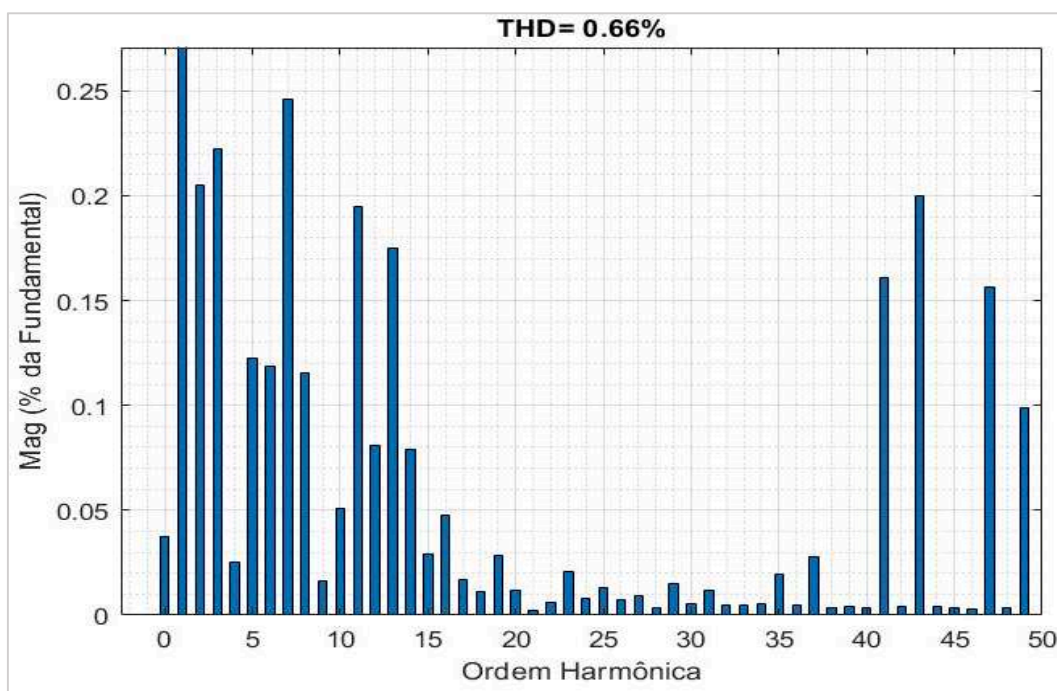


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Assim como para os casos anteriores, o processo de descarga se mostrou satisfatório quanto à tensão e à corrente observadas. O processo de descarga completo requer um tempo de cerca de duas horas, com potência constante de 37,5 kW.

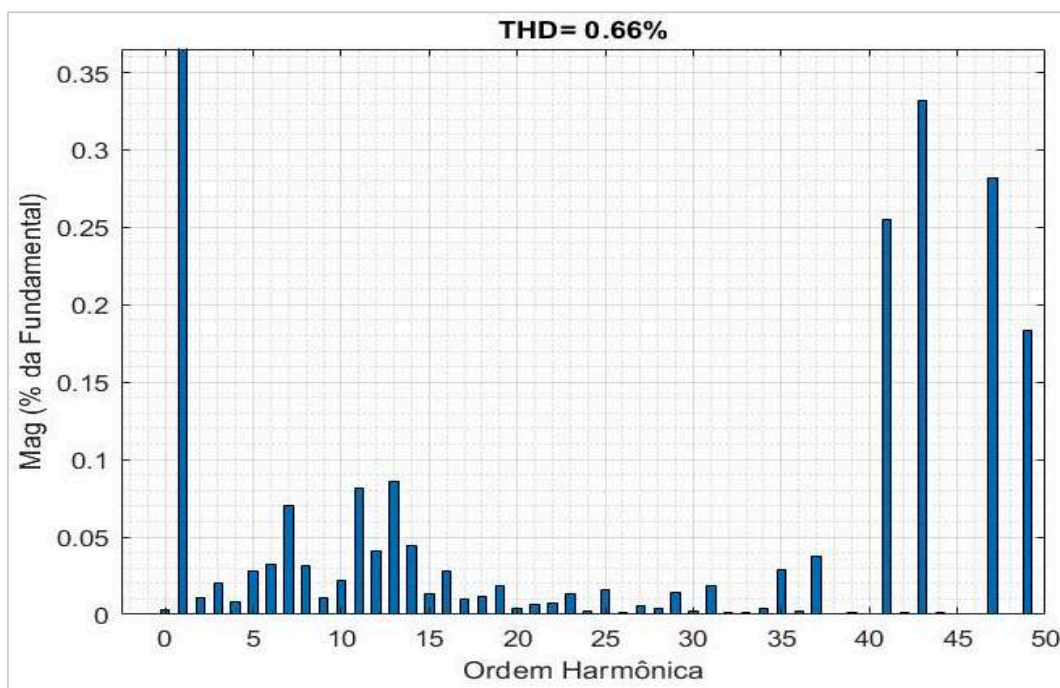
As figuras seguintes, espectros harmônicos de tensão e corrente, com respectivas formas de onda para um SOC de 50%, são apresentados.

Figura 5.68 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW



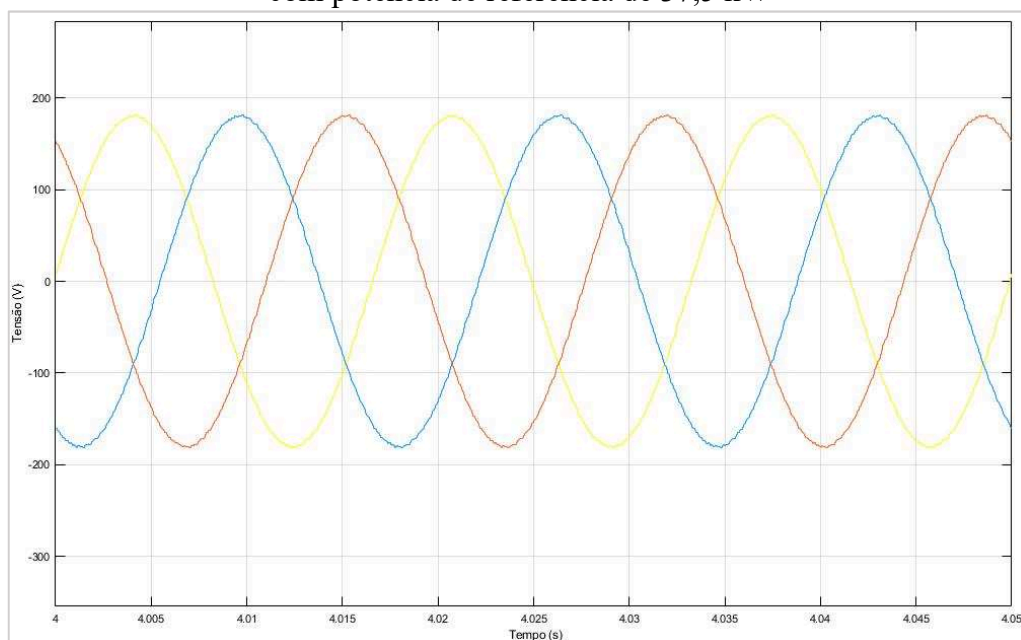
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.69 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW



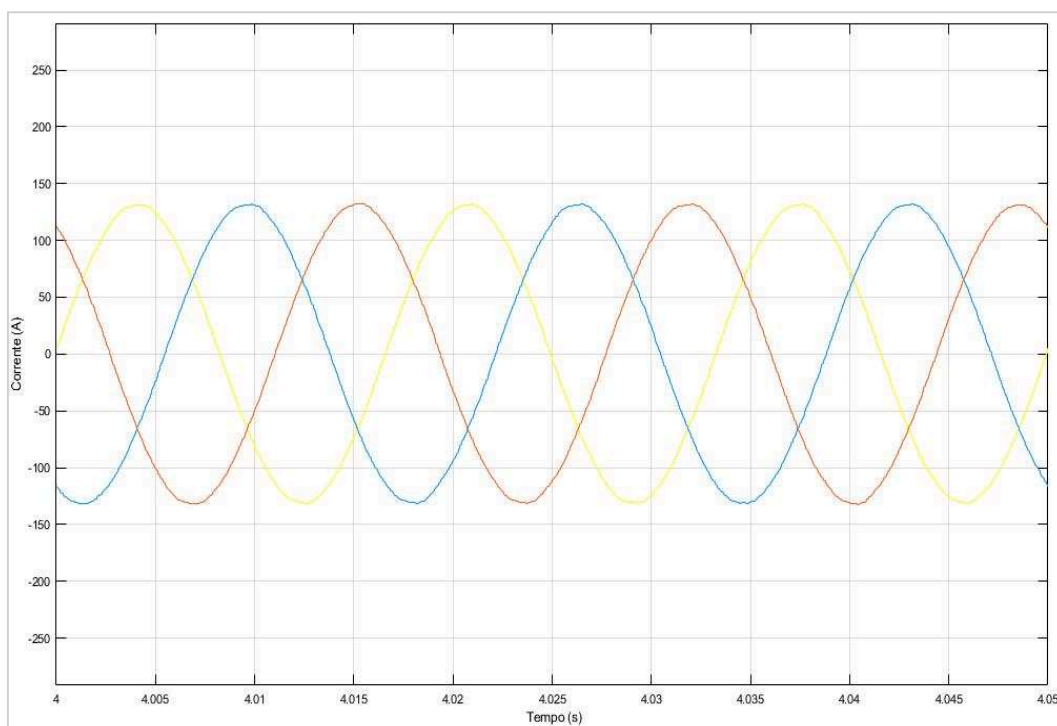
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.70 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.71 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 37,5 kW



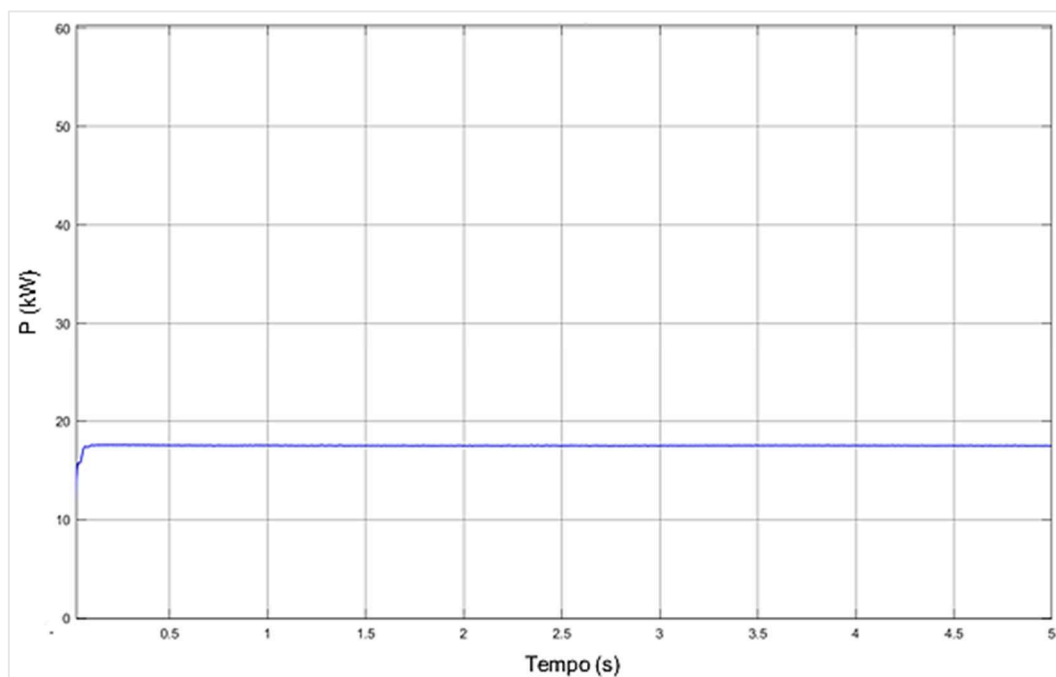
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Mais uma vez, os índices obtidos quanto às distorções estão adequados às normas e as formas de onda condizentes com os mesmos. Também é possível observar que há um pequeno aumento no índice referente à corrente e uma diminuição com relação à tensão, ao passo que a corrente de referência diminui.

5.2.4. Potência de referência do sistema de descarga: 18,75 kW (0,25 pu)

A última configuração analisada tem como característica o fornecimento de 18,75 kW, cerca de um quarto da potência máxima, conforme mostrado na Figura 5.72.

Figura 5.72 – Potência de 0,25 pu fornecida pelas baterias



Fonte: elaborada pela autora (2020).

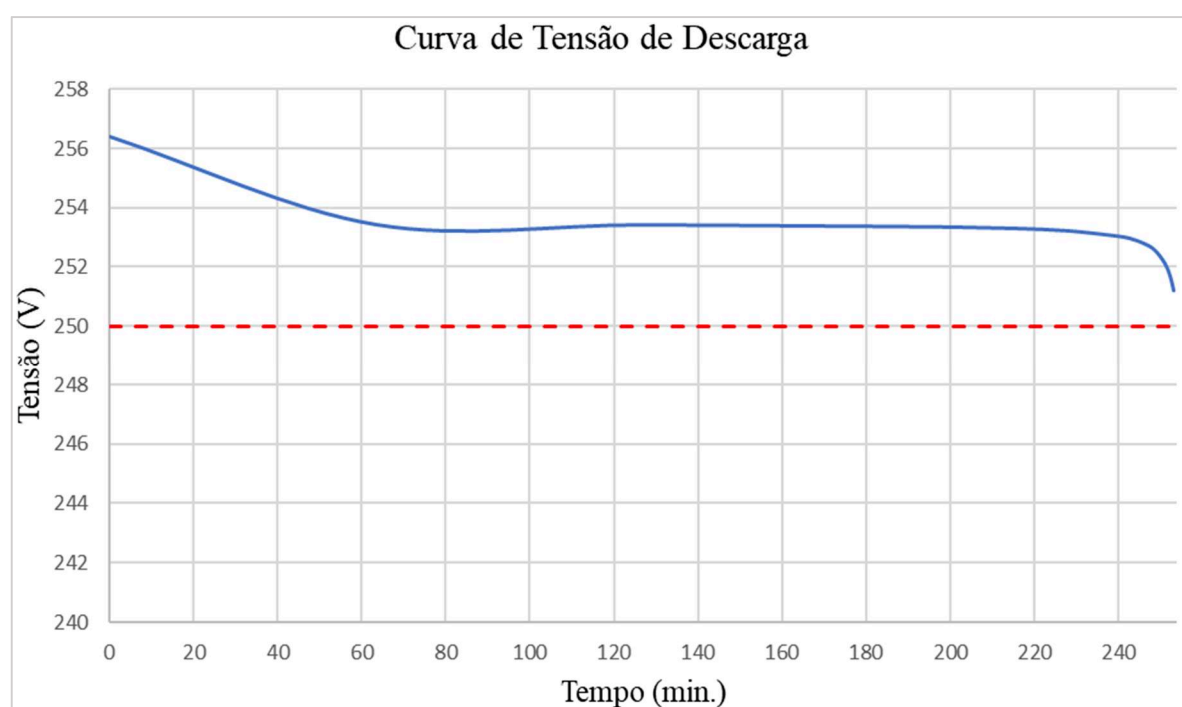
Os dados coletados nas simulações estão agrupados na Tabela 5.6 e deram origem às curvas de tensão mostradas nas figuras 5.73 e 5.74. Tem-se, na Figura 5.75, o gráfico do carregamento em função do tempo.

Tabela 5.6 – Grandezas obtidas durante a durante o processo de descarga com potência de referência de 18,75 kW

DESCARGA				
P: 18,75 kW I: 75 A				
SOC (%)	Tensão na bateria (V)	Corrente na bateria (A)	Distorção harmônica de tensão (%)	Distorção harmônica de corrente (%)
100	256,4	70	0,63	1,30
75	253,43	70	0,63	0,98
50	253,42	70	0,63	0,98
25	253,36	70	0,63	0,94
20	253,34	70	0,63	0,96

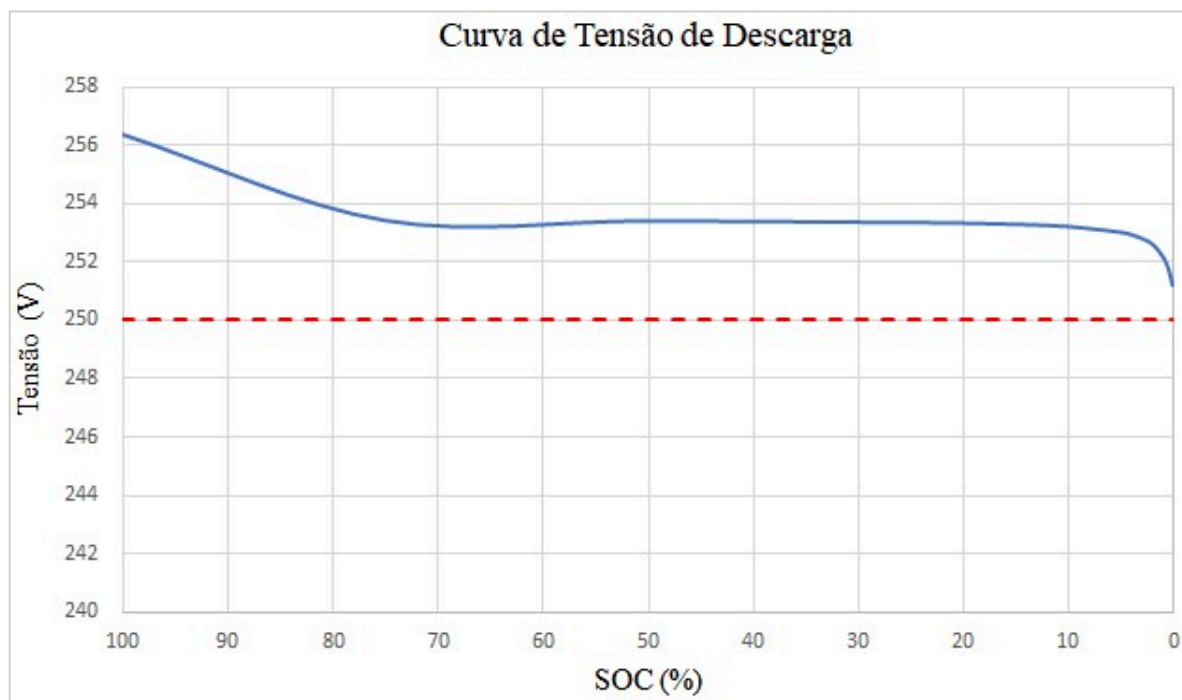
15	253,30	70	0,63	1,10
10	253,22	70	0,63	0,97
5	253,02	70	0,63	1,05
4	252,93	70	0,63	1,01
3	252,80	70	0,63	1,00
2	252,58	70	0,63	1,01
1	252,12	70	0,63	1,21
0,5	251,67	70	0,63	1,18
0,2	251,2	70	0,63	1,11

Figura 5.73 – Tensão na bateria em função do tempo durante descarga com potência de 0,25 pu



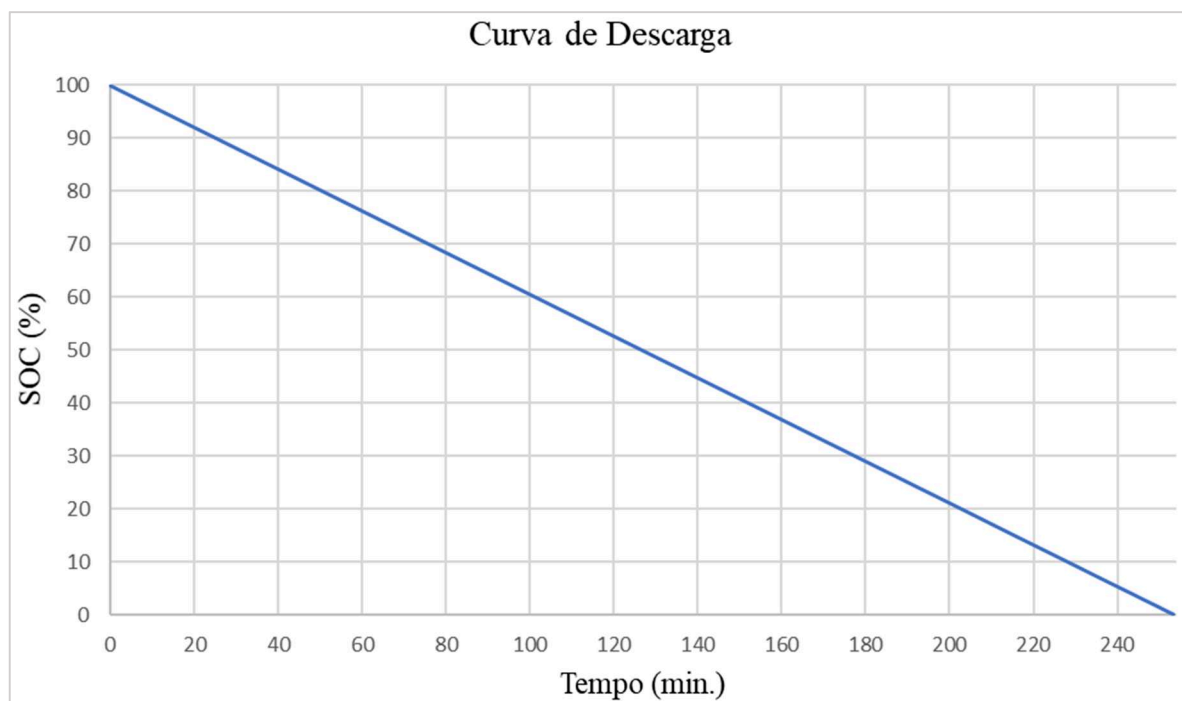
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.74 – Tensão na bateria em função do SOC durante descarga com potência de 0,25 pu



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.75 – Curva do SOC em função do tempo durante descarga com potência de 0,25 pu

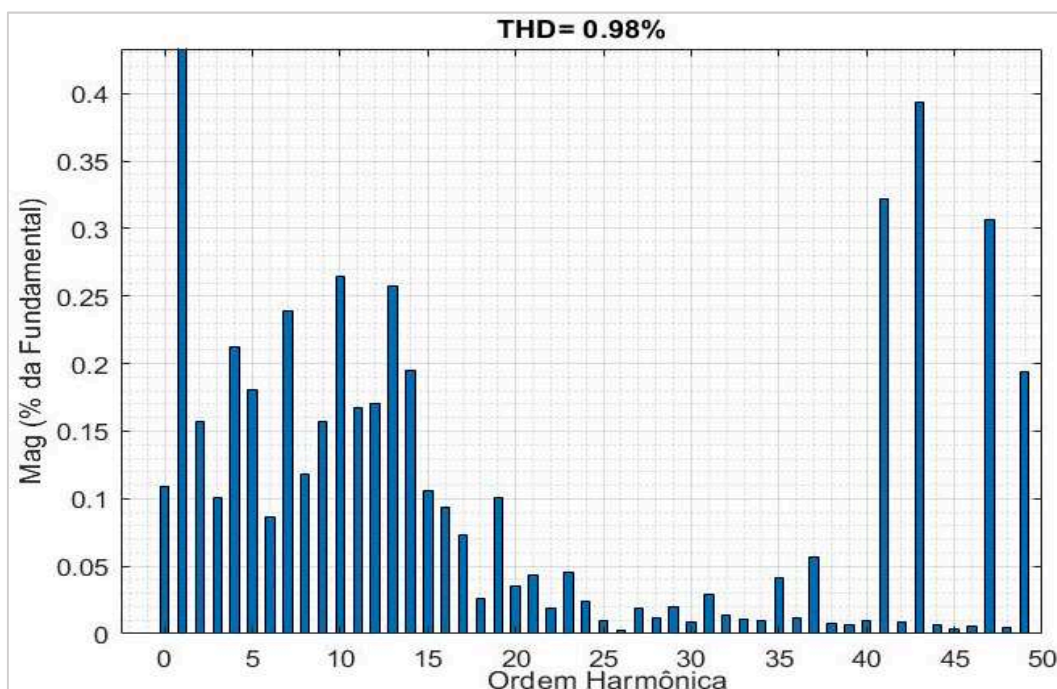


Fonte: elaborada pela autora (2020).

Tal como para os casos anteriores, o processo de descarga para potência de 0,25 pu (18,75 kW) se mostrou satisfatório quanto à tensão e à corrente observadas. O processo de descarga completo requer um tempo de cerca de quatro horas e é praticamente linear, tendo em vista, novamente, a corrente constante e uma tensão que pouco varia.

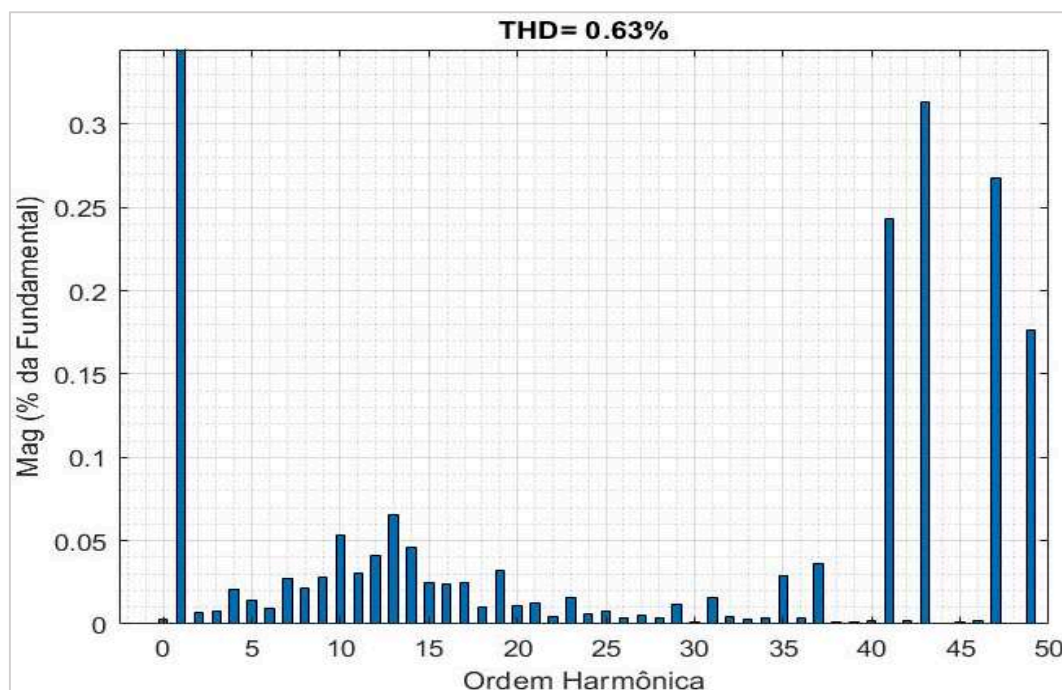
As figuras seguintes, espectros harmônicos de tensão e corrente com respectivas formas de onda para um SOC de 50% no conjunto de baterias, são apresentadas para a potência definida.

Figura 5.76 – Distorção harmônica de corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW



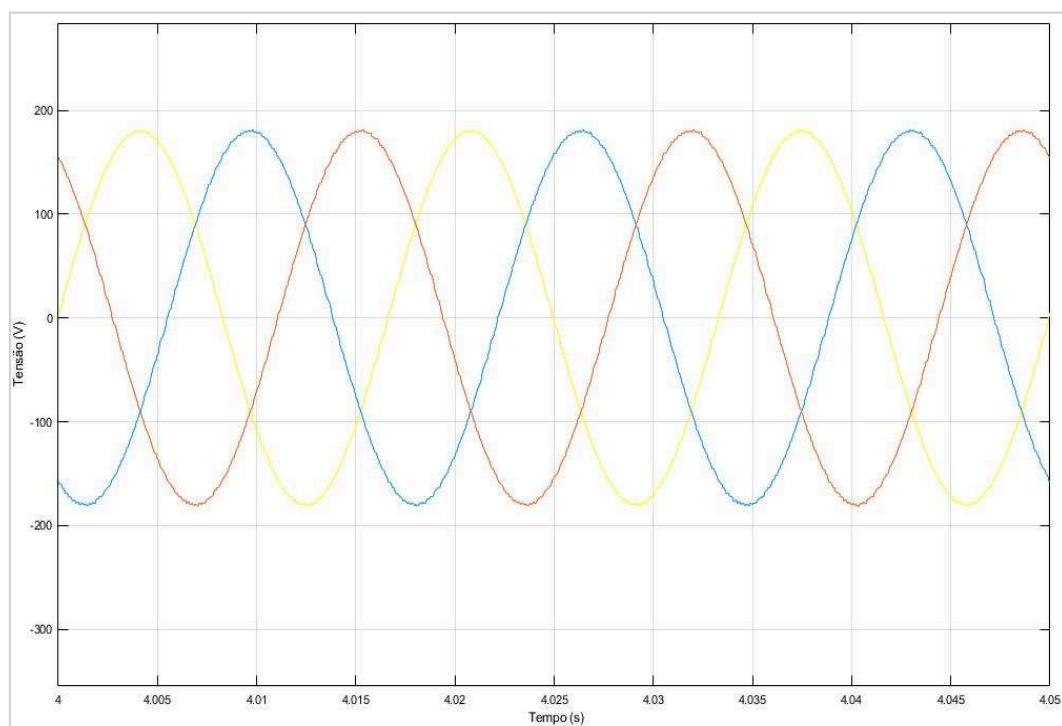
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.77 – Distorção harmônica de tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW



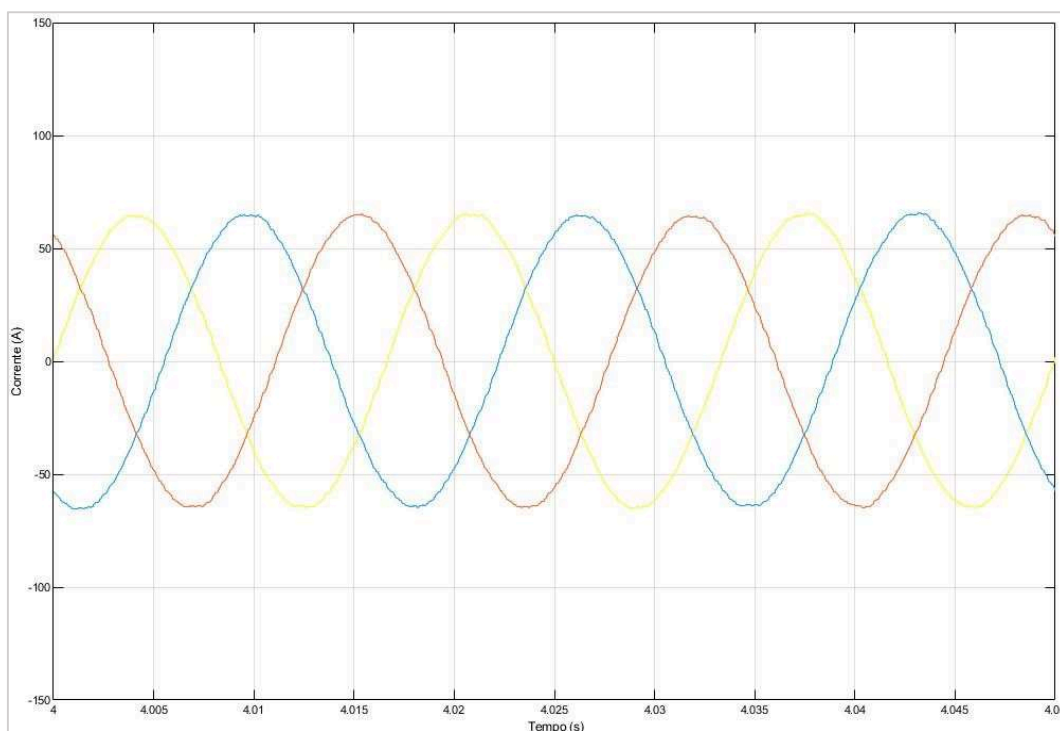
Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.78 – Tensão para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Figura 5.79 – Corrente para carregamento do conjunto de baterias em 50% durante descarga com potência de referência de 18,75 kW



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Com base nestes últimos resultados, as análises feitas em 5.2.1 são válidas para todas as situações impostas para o processo de descarga. Uma observação adicional consiste na diminuição do índice de distorção harmônica de tensão e o aumento do mesmo em relação à corrente à medida em que a corrente decresce.

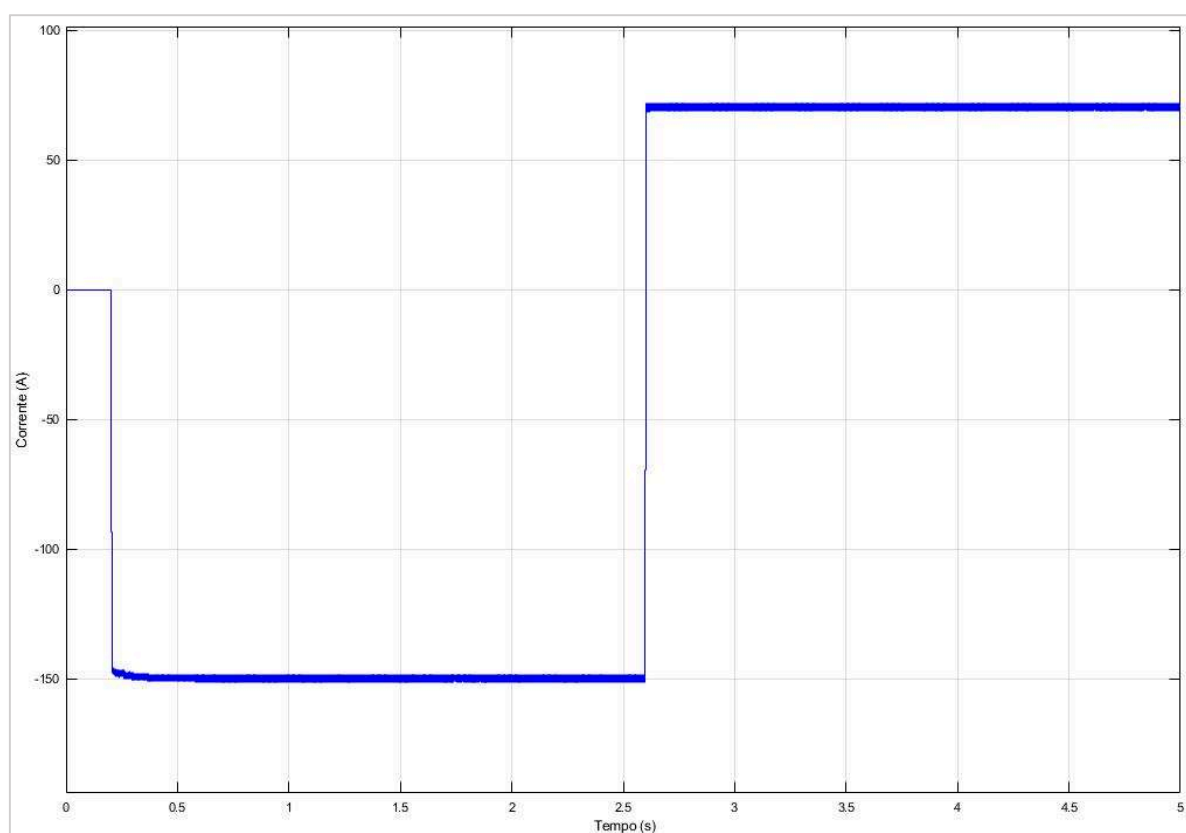
É válido salientar que, durante as simulações, observou-se o índice de modulação referente ao controle do inversor. O mesmo se manteve abaixo de 0,8, ou seja, na região linear de operação. Além disso, também não foram constatadas variações na tensão do elo CC e na potência reativa. Permanecendo ambos controlados adequadamente pelo inversor ao longo do processo.

5.3. SIMULAÇÃO DOS PROCESSOS DE CARGA E DE DESCARGA

Após analisados separadamente, foi realizada uma simulação que contempla os dois processos, de carga e de descarga. O intuito dessa simulação consiste em averiguar como se comportam os controles dos conversores e do inversor.

Inicialmente é ativado o controle da etapa Buck, com corrente de referência de 150 A. Após cerca de 2,6 segundos de simulação, alterna-se o controle para a etapa Boost, mantendo a corrente de descarga de referência em 75 A. A corrente no conjunto de baterias é apresentada na Figura 5.80.

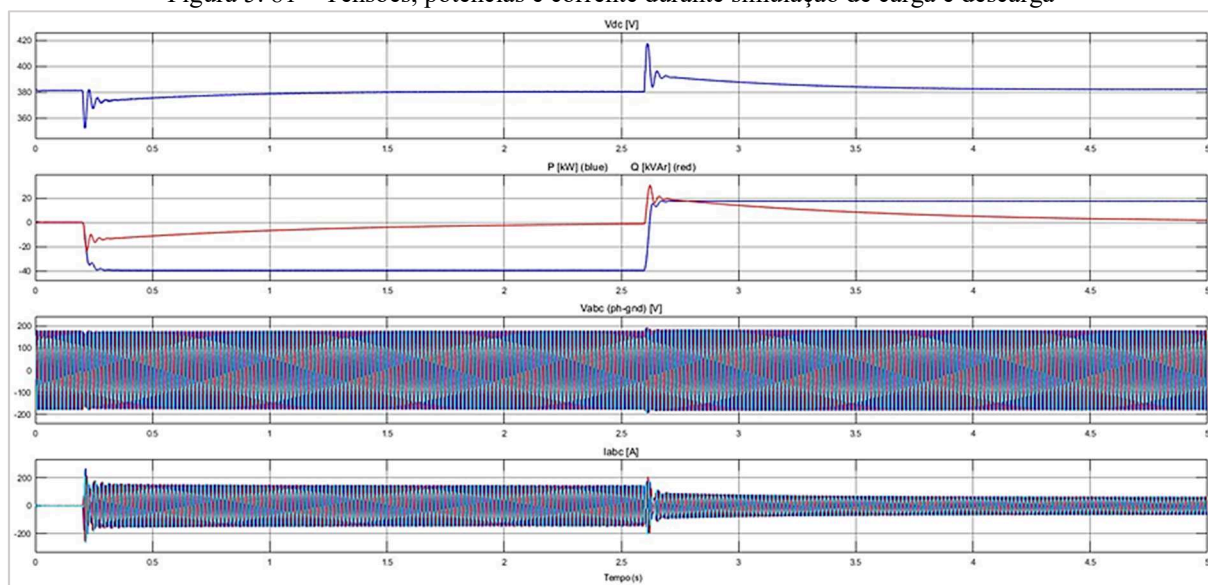
Figura 5. 80 – Corrente no conjunto de baterias durante simulação de carga e descarga



Fonte: elaborada pela autora (2020).

É possível observar que no momento em que é feita a alternância entre os controles, a corrente já deixa de ser absorvida pelas baterias e passa a ser fornecida e com módulo ajustado de acordo com a referência imposta. Na Figura 5.81 são apresentadas as formas de onda obtidas, durante essa simulação, para a tensão no elo CC, para as potências ativa e reativa e para tensão e corrente no lado alternado do inversor.

Figura 5. 81 – Tensões, potências e corrente durante simulação de carga e descarga



Fonte: elaborada pela autora (2020).

É possível observar, no momento da mudança de etapas, um *overshoot* de aproximadamente 10% na tensão no elo CC. Esse resultado é satisfatório, entretanto, o tempo de acomodação é longo, cerca de 1 segundo, o que indica que o sistema, apesar de atender ao que foi proposto, pode ser melhorado, tendo em vista que um bom tempo de acomodação seria em torno de 10 ciclos. Cabe salientar que tal melhoria está relacionada ao aumento da velocidade na resposta da malha de tensão do controle do inversor, que além de controlar a tensão no barramento CC, fornece uma referência para o controle das potências. Dessa forma, o controle das potências também seria beneficiado.

Uma redução da capacitância utilizada no elo CC contribuiria com o aumento necessário da velocidade do controle. Além disso, uma diminuição na indutância do conversor CC/CC também pode ser conveniente nesse sentido. Entretanto, faz-se necessária a observação quanto ao aumento da distorção harmônica de corrente ocasionado por essas mudanças, visto que para que seja possível utilizar uma capacitância menor, é necessário que a frequência de chaveamento seja elevada. É preciso, desse modo, ter cautela, dado que o controle mais eficiente não pode resultar em índices de distorção que não atendam aos limites estabelecidos em norma.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

Neste capítulo, são apresentadas as considerações finais da dissertação, conclusão da pesquisa e sugestões de trabalhos futuros relacionados com a temática em questão.

O presente trabalho foi dividido em seis capítulos. Uma introdução ao tema, com apresentação de justificativas e dos objetivos do trabalho, foi contemplada no Capítulo 1. Os capítulos 2 e 3 abordaram a teoria envolvida com os sistemas armazenadores de energia, em especial os que utilizam as baterias, englobando as aplicações atuais, as vantagens, os tipos de baterias, bem como, as estratégias de carga e descarga. O sistema estudado e implementado no *Simulink* foi introduzido e detalhado no Capítulo 4. O mesmo encontrava-se subdividido em cinco etapas, sendo realizada uma minuciosa descrição das implementações feitas. O Capítulo 5 apresentou os resultados obtidos nas simulações do modelo estudado, ressaltando sua correlação com as expectativas e limitações. Por fim, tem-se esta seção conclusiva.

A partir da gama de resultados encontrados e analisados e diante do embasamento feito a partir do estado da arte da temática dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, conclui-se que o sistema elétrico computacionalmente implementado cumpre com os objetivos gerais estabelecidos na parte introdutória deste trabalho dissertativo. Neste contexto verifica-se a capacidade do arranjo em permitir o fluxo bidirecional de energia, atuando com o controle de corrente e/ou tensão no conjunto de baterias, bem como controle da potência injetada e absorvida pelo mesmo, assim como da tensão no barramento contínuo. O comportamento da tensão e da corrente, amplamente mostrado através de curvas, tanto em função do tempo como em função do SOC condiz com a metodologia de carga aplicada (MCC-MCV) e com a condição de corrente constante imposta para a descarga, o que torna o modelo satisfatório. Ademais, foram apresentados os índices de distorção harmônica de tensão e de corrente para várias condições distintas simuladas, além das formas de onda de tensão e corrente. Cujas análises permitem inferir que o sistema, incluindo o filtro LCL, não violou os limites de distorção previstos em norma.

Por fim salienta-se que uma vez alcançados tais objetivos, a implementação possui potencial para contribuir no desenvolvimento de diversos trabalhos vinculados à inserção de sistemas de armazenamento de energia na rede elétrica. Não obstante aos resultados encontrados, vale ressaltar que trabalhos ainda se fazem necessários para aprimoramento do sistema desenvolvido e também para a utilização do mesmo em outras possíveis condições do sistema elétrico. Entre os trabalhos, destacam-se algumas sugestões expostas abaixo.

- Implementação de estratégias de controle diferentes, utilizando somente um inversor, por exemplo, para comparação entre as mesmas.

-
- Implementação de ajustes no controle do inversor, reduzindo a indutância e a capacitância do conversor CC/CC. Dessa forma, espera-se tornar a malha de tensão do inversor mais rápida e garantir um tempo menor de acomodação para as variáveis controladas.
 - Realização de testes com o sistema conectado a uma rede com distorção prévia.
 - Implementação do controle por histerese do inversor com a associação de um filtro L, para fins de comparação com o sistema implementado.
 - Simulação e análise do sistema com a inserção de transitórios.
 - Automatização do sistema para que alterne entre Buck e Boost a partir de um controle do próprio sistema, o que vai depender da aplicabilidade desejada.
 - Avaliação de outros aspectos de qualidade de energia como, por exemplo, a mitigação de VTCDs como resultado da utilização do banco de baterias.
 - Construção do protótipo em laboratório.

REFERÊNCIAS

- [1] F. B. M. Trigos, “Demanda de energia elétrica e desenvolvimento socioeconômico: o caso das comunidades rurais eletrificadas com sistemas fotovoltaicos”, Universidade de São Paulo, 2004.
- [2] O. Rein Junior, “Proposta de arquitetura de um sistema computacional de gerenciamento de subestações de distribuição aderente às recomendações do IEC para Smart Grid”, Universidade de São Paulo, 2017.
- [3] R. L. Hochstetler, “A Reforma do Setor Elétrico no Brasil: As perspectivas de introdução de competição no segmento de geração”, Universidade de São Paulo, 2012.
- [4] S. A. H. Costa, “Os desafios da implantação da Smart Grid no modelo de negócios do setor elétrico: proposta de configuração de uma rede inteligente”, Universidade Federal da Bahia, 2014.
- [5] D. R. Viana, “Medidores Eletrônicos : Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes”, Universidade de Brasília, 2013.
- [6] OECD/IEA, “World Energy Outlook 2018: Electricity”, *IEA Publications*. p. 661, 2018.
- [7] R. S. do Nascimento e G. M. Alves, “Fontes Alternativas E Renováveis De Energia No Brasil: Métodos E Benefícios Ambientais”, *Rev. Univap*, vol. 22, nº 40, p. 274, 2017. <https://doi.org/10.18066/revistaunivap.v22i40.713>
- [8] F. Perez, “Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica”, Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [9] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, e P. Tamburrano, “Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, p. 372–387, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.046>
- [10] Y. F. F. Costa e Silva e E. C. Bortoni, “Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunidades e barreiras”, *Rev. Bras. Energ.*, vol. 22, nº 1, p. 48–73, 2016.
- [11] E. Brumer, “Oportunidades e desafios da geração de energia elétrica através de resíduos de cana no estado de São Paulo”, Universidade de São Paulo, 2014.

-
- [12] M. Condon, R. L. Revesz, e B. Unel, “Managing the future of energy storage”, 2018.
- [13] D. Wittmann, “A indústria de energia elétrica no Brasil e o desenvolvimento sustentável : uma proposta para o horizonte 2050 à luz da teoria de sistemas”, Universidade de São Paulo, 2014.
- [14] N. M. Eduardo T. Serra, Alcir de Faro Orlando, Acher Mossé, “Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações”, *Com. Energ. da Acad. Nac. Eng.*, p. 1–46, 2016.
- [15] B. N. E. Finance, “New Energy Outlook”, 2019.
- [16] BBC, “As soluções inovadoras para gerar mais e melhores fontes de energias renováveis no mundo”, 2018. .
- [17] Centro de Gestão e Estudos Estratégicos CGEE, *Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro: Evolução tecnológica nacional no segmento de geração de energia elétrica*, vol. 3–8. 2017.
- [18] AES Corporation, “Annual Report”, Arlington, 2017.
- [19] E. L. Carvalho, “Desenvolvimento de conversor bidirecional isolado para controle de carga e descarga de bancos de baterias”, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.
- [20] X. Tan, Q. Li, e H. Wang, “Advances and trends of energy storage technology in Microgrid”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, nº 1, p. 179–191, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.015>
- [21] M. Aneke e M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review”, *Appl. Energy*, vol. 179, p. 350–377, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>
- [22] M. A. Salvador, T. B. Lazzarin, e R. F. Coelho, “Panorama das estratégias de armazenamento de energia sob forma de ar comprimido”, *Eletrônica de Potência*, vol. 21, p. 169–178, 2016. <https://doi.org/10.18618/REP.2016.3.2589>
- [23] B. Cleary, A. Duffy, A. O’Connor, M. Conlon, e V. Fthenakis, “Assessing the economic benefits of compressed air energy storage for mitigating wind curtailment”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, nº 3, p. 1021–1028, 2015. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2376698>
- [24] A. Khamis, Z. M. Badarudin, A. Ahmad, A. A. Rahman, e M. H. Hairi, “Overview of mini scale compressed air energy storage system”, *PEOCO 2010 - 4th Int. Power Eng.*

-
- Optim. Conf. Progr. Abstr.*, n° June, p. 458–462, 2010.
<https://doi.org/10.1109/PEOCO.2010.5559174>
- [25] M. El-Mann, “Sistema Armazenador De Energia Cinética – SAEC Implementação Experimental”, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- [26] J. Spector, “Arizona Regulator Proposes Biggest Storage and Clean Energy Target Yet”, *Greentech Media*, 2018. [Online]. Available at: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/arizona-regulator-proposes-sweeping-clean-energy-plan#gs.lXtLEe0>. [Acessado: 07-fev-2019].
- [27] D. B. Gray, “Tesla liga bateria gigante para apoiar rede elétrica da Austrália”, *Exame*, 2017. [Online]. Available at: <https://exame.abril.com.br/tecnologia/tesla-liga-bateria-gigante-para-apoiar-rede-eletrica-da-australia/>. [Acessado: 11-fev-2019].
- [28] A. Ball *et al.*, “Australian Energy Update 2018”, 2018.
- [29] Q. Alqarqaz, “Battery Energy Storage Systems Are on the Rise”, *IEEE - The Institute*, p. 1–4, out-2018.
- [30] F. Lambert, “Hyundai announces deal to build energy storage projects with used EV battery packs”, 2018. Disponível em: <<https://electrek.co/2018/06/26/hyundai-used-ev-battery-packs-energy-storage-projects/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.
- [31] “Move Over Tesla! Hyundai To Unveil World’s NEW Largest Battery”. Disponível em: <<https://www.group1hyundai.co.za/blog/hyundai-worlds-new-largest-battery/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.
- [32] F. Lambert, “Mercedes-Benz turns coal power plant into energy storage system with electric car batteries”, 2018. Disponível em: <<https://electrek.co/2018/06/21/mercedes-benz-turns-coal-power-plant-into-energy-storage-electric-car-batteries/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.
- [33] F. Lambert, “Over 500 BMW i3 battery packs connect to the UK National Grid in latest large energy storage project”, 2018. Disponível em: <<https://electrek.co/2018/05/21/bmw-i3-battery-pack-uk-national-grid-energy-storage-project/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.
- [34] F. Lambert, “Renault installs electric car charging stations powered by used EV battery packs”, 2017. Disponível em: <<https://electrek.co/2017/08/29/renault-electric-car-charging-stations-used-ev-battery-packs/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.

-
- [35] F. Lambert, “Nissan unveils stunning new streetlights powered by used Leaf battery packs and solar”, 2018. Disponível em: <<https://electrek.co/2018/03/22/nissan-streetlights-powered-used-leaf-battery-packs/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.
- [36] DOE, “DOE Global Energy Storage Database”, *Energy Storage Exchange*. Disponível em: <https://energystorageexchange.org/projects/data_visualization>. Acesso em: 28 fev. 2019.
- [37] IRENA, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, n° October. 2017.
- [38] ANEEL, “Projetos de P&D Propostos pelas Empresas de Energia Elétrica”. 2018.
- [39] REN21, “Energias Renováveis 2016: Relatório da situação mundial”, *Ren21*, p. 1–31, 2016.
- [40] F. Weschenfelder, “Eletrodos porosos obtidos através de metalurgia do pó para aplicação em baterias”, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.
- [41] A. Mohd, E. Ortjohann, A. Schmelter, N. Hamsic, e D. Morton, “Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid”, *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, n° May 2015, p. 1627–1632, 2008. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2008.4676896>
- [42] R. L. Carneiro, B. Antoniassi, A. G. Magdalena, E. M. Pinto, e J. H. A. Molina, “Essential Aspects of Lead-Acid Batteries and Physical-Chemical and Thermodynamic Principles of its Operation”, *Rev. Virtual Química*, vol. 9, n° 3, p. 889–911, 2017. <https://doi.org/10.21577/1984-6835.20170057>
- [43] T. B. Reddy, *Linden’s Handbook of Batteries*, 4° ed. 2011.
- [44] G. J. Luna Filho, “Previsão da autonomia de baterias de chumbo-ácido aplicadas a sistemas híbridos de geração de energia utilizando o método KiBaM”, Universidade Federal de Pernambuco, 2017.
- [45] C. A. Camargo, “Modelagem de Baterias em Sistemas de acumulação de energia para deslocamento de cargas”, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, 2014.
- [46] V. G. Lacerda, “Separação de Cd e Ni presentes em bateria de Ni-Cd por um método ambientalmente seguro utilizando sistema aquoso bifásico”, Universidade Federal de Viçosa, 2009.
- [47] S. C. Wottrich, “Modelagem Matemática do Tempo de Vida de Baterias de Lítio Íon

-
- Polímero a partir do Modelo Elétrico para Predizer Runtime e Características V-I”, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul - Unijuí, 2017. <https://doi.org/10.5540/03.2018.006.01.0395>
- [48] R. C. Ambrosio e E. A. Ticianelli, “Baterias de níquel-hidreto metálico, uma alternativa para as baterias de níquel-cádmio”, *Quim. Nova*, vol. 24, nº 2, p. 243–246, 2001. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422001000200015>
- [49] G. M. Bragagnolo, “Estudo eletroquímico e estrutural de eletrodos de hidróxido de níquel modificados com cério para a estabilização da fase alfa-hidróxido de níquel”, Universidade de São Paulo, 2005.
- [50] W. Aranha, “Caracterização de bateria recarregável de lítio de veículos híbridos visando sua reciclagem”, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- [51] X. Hu, C. Zou, C. Zhang, e Y. Li, “Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs”, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, nº 5, p. 20–31, set. 2017. <https://doi.org/10.1109/MPE.2017.2708812>
- [52] Alaska Raibelt Cooperative Transmission & Electric Company, “Unconstrain Bradley Lake Hydroelectric Project”. Disponível em: <<http://arctec.coop/category/projects/bradley-lake/>> Acesso em: 07 mar. 2019.
- [53] C. N. Martins, “Condicionantes da difusão do carro elétrico no Brasil: análise dos fatores institucionais, econômicos e técnicos”, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- [54] Y. Vasconcelos, “A ascensão dos Elétricos”, *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, p. 18–27, ago-2017.
- [55] R. F. Bastos, “Sistema de gerenciamento para carga e descarga de baterias (chumbo-ácido) e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em sistemas de geração distribuída”, Universidade de São Paulo, 2013.
- [56] A. F. dos S. Leite, João Victor de Andrade; Cruz, “Estudo E Aplicação Da Smart Grid No Sistema Elétrico De Distribuição Brasileiro.”, *Semin. Estud. Prod. Acad.*, vol. 16, p. 46–72, 2017.
- [57] B. P. Roberts, “Deploying battery energy storage in the utility distribution grid”, *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, p. 1–2, 2010. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589571>
- [58] S. Misak e L. Prokop, “Off-grid power systems”, *2010 9th Conf. Environ. Electr. Eng.*

-
- EEEIC 2010, p. 14–17, 2010. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2010.5490003>
- [59] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Sobre o SIN - O Sistema em Números”. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>> Acesso em: 15 out. 2019.
- [60] S. Kama, J. Yoshinaga, W. Hirohasi, Y. Hayashi, M. Watanabe, e H. Takigasaki, “Installed generator capacity determination method with variable weather-based SOC operation for island-alone off-grid system”, *2017 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia Smart Grid Smart Community, ISGT-Asia 2017*, p. 1–5, 2018. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2017.8378329>
- [61] A. Puri, “Optimally sizing battery storage and renewable energy sources on an off-grid facility”, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, p. 1–5, 2013. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672204>
- [62] F. A. Bhuiyan e A. Yazdani, “Energy storage technologies for grid-connected and off-grid power system applications”, *2012 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2012*, p. 303–310, 2012. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2012.6474970>
- [63] C. Lebron, F. Andrade, E. O’Neill, e A. Irizarry, “An intelligent Battery management system for home Microgrids”, *2016 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2016*, p. 1–5, 2016. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2016.7781249>
- [64] J. Sridhar, G. R. C. Mouli, P. Bauer, e E. Raaijen, “Analysis of load shedding strategies for battery management in PV-based rural off-grids”, *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, p. 1–6, 2015. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232628>
- [65] F. Perez, J. F. Custodio, V. G. De Souza, H. K. R. Filho, E. M. Motoki, e P. F. Ribeiro, “Application of energy storage elements on a PV system in the smart grid context”, *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. ISGT LATAM 2015*, p. 751–756, 2016. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381250>
- [66] U. S. D. of Energy, “Tehachapi Wind Energy Storage Project”, n° May, p. 2014, 2014.
- [67] SCE, “Tehachapi Wind Energy Storage Project”, 2015.
- [68] L. S. S. Pelegriño, “Sistema Integrado Para o Controle de Fluxo de Potência Entre Veículo Elétrico , Rede elétrica Pública e Residência”, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.
- [69] C. Liu, K. T. Chau, D. Wu, e S. Gao, “Opportunities and challenges of vehicle-to-home, vehicle-to-vehicle, and vehicle-to-grid technologies”, *Proc. IEEE*, vol. 101, n° 11, p.

-
- 2409–2427, 2013. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2013.2271951>
- [70] C. S. B. B. Marques, M. C.; Consoni, F. L.; Mayer, “Smart Car: em rota de coalizão”, *O Setor Elétrico*.
- [71] K. D. Coelho, “Estudo de uma fonte ininterrupta de corrente contínua de baixa potência gerenciada por um microcontrolador”, Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.
- [72] R. T. Cardoso, “Método de Carga para Banco de Baterias em Fontes Ininterruptas de Energia que Busca Garantir o Estado de Carga Completa: Corrente Pulsada Modificado”, Universidade Federal de Santa Maria, 2016.
- [73] T. Lazzarin, “Estudo e implementação de um carregador de baterias com uma técnica de avaliação de sua vida útil”, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- [74] M. Hua, C.; Lin, “A study of charging control of lead-acid battery for electric vehicles”, *Pulse*, p. 135–140, 2000.
- [75] A. Banguero, E.; Correcher, A.; Pérez-Navarro, A.; Morant, F.; Aristizabal, “A review on battery charging and discharging control strategies: Application to renewable energy systems”, *Energies*, vol. 11, nº 4, p. 1–15, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11041021>
- [76] V. Svoboda, H. Doering, e J. Garche, “The influence of fast charging on the performance of VRLA batteries”, *J. Power Sources*, vol. 144, nº 1, p. 244–254, 2005. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.026>
- [77] M. W. P. Chagas, “Novas tecnologias para avaliação de baterias”, Instituto de tecnologia para o desenvolvimento/LACTEC, 2007.
- [78] Mastervolt, “Charging batteries”. [Online]. Available at: <https://www.mastervolt.com/charging-batteries/>. [Acessado: 19-fev-2020].
- [79] S. S. Zhang, K. Xu, e T. R. Jow, “Study of the charging process of a LiCoO₂-based Li-ion battery”, *J. Power Sources*, vol. 160, nº 2, p. 1349–1354, out. 2006. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.02.087>
- [80] X. Qu, H. Han, S. C. Wong, C. K. Tse, e W. Chen, “Hybrid IPT Topologies with Constant Current or Constant Voltage Output for Battery Charging Applications”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, nº 11, p. 6329–6337, 2015. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2396471>
- [81] H. P. A. C. Souza, I. N. Santos, F. A. M. Moura, “Assessment of a new battery charge and discharge procedure applied to photovoltaic generation”, in *CBQEE*, 2019.
- [82] Y. S. Wong, W. G. Hurley, e W. H. Wölflé, “Charge regimes for valve-regulated lead-

-
- acid batteries: Performance overview inclusive of temperature compensation”, *J. Power Sources*, vol. 183, n° 2, p. 783–791, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.05.069>
- [83] Y. E. Abu Eldahab, N. H. Saad, e A. Zekry, “Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, p. 646–655, 2016.
- [84] Unitrode, “U-510 Using the bq2031 to Charge Lead-Acid Batteries”. [Online]. Available at: <http://www.tij.co.jp/jp/lit/an/slua017/slua017.pdf>. [Acessado: 10-abr-2019].
- [85] C. S. Lee, H. C. Lin, e S. Lai, “Development of Fast Large Lead-Acid Battery Charging System Using Multi-state Strategy”, *Int. J. Comput. Consum. Control*, vol. 2, n° 2, p. 56–65, 2013.
- [86] E. Ayoub e N. Karami, “Review on the charging techniques of a Li-Ion battery”, *2015 3rd Int. Conf. Technol. Adv. Electr. Electron. Comput. Eng. TAECE 2015*, p. 50–55, 2015. <https://doi.org/10.1109/TAECE.2015.7113599>
- [87] I. H. Cho, P. Y. Lee, e J. H. Kim, “Analysis of the effect of the variable charging current control method on cycle life of Li-ion batteries”, *Energies*, vol. 14, n° 15, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12153023>
- [88] O. Tremblay e L. A. Dessaint, “Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications”, *World Electr. Veh. J.*, vol. 3, n° 2, p. 289–298, 2009. <https://doi.org/10.3390/wevj3020289>
- [89] M. F. Brondani, “Modelagem Matemática do Tempo de Vida de Baterias de Lítio Íon Polímero utilizando Algoritmos Genéticos”, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, 2015. <https://doi.org/10.5540/03.2016.004.01.0064>
- [90] K. Schneider, P. Sausen, e A. Sausen, “Análise Comparativa De Modelos Analíticos Para Predição Do Tempo De Vida De Baterias Em Dispositivos Móveis”, *Proc. 9th Brazilian Conf. Dyn. Control their Appl.*, p. 994–1000, 2010.
- [91] L. Fransozi, “Modelagem Matemática do Tempo de Vida de Baterias de Lítio Íon Polímero através de Modelos Híbridos”, 2015.
- [92] L. H. Vera e A. Krenzinger, “Modelo matemático para baterias automotivas operando em sistemas fotovoltaicos autônomos”, vol. 1, p. 161–171, 2010.
- [93] M. G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, e G. Graditi, “A new device for the control and the connection to the grid of combined RES-based generators and electric storage systems”,

-
- 4th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2013, p. 262–267, 2013. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2013.6586999>
- [94] M. Kashima, “Projeto de um inversor bidirecional aplicado em carregadores de veículos elétricos para configuração G2V e V2G”, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- [95] M. Parvez, S. Mekhilef, N. M. L. Tan, e H. Akagi, “Model predictive control of a bidirectional AC-DC converter for V2G and G2V applications in electric vehicle battery charger”, *2014 IEEE Transp. Electrif. Conf. Expo Components, Syst. Power Electron. - From Technol. to Bus. Public Policy, ITEC 2014*, p. 1–6, 2014. <https://doi.org/10.1109/ITEC.2014.6861795>
- [96] J. A. Pomílio, “Conversores CA-CC - Retificadores”, Campinas, p. 33.
- [97] J. Jiang, Y. Bao, e L. Y. Wang, “Topology of a bidirectional converter for energy interaction between electric vehicles and the grid”, *Energies*, vol. 7, nº 8, p. 4858–4894, 2014. <https://doi.org/10.3390/en7084858>
- [98] P. Fernando, S. Costa, P. Henrique, B. Löbner, L. L. Carvalho, e P. G. Peranconi, “Conversor Dab Aplicado À Carga De Banco De Baterias Em Uma Microrrede Com Geração Fotovoltaica”, 2018.
- [99] R. J. Wai e R. Y. Duan, “High-efficiency bidirectional converter for power sources with great voltage diversity”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, nº 5, p. 1986–1996, 2007. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2007.904167>
- [100] H. Zhang, Y. Chen, S. J. Park, e D. H. Kim, “A family of bidirectional DC-DC converters for battery storage system with high voltage gain”, *Energies*, vol. 12, nº 7, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12071289>
- [101] F. L. Tofoli, R. M. Lemos, e W. J. De Paula, “Utilização de um critério simples para comparação de desempenho de conversores estáticos de potência estudados em cursos de graduação em engenharia elétrica”, 2014.
- [102] B. University, “Secondary (Rechargeable) Batteries”, 2019. .
- [103] MathWorks, “Battery: Generic battery model”, 2019. [Online]. Available at: <https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/battery.html>. [Acessado: 18-fev-2020].
- [104] R. H. Rosemback, “Conversor CC-CC bidirecional buck-boost atuando como controlador de carga de baterias em um sistema fotovoltaico”, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2004.

-
- [105] D. W. Hart, *Eletrônica de Potência: Análise e Projetos de Circuitos*. Porto Alegre, 2012.
- [106] V. M. Pinto, “Um estudo comparativo de técnicas de chaveamento de conversores três níveis”, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- [107] N. Celanovic, “Space Vector Modulation and Control of Multilevel Converters”, University of Virginia Tech, 2000.
- [108] M. G. Villalva, M. E. De Oliveira Filho, e E. R. Filho, “Detailed implementation of a current controller with 3D space vectors for four wire active filters”, *Proc. Int. Conf. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 1, p. 536–541, 2003.
- [109] J. A. Pomílio, “Conversores CC/CA - Inversores”, in *Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*, 2014, p. 1–20.
- [110] D. W. Gao, *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. Elsevier, 2015.
- [111] A. Reis, “Uma Contribuição para o Controle Operativo de Unidades Eólicas: Modelagem, Regulação de Tensão e Minimização das Distorções Harmônicas”, Universidade Federal de Uberlândia, 2015.
- [112] A. Reznik, “Analysis And Design Of A Smart-Inverter For Renewable Energy Interconnection To The Grid”, Colorado School of Mines, 2012.
- [113] S. J. M. Machado, “Uma proposta de controle com alta capacidade de rejeição harmônica para inversores monofásicos conectados à rede elétrica através de filtro LCL amortecido para sistemas de energia renovável”, Universidade Estadual de Londrina, 2016.
- [114] P. Teodorescu, R. Liserre, M. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
<https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- [115] G. M. Prado, “Projeto e desenvolvimento de um inversor trifásico bidirecional fonte de tensão com controle por transformada de Park”, Universidade Federal de Uberlândia, 2019. <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2019.40>
- [116] Á. J. Rodrigues, “Estudo Comparativo de Estratégias de Controle para Inversores de Fontes Ininterruptas de Energia”, Universidade de São Paulo, 2010.
- [117] G. M. Prado, “Projeto e desenvolvimento de um inversor trifásico bidirecional fonte de tensão com controle por transformada de Park”, Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- [118] A. Reznik, M. G. Simoes, A. Al-Durra, e S. M. Mueen, “LCL Filter design and

-
- performance analysis for grid-interconnected systems”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, nº 2, p. 1225–1232, 2014.
- [119] P. Sergio, N. Filho, T. André, M. G. Villalva, e E. R. Filho, “Modelagem precisa para análise e projeto de controle do elo CC do conversor fonte de tensão trifásico com filtro lcl conectado à rede elétrica accurate modeling for analysis and control design of the dc-side”, *Eletrônica de Potência*, vol. 22, nº 1, p. 7–18, 2017. <https://doi.org/10.18618/REP.2017.1.2639>
- [120] R. D. Araújo, “Projeto e simulação de filtros L e LCL para interconexão de inversor NPC trifásico à rede”, Universidade Federal do Ceará, 2012.
- [121] J. C. U. Pena, “Controle robusto de inversores VSI com filtro LCL aplicados a geração distribuída , com controle da injeção de potências ativa e reativa na rede de distribuição em baixa tensão e capacidade de operação ilhada em ambiente de micro-redes José Carlos Ugaz Pe”, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2016.
- [122] V. Blasko e V. Kaura, “A novel control to actively damp resonance in input LC filter of a three-phase voltage source converter”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 33, nº 2, p. 542–550, 1997. <https://doi.org/10.1109/28.568021>

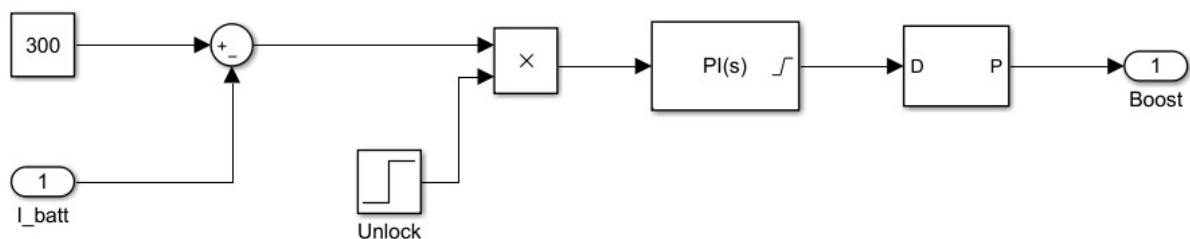
APÊNDICE A

DETALHES DOS CONTROLES EMPREGADOS NO SISTEMA IMPLEMENTADO

A. CONTROLE DO CONVERSOR CC-CC E DO INVERSOR

O controle do conversor bidirecional durante a etapa Boost foi implementado conforme a Figura A.1 . Nesse caso, a corrente de referência foi estabelecida em 300 A, para que o sistema fornecesse uma potência equivalente a 75 kW.

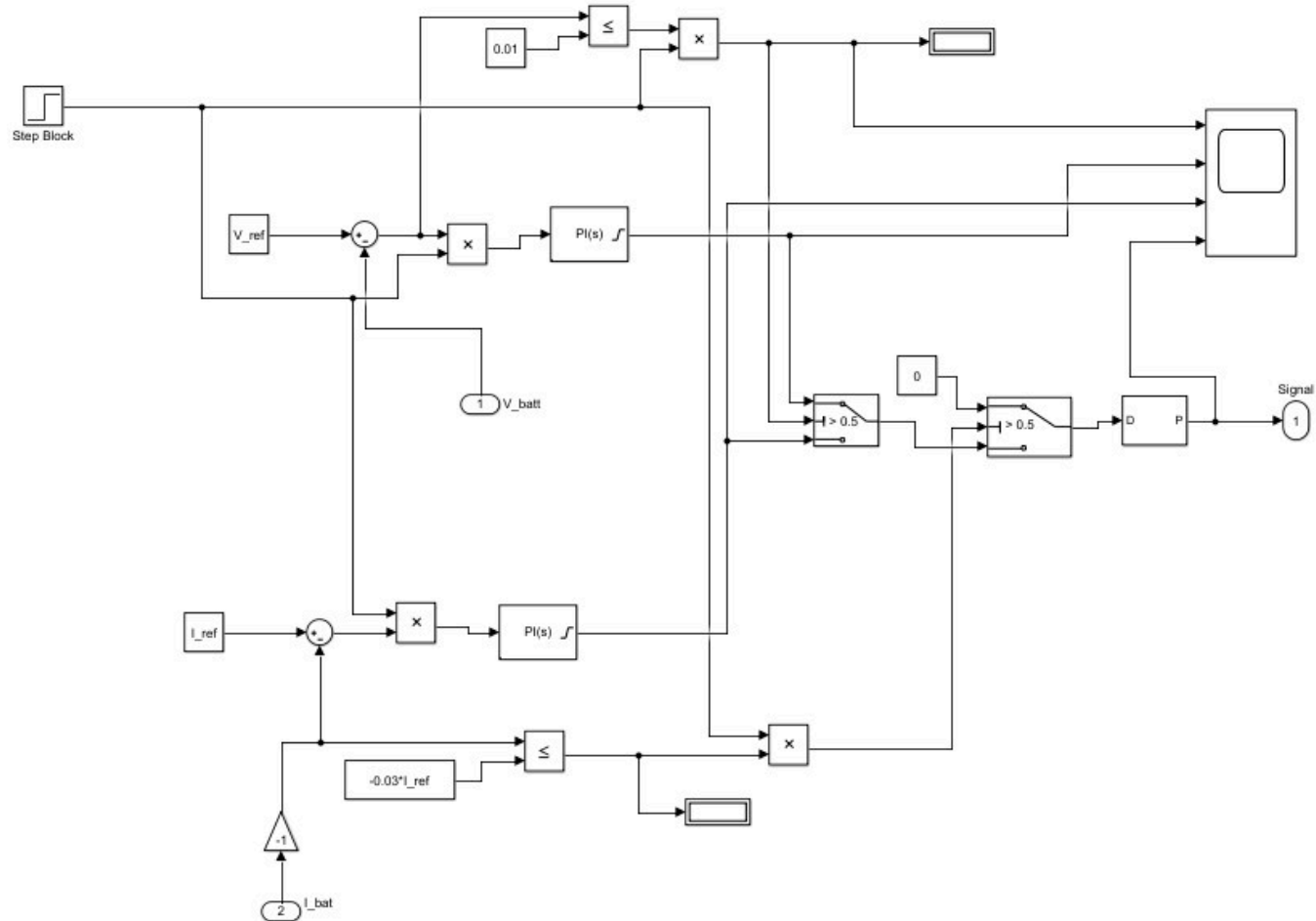
Figura A.1 – Esquema de controle do conversor CC-CC para etapa Boost



Fonte: elaborada pela autora (2020).

Já o controle durante a etapa Buck é apresentado na Figura A.2. Enquanto o controle utilizado para o inversor é mostrado na Figura A.3.

Figura A.2 – Esquema de controle do conversor CC-CC para a Etapa Buck



Fonte: elaborada pela autora (2020).

