



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIA CLARA DIAS GUIMARÃES NUNES MARTINS

**IMPLANTAÇÃO DE MICRORREDE DOTADA DE SISTEMA DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Estudo de Caso: Microrrede do Laboratório de Armazenamento e Mobilidade

Recife

2022

MARIA CLARA DIAS GUIMARÃES NUNES MARTINS

**IMPLANTAÇÃO DE MICRORREDE DOTADA DE SISTEMA DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**
Estudo de Caso: Microrrede do Laboratório de Armazenamento e Mobilidade

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Coorientador: Prof. MSc. Davidson da Costa Marques

Recife

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Nunes Martins, Maria Clara Dias Guimarães.

Implantação de Microrrede Dotada de Sistema de Geração Solar Fotovoltaica e Sistema de Armazenamento de Energia: estudo de caso: microrrede do laboratório de armazenamento e mobilidade / Maria Clara Dias Guimarães Nunes Martins. - Recife, 2022.

78 p. : il., tab.

Orientador(a): José Filho da Costa Castro

Coorientador(a): Davidson da Costa Marques

(Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, , 2022.

Inclui referências, apêndices.

1. Microrredes. 2. Sistemas de Armazenamento de Energia. 3. Operação. 4. Baterias. 5. Sistemas Fotovoltaicos. I. Castro, José Filho da Costa . (Orientação). II. Marques, Davidson da Costa. (Coorientação). III. Título.

620 CDD (22.ed.)

MARIA CLARA DIAS GUIMARÃES NUNES MARTINS

**IMPLANTAÇÃO DE MICRORREDE DOTADA DE SISTEMA DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**
Estudo de Caso: Microrrede do Laboratório de Armazenamento e Mobilidade

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: dia/mês/ano.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof. MSc. Davidson da Costa Marques (Coorientador)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

MSc. Guilherme Ferreti Rissi
Companhia Paulista de Luz e Força – CPFL Energia

Prof. Dr. Guilherme Delgado Soriano
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Dedico esse trabalho a meus pais. Sou tudo que somos juntos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me guiado e pela benção de ter chegado até aqui. Dedico e sou grata a minha família e aos meus pais, Emília e Aliomar, por todo apoio e por serem minha base em todos os momentos. Também, a Marcelo, por me ajudar a me tornar uma melhor versão minha a cada dia. Não teria sentido sem o amor de vocês.

Aos meus amigos: Lívia, João, Felipe, Amanda, Aline, Luciana, Daniel e Gabriel, por toda trajetória que vivemos.

Ao meu orientador e coorientador Dr. José Castro e MsC. Davidson Marques, pela disponibilidade, assistência e por terem me guiado na construção desse trabalho...suas orientações foram essenciais e sou muito grata por tudo. Meu muito obrigada também ao professor Dr. Pedro Rosas pela parceria e estruturação do laboratório, que me forneceu a oportunidade de fazer um estudo junto a um sistema existente e instalado. Meus agradecimentos, também, ao DEE, incluindo professores e colegas da Watt Consultoria e da equipe do LAM, pela experiência e trajetória neste curso. Os ensinamentos passados aqui serão para a vida toda.

Agradeço a oportunidade de ter feito meu trabalho no Laboratório de Armazenamento e Mobilidade, que foi financiado pela CPFL Energia via Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com recursos obtidos no âmbito do projeto Chamada Estratégica da ANEEL: PD-0397-3026/2017 - “Inserção de Sistema de Armazenamento em Configurações Múltiplas Para Suporte à Geração Eólica” e do projeto “PA3059 - Soluções de Apoio à Expansão da Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos: Estações de Carregamento Integradas à Tecnologia de Baterias e Sistemas Fotovoltaicos (PV)”. Desta forma, agradeço ao Programa de P&D da ANEEL e CPFL Energia pelo apoio financeiro na aquisição dos equipamentos que permitiram a elaboração deste trabalho. Agradeço aos engenheiros Guilherme Rissi e Amanda Lopes Fernandes pelo apoio para concretização das aquisições dos equipamentos do laboratório.

Muito obrigada!

RESUMO

Microrredes (MRs) podem ser descritas como sistemas integrados compostos por recursos energéticos distribuídos e cargas elétricas com a capacidade de operar como uma única rede autônoma, em paralelo ou “ilhada” da rede de distribuição. As MRs podem operar durante interrupções da rede elétrica, sendo utilizadas em aplicações visando confiabilidade de suprimento para cargas críticas. Entretanto, podem também auxiliar a mitigar os distúrbios transitórios, operar como um recurso de rede para uma resposta e recuperação mais rápidas do sistema elétrico convencional. Apesar dos potenciais benefícios, um dos desafios relevantes para a implantação de microrredes em diversos países e, particularmente, no Brasil está associado à ausência de laboratórios especializados dedicados ao estudo dos modos de operação e comportamento dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) em diferentes cenários. Neste sentido, este trabalho descreve a implementação de uma microrrede para fins didáticos, no Laboratório de Armazenamento e Mobilidade (LAM), localizado na Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Brasil. O LAM é uma microrrede híbrida capaz de simular diferentes cenários de carregamento de veículos elétricos e aplicações operacionais de *Battery Energy Storage System* (BESS). A microrrede consiste em um inversor trifásico *on grid*, três inversores/carregadores híbridos monofásicos, dois controladores de carga, uma bateria de íons de lítio e um gerador a diesel, bem como um sistema de monitoramento e supervisão de dados. O trabalho apresentará a microrrede e os REDs que a compõe, com ênfase na modelagem matemática e análise da operação de um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias de íons de lítio – com o levantamento das curvas de carga e descarga.

Palavras-chave: Microrredes; sistemas de armazenamento de energia; operação; baterias; sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

Microgrids (MGs) can be described as integrated systems composed of distributed energy resources and electrical loads operating as a single, autonomous network, in parallel or “islanded” from the distribution network. Microgrids can operate while the main grid is down and can strengthen grid resilience and help mitigate grid disturbances as well as function as a grid resource for faster system response and recovery. Despite the potential benefits, one of the relevant challenges for the implementation of microgrids in several countries and particularly in Brazil is associated with the absence of specialized laboratories dedicated to study the operational modes and the behavior of Distributed Energy Resources (DERs) under different scenarios. In this sense, this work describes the implementation of a microgrid for didactic purposes, in the Storage and Mobility Laboratory (SML), located at the Federal University of Pernambuco (UFPE), Brazil. The SML is a hybrid microgrid able to simulate different EV Charging scenarios and *Battery Energy Storage System* (BESS) operational applications. The microgrid is equipped in terms of subsystems/components of a three-phase On-grid inverter, three single-phase hybrid inverters/chargers, two charge controllers, a lithium-ion battery, and a diesel generator, also a data monitoring and supervisory system. This work will present the mathematical modeling and the charge and discharge curves of a storage system based on lithium-ion batteries, the data are obtained from the SML battery measurements, such as discharging voltage profile (under the islanding operation mode configuration) and State of charge under a discharging event.

Keywords: Microgrids; energy storage systems; operation; batteries; photovoltaic solar generation systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Dinâmica dos Pares Elétron-Buraco.	21
Figura 2 – <i>Array</i> com Módulos em Série.	22
Figura 3 – <i>Arrays</i> com Módulos em Paralelo.	22
Figura 4– Circuito Elétrico Equivalente de Célula Fotovoltaica.	23
Figura 5– Curvas Características I-V e P-V.	24
Figura 6– Controlador <i>On/Off</i> com Chaveamento Série.	28
Figura 7– Controlador <i>On/Off</i> com Chaveamento Paralelo.	28
Figura 8 – Exemplo da Aplicação do MPPT.	30
Figura 9 – Circuito Equivalente do Modelo.	33
Figura 10–Curva Genérica de Descarga de uma Bateria.	35
Figura 11 – Exemplo de Carregamento da Bateria de Lítio.	36
Figura 12 – Layout da Microrrede do LAM.	37
Figura 13 – Microrrede do LAM.	39
Figura 14 – Quadro Elétrico da Microrrede.	39
Figura 15 – Barramento CC do Quadro Elétrico.	41
Figura 16 – <i>Stringboxes</i> (Lado CC do Quadro Elétrico).	42
Figura 17 – Carport localizado na área externa do Laboratório.	44
Figura 18 – Layout dos Módulos FV do Frounius.	44
Figura 19 – Layout dos Módulos FV de um Controlador.	45
Figura 20 – Controladores de Carga.	46
Figura 21–Esquema do Chaveamento Interno do Quattro.	48
Figura 22 – Painel do Inversor/Carregador.	49
Figura 23 – Estrutura Interna da Bateria.	52
Figura 24 – Carga Resistiva.	53
Figura 25 – Quadro de Automação.	53
Figura 26– Layout de uma Tela do Supervisório.	55

Figura 27– Cerbo GX.	56
Figura 28 – Dashboard do Portal VRM.....	56
Figura 29– Interface Inicial do VEConfigure.....	58
Figura 30 – Aba de Configuração da Rede.....	59
Figura 31– Aba de Configuração do Inversor.	60
Figura 32 – Aba de Configuração do Controlador	60
Figura 33 – Aba de Configuração do Assistente Virtual.....	61
Figura 34 – Configurações no VictronConnect.....	62
Figura 35 – Dinâmica de Descarga.....	63
Figura 36 – Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais da Bateria pelo Tempo de Descarga.	64
Figura 37 – Gráfico da Tensão da Bateria pelo Estado de Carga na Descarga.	65
Figura 38 – Gráfico do Estado de Carga pelo Tempo de Descarga.	66
Figura 39 – Dinâmica de Carga.....	67
Figura 40 – Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais do Controlador 1 pelo Tempo de Carga.....	68
Figura 41 – Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais do Controlador 2 pelo Tempo de Carga.....	68
Figura 42 – Gráfico da Potência Fotovoltaica pelo Tempo.....	69
Figura 43– Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais da Bateria pelo Tempo de Carga....	70
Figura 44 – Continuação do Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais da Bateria pelo Tempo de Carga.....	71
Figura 45 – Gráfico do Estado de Carga pelo Tempo de Carga.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Descrição do lado CA do Quadro Elétrico.	40
Tabela 2 – Descrição do lado CC do Quadro Elétrico.	41
Tabela 3 – Dados Técnicos do Módulo Tiger Pro JKM450M-60HL4-V.	43
Tabela 4 – Dados Técnicos do Módulo TSM-DE09.08.	43
Tabela 5 – Dados Técnicos do Controlador Bluesolar MPPT 250/100.	46
Tabela 6 – Dados Técnicos do Quattro.	48
Tabela 7 – Dados do Inversor Fronius Symo 10 – 12,5kW.	50
Tabela 8 – Dados Técnicos da BYD B-BOX PRO 13,8.	51
Tabela 9 – Descrição do Quadro de Automação.	54
Tabela 10 – Parâmetros para o Carregador.	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCCV	<i>Constant Current, Constant Voltage</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
DVCC	Tensão Distribuída e Controle de Corrente
DER	Recurso Distribuído de Energia
ECM	<i>Equivalent Circuit Model</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EVA	Acetato De Etil Vinila
FV	Sistema Fotovoltaico
LAM	Laboratório de Armazenamento e Mobilidade
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrrede
PoC	Ponto de Conexão
PWM	<i>Power Width Modulation</i>
RED	Recurso Energético Distribuído
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State of Charge</i>
SOH	<i>State of Health</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UC	Unidade Consumidora

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{TS}	Capacitância do Ramo RC
I	Corrente
i	Corrente de Carga do Módulo FV
I_{bat}	Corrente da Bateria
i_g	Corrente da Fonte de Corrente do Módulo FV
I_{mp}	Corrente no Ponto de Máxima Potência
I_{pwm}	Corrente Referente ao Controle em PWM
i_{rp}	Corrente do Resistor do Módulo FV
i_s	Corrente Reversa do Diodo do Módulo FV
I_t	Corrente no Terminal da Célula da Bateria
I_{TS}	Corrente do Ramo RC
k	Constante de Boltzmann's
P_{mp}	Ponto de Máxima Potência
r_p	Resistor do Módulo FV
R_S	Resistência Interna da Bateria
R_{TS}	Resistência no Ramo RC
Q	Capacidade da Bateria
T	Temperatura da Junção do Módulo FV
V	Tensão
v	Tensão na carga do Módulo FV
V_{max}	Tensão Máxima
V_{mp}	Tensão no Ponto de Máxima Potência
v_d	Tensão nos Terminais do Diodo do Módulo FV
V_t	Tensão nos Terminais da Célula da Bateria
V_{TS}	Tensão nos Terminais do Ramo RC
P	Potência
P_{mp}	Ponto de Máxima Potência
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto da Bateria
$z(t)$	SOC da Bateria

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS.....	17
1.1.1	Geral	17
1.1.2	Específicos.....	17
1.2	MOTIVAÇÃO.....	17
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	18
2	COMPONENTES DE MICRORREDES.....	20
2.1	OS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	20
2.1.1	Associação de Módulos FV	21
2.1.2	Comportamento e Modelagem Matemática	22
2.2	OS INVERSORES	24
2.2.1	Inversores Aplicados em Sistemas Conectados à Rede	25
2.2.2	Inversores Aplicados em Sistemas Autônomos com Baterias	25
2.3	OS CONTROLADORES DE CARGA.....	26
2.3.1	Tipos de Controladores	27
2.3.1.1	<i>Controlador On/Off</i>	27
2.3.1.2	<i>Controlador com PWM</i>	29
2.3.1.3	<i>Controlador com MPPT</i>	29
2.4	AS BATERIAS	31
2.4.1	Controle Interno da Bateria de Lítio.....	31
2.4.2	Comportamento e Modelagem Matemática da Bateria de Lítio	32
3	MICRORREDES AUTÔNOMAS: ESTUDO DE CASO.....	37
3.1	TOPOLOGIA DA MICRORREDE DO LAM	37
3.2	CARACTERÍSTICAS DOS COMPONENTES	42
3.2.1	Módulos FV.....	42
3.2.2	Controlador de Carga	45

3.2.3	Inversores	47
3.2.3.1	<i>Inversores/Carregadores</i>	47
3.2.3.2	<i>Inversor On Grid</i>	50
3.2.4	Sistema de Armazenamento	50
3.2.5	Carga	52
3.2.6	Quadro de Automação.....	53
4	CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA	57
5	MEDIÇÃO E RESULTADOS	63
5.1	DESCARGA DA BATERIA	63
5.2	CARGA DA BATERIA.....	66
6	CONCLUSÕES	73
6.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....	74
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é composta, atualmente, por 61,6% de sua capacidade instalada proveniente de fontes hídricas, com previsão de redução dessa participação para 55,2% até 2026. Ao mesmo tempo, fontes de origem eólica e solar apresentaram uma tendência de maior participação, com um aumento de capacidade de 2,3% e 3,2%, respectivamente, nesse mesmo período. Esse cenário representa uma tendência de maior diversificação da matriz brasileira e um investimento em novas formas de geração e consumo da energia elétrica [1]

Com a descentralização do sistema de geração, surgiu a possibilidade do consumidor, antes com forte dependência da energia advinda da rede elétrica convencional proveniente de grandes centrais conectadas a redes de transmissão e distribuição, produzir sua própria energia localmente. Em 2012, através da Resolução Normativa nº 482/2012, foi instituído o conceito e as diretrizes da micro e minigeração distribuída no Brasil para produtores com fontes de geração de energia renovável ou cogeração qualificada com conexão à rede, sendo considerado um marco da história da geração distribuída no país [2].

Com a crescente adesão a outras formas de acesso à energia elétrica respaldadas pela regulamentação técnica, a redução dos custos associados à geração fotovoltaica e baterias, bem como o intenso desenvolvimento tecnológico observado nos últimos anos, é cada vez mais comum a existência de unidades consumidoras (UC) dotadas de geração própria com sistema de armazenamento, classificadas como microrredes, sendo conectadas à rede e passíveis de desconexão ou ilhadas [3]. Há diversos benefícios associados ao uso das MRs, e a possibilidade de desconexão da distribuidora pode evitar danos aos equipamentos/subsistemas em casos de faltas ou curto-circuitos na rede. No caso dos chamados sistemas *off grid* ou sistemas autônomos, apesar dos custos elevados, para aplicações atrás do medidor (*behind the meter*), é possível obter maior confiabilidade e segurança de suprimento, por meio da independência da produção de geração e do monitoramento das grandezas elétricas tais como tensão, corrente, frequência, e fluxos de potência. Adicionalmente, para os sistemas de distribuição, a existência de cargas que são desconectadas durante distúrbios pode contribuir para a manutenção da estabilidade, a redução das interrupções de fornecimento e obtenção de indicadores de continuidade elevados.

Além da utilização da geração intermitente em MRs, a integração do armazenamento em baterias nesses subsistemas são uma alternativa que oferecem maior controle e autossuficiência. Ao contrário de fontes com grande inércia, a potência vinda da descarga de um BESS pode suprir de forma rápida em situações emergenciais para abastecer demandas, ou podem ser uma opção para reduzir o pico energético em horários específicos. Isto, inclusive, pode ser benéfico, para o consumidor, ao utilizar uma estratégia de arbitragem de energia, injetando quando a energia for “mais cara”. Entretanto, a aplicação de sistemas de armazenamento exige regime tarifário com diferenciação horária, sendo aplicável para consumidores específicos [4].

Apesar dos benefícios, atualmente, considerando as Resoluções Normativas n.482/2012 e 687/2015, ainda existem barreiras no quesito de incentivo da participação desses sistemas de armazenamento. Por exemplo, por atualmente, no Brasil, ser aplicado o *net metering*, não há diferença na valoração entre injeção e consumo, e, portanto, ainda tem sido economicamente mais atrativo usar a própria rede como “armazenamento” [4].

O desenvolvimento sustentável no longo prazo do potencial das MRs com sistemas de armazenamentos depende, em termos gerais, da estrutura regulatória e atratividade econômica. Apesar de ser uma pauta que ainda está sendo discutida, há a previsão de crescimento de mercado nos próximos anos, estimulado, recentemente, pelo PLD horário e o PL 414/2021, que tendem a acelerar o processo de modernização no setor. O novo marco legal da geração distribuída, Lei nº 14300 de janeiro de 2022, por exemplo, introduz a figura das fontes despacháveis dotadas de sistemas de armazenamento, consolidando a permissão legal para o emprego de baterias em projetos de geração distribuída.

Atualmente, no Brasil, algumas funcionalidades já são utilizadas em aplicáveis para atrás do medidor; em áreas remotas, onde o acesso à rede é limitado ou não existente. O armazenamento junto com uma fonte de geração, como a solar, pode formar uma configuração autossuficiente para o consumidor e já é uma realidade no país. Em uma comunidade no Acre, foi instalado, recentemente, um projeto de P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e de PEE – Eficiência Energética, de uma usina fotovoltaica de 325kWp e sistema de armazenamento de capacidade de 829kWh, além de geradores à diesel para períodos em que a irradiação solar é insuficiente. A população no local tinha suprimento energético precário, contando com, em média, apenas 3 horas de energia por dia [5].

Tendo em vista essa necessidade de implementar soluções que complementem a geração variável nessas áreas, inclusive minimizando a participação do diesel, este trabalho aborda uma descrição da microrrede híbrida do LAM, presente na Universidade Federal de Pernambuco, com capacidade de operação de forma ilhada. São apresentadas as observações do comportamento de seu sistema de bateria de íons de Lítio a partir de dois cenários, o de descarga e carga.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

O objetivo geral deste trabalho é apresentar a microrrede híbrida LAM, descrever os equipamentos e suas funcionalidades, estratégias operacionais e propostas para aplicações futuras.

1.1.2 Específicos

Associado aos objetivos gerais, devem-se cumprir os seguintes objetivos específicos:

- Apresentar e descrever o laboratório, seus componentes e respectivas funções;
- Obter dados de interesse a partir do histórico de medições de dois cenários possíveis para o sistema, realizando o refinamento da amostra;
- Analisar o comportamento da carga e descarga do banco de baterias da microrrede do LAM em uma configuração sem conexão com a distribuidora.

1.2 Motivação

Na modernização dos sistemas de energia, os sistemas fotovoltaicos híbridos, integrados com armazenamento de energia, podem ser considerados a nova fronteira técnica e comercial. No Brasil, com a publicação da Lei nº 14300 de janeiro de 2022, iniciou-se um processo de sinalização econômica para viabilizar tecnologias de armazenamento com consumidores do grupo de baixa tensão (grupo B). Adicionalmente, utilizando tecnologias de comunicação para

integrar as diversas tecnologias de inversores fotovoltaicos e conversores de conexão de células de bateria, é possível gerenciar a operação dos equipamentos para explorar diferentes estratégias de gerenciamento de potência/produção de energia, visando estabelecer diferentes métodos de controle de produção, avaliar aspectos técnicos e viabilidade econômica de novas tecnologias.

Nesse sentido, foi instalado no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, um laboratório equipado com inversor trifásico *on grid* com potência nominal de 12,5kW, gerador trifásico a diesel de 11 kVA, três inversores/carregadores monofásicos de 10kVA cada com dupla entrada CA independente e dupla saída CA, dois controladores de carga e um *Energy Management System* (EMS) para operação do sistema a partir do equipamento do fabricante Victron Energy, além de um Sistema de Armazenamento de Energia de 12,8 kW/13,8 kWh – BESS equipado com *Battery Management System* (BMS) do fabricante BYD.

Os dispositivos são integrados através de um barramento CC (formando uma microrrede com um barramento CC acessível). Adicionalmente, foi desenvolvido um sistema SCADA para supervisionar e adquirir dados de toda a microrrede no Centro de Operações do LAM.

A concepção do laboratório tem complementaridade ao Projeto P&D “PA3026 - Inserção de Sistema de Armazenamento em Configurações Múltiplas para Suporte à Geração Eólica”, o qual é referente à chamada estratégica 021/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

1.3 Organização do Trabalho

O presente trabalho foi dividido em 6 capítulos. No Capítulo 1, foi apresentado um contexto sobre MRs e suas perspectivas no Brasil, como também a motivação para o trabalho e os objetivos a serem almejados.

No Capítulo 2, será introduzido o LAM e serão descritas as características, modos de funcionamento e algumas classificações dos tipos de componentes que pertencem à microrrede.

O Capítulo 3 apresenta os equipamentos selecionados/especificados para a microrrede híbrida, enquanto as configurações a serem realizadas para o funcionamento do subsistema em modo isolada são instruídas no Capítulo 4 subsequente.

Em seguida, no Capítulo 5, são apresentados os cenários de carga e descarga do sistema de armazenamento, bem como os resultados das medições efetivadas.

Por fim, no Capítulo 6, será concluído o trabalho levando-se em consideração os objetivos propostos, além de apresentar sugestões para trabalhos futuros.

2 COMPONENTES DE MICRORREDES

Com a evolução da eletrônica de potência, automação de processos e métodos de comunicação e controle, a disseminação de microrredes inteligentes passou a se tornar, cada vez mais, uma opção para aplicação das REDs. Das configurações existentes de MRs, é possível classificar as que envolvem FVs como pelo menos uma alternativa de geração de acordo com sua relação com a rede elétrica. As MRs podem estar conectadas através de um ponto de conexão (PoC), operando de forma autônoma, ou de forma híbrida, com mais de uma fonte. Cada uma dessas alternativas envolve componentes específicos de acordo com seu funcionamento e necessidades tendo em vista sua aplicação e condições do local de implementação.

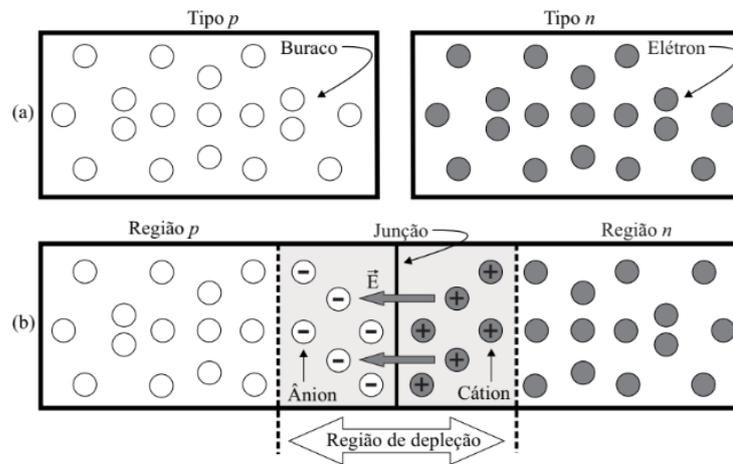
A partir disso, torna-se necessário apresentar e discutir os fundamentos teóricos acerca dos equipamentos para realizar uma operação autônoma do laboratório de acordo com seus respectivos papéis nos cenários a serem montados. Adiante, nos próximos capítulos, serão detalhados os dados técnicos e configurações aplicadas nos modelos dos componentes escolhidos.

2.1 Os Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é o componente responsável pela conversão da energia solar em elétrica através do Efeito Fotovoltaico, onde os raios solares incidem sobre sua superfície e provocam o surgimento de uma corrente contínua devido nas células FV.

O princípio de condutividade de uma célula se baseia na dinâmica de um material semicondutor dopado, formando uma junção p-n, onde ocorre o surgimento de pares elétron-buraco através da incidência de luz solar – absorção de fótons – e sua difusão para as bandas de menos concentração, por exemplo, elétrons livres para a região p, conforme pode ser visualizado na Figura 1. Conseqüentemente, no lado da região tipo p, acumulam-se ânions, tornando-se mais negativo com a saída das lacunas e, de forma análoga, o lado n se torna positivo [6,7].

Figura 1 – Dinâmica dos Pares Elétron-Buraco.



Fonte: [7]

Portanto, o grau de incidência da radiação tem um efeito direto na corrente gerada na célula: para condições de sol pleno, o módulo produz sua corrente máxima, enquanto ocorrências de sombreamentos e baixas irradiâncias comprometem o desempenho da geração de corrente na junção. Para a formação de um módulo, um sombreamento pode limitar a corrente total do sistema, e, para evitar esse efeito, é interessante que sejam adicionados diodos de *by-pass*.

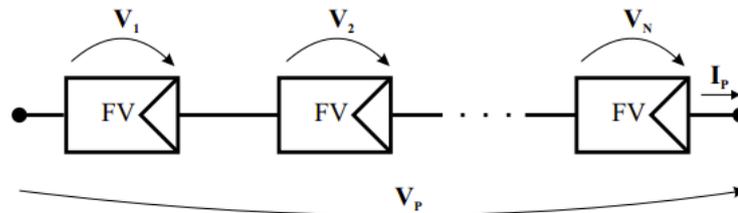
Do ponto de vista estrutural, além da instalação dos diodos, para compor um módulo fotovoltaico, usualmente, as células são encapsuladas por duas camadas de EVA (acetato de etil vinila) em cada lado, vidro temperado na parte superior e filme posterior isolante na parte inferior. São adicionadas, ainda, uma estrutura de alumínio envolvendo o dispositivo e a caixa de conexões elétricas, que alojam o diodo de *by-pass* e os cabos de conexão [8].

2.1.1 Associação de Módulos FV

Os módulos podem ser conectados de diferentes maneiras, formando *arrays*, onde resultados diferentes de corrente e tensão vão ser obtidos dependendo da configuração escolhida. Para módulos com as mesmas características físicas e elétricas (idênticos), para mesma irradiância, é possível realizar conexões em série e/ou paralelo [8]. Para as conexões em série, são interligados os terminais de polaridades opostas dos módulos, de forma que a

corrente será única para todo o circuito, (I_p) e as tensões de cada equipamento são somadas, resultando na tensão total do *array* (V_p).

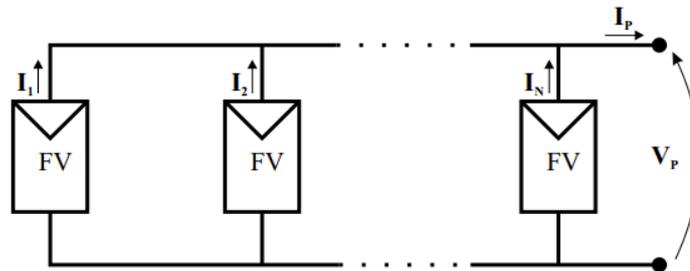
Figura 2 – *Array* com Módulos em Série.



Fonte: [7]

Enquanto isso, para a configuração em paralelo, vão ser conectados terminais de mesma polaridade, de maneira que a corrente total de saída desse sistema equivale à soma das correntes individuais de cada módulo. Enquanto isso, a tensão de cada módulo é a mesma, visto que devem ser idênticos à saída do *array*.

Figura 3 – *Arrays* com Módulos em Paralelo.

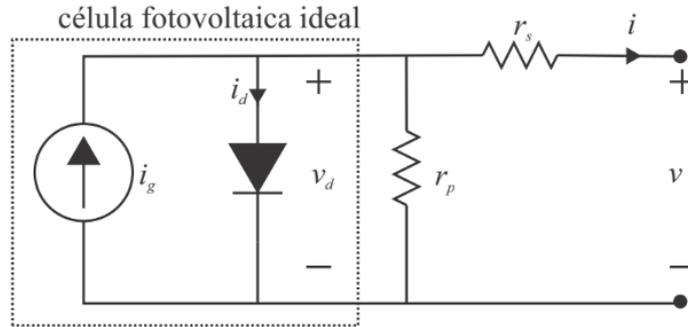


Fonte: [7]

2.1.2 *Comportamento e Modelagem Matemática*

Uma forma de modelar uma célula FV ideal como um circuito elétrico é representando a junção p-n por um diodo e a corrente gerada pela incidência de um valor fixo de radiação solar por uma fonte de corrente, conforme ilustrado na Figura 4 [9].

Figura 4– Circuito Elétrico Equivalente de Célula Fotovoltaica.



Fonte: [9]

Para que o circuito se aproxime mais do funcionamento real, em paralelo com a célula, é adicionada uma resistência, r_p , e outra em série, r_s , que representa as perdas por dispersão para aproximar a célula de seu funcionamento real. Dessa forma, é possível obter a corrente que flui para carga:

$$i = i_g - i_{rp} - i_d \quad (1)$$

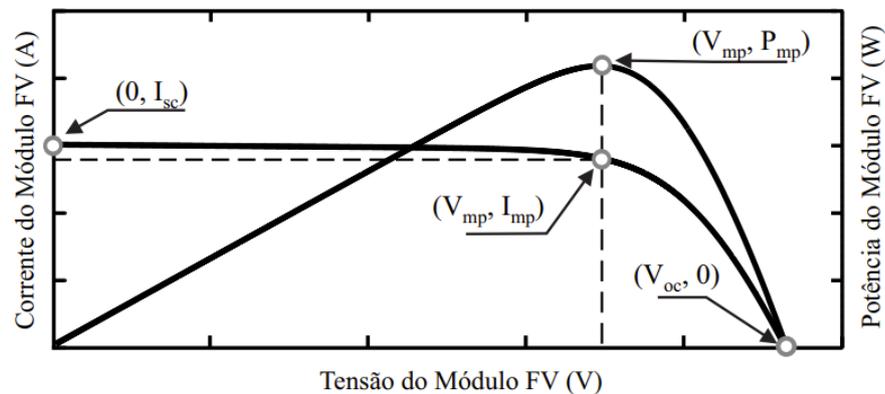
$$i = i_g - i_s \left(e^{\frac{qv_d}{kT}} - 1 \right) - \frac{v + ir_s}{r_p} \quad (2)$$

Onde i é a corrente que alimenta a carga de saída do circuito; i_g é a corrente da fonte de corrente; i_{rp} a corrente que passa pelo resistor r_p ; i_d a corrente do diodo; i_s a corrente reversa do diodo; v_d é a tensão entre os terminais do diodo; k é a constante de Boltzmann's; T a temperatura da junção e v é a tensão nos terminais da carga. Visto que a tensão no diodo tem o mesmo valor que a tensão em r_p , a equação da corrente que chega até a carga pode ser representada pela equação 3:

$$i = i_g - i_s \left(e^{\frac{q(v+ir_s)}{kT}} - 1 \right) - \frac{v + ir_s}{r_p} \quad (3)$$

De (3), nota-se que os valores de tensão e corrente do módulo variam de acordo com a carga conectada a seus terminais. As curvas características I-V e P-V genéricas de um módulo podem ser visualizadas na Figura 5, onde a máxima potência fornecida em cada uma corresponde aos pontos (V_{mp}, P_{mp}) e (V_{mp}, I_{mp}) .

Figura 5– Curvas Características I-V e P-V.



Fonte: [7]

Dessa forma, novos valores de tensão e corrente implicam em pontos de máxima potência diversos em ambas as curvas. Para sistemas autônomos com armazenamento em baterias, pode ser aplicado um recurso ao controlador de carga para realizar o rastreamento do ponto máximo de potência, o Seguidor de Máxima Potência (MPPT) para obter a eficiência da geração fotovoltaica [10].

2.2 Os Inversores

Para sistemas em que se torna necessária a alimentação de cargas que demandam corrente alternada, desde motores a alguns eletrodomésticos, a corrente contínua fornecida dos módulos – ou das baterias – deve ser convertida. Para esse propósito, são adicionados ao sistema os inversores CC/CA intermediando esses componentes da microrrede.

Os inversores são dispositivos eletroeletrônicos compostos por um circuito com tiristores ou transistores que atuam como chaves eletrônicas, mudando o estado para condução e bloqueio da corrente vinda dos terminais CC [8]. Esses equipamentos podem ter MPPT, tecnologia anti-ilhamento e medição de parâmetros elétricos, dependendo do que for interessante para sua aplicação [11]. Ainda, podem ser classificados de várias formas, desde a partir de sua complexidade e do formato da onda de saída de seus terminais, podendo ser quadrada, senoidal modificada ou pura, quanto em relação a sua eficiência e aplicação. Dentre as classificações de inversores descritas Luque & Hegedus [12], destacam-se, no âmbito deste trabalho, as apresentadas a seguir:

2.2.1 Inversores Aplicados em Sistemas Conectados à Rede

Uma das configurações mais comuns para os sistemas FV Conectados à Rede (SFCCR) envolvem sistemas sem armazenamento, visto que a própria rede pode se comportar como uma bateria, onde o inversor converte a corrente contínua vindo da usina FV para corrente alternada em um barramento CA no qual estão conectadas as cargas e a rede elétrica. Apesar de existirem inversores *off grid* que possam ter uma entrada para a rede, entende-se que estes apenas demandam energia, não sendo habilitados para injetar como os *on grid*, que são comutados pela rede, atuando como uma fonte de corrente, hora injetando o excesso, outra compensando o *déficit* absorvendo da distribuição.

2.2.2 Inversores Aplicados em Sistemas Autônomos com Baterias

Sistemas FV isolados são caracterizados por não estarem conectados à rede da distribuidora. Existem outras maneiras de utilizar esse tipo de sistema de forma mais simplificada, sem o uso de armazenamento, porém, é uma configuração que apresenta certas limitações, como forte dependência do horário com disponibilidade de incidência solar, tornando-se uma opção limitada a funcionalidades muito específicas. Na configuração autônoma com baterias, o inversor atua como uma fonte de tensão e converte a corrente contínua dos acumuladores em CA, alimentando as cargas em horários em que não existe geração solar, por exemplo; já em sistemas FV híbridos, espera-se que esses inversores também tenham

a funcionalidade de carregador, tornando o fluxo com a bateria bidirecional, também carregando-a a partir da geração FV (ou da rede, caso seja *grid tie*) quando existir excedente não demandado pela carga [12]. É importante salientar que, caso não seja um sistema isolado, e exista esse inversor de *backup* de bateria, é obrigatório que exista uma proteção anti-ilhamento.

Ademais, em relação à eletrônica de potência, Luque & Hegedus [12] afirmam que as características do *hardware* de inversores conectados ou não à rede são similares, diferenciando-se no controle. Ainda, para garantirem eficiência no processo de conversão, os autônomos precisam garantir certas peculiaridades, sendo algumas destas:

- Autoconsumo consideravelmente pequeno para não provocar grandes perdas e consequente comprometimento na confiabilidade do sistema;
- Suportar curtos-circuitos;
- Pouca distorção harmônica de corrente e flutuação na tensão de saída, resultando em um formato o mais próximo possível da senoide;
- Ampla faixa de tensão disponível na sua entrada, entre -10% a 30% da tensão nominal, permitindo certa flexibilidade na tensão de saída dos módulos;
- Suportar sobrecargas para correntes de partida de certos equipamentos;
- Conversão eficiente CC/CA.

2.3 Os Controladores de Carga

A presença de baterias implica na necessidade de um equipamento que gerencie o fluxo entre o sistema FV e o de armazenamento. As baterias são sensíveis, e, para não prejudicar seu ciclo de vida com correntes muito mais altas que seu limite de carga, é importante que exista um gerenciamento e controle realizado por um controlador de carga. Além da proteção contra sobrecarga, onde os controladores impedem que a bateria continue carregando ao atingir seu limite de tensão de carga, esse equipamento pode gerenciar o carregamento de acordo com o algoritmo específico do armazenador e proteger a bateria contra descargas excessivas a partir do monitoramento da tensão em seus terminais, impedindo que fique abaixo do recomendado [10].

Para funcionar conforme esperado, deve-se levar em conta, no dimensionamento do controlador, a corrente máxima que pode ser produzida pelo arranjo de módulos FVs e a tensão do sistema, determinada a partir da escolha da bateria, sendo de 12, 24, 36 ou 48V. Dependendo da aplicação, isolada ou conectada à rede, e características da carga, podem ser escolhidos diferentes controladores de acordo com suas tecnologias.

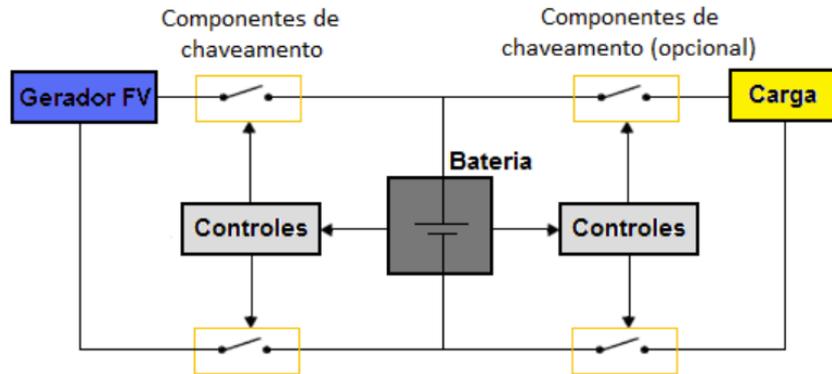
2.3.1 Tipos de Controladores

2.3.1.1 Controlador On/Off

Esse tipo de controlador não tem um gerenciamento refinado e não é utilizado em sistemas autônomos, visto que seu controle depende apenas de um chaveamento interno e leitura nos terminais da bateria, impedindo que o armazenador continue carregando ao atingir seu valor de tensão máxima de carga ou que tenha uma descarga profunda ao continuar a descarregar mesmo atingindo um valor de tensão baixo demais. No mercado, esses controladores convencionais podem trabalhar com chaves eletrônicas em série com os módulos e carga ou em paralelo.

O chaveamento em série é apresentado na Figura 6, e a chave ligada ao conjunto de módulos, em operação normal de carga da bateria, permanece fechada, permitindo que a corrente chegue a seus terminais. Quando atingir 100% de carga, essa chave deve abrir, impedindo o fluxo de corrente e que a bateria seja danificada por uma sobrecarga; enquanto isso, a chave da direita, ligada à carga, vai operar a partir da leitura da tensão nos terminais da bateria, ou seja, se for atingido o limite de tensão mínima durante a descarga, essa chave deve abrir, interrompendo o fluxo de corrente para o consumidor, evitando que a descarga venha a prejudicar o ciclo de vida do armazenador [8,10].

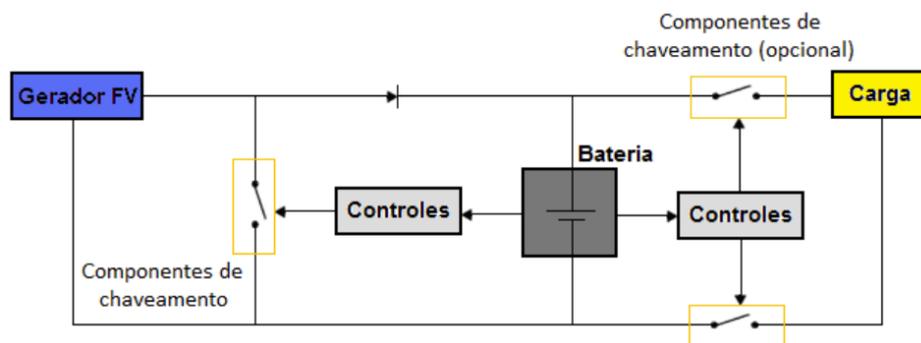
Figura 6– Controlador *On/Off* com Chaveamento Série.



Fonte: [8].

A outra configuração, com as chaves em paralelo, opera de forma similar, porém, o funcionamento normal de carregamento da bateria vai ser realizado com a chave aberta; ao fechá-la, o caminho da corrente é desviado para o curto, de forma que essa corrente de curto continua passando pelos módulos, diminuindo consideravelmente a corrente para a bateria. Para evitar a passagem dessa corrente de curto para os terminais do acumulador, é adicionado um diodo no contato com a chave, evitando, dessa forma, a passagem de parte do curto do gerador fotovoltaico [10].

Figura 7– Controlador *On/Off* com Chaveamento Paralelo.



Fonte: [8].

2.3.1.2 Controlador com PWM

Uma tecnologia de controle mais avançada e mais recomendada para sistemas *Off-Grid* é a baseada na tecnologia *Pulse Width Modulation* (PWM), em que é possível gerenciar a corrente de carga a partir de uma lógica que controla a largura do pulso resultante. O algoritmo de carga para o controlador com PWM se distribui em até quatro estágios de carregamento.

Primeiramente, antes de iniciar o processo de carga, a bateria recebe uma corrente constante para que a tensão alcance um valor mínimo para iniciar a carga. A partir disso, é iniciado o primeiro estágio, da carga inicial, onde a bateria, descarregada até certo nível, recebe a máxima corrente de carga da geração FV até a tensão no armazenador atingir um valor pré-definido.

A partir desse ponto, inicia-se a fase de absorção, onde a bateria sustenta a tensão e a corrente de carga vai diminuindo a partir do controle do PWM até a bateria se carregar totalmente. Para se manter carregada, no estágio de flutuação, a tensão permanece constante em um valor menor que na fase anterior, com uma corrente muito pequena. No último estágio, o de equalização, uma tensão é aplicada nas células da bateria, agitando o eletrólito para evitar que se deteriore [8].

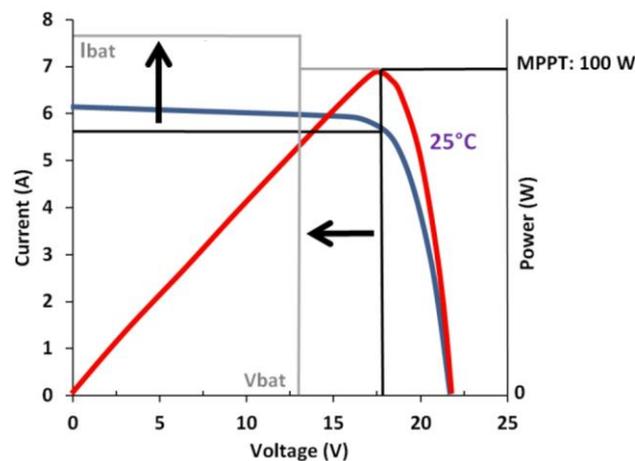
A equalização, apesar de ser colocada como um dos estágios, nem sempre pode ser realizada pelo controlador: para baterias de lítio, realizar uma sobrecarga controlada pode causar acidentes e comprometer a integridade da bateria. A equalização para esse caso deve ser realizada pelo BMS (*Battery Management System*) para cada célula de forma individual.

2.3.1.3 Controlador com MPPT

Uma forma mais eficiente de aplicar o controle de carga é implementando, ao equipamento descrito anteriormente, a tecnologia MPPT, explicada na Seção 2.1.2, formando um controlador que se baseia numa conversão CC/CC. Ao utilizar um algoritmo seguidor de máxima potência, é possível reduzir o custo e espaço com módulos FV, precisando de menos painéis para almejar a saída desejada, visto que a eficiência do MPPT pode chegar a mais de 98% [14].

Dessa maneira, é possível tornar o processo de carregamento ainda mais eficiente, exigindo constantemente a potência máxima da geração FV – extraída das condições climáticas e de irradiação no momento – para o *output* do controlador, onde, para uma tensão da bateria menor que do input do controlador, a corrente que alimenta o armazenador vai aumentar, mantendo a potência idealmente constante. Por exemplo, na Figura 8 a seguir, são ilustradas as curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo FV de 100W com MPPT. Para STC (*Standard Test Conditions*), a corrente e tensão máximas são $I_{mp}=5,56A$ e $V_{mp}=18V$, onde a área do retângulo em preto corresponde à potência ($P_{mp}=I_{mp} \times V_{mp}$). Dessa forma, para uma bateria de 13V, espera-se uma corrente $I_{bat}=7,7A$ na saída do controlador, logo, maior que a de entrada [15].

Figura 8 – Exemplo da Aplicação do MPPT.



Fonte: [15].

Caso não fosse aplicado o Seguidor de Máxima Potência, depreende-se que a área teria dimensões menores, e, portanto, menos potência seria extraída dos módulos fotovoltaicos, onde a tensão dos módulos seria mantida muito próxima e levemente maior que a da bateria pelo PWM (considerando perdas). Para o mesmo módulo da figura, a tensão seria um pouco maior que 13V, portanto, I_{pwm} corresponderia a um valor próximo de 6A, resultando em uma potência próxima a 80W, 20W a menos que a potência resultante da aplicação com algoritmo MPPT [15].

2.4 As Baterias

Existem diversas formas de armazenamento de energia a depender de sua aplicação, onde as tecnologias podem ser de natureza mecânica, como na utilização de ar comprimido, elétrica, com os supercapacitores, e, entre outras, eletroquímica, que inclui as baterias [4]. Formadas por uma ou um conjunto de células, as baterias estacionárias utilizadas nas microrredes realizam a conversão de energia entre elétrica e química a partir de processos de oxirredução e são responsáveis por garantir uma maior eficiência e confiabilidade no fornecimento de energia à carga.

As baterias podem ser classificadas de acordo com a possibilidade de reutilização. Para apoio ao fornecimento de energia, são aplicadas as chamadas baterias recarregáveis, que podem passar por mais ciclos de carga/descarga mesmo depois de terem sido descarregadas totalmente uma vez, o que não ocorre com as não-recarregáveis. Logo, tendo em vista a característica intermitente das gerações renováveis, além de reutilizáveis, é essencial que essas baterias tenham capacidade de sofrer cargas e descargas irregulares, podendo ser expostas inclusive a descargas profundas em situações de dias nublados, por exemplo, com pouca ou nenhuma geração FV [16].

Para a área de sistemas de potência, dentre as baterias secundárias estacionárias utilizadas, os armazenadores de Lítio-íon, em especial, LiFePO_4 , são uma proposta interessante para a aplicação, visto que disponibilizam de certas vantagens: alta tensão entre as células, o que resulta em uma maior capacidade de armazenamento nominal, portanto, alta densidade de energia, taxa consideravelmente baixa de auto-descarga [17] e de manutenção. Em contrapartida, esse tipo de bateria exige um maior investimento, principalmente pela necessidade de um circuito de proteção em função da elevada sensibilidade a sobrecargas.

2.4.1 Controle Interno da Bateria de Lítio

Tendo em vista a preocupação em conservar a vida útil da LiFePO_4 , torna-se fundamental que exista um responsável por auxiliar na operação ótima da bateria, gerenciando o fluxo de acordo com a demanda de potência e comandos advindos de controles externos. Essa atividade é realizada pelo BMS que conecta, dentro do *Battery Pack*, componentes como as células, o

gerenciamento térmico e eletrônica de controle [18] e se comunica com o controle externo através do *Battery Management Unit* (BMU).

A partir do acompanhamento de variáveis e funções intrínsecas ao acumulador, como tensão e temperatura das células, corrente, estado de carga (SOC), saúde da bateria (SOH), entre outras, garantindo que todos esses parâmetros estejam em uma zona operativa, o BMS evita o estresse e comprometimento da bateria [19]. Principalmente para as Íon de Lítio, é importante que o BMS acompanhe o balanço entre as células de forma individual, garantindo que elas tenham o mesmo SOC e tensão [20].

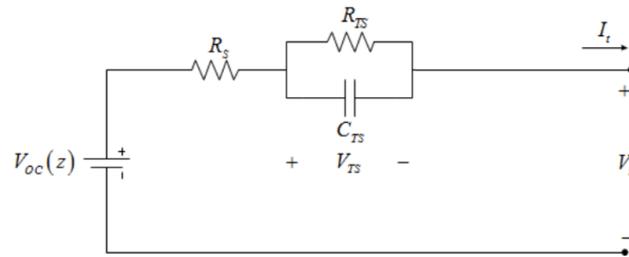
Visto que condições de temperaturas mais altas ou aumentos consideráveis nas taxas de descarga afetam diretamente o número de ciclos de vida das baterias, o BMS é fundamental no controle visando a melhor conservação da saúde e, portanto, tempo de vida do armazenador, em coordenação com o controlador de carga do sistema. Isso pode ser realizado, inclusive, através da detecção de procedimentos julgados inseguros de acordo com as características intrínsecas da bateria ou até de falhas.

Os parâmetros a partir do controle do BMS são um dos *inputs* de um sistema de gerenciamento externo, o EMS, que integra os equipamentos presentes na microrrede almejando o monitoramento do *status* do sistema e o controle como um todo. O equipamento responsável por essa função na microrrede do LAM é o CERBO GX, que será apresentado na seção 3.2.6.

2.4.2 Comportamento e Modelagem Matemática da Bateria de Lítio

Na literatura, existem formas de modelar o circuito de uma bateria de acordo com as especificidades em que se deseja considerar, podendo ser a partir abordagens empírica, química ou elétrica. Modelos mais complexos são cada vez mais fiéis, enquanto outros mais simplificados podem ser suficientes a depender do tipo da bateria. Neste trabalho, será aplicado o *Equivalent Circuit Model* (ECM) visualizado na Figura 9, que, dentre os modelos recomendados, oferece a característica dinâmica da célula suficiente para a abordagem.

Figura 9 – Circuito Equivalente do Modelo.



Fonte: Adaptado de [21]

Tal que V_{OC} é a tensão de circuito aberto (condição sem carga) em função do SOC (%), (apesar de temperatura e envelhecimento da célula também serem parâmetros que a afetam) representado por $z(t)$, e R_S representa a resistência interna da bateria seguida de um ramo RC. A relação entre a temperatura, corrente I_t e tensão nos terminais da célula V_t resultam na estimativa do SOC a partir de uma análise envolvendo variáveis de estado [21]. Considerando a corrente de descarga como positiva, e Q a capacidade da célula definida em Ah, têm-se as seguintes equações diferenciais a partir do Método de Coulomb [22,23]:

$$\frac{dz}{dt} = -\frac{I_t(t)}{Q} \quad (4)$$

$$z(t) = z_0(t) - \frac{1}{Q} \int_{t_0}^{t_0+\tau} I_t(t) dt \quad (5)$$

Pela lei de Kirchhoff, a tensão no ramo RC é dada por:

$$V_t = V_{OC}(z) - V_{TS} - R_S I_t \quad (6)$$

Onde a corrente nos terminais pode ser escrita em função da soma das correntes que passam no resistor e capacitor no ramo RC:

$$I_t(t) = I_{TS}(t) + C_{TS} \frac{dV_{TS}(t)}{dt} \quad (7)$$

Ou seja,

$$\frac{dV_{TS}(t)}{dt} = -\frac{1}{R_{ts}C_{TS}}V_{TS} + \frac{I_t(t)}{C_{TS}} \quad (8)$$

No âmbito do tempo discreto, com amostras de corrente consideradas contínuas em Δt , (5) e (8) tornam-se, respectivamente [23,24]:

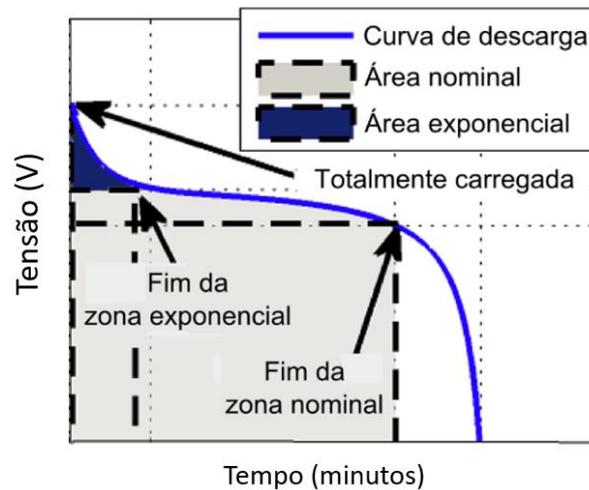
$$SOC_{x+1} = SOC_x - \frac{\Delta t}{Q} I_{t,x+1} \quad (9)$$

$$V_{TS_{x+1}} = V_{TS_x} - V_{TS_x} \frac{\Delta t}{R_{ts}C_{TS}} + \frac{\Delta t}{C_{TS}} I_{t,x+1} \quad (10)$$

Como comentando anteriormente, existem formas de tornar as equações e o modelo utilizado mais fiéis à dinâmica real da bateria, inclusive adicionando ramos RC no circuito da Figura 9; essa modificação, porém, não é necessária para a aplicação devido à baixa capacidade nominal da célula [25]. Outras variáveis também podem ser consideradas, como interferência da temperatura, histerese, eficiência da célula [18].

A partir do equacionamento, é possível analisar o comportamento da bateria para as condições de carga e descarga. De forma geral, na descarga, para uma corrente constante, o cenário ideal da curva da tensão da bateria seria fixo em um valor até a descarga total, o que não ocorre, conforme pode ser visualizado na Figura 10. Nesta, é apresentada a curva genérica de descarga de uma bateria, caracterizada por uma tensão menor que a teórica devido a perdas resistivas da própria célula, que são sujeitas à temperatura, SOC e tempo de uso [20]. Conforme Plett, a tensão na célula não acompanha a corrente de descarga de forma instantânea devido à tensão difusa representada pelo ramo RC [23].

Figura 10—Curva Genérica de Descarga de uma Bateria.



Fonte: Adaptado de [26]

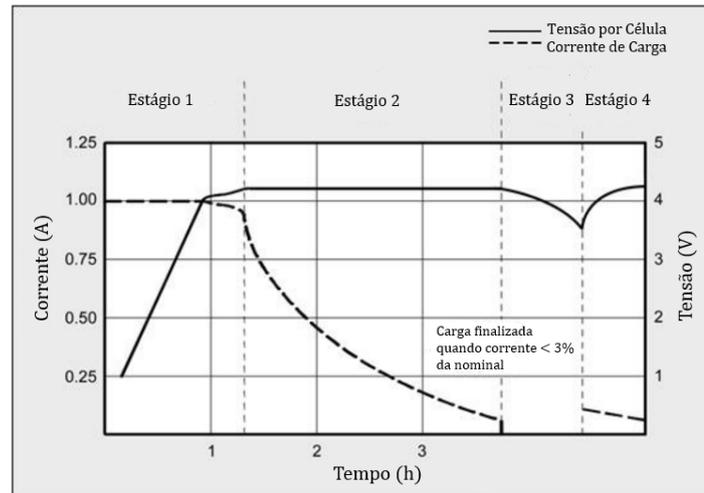
Da primeira zona, o valor máximo da tensão, correspondente a V_{max} , tem uma queda brusca até a tensão da região exponencial, seguido da zona de operação nominal em que a tensão tende a diminuir com o aumento da resistência na célula. Quando a bateria estiver perto de descarregar totalmente, ocorre mais uma queda no final da curva até a tensão de *cut-off* naquelas condições de descarga e a bateria cessa o processo. Ao retirar o dispositivo dos terminais da bateria, esta entra em uma zona de relaxamento, em que sua tensão se aproxima da V_{OC} , porém sem alcançá-la devido à queda de tensão pela resistência e histerese [27].

Em relação ao processo de carga, as baterias de Lítio podem ser carregadas a partir do algoritmo CCCV (*Constant Current, Constant Voltage*), onde sua tensão de saída será maior que a de circuito aberto por célula. Segundo Buchmann, no Primeiro Estágio da Figura 11, no início do carregamento, a tensão por célula da bateria de Li-íon aumenta à corrente constante [28].

Próximo à 1 hora de carga, ocorre uma queda pequena no valor da corrente, enquanto a tensão gradualmente alcança uma amplitude pré-definida (*cut-off*) de acordo com o limite por célula. Nota-se, logo após, no Estágio de Saturação, que a célula está próxima de 100% de SOC e a corrente cai consideravelmente, até se carregar totalmente, no fim do Estágio 2. Posteriormente, a corrente de carga deve cessar para não provocar alguma sobrecarga e, ao

manter-se constante em zero, no Estágio 3, espera-se que, devido a processos de auto-descarga da própria bateria, o nível de tensão decresça até certo valor mínimo. Se a bateria permanecer tempo suficiente nessa condição e a tensão de circuito aberto atingir um limite mínimo, é aplicada um corrente pequena para que a tensão volta a ficar na faixa recomendada [28].

Figura 11 – Exemplo de Carregamento da Bateria de Lítio



Fonte: Adaptado de [28]

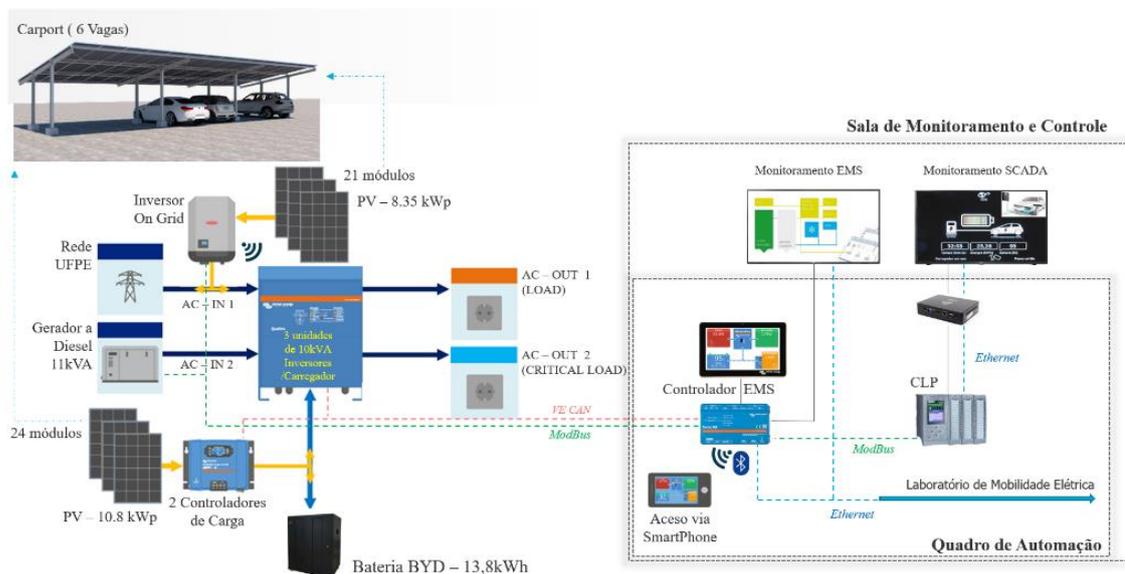
3 MICRORREDES AUTÔNOMAS: ESTUDO DE CASO

Neste capítulo são apresentados os subsistemas e componentes que constituem o LAM – Laboratório de Armazenamento e Mobilidade. Posteriormente, serão descritos os equipamentos que foram utilizados para realizar testes na microrrede híbrida, simulando um cenário de operação no modo ilhado ou isolado.

3.1 Topologia da Microrrede do LAM

O LAM é composto por uma microrrede híbrida que possibilita realizar vários cenários em diferentes aplicações, envolvendo sistemas FVs autônomos com armazenamento, com *back-up* de gerador à diesel, conectados à rede, entre outros. A fim de apresentar a microrrede de forma simplificada, o sistema será dividido em dois modos de operação, de acordo com o layout apresentado na Figura 12:

Figura 12 – Layout da Microrrede do LAM.



Fonte: Própria Autora.

- Modo Conectado à Rede

A modalidade conectada à rede permite que o sistema absorva potência quando necessário para suprir à demanda ou injete o excedente produzido que não foi utilizado pelas cargas na rede da concessionária. O fluxo bidirecional, na microrrede do LAM, é através do barramento CA, onde estão conectadas as entradas do inversor *on grid*, os inversores/carregadores e o carregador veicular. Os inversores/carregadores são responsáveis pela carga e descarga da bateria através da rede ou do gerador– respeitando seus limites de tensão, potência e corrente configurados no EMS – ou da injeção de potência da geração FV excedente produzida pelos módulos conectados ao controlador de carga.

- Modo Ilhado

Nesse sistema, a operação é realizada de forma segmentada ou isolada da rede da concessionária, onde a geração FV é responsável por carregar as baterias, através dos dois controladores, de acordo com os limites de corrente de carga configurados no EMS ou diretamente no controlador através de *bluetooth*. Enquanto isso, a carga, dependendo da situação, pode ser suprida pela geração FV, e/ou sistema de armazenamento ou gerador, onde o inversor híbrido é responsável pela conversão CC/CA.

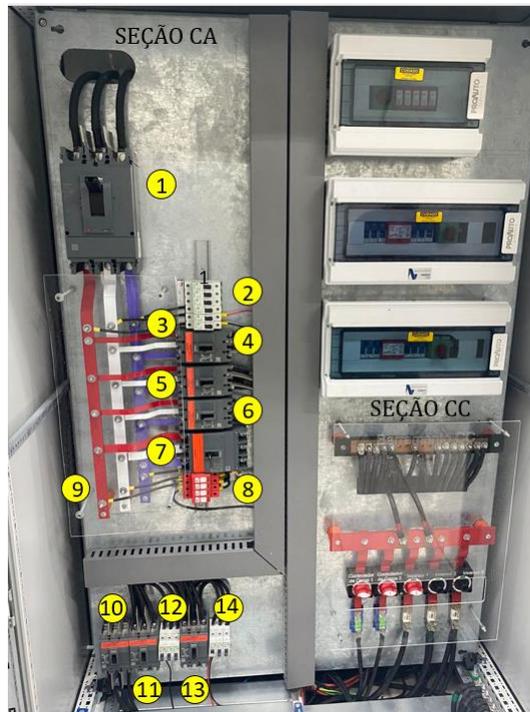
O layout da Figura 12 é uma representação que permite uma visualização mais evidente das conexões e possibilidades do sistema real da Figura 13 seguir, onde estão em destaque o inversor *on grid* (1), os três inversores/carregadores (2), dois controladores de carga (3), o sistema de armazenamento (4) e o gerador (5). Esses equipamentos são integrados fisicamente no quadro elétrico, disposto na Figura 14, composto por barramentos referentes aos circuitos de corrente alternada, na esquerda, e contínua, na direita. Nesta mesma figura, são evidenciados os componentes do lado CA do quadro e descritos na Tabela 1, enquanto o lado CC será descrito subsequentemente.

Figura 13 – Microrrede do LAM.



Fonte: Própria Autora.

Figura 14 – Quadro Elétrico da Microrrede.



Fonte: Própria Autora.

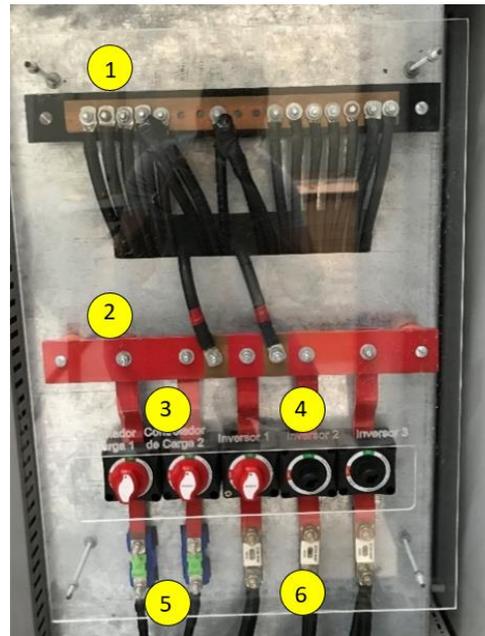
Tabela 1 – Descrição do lado CA do Quadro Elétrico.

Número	Equipamento	Número	Equipamento
1	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Ligado a Subestação aérea do DEE)	8	DPS
2	4 Disjuntores Unipolares (Reservas)	9	Barramento CA das Três Fases
3	2 Disjuntores Unipolares (Quadro de Automação e Iluminação Externa <i>Carport</i>)	10	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Entrada 1: Gerador para os Inversores/ Carregadores Quattro)
4	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Entrada 2: Rede para os Inversores/Carregadores Quattro)	11	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Saída 1 do Quattro)
5	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Inversor <i>on grid</i> Fronius)	12	3 Disjuntores Unipolares (Saída 1 do Quattro)
6	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Carregador Veicular)	13	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Saída 2 do Quattro: Carga Crítica)
7	Disjuntor Caixa Moldada Tripolar (Reserva)	14	3 Disjuntores Unipolares (Saída 2 do Quattro: Carga Crítica)

Fonte: Própria Autora.

De forma análoga, foram enumerados e descritos os componentes do circuito CC do quadro elétrico. A seção para as conexões em corrente contínua contém, além dos barramentos expostos e minuciados na Figura 15 e Tabela 2, as *stringboxes*, que, além de conectarem os sistemas FVs ao inversor *on grid* ou aos controladores de carga, dispõem de um sistema de proteção contra curto-circuitos e sobrecargas.

Figura 15 – Barramento CC do Quadro Elétrico.



Fonte: Própria Autora.

Tabela 2 – Descrição do lado CC do Quadro Elétrico.

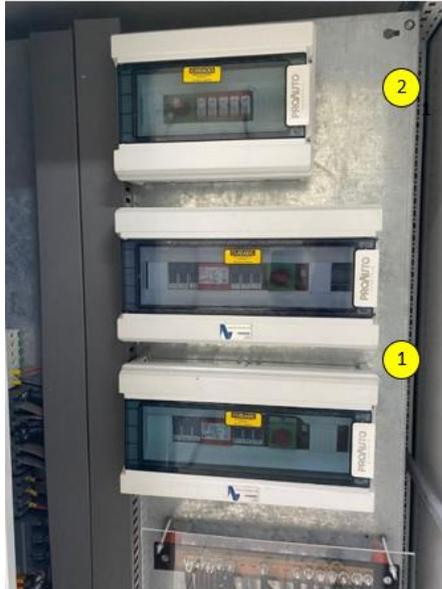
Número	Equipamento
1	Barramento CC – Conexões ao Polo Negativo da Bateria
2	Barramento CC – Conexões ao Polo Positivo da Bateria
3	2 Chaves Seccionadoras dos Controladores de Carga
4	3 Chaves Seccionadoras dos 3 Inversores/Carregadores
5	2 Fusíveis de 145A em Série com as Chaves Seccionadoras
6	3 Fusíveis de 400A em Série com Chaves Seccionadoras

Fonte: Própria Autora

Como discorrido anteriormente, além dos barramentos CC, mais especificamente, acima destes, encontram-se três *stringboxes*, como pode ser observado na Figura 14. Conforme a Figura 16, duas destas caixas (1) conectam seis *strings* no total dos módulos FV do *carport* aos terminais dos dois controladores de carga, ou seja, cada uma intermedia 12 módulos a um controlador. Estas abrigam, cada, 6 fusíveis, 3 DPSs e 1 chave seccionadora. A outra *stringbox*

(2) consta com 3 DPSs e uma chave seccionadora conectados nas suas duas entradas, associando as outras *strings* do *carport* ao inversor *on grid*.

Figura 16 – *Stringboxes* (Lado CC do Quadro Elétrico).



Fonte: Própria Autora.

3.2 Características dos Componentes

A partir da apresentação da estrutura geral do LAM, serão descritos, nessa seção, os componentes instalados na MR, incluindo seus dados técnicos e especificidades.

3.2.1 Módulos FV

Os painéis fotovoltaicos foram selecionados a partir de critérios técnicos e potência desejada do sistema, atendendo as especificações mínimas, de modo a garantir a integridade e operação dos componentes conectados. Dessa forma, foram selecionados 24 módulos do fabricante Jinko Solar para os controladores de carga e 21 para o inversor *on grid*. Os dados técnicos dos módulos encontram-se descritos nas Tabela 3 e Tabela 4, respectivamente.

Tabela 3 – Dados Técnicos do Módulo Tiger Pro JKM450M-60HL4-V.

Dados Técnicos	
Potência máxima	450Wp
Tensão máxima de energia	33,91V
Corrente de potência máxima	13,27A
Tensão de circuito aberto	41,18V
Corrente de curto-circuito	13,85A
Eficiência do Módulo STC	20,85%

Fonte: [29].

Tabela 4 – Dados Técnicos do Módulo TSM-DE09.08.

Dados Técnicos	
Potência máxima	405Wp
Tensão máxima de energia	34,4V
Corrente de potência máxima	11,77A
Tensão de circuito aberto	41,4V
Corrente de curto-circuito	12,34A
Eficiência do Módulo STC	21,1%

Fonte: [30].

Conforme pode ser observado na Figura 17, os módulos foram instalados em uma estrutura *carport*, de forma a fixar e definir os arranjos fotovoltaicos. Para essa estrutura, foram utilizadas uma inclinação de 10° e orientação a 180°, direcionando-a para o norte geográfico, assim, otimizando o desempenho do sistema através do melhor aproveitamento da radiação direta, garantindo uma geração correspondente ao desejado.

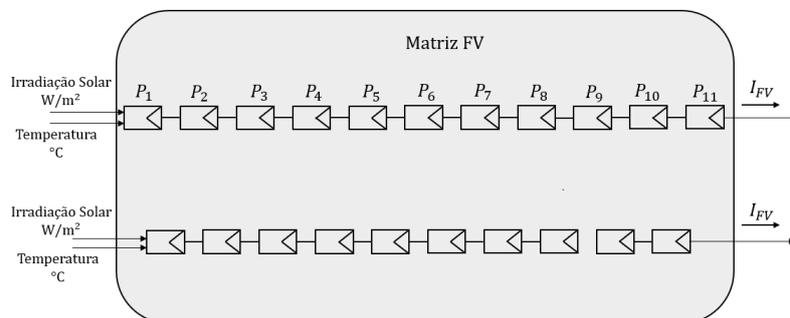
Figura 17 – Carport localizado na área externa do Laboratório.



Fonte: Própria Autora.

Para a topologia da matriz FV, os módulos conectados ao inversor do sistema *on grid* foram dispostos em duas *strings*, uma com 10 módulos totalizando 4,05kWp e outra com 11 módulos em série, de 4,455kWp, com isso, gerando uma potência total instalada de 8,505kWp.

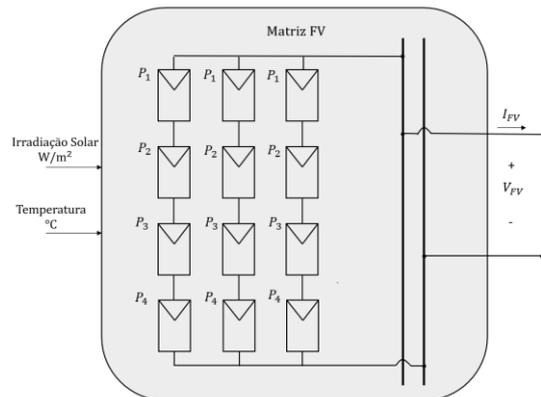
Figura 18 – Layout dos Módulos FV do Fronius.



Fonte: Própria Autora.

Os outros 24 módulos foram arranjados em 6 *strings* com 4 painéis cada, definindo uma potência total de 10,8kWp em STC, considerando a eficiência do equipamento. Um conjunto de 3 *strings* é conectado a cada um dos dois controladores de carga, através da *stringbox*, segundo o diagrama da Figura 19.

Figura 19 – Layout dos Módulos FV de um Controlador.



Fonte: Própria Autora.

3.2.2 Controlador de Carga

Foram escolhidos dois carregadores solares da Victron Energy [31] com rastreamento do ponto de máxima potência intermediando a geração FV e o armazenador. Para esse equipamento, a corrente máxima suportável gerada pelos módulos é de 70A – possibilitando que mais módulos sejam conectados, visto que, para cada controlador, tem-se, atualmente, uma tensão e corrente FVs equivalentes a 164,7V e 41,5A, não excedendo as condições limitantes e dispondo de uma margem a ser utilizada por mais painéis –. O modelo de controlador utilizado dispõe de características técnicas que foram apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados Técnicos do Controlador Bluesolar MPPT 250/100.

Dados Técnicos	
Corrente máxima da bateria	100A
Tensão da bateria	48V (ajustável)
Corrente de curto-circuito PV	70 A
Tensão máxima de circuito aberto PV	250V
Potência PV nominal, 48 V	5800W
Tensão de carga (absorção)	57,6V(ajustável)
Tensão de carga (flutuação)	55,2 V(ajustável)

Fonte: [31].

O equipamento, visto na Figura 20, é conectado ao sistema de armazenamento e módulos FVs nas entradas “*Battery*” e “*PV*”, respectivamente, respeitando as polaridades positivas e negativas. Na extrema esquerda, encontra-se o aterramento da carcaça porta VE.Can na posição oposta para comunicação com o EMS. Na parte frontal do equipamento, têm-se 3 sinalizadores LED, que indicam: Carga Inicial (*Bulk*), Absorção (*Absorption*) e Flutuação (*Float*) [31].

Figura 20 – Controladores de Carga.



Fonte: Própria Autora.

Esses LEDs apontam a etapa de carregamento em que se encontra o processo de carga, podendo expressar, inclusive, problemas que possam vir a ocorrer durante o funcionamento do sistema, como sobretensão, altas temperaturas, entre outros. Em relação ao controle de carga, o controlador dispõe de 8 algoritmos previamente programados e possibilidade de personalização para o usuário. As etapas do carregamento se baseiam na carga inicial, onde a bateria aumenta gradualmente a tensão até o valor pré-definido para a fase de absorção ao ser exposta a sua corrente máxima. A partir disso, o controlador inicia a fase de absorção para que a bateria atinja toda capacidade de armazenamento, mantendo o valor de tensão no banco constante e diminuindo a corrente até 2A, visto que, para correntes com intensidade menor, por definição do fabricante, o controlador inicia a fase de flutuação. Nesta, tem-se a redução da tensão nas baterias até um valor definido, finalizando o processo e mantendo o banco carregado [31].

É importante destacar que, para baterias de lítio, tal como a LiFePO₄ utilizada no LAM, o controlador de carga fornece uma modalidade específica, onde o operador pode configurar através do VictronConnect.

3.2.3 Inversores

3.2.3.1 Inversores/Carregadores

A escolha do inversor/carregador levou em consideração a confiabilidade do equipamento e o grande potencial de flexibilidade do sistema, além de sua integração com o sistema de armazenamento, proporcionando, assim, um controle eficiente para o sistema. Visto que o equipamento não possui rastreamento do ponto ótimo, tornou-se necessária a adição dos controladores de carga *SmartSolar* no projeto. O modelo Quattro [32], também da Victron Energy, além de inversor, pode ser utilizado como carregador de baterias. No laboratório, são disponibilizadas 3 unidades do Quattro, possibilitando ter a liberdade de realizar um paralelismo entre eles para caso seja demandada alguma aplicação trifásica. Alguns dados técnicos do componente encontram-se na Tabela 6 a seguir.

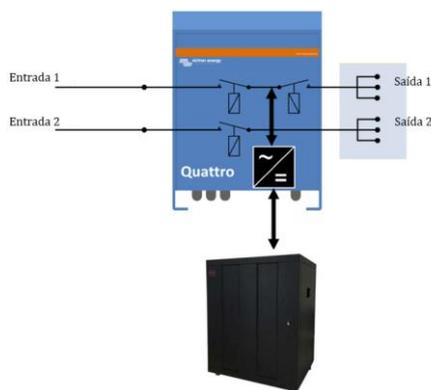
Tabela 6– Dados Técnicos do Quattro.

Dados Técnicos	
Tensão CC nominal	48V
Potência máxima nominal (25°)	10000VA
Potência máxima nominal (25°)	8000W
Corrente de entrada	100/100A (ajustável)
Tensão de Saída	230V (ajustável)
Eficiência máxima	96%

Fonte: [32].

O Quattro possui duas entradas CA que permitem a conexão de mais de uma fonte, como, por exemplo, a rede e/ou gerador. Cada unidade possui, ainda, duas saídas em corrente alternada, onde uma permite conectar cargas tradicionais e, a outra, de aparelhos que não venham a descarregar as baterias, além dos terminais associados às baterias. O chaveamento interno do equipamento é detalhado na Figura 21 a seguir, onde é possível compreender como funciona a alterabilidade dos modos de operação comentados, partindo da situação de descarga da bateria devido a uma carga nos terminais da Saída 1.

Figura 21–Esquema do Chaveamento Interno do Quattro.

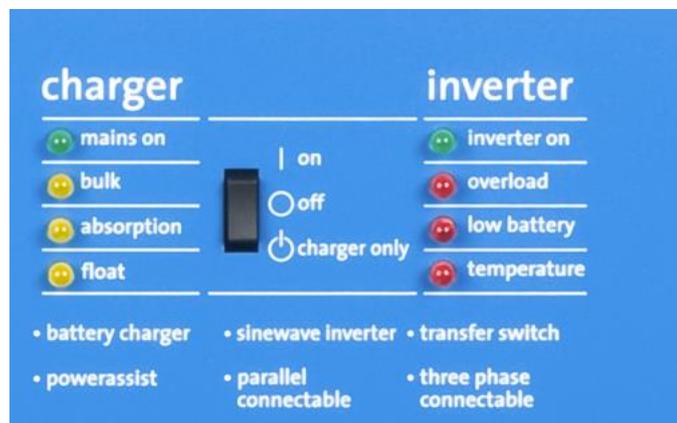


Fonte: Adaptado de [32].

Conforme as especificações impostas, dependendo da velocidade de descarga, ponto mínimo de SOC especificado e faixa de tensão configurada nas entradas, o relé referente à Entrada 1 fecha, direcionando a corrente para o consumo e para a bateria, com o intuito de alimentar a carga, que é prioridade. Neste ponto, equipamento deixou de atuar como um inversor do barramento CC para a carga para operar como carregador da bateria. Quando carregado, o banco com os módulos de armazenagem volta a ser descarregado, e a chave da entrada é aberta novamente.

Na Figura 22, pode ser visualizado o painel do Quattro com sinalizadores em LED similares ao do controlador já discutido, indicando seu comportamento como inversor ou carregador, além de uma chave seletora para ligar, desligar ou apenas modo carregador. Quando o equipamento se encontra ligado a uma alimentação CA, o LED que corresponde a “*mains on*” ficará aceso e serão iniciados os processos de carregamento da bateria, considerando condições recomendadas para a operação e que a bateria possa vir a descarregar [32].

Figura 22 – Painel do Inversor/Carregador.



Fonte: [32].

Enquanto isso, no lado referente ao inversor, além da indicação que o Quattro está realizando a conversão de corrente e tensão, ou seja, quando o LED “*inverter on*” é ligado, anomalias como sobrecarga, pouca bateria e temperatura interna elevada também podem ser apontadas. Os LEDs podem vir a acender ou cintilar ao mesmo tempo, onde cada caso representa situações do sistema, detalhadas no manual do equipamento [32].

3.2.3.2 Inversor On Grid

Ao contrário do Quattro, o inversor *on grid* é trifásico e contém duas entradas com MPPTs para conexão dos módulos FV de características técnicas distintas, apresentadas na Tabela 7. Além desses acessos, o inversor Fronius é alimentado pela rede através do barramento CA, podendo realizar injeção, e não tem contato direto com o sistema de armazenamento. Alguns de seus dados se encontram na Tabela 7:

Tabela 7 – Dados do Inversor Fronius Symo 10 – 12,5kW.

Dados Técnicos	
Corrente máx. de entrada	27 / 16,5A
Faixa de tensão de entrada CC	200 – 1000V
Potência nominal CA	12,5kW
Corrente máxima de saída CA	18A
Faixa de tensão CA (mín-máx)	150-280V

Fonte: [33].

Conforme discutido na apresentação do Quadro Elétrico, o inversor Symo é conectado ao mesmo barramento da entrada dos Quattro, ou seja, os inversores/carregadores podem ser interpretados como uma "carga" para o *on grid*, habilitando a alimentação pela rede e/ou pela geração fotovoltaica. Caso exista alguma falta na distribuição que venha a desligar a rede, o equipamento possui proteção anti-ilhamento, que atua desligando-o. A partir disso, o Quattro passa a operar de forma isolada.

3.2.4 Sistema de Armazenamento

O LAM tem como objetivo desenvolver soluções integrando painéis solares em diferentes aplicações em sistemas híbridos e, para tal, como sugestão de produto, foi avaliado o sistema de armazenamento da BYD, que utiliza as baterias de fosfato de ferro lítio (LiFePO₄) em escala laboratorial reduzida, permitindo um avanço nas pesquisas relacionadas a armazenamento de

energia. O equipamento é integrado com o BMS, que será responsável por indicar as informações que envolvem o sistema.

A BYD B-BOX PRO [34] presente no laboratório contém dois módulos de bateria, oferece 13,8kWh de energia utilizável e foi projetada para aplicações que envolvem armazenamento de energia solar, podendo ser aplicada em sistemas ligados à concessionária ou isolados. Na Tabela 8, são apresentados alguns dados técnicos da bateria:

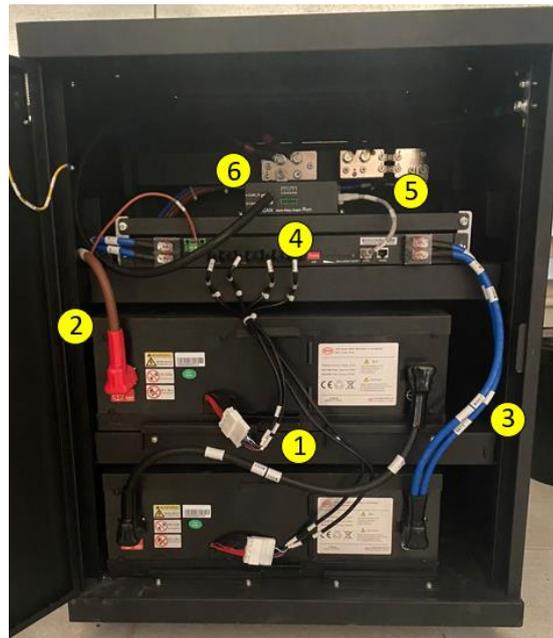
Tabela 8 – Dados Técnicos da BYD B-BOX PRO 13,8.

Dados Técnicos	
Potência Máxima de Saída	12,8kW
Tensão Nominal (Vdc)	51,2V
Capacidade Nominal	270Ah
Máx. Corrente de Carga/ Descarga (A_{dc})	250A
Eficiência Energética	>95,3%
Faixa de Operação	40~56,6V

Fonte: [34].

Na parte externa, têm-se quatro saídas do gabinete, sendo duas destas os polos positivo e negativo para a ligação ao inversor – que seguem para os barramentos CC – e, as outras duas, os polos para conexão de outra B-BOX ou caixa combinadora. Para comunicação e informação de dados como carga/descarga de bateria, SOC e entre outros, um terminal CAN da bateria é ligado ao EMS, junto aos inversores e controladores. Internamente, a estrutura da bateria é composta por dois módulos de bateria em série (1) com um terminal positivo (2) e negativo (3), um BMS (4) conectado a partir da porta de comunicação (5) ao BMU (6), vide Figura 23 [34,35]:

Figura 23 – Estrutura Interna da Bateria.

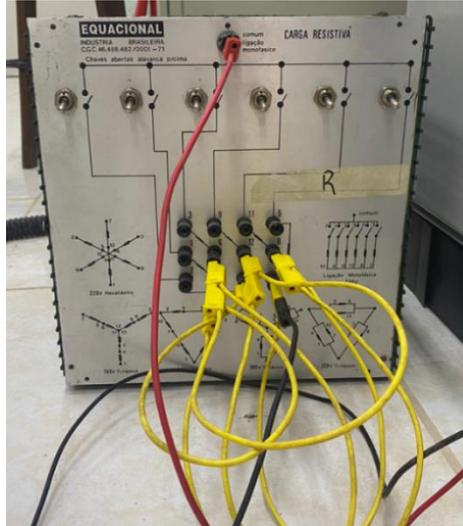


Fonte: Própria Autora.

3.2.5 Carga

A configuração utilizada para simular um cenário *off grid* neste trabalho inclui a aplicação de uma descarga junto ao terminal de saída do inversor/carregador. Para tal, foram utilizadas lâmpadas em paralelo resultando na potência total de 860W e uma carga resistiva de 370W ajustável, totalizando 1340W ao considerar outras potências como o consumo em vazio do Quattro. A carga resistiva, ilustrada na Figura 21, está formando uma ligação monofásica a 220V, conectada ao terminal comum e com as 6 chaves fechadas, utilizando, dessa forma, toda potência.

Figura 24 – Carga Resistiva.

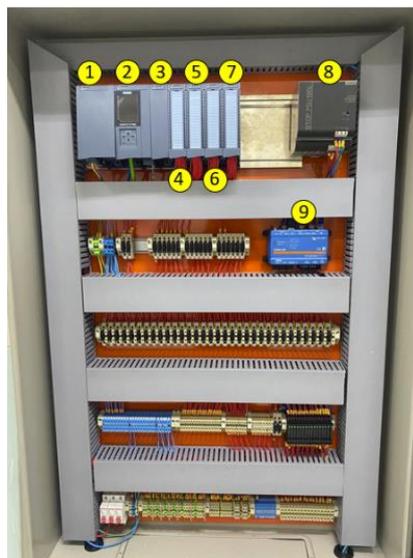


Fonte: Própria Autora.

3.2.6 Quadro de Automação

Além do quadro elétrico, a MR contém o Quadro de Automação que abriga o sistema de monitoramento, incluindo o Controlador Lógico Programável (CLP) [36] do fabricante Siemens e outros componentes, como pode ser observado na Figura 25 e Tabela 9.

Figura 25 – Quadro de Automação.



Fonte: Própria Autora.

Tabela 9 – Descrição do Quadro de Automação.

Número	Equipamento	Modelo
1	Fonte dos módulos	6EP1333-4BA00
2	CPU	6ES7516-3AN02-0AB0
3	Módulo de comunicação	6ES7541-1AB00-0AB0
4	Módulo de entradas digitais	6ES7521-1BL00-0AB0
5	Módulo de saídas digitais	6ES7522-1BL01-0AB0
6	Módulo de entradas analógicas	6ES7531-7KF00-0AB0
7	Módulo de saídas analógicas	6ES7532-5HD00-0AB0
8	Fonte externa	6EP1336-1LB00
9	EMS	Cerbo GX

Fonte: [36,37]

O CLP é responsável por realizar o acionamento e controle de cargas, bem como sua desconexão, além de, através da programação, permitir que seja aplicado o padrão de consumo da rede local. Esse equipamento eletrônico é composto por uma CPU e módulos de comunicação, entradas e saídas.

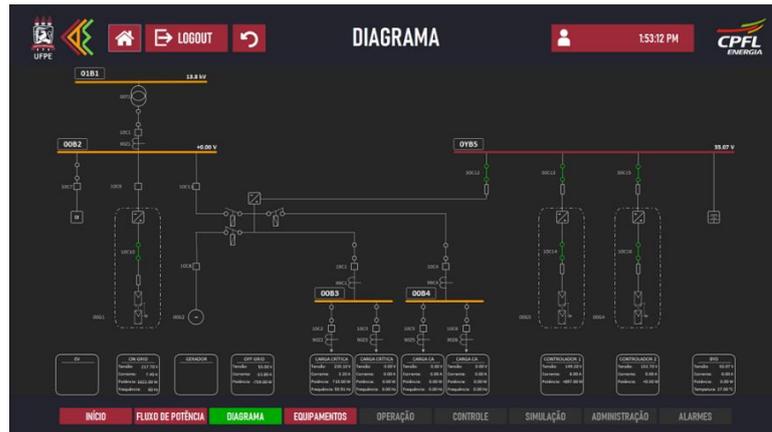
A CPU é a unidade onde são reconhecidos os sinais digitais e analógicos e processados os inputs, além de ser responsável por realizar as funções de controle implementadas. Esses dados de entrada podem ser obtidos de dispositivos externos através dos módulos de comunicação. Os módulos de entrada são subdivididos em entradas digitais, compostas por 32 canais com tensão nominal de 24 Vcc de uma fonte externa e 8 entradas analógicas configuráveis, sendo possível medições por tensão ou corrente para cada canal. De forma análoga, os módulos de saída também são compostos de 32 canais, para as saídas digitais, porém 16 destes possuem relés para comando, onde 8 são alimentados por 24Vcc e os outros 8 por 220Vca, enquanto o restante é alimentado pelo próprio módulo. Os módulos analógicos possuem 4 saídas com possibilidade de conectar de 2 a 4 fios.

Conectado ao CERBO GX através do CLP, o supervisor serve como uma interface que, por intermédio de telas diversas, expõem as informações derivadas dos inputs do EMS e

controle realizado pelo CLP. Na está apresentada uma das telas de visualização disponíveis pelo sistema supervisório.

Figura 26, está apresentada uma das telas de visualização disponíveis pelo sistema supervisório.

Figura 26– Layout de uma Tela do Supervisório.



Fonte: Própria Autora.

Dentro da estrutura, ainda, foi instalado o EMS do sistema, que se comunica através da conexão *Ethernet* ao CPU. Esse dispositivo, responsável por monitorar, controlar e otimizar o desempenho dos componentes, concentrando os dados dos inversores, bateria e carregadores, é o CERBO GX, apresentado na

Figura 27. Os seus terminais se comunicam com os componentes externos ao quadro de acordo com seus protocolos de comunicação, por meio das entradas VE.Can, VE.Bus e BMS-Can, enquanto o inversor *on grid* se comunica via *Ethernet* [37].

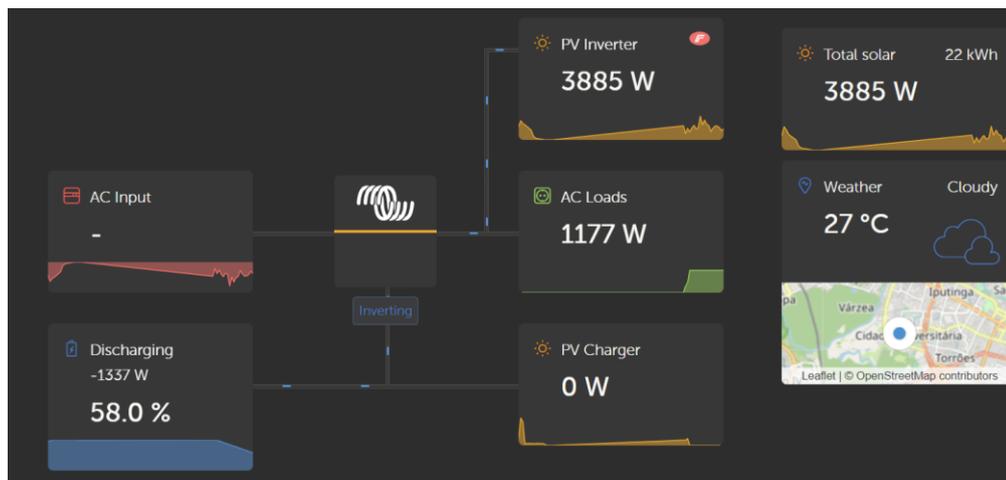
Figura 27– Cerbo GX.



Fonte: [37].

O CERBO GX oferece informações como dados climáticos, consumo, geração solar, históricos de corrente, tensão e potência de cada equipamento, inclusive da bateria, a partir do BMS, e o status do sistema em tempo real, conforme Figura 28. Nesta, pode ser observado o dashboard do Portal de Gestão Remota disponibilizado pelo fornecedor mostrando a dinâmica do sistema retratada pelo CERBO, apenas com a bateria descarregando quando aplicada uma carga. O inversor solar utilizado é o *on grid*, responsável pela alimentação do circuito de iluminação do *carport*.

Figura 28 – Dashboard do Portal VRM.



Fonte: Própria Autora

4 CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA

Após a instalação dos componentes do laboratório, antes de realizar as medições, é necessária realizar a configuração, conforme recomendado no manual de cada equipamento, dos controladores de carga e do Quattro nas aplicações VEConfigure e VictronConnect, informando dados do sistema e impondo condições necessárias para seu funcionamento, como limites de tensão/corrente.

Para o carregador solar com MPPT, define-se, através do VictronConnect, o tipo da bateria utilizada (de Fosfato de Ferro-lítio de 48V), onde o sistema identifica a tensão do armazenador de forma automática ao ativar o MPPT. Os dados dos parâmetros são informados na Tabela 10:

Tabela 10 – Parâmetros para o Carregador.

Parâmetro	Configuração
Tipo de Bateria	LiFePO4
Tensão de Absorção	56,8V
Tensão de Flutuação	54V
Corrente de Carga Máxima	100A

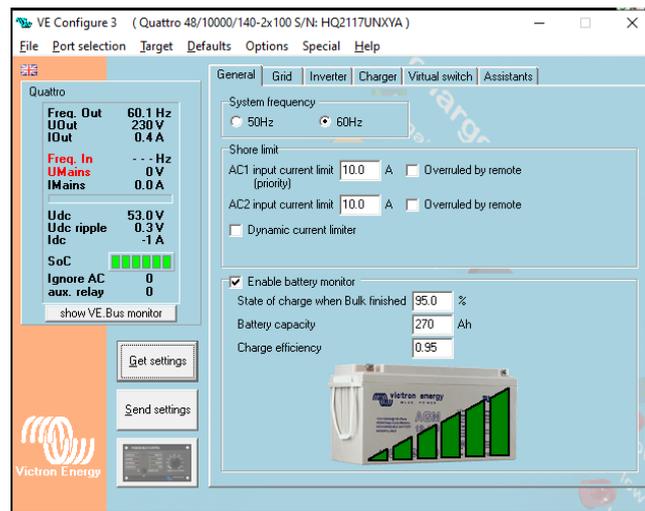
Fonte: [38].

Visto que a bateria utilizada é a de Lítio, a opção de equalização automática foi desabilitada para não danificar a bateria, onde esse processo é realizado por célula individualmente pelo próprio BMS. Além disso, é necessário selecionar o modo de operação da saída de carga: A opção “*Battery Life*” escolhida procura maximizar a vida útil e a operação ótima da bateria. Uma outra configuração realizada foi a temperatura de corte que, por sugestão do fornecedor, foi limitada em 5° para baterias de fosfato de ferro-lítio (LFP), permitindo que seja carregada apenas quando tiver com 0,5° a mais que esse limite mínimo [38].

No VEConfigure, são definidos os parâmetros, também, do Quattro, utilizado como inversor nas medições a serem realizadas neste trabalho, sendo utilizado para converter a corrente contínua para alternada ao adicionar uma carga em seus terminais, ou seja, na aplicação

da descarga da bateria. Ainda que, nas medições que serão abordadas, a opção “controlador” do equipamento não foi utilizada, serão apresentados os parâmetros definidos. A Figura 29 ilustra a interface da aplicação, composta por seis abas:

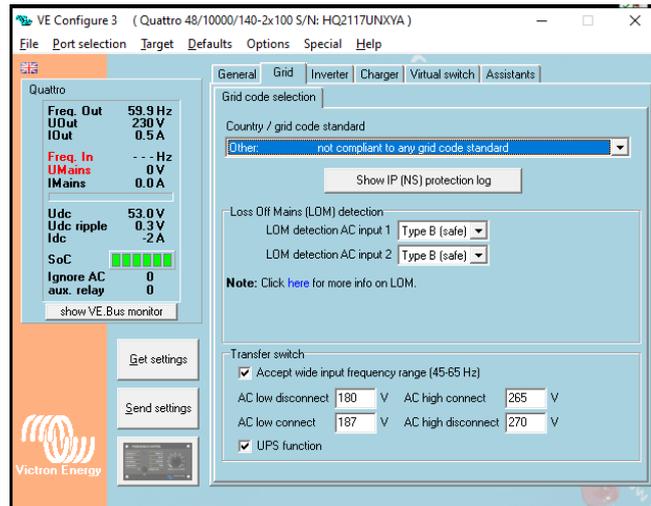
Figura 29– Interface Inicial do VEConfigure.



Fonte: Própria Autora.

Na aba “General”, foi selecionada a frequência de 60Hz para o sistema, visto que é utilizada pela carga, além de dados da BYD disponibilizados pelo fabricante, como capacidade e eficiência da carga [39]. Para a entrada CA do Quattro, limita-se a corrente caso seja conectado um gerador. Na próxima aba, “Grid”, vide Figura 30, são inseridos os parâmetros de rede, tal que a primeira informação solicitada é do “Grid Code Standard”, presente em alguns países para definição de parâmetros regulados que devem ser seguidos quando existe conexão com a rede. Conforme pode ser visualizado na mesma figura, para o Brasil, até o momento, ainda não existe essa regulamentação. Os limites mínimos e máximos de tensão para o Quattro se desconectar e reconectar posteriormente foram seguidos conforme sugestão do fabricante [40].

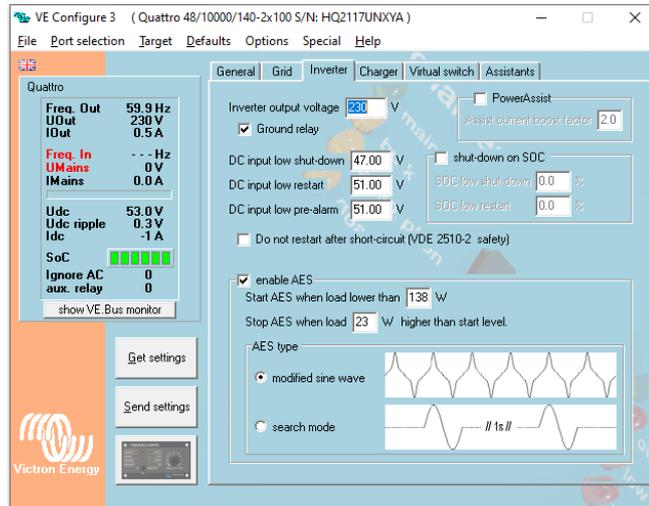
Figura 30 – Aba de Configuração da Rede.



Fonte: Própria Autora.

Na terceira aba, correspondente ao inversor, foi estabelecida a tensão de 230V na saída do equipamento para a carga e definições de tensões para desligamento, reinicialização e pré-alarme sugeridas pelo manual da Victron [41]. Apesar de não ter sido selecionado, também é possível estabelecer níveis de SOC para reinicializar e desligar o sistema; por exemplo, visto que não é recomendado descarregar totalmente a bateria, é interessante colocar um valor máximo de descarga, como 20%. A última informação a ser preenchida nessa aba é acerca do AES: Ao habilitar essa funcionalidade, o sistema passa a consumir menos energia quando estiver sem ou com uma carga muito baixa [38].

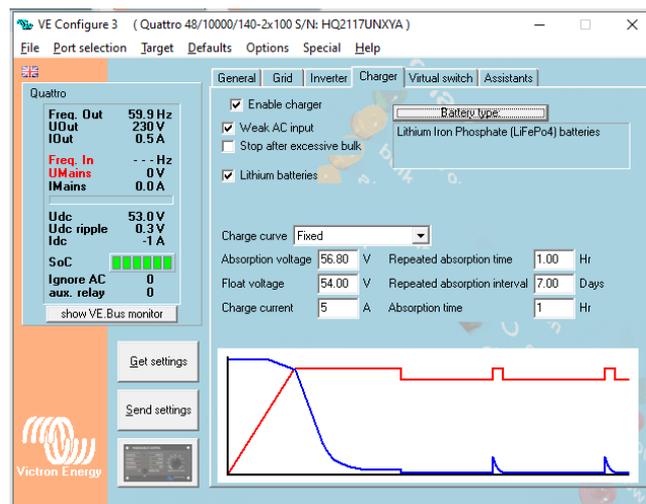
Figura 31– Aba de Configuração do Inversor.



Fonte: Própria Autora.

Na aba da Figura 32, onde são inseridos os parâmetros para a modalidade “carregador”, nas condições deste trabalho, seria válido desabilitar a opção “*Enable Charger*”, conseqüentemente, imponto que o equipamento funcionasse apenas como inversor. Porém, visto que configurar essa etapa também não afeta o funcionamento ou resultados na descarga da bateria, foram preenchidos os dados a seguir:

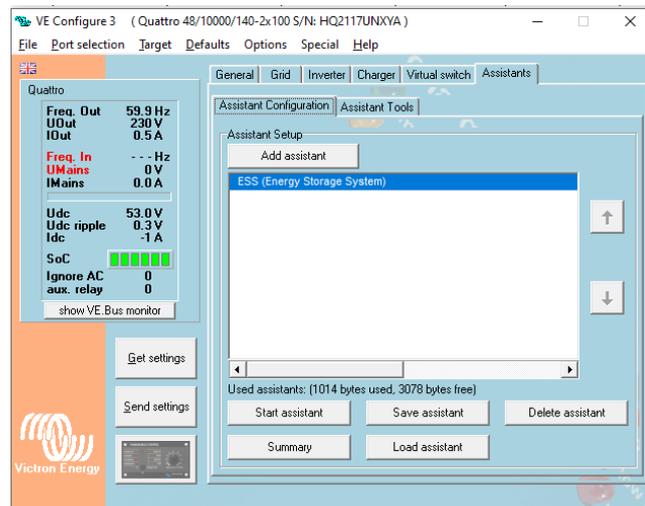
Figura 32 – Aba de Configuração do Controlador



Fonte: Própria Autora

Nas duas últimas configurações no *VEConfigure*, foi desativada a opção do “*virtual switch*” e selecionado o assistente ESS [42]. Esse assistente virtual é indicado para microrredes ilhadas com FV, integrando o sistema de armazenamento, rede, EMS e o Quattro, priorizando a geração solar e armazenamento de sua energia nas baterias enquanto houver produção em excesso para prevenir interrupção de fornecimento à carga na condição de falta de rede (para uma configuração de sistema *grid tie*) [43].

Figura 33 – Aba de Configuração do Assistente Virtual.



Fonte:Própria Autora.

Nas configurações do VictronConnect, ainda é possível utilizar o EMS como um dispositivo de controle, e não apenas de monitoramento. Para tal, habilita-se a funcionalidade Tensão Distribuída e Controle de Corrente (DVCC) e limita-se a corrente máxima do sistema, onde, conforme Figura 34, foi imposto 150A. Para um cenário sem esse controle, entende-se que o algoritmo de carga interno do controlador de carga do sistema iria ser utilizado, seguindo os parâmetros configurados anteriormente na Tabela 10. Porém, ao utilizar o DVCC, as fases de carregamento são geridas por um controle externo, no caso, através do algoritmo da bateria, desabilitando o controle interno do carregador solar [42].

Figura 34 – Configurações no VictronConnect.

DVCC	Parameters
CAUTION: Read the manual before adjusting	Charge Voltage Limit (CVL) 56.5V
DVCC <input checked="" type="checkbox"/> Forced on	Charge Current Limit (CCL) 175.0A
Limit charge current <input checked="" type="checkbox"/>	Discharge Current Limit (DCL) 175.0A
Maximum charge current 150A	
Limit managed battery charge voltage <input type="checkbox"/>	
SVS - Shared voltage sense <input type="checkbox"/> Forced off	
Pages <input type="checkbox"/> Menu	Pages <input type="checkbox"/> Menu

Fonte: Própria Autora.

5 MEDIÇÃO E RESULTADOS

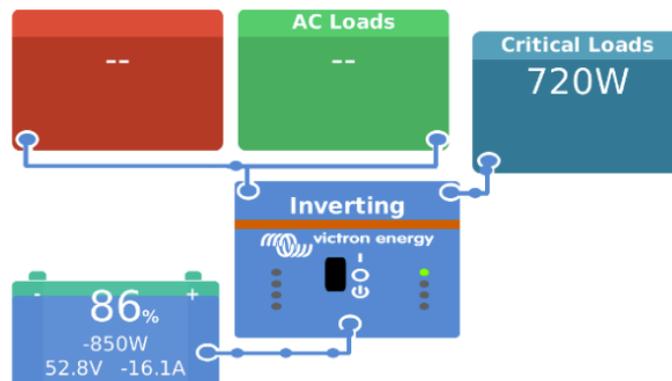
Neste capítulo, serão discutidos os resultados obtidos das medições de carga e descarga da bateria do LAM na configuração de sistema isolado com armazenamento. Os experimentos de descarga e carga foram realizados nos dias 31/08/2022 e 01/09/2022 de forma descontínua e os dados a serem trabalhados foram obtidos em intervalos de 1 minuto.

5.1 Descarga da Bateria

O primeiro cenário definido foi o processo de descarga da bateria, no qual os controladores de carga são desconectados do ponto de acoplamento comum de corrente contínua através das chaves seccionadoras, impossibilitando que ocorra o carregamento do sistema de armazenamento. O Quattro realiza a função de inversor, onde as cargas fixas estão conectadas aos terminais de saída do inversor, dando início ao processo de descarga.

O fluxo de potência e os equipamentos envolvidos na descarga podem ser visualizados no exemplo da Figura 35. A Figura apresenta, de forma ilustrativa o processo descrito, porém a potência da carga tem valor menor que a utilizada no experimento.

Figura 35 – Dinâmica de Descarga.



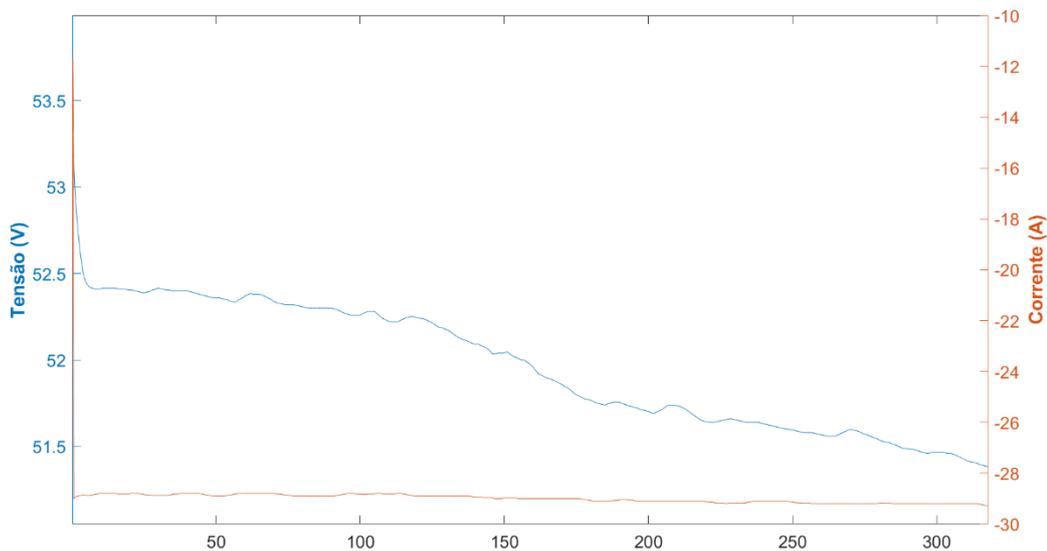
Fonte: Própria Autora.

Visto que está sendo analisada apenas a descarga da bateria, é possível afirmar que, nesta situação, a carga está gerindo a demanda de corrente do armazenador, respeitando seus limites

de tensão, corrente máxima de descarga e as tensões de entrada CC e saída CA do inversor configuradas. Os *inputs* para realizar as análises dos funcionamentos de alguns componentes do sistema no processo de descarga foram disponibilizados pelo painel com os dados do CERBO, acessados através do portal VRM do fabricante. Nesta primeira parte do estudo, observou-se o comportamento dinâmico da BYD através do histórico de dados obtidos durante um intervalo de 5h19m de descarga.

A Figura 36 a seguir apresenta o comportamento da tensão e corrente nos terminais da bateria, onde foi realizada uma média móvel dos dados obtidos da medição. Analisando o resultado da plotagem, é possível considerar a corrente de descarga permanecendo aproximadamente constante em torno de -29A, variando em poucas casas decimais, enquanto a tensão tem um comportamento decrescente a partir do pico de 53,5V (100% carregada), que é menor que a tensão OCV devido a perdas RI. A primeira zona da curva de tensão é caracterizada pelo comportamento exponencial seguido da zona de operação.

Figura 36 – Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais da Bateria pelo Tempo de Descarga.



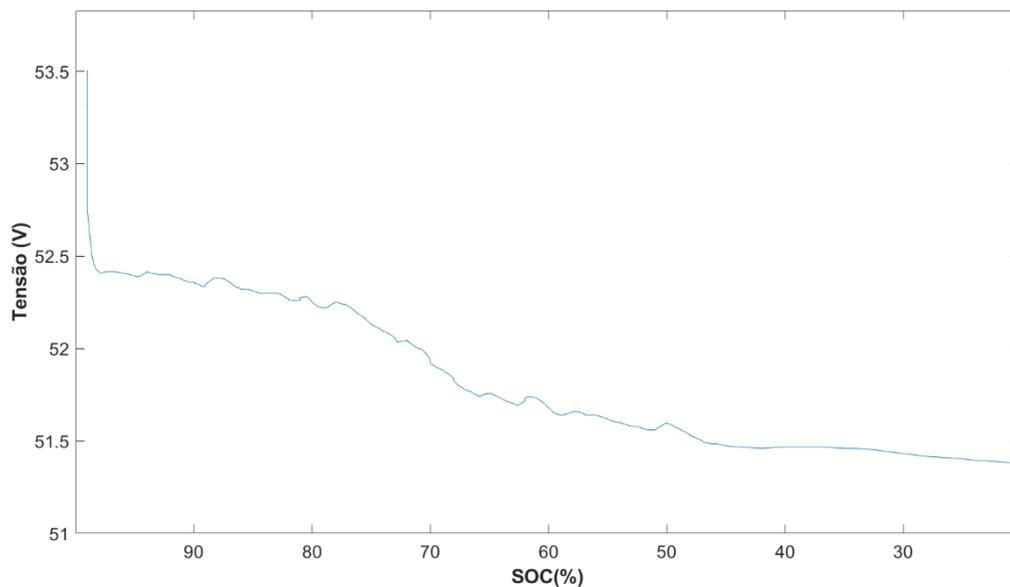
Fonte: Própria Autora.

A depender do valor da corrente de descarga, a curva pode ter uma faixa de operação maior ou menor, impactando na velocidade de descarga e, portanto, em quanto tempo a bateria

é descarregada. Dessa forma, entende-se que, se a corrente exigida pela carga fosse maior, a corrente da descarga da bateria também seria, tornando o processo mais rápido, porém, impactaria na quantidade de energia fornecida aos seus terminais.

Ao analisar o comportamento da tensão nos terminais da bateria *versus* o estado de carga, através da curva do SOC, ilustrado na Figura 37, é notório que o SOC e a tensão nos terminais diminuem ao longo da descarga, conforme esperado, visto que o equipamento não mantém a tensão de operação constante como seria no cenário ideal, mas diminui devido a perdas resistivas até um valor muito próximo da descarga total, indo para o *cut-off*, evitando que sejam atingidos valores de tensão muito baixos para o armazenador.

Figura 37 – Gráfico da Tensão da Bateria pelo Estado de Carga na Descarga.

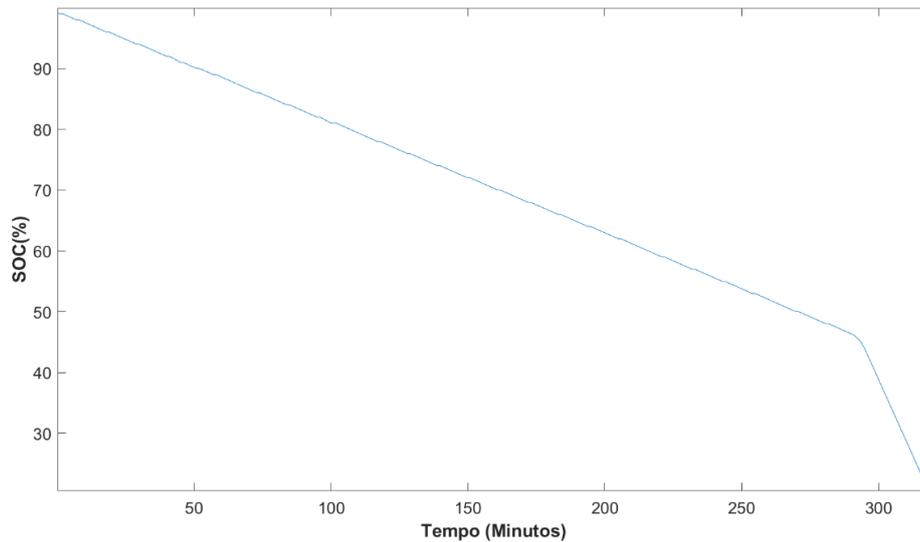


Fonte: Própria Autora.

Em relação a curva a seguir, observa-se que a bateria sofreu uma variação de até 20% de seu estado de carga, e por isso não foi apresentada a segunda zona exponencial nas Figura 36 e Figura 37. É importante destacar que essa decisão almejou evitar que não fossem ultrapassados os valores mínimos de SOC para que se conservasse a vida útil/ número de ciclos fornecidos pelo sistema de armazenamento, evitando possíveis danos devido a descarga profundas.

Observando a curva da Figura 38, nota-se uma mudança de comportamento próximo aos 50% de carga, onde a bateria passa a se descarregar mais rapidamente.

Figura 38 – Gráfico do Estado de Carga pelo Tempo de Descarga.

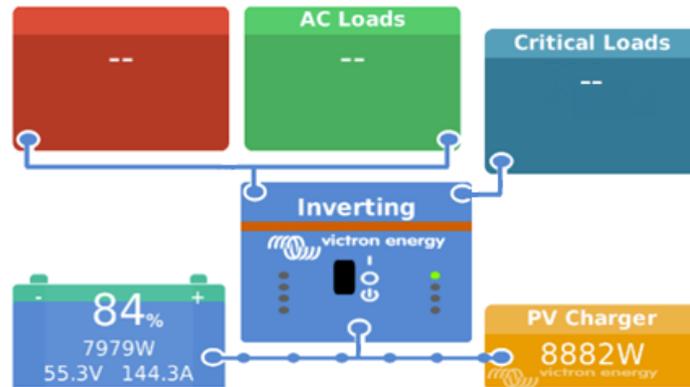


Fonte: Própria Autora.

5.2 Carga da Bateria

Para o processo de carregamento, os dois controladores de carga foram habilitados através das chaves seccionadoras possibilitando o carregamento da bateria por meio do sistema de geração solar. O inversor Quattro foi desligado para não haver consumo em *stand by* e não injetar potência na carga, de forma a garantir o direcionar de toda a geração fotovoltaica ao sistema e armazenamento, conforme apresentado na Figura 39. Da mesma maneira que na representação da dinâmica da descarga, o exemplo da Figura não apresenta valores das medições deste trabalho, servindo apenas para entendimento do fluxo descrito.

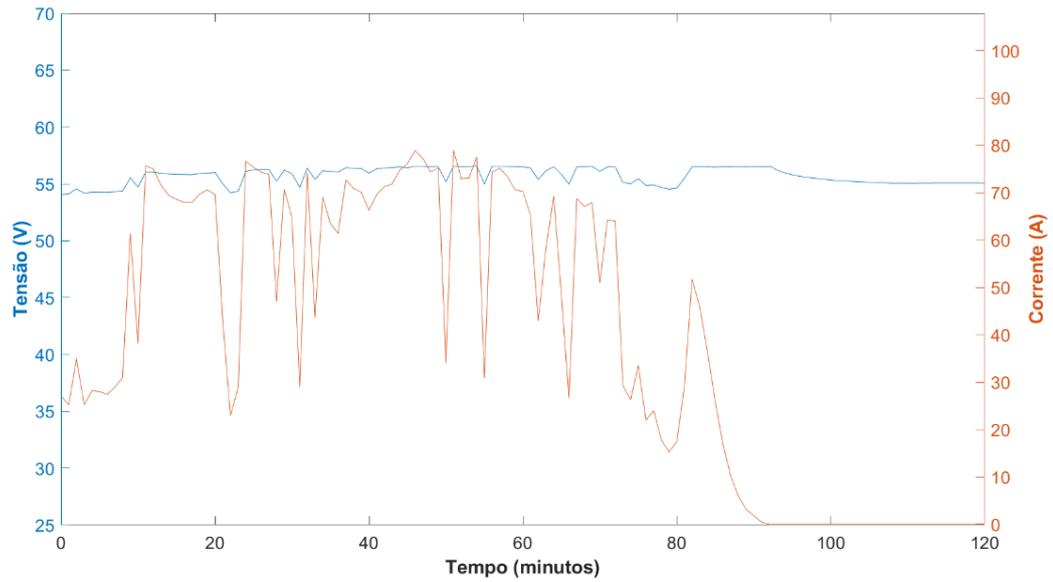
Figura 39 – Dinâmica de Carga.



Fonte: Própria Autora.

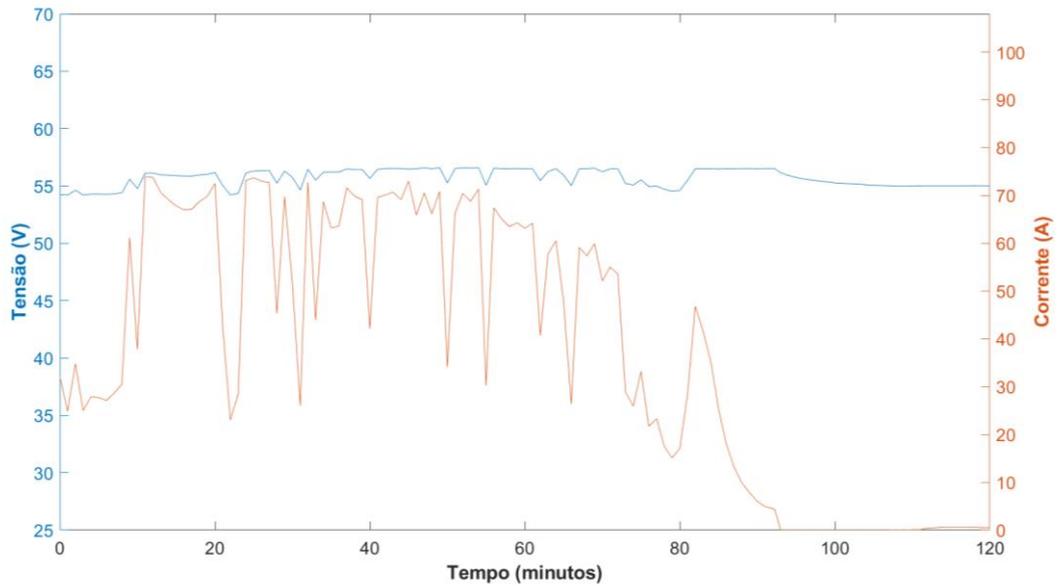
O período para carregar a bateria em 80% foi de 93,02 minutos, consideravelmente mais rápido que para a descarga, e realizado durante o período diurno, entre às 08h30 e 10h04. Na Figura 40 e Figura 41 a seguir, são apresentadas as curvas de tensão e corrente no decorrer do tempo de carregamento dos dois controladores. Conforme esperado, quando comparados, percebe-se que os valores e as curvas possuem tendências similares, justificados pela semelhança do arranjo fotovoltaico (número de painéis e potência instalada), porém, há uma pequena diferença devido ao posicionamento dos painéis - que sofrem influência direta da radiação solar - e outras características que poderão interferir no comportamento com base no posicionamento do *carport*.

Figura 40 – Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais do Controlador 1 pelo Tempo de Carga.



Fonte: Própria Autora.

Figura 41 – Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais do Controlador 2 pelo Tempo de Carga.

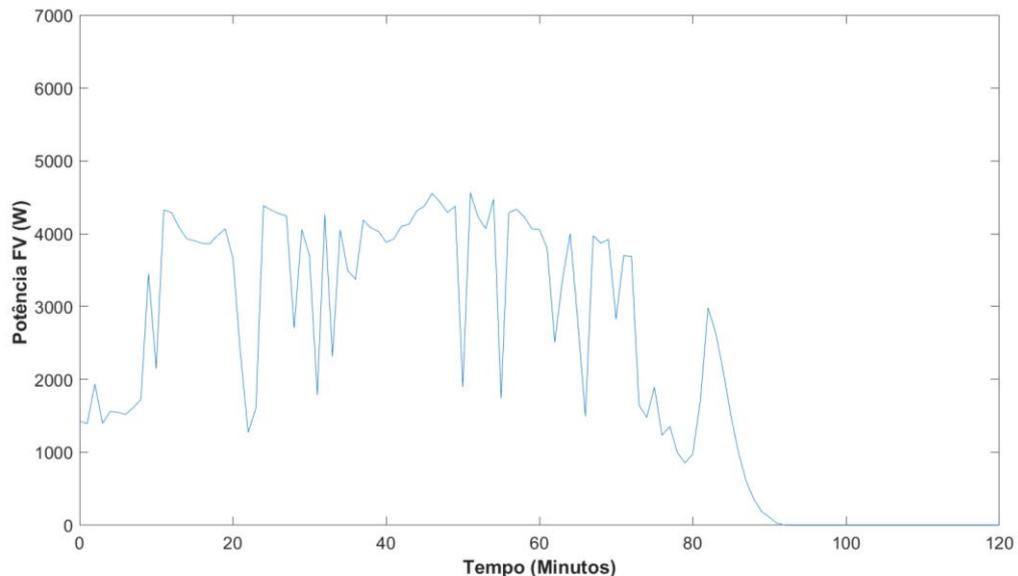


Fonte: Própria Autora.

Percebe-se que a curva de tensão acompanha a tendência do desempenho da corrente, que depende da incidência solar, resultando em uma faixa de variação extensa quando comparada à

curva azul. Esse comportamento fica mais claro quando se observa que os vales da curva em laranja são acompanhados pela tensão, que varia de 54,22V em $t = 0$ até chegar ao valor máximo de 56,5V em $t = 82 \text{ min}$. No mesmo instante que atinge o valor de pico, a corrente decresce por 10 minutos, até chegar aos 92,28 minutos, em que cai mais rapidamente para zero. A partir desse momento, as tensões nos controladores se mantêm aproximadamente em 55V; porém, percebe-se que, ao chegar exatamente nesse valor, o controlador permite uma passagem de corrente para que a tensão não diminua consideravelmente desse valor. A partir de 92,28 minutos, a potência FV no controlador passa a ser nula, coincidindo em quando a injeção de corrente para a bateria cessa, como pode ser observado na Figura 42.

Figura 42 – Gráfico da Potência Fotovoltaica no Controlador pelo Tempo.

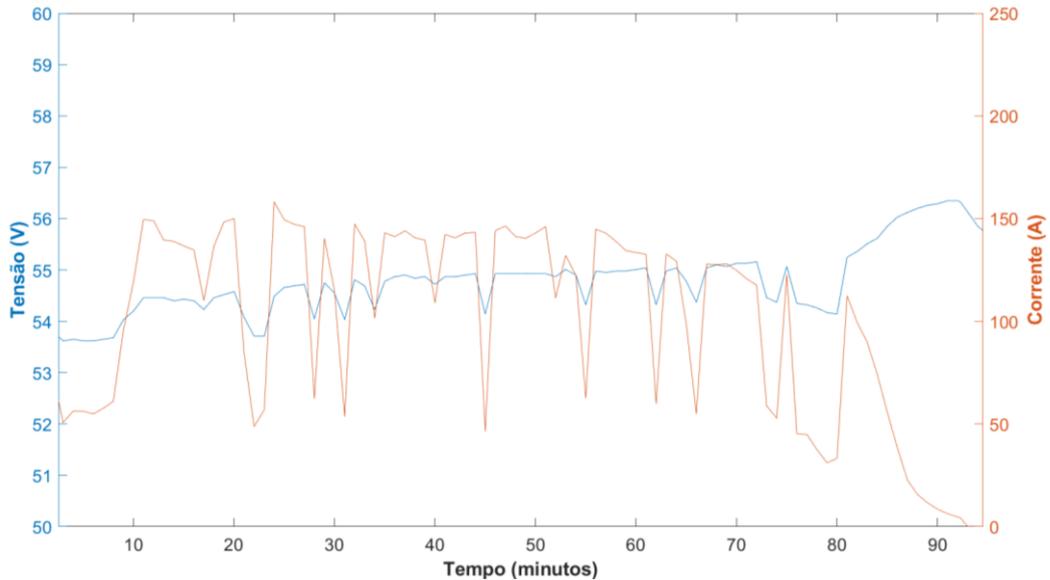


Fonte: Própria Autora.

Analisando a Figura 43, que corresponde à tensão e corrente nos terminais da bateria, percebe-se uma queda na corrente a partir de 81 minutos, instante em que a tensão se encontra em 55,25V. Logo após, a tensão chega ao valor máximo de 56,3V (dentro do limite superior imposto de 56,5V) em 91 minutos e persiste neste valor durante o intervalo de 1 minuto. Comparando com a curva apresentada na Figura 11, o alcance do valor de pico da tensão

assemelha-se ao que é esperado do Estágio 1 da Figura 11. No instante em que ocorre decréscimo da corrente, a bateria se encontra com o SOC de 76%.

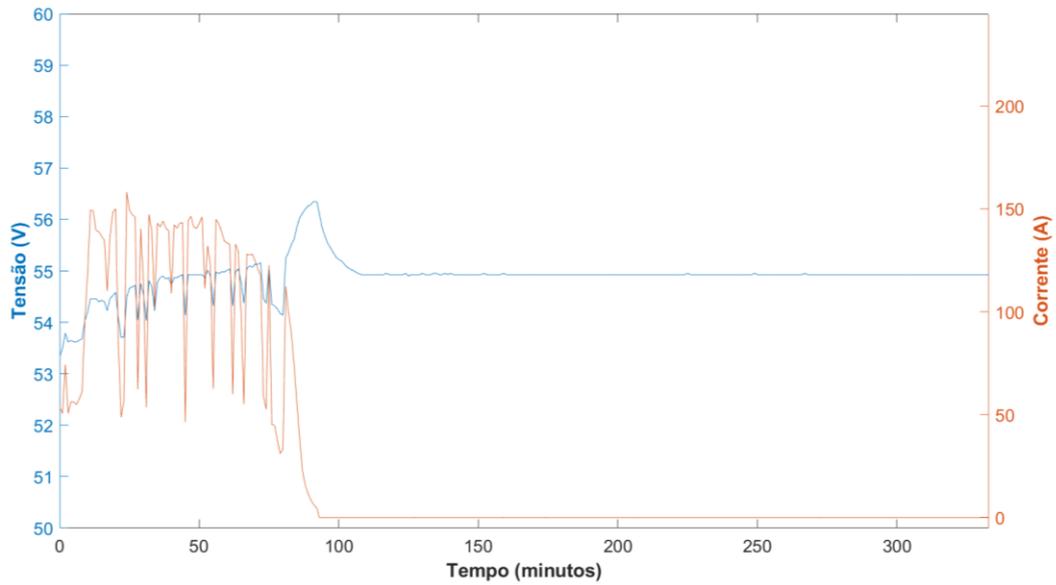
Figura 43– Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais da Bateria pelo Tempo de Carga.



Fonte: Própria Autora.

Conforme a continuação do gráfico, depois de uma hora e meia de carga, vide Figura 44, a bateria sofre uma queda de tensão a partir do valor de *cut-off* citado de 56,3V, finalizando o estágio de saturação em 92 minutos, ou seja, não coincidindo exatamente com 100% de SOC, conforme esperado. Posteriormente, em $t = 92,28$, a corrente sofre o decréscimo que caracteriza o fim do segundo estágio, cessando a partir de 93,02 minutos, instante onde a bateria finaliza seu carregamento. Enquanto isso, a tensão cai do seu pico para um valor constante em torno de 54,9V. Percebe-se que, conforme esperado, o controlador cessa a injeção de corrente após a bateria alcançar sua tensão de “absorção”.

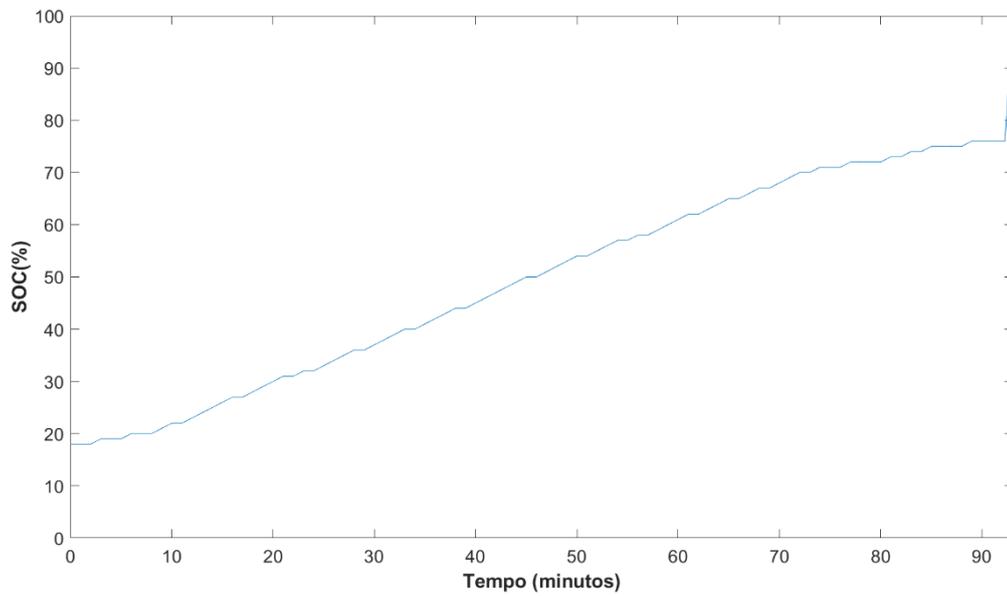
Figura 44 – Continuação do Gráfico da Tensão e Corrente nos Terminais da Bateria pelo Tempo de Carga.



Fonte: Própria Autora.

Na Figura 45 a seguir, fica mais claro esse processo, em que, a partir de $t = 92,28 \text{ min}$, exatamente quando a corrente parte para zero, ocorre o rápido carregamento de 76 a 100% do SOC, um pouco após a corrente diminuir mais rapidamente em 0,74 minutos até chegar a zero conforme descrito anteriormente. Nota-se, ainda, que a bateria atinge seu estado totalmente carregada em 93,02 minutos, pós estágio de saturação.

Figura 45 – Gráfico do Estado de Carga pelo Tempo de Carga.



Fonte: Própria Autora.

Dessa forma, para um carregamento cuja geração é fotovoltaica, percebe-se que, na prática, a corrente depende da incidência solar no momento, não ficando constante, enquanto a tensão permanece numa faixa até certo ponto. Dessa forma, não é de se esperar que a curva de carga vá se comportar de forma similar ao que se esperava do controle CCCV.

6 CONCLUSÕES

A descentralização da geração energética no país é uma tendência que abre espaço para a integração das microrredes ao SIN ou operação em forma ilhada. Mesmo assim, hoje, observa-se uma falta de legitimação do mercado que envolve MRs híbridas, que ainda não têm um respaldo legal e recursos efetivados para a área de armazenamento, apesar de existir perspectiva e aplicações válidas já em andamento, como em comunidades em áreas isoladas. Dessa forma, este trabalho teve como objetivo descrever características e funcionamento de equipamentos de uma MR existente, bem como observar o comportamento a partir de possíveis condições aplicáveis ao subsistema.

Foram apresentadas as dinâmicas possíveis, divididas, neste trabalho, em condições que envolvem injeção/absorção da rede ou modo isolado. Para este último caso, foi proposto e realizado um estudo comparando as medições com a dinâmica esperada do sistema de armazenamento frente a uma descarga à carga constante e ao algoritmo de controle configurado no subsistema quando em carregamento.

Através das medições no contexto de descarga com carga não variável, foi analisada a dinâmica do sistema de armazenamento, que, conforme esperado, apresentou uma queda exponencial, seguida por uma zona de operação que manteve-se com pouca variação no nível de tensão ao longo de sua região: as baterias reais não asseguram uma tensão até a descarga total, visto que existem perdas por calor que diminuem a eficiência do fornecimento de energia das células a depender da velocidade requerida pela corrente de descarga.

Para o processo de carregamento, foi observada uma operação de controle através do algoritmo de carga da bateria de LiFePO_4 , que, apesar da corrente injetada não ser constante, mas estar em função da irradiação solar, a bateria apresentou um aumento gradual, porém descontínuo, da sua tensão até o valor máximo no início do seu processo. Para o algoritmo CCCV, um comportamento similar ocorre, porém à corrente constante. Foi percebido o controle priorizando a saúde da bateria, que passou consideravelmente pouco tempo na sua fase com tensão máxima. Ainda, foi observado o controle da corrente, que cessa quando a bateria varia de 76% a 100% de SOC mais rapidamente quando comparado a todo seu percurso de carga.

6.1 Propostas de Trabalhos Futuros

Devido a sua importância e tendência de crescimento de oportunidades de mercado e soluções sobre o tema, é possível aprofundar o assunto tratado neste trabalho em estudos posteriores. As condições e melhorias propostas para obras futuras podem envolver:

- Aplicar cargas dinâmicas a fim de analisar o comportamento das curvas de descarga de acordo com a corrente exigida em cada caso.
- Simular, para fins comparativos, o sistema no software PVSOL.
- Analisar a dinâmica do sistema frente um cenário de carga e descarga simultâneas.
- Observar o desempenho da transição do sistema quando ocorrer desacoplamento da rede.

REFERÊNCIAS

1. ONS. Evolução da Capacidade Instalada no SIN - outubro 2022/dezembro 2026, p. 1015-1019, Junho 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 3 setembro 2022.
2. ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, 17 abril 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 3 setembro 2022.
3. LASSETER, R. H. Microgrids. **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, v. 1, p. 305-308, 2002. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/985003>>. Acesso em: 22 Agosto 2022.
4. EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes**, novembro 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf>. Acesso em: 23 agosto 2022.
5. FOTOVOLT. Comunidade Isolada no Acre torna-se Autossuficiente com Solar FV. **Notícias**, n. 46, p. 16, Abril 2022.
6. REZENDE, S. M. **Materiais e Dispositivos Eletrônicos**. [S.l.]: Livraria da Física, 2004.
7. JUNIOR, A. J. D. N. **Contribuição à Modelagem de Módulos Fotovoltaicos e Proposta de uma Técnica Híbrida de Seguimento do Ponto de Máxima Potência com Estimador de Irradiância**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco, UFPE. Recife, p. 174. 2018.
8. CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.
9. SILVA, E. A. D. **Proposta de um Modelo Global Não-Linear para Caracterização do Comportamento Elétrico de Células Fotovoltaicas**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p. 229. 2019.
10. VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.
11. ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação (Mestrado – Universidade de São Paulo, USP). São Paulo, p. 171. 2012.
12. LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Newark and Madrid: John Wiley & Sons Ltd, 2003.
13. AZEVEDO, G. M. D. S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco, UFPE. Recife, p. 169. 2011.
14. HOHM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed. **Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 1699-1702, 2000.
15. VICTRON ENERGY. Which solar charge controller: PWM or MPPT?, janeiro 2020. Disponível em: <<https://www.victronenergy.pt/upload/documents/Technical-Information-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf>>. Acesso em: 12 agosto 2022.

16. COPETTI, J. B.; MACAGNAN, M. H. Baterias em Sistemas Solares Fotovoltaicos. **CBENS – I Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza, p. 10, 2007.
17. PLETT, G. L. **Battery Management Systems: Battery Modeling**. [S.l.]: Artech House, v. 1, 2015.
18. PLETT, G. L. **Battery Management Systems: Equivalent – Circuit Methods**. [S.l.]: Artech House, v. 2, 2016.
19. LAWDER, M. T. et al. Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 102, p. 1014-1030, 2014.
20. SHAMSI, M. H. **Analysis of an electric Equivalent Circuit Model of a Li-Ion battery to develop algorithms for battery states estimation**. Tese (Masters) Uppsala Universitet. Uppsala. 2016.
21. LOTFI, N. et al. Development of an Experimental Testbed for Research in Lithium-Ion Battery Management Systems. **Energies**, p. 5231-5258, 2013.
22. MURNANE, M.; GHAZEL, A. A Closer Look at State of Charge (SOC) and State of Health (SOH) Estimation Techniques for Batteries. **Analog Devices**, 2017.
23. PLETT, G. L. Equivalent-Circuit Cell Models. **Lecture notes ECE4710/5710: Modeling, Simulation, and Identification of Battery Dynamics**. Disponível em: <<http://mocha-java.uccs.edu/ECE5710/ECE5710-Notes02.pdf>>. Acesso em: 10 setembro 2022.
24. BARILLAS, J. K. et al. **A comparative study and validation of state estimation algorithms**. Applied Energy. [S.l.], p. 455-462. 2015.
25. ROSOLEM, M. D. F. N. C. et al. **Desenvolvimento de Bateria de Lítio-Íon para Serviços Ancilares**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza. 2020.
26. TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A. **Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications**. World Electrical Vehicle Journal. [S.l.], p. 289-298. 2009.
27. ANDREA, D. **Lithium-Ion Batteries and Application: A Practical and Comprehensive Guide to Lithium-Ion Batteries and Arrays, from Toys to Towns**. [S.l.]: Artech House, v. 1, 2020. 576 p.
28. BUCHMANN, I. **Batteries in a Portable World**. 3. ed. [S.l.]: Cadex Electronics Inc., 2011. 361 p.
29. JINKO SOLAR. **Datasheet Módulo Fotovoltaico Tiger Pro 440-460W**. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM440-460M-60HL4-\(V\)-F1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM440-460M-60HL4-(V)-F1-EN.pdf)>. Acesso em: 9 julho 2022.
30. TRINA SOLAR. **Datasheet Módulo TSM-DE09.08**. Disponível em: <https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EU_Datasheet_VertexS_DE09.08_2021_A.pdf>. Acesso em: 2 julho 2022.
31. VICTRON ENERGY. **Manual do carregador solar SmartSolar MPPT 150/70 up to 250/100 VE.Can**. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Manual_SmartSolar_MPPT_150-70_up_to_250-100_VE.Can/MPPT_solar_charger_manual-pt.pdf?_ga=2.242774465.299840783.1662999908-473838765.1658266195>. Acesso em: 12 agosto 2022.
32. VICTRON ENERGY. **Datasheet Inversor/carregador Quattro 3 kVA a 15 kVA**. Disponível em: <<https://www.victronenergy.pt/upload/documents/Datasheet-Quattro-3kVA-15kVA-PT.pdf>>. Acesso em: 12 agosto 2022.

33. FRONIUS. Datasheet Fronius Symo 10 – 12,5kW. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-12-5-3-m>>. Acesso em: 2 julho 2022.
34. BYD. **Datasheet B-BOX PRO 13,8**. Disponível em: <https://www.byd.ind.br/2020/wp-content/uploads/2021/05/B-BOX_PRO_138.pdf>. Acesso em: 2 julho 2022.
35. BYD. **Guia de Instalação BYD B-BOX Pro 13.8**. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto40412IdArquivo17147.pdf>>. Acesso em: 2 agosto 2022.
36. SIEMENS. **Dathasheet 6ES7516-3AN02-0AB0**. Disponível em: <<https://mall.industry.siemens.com/mall/pt/pt/Catalog/Product/6ES7516-3AN02-0AB0>>. Acesso em: 15 agosto 2022.
37. VICTRON ENERGY. **Manual do CERBO GX**. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Cerbo_GX/GX_Device_Manual-pt.pdf?_ga=2.7473777.2127791245.1665578096-473838765.1658266195>. Acesso em: 2 agosto 2022.
38. VICTRON ENERGY. **Victron & BYD**. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/live/battery_compatibility:byd_b-box>. Acesso em: 2 agosto 2022.
39. VICTRON ENERGY. **Manual de Instalação Victron Energy & BYD B-Box**. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto39759IdArquivo25669.pdf>>. Acesso em: 2 agosto 2022.
40. VICTRON ENERGY. **FAQ Multiplus**. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/live/multiplus_faq>. Acesso em: 2 agosto 2022.
41. VICTRON ENERGY. **Manual MultiPlus 5k 230V**. Disponível em: <<https://www.victronenergy.pt/upload/documents/Manual-MultiPlus-5k-230V-PT.pdf>>. Acesso em: 5 agosto 2022.
42. VICTRON ENERGY. **DVCC - Tensão Distribuída e Controle de Corrente**. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/media/pg/Cerbo_GX/pt/dvcc---distributed-voltage-and-current-control.html#:~:text=O%20mesmo%20ocorre%20nas%20baterias,o%20Redflow%20CAN%20bus%20BMS.>>. Acesso em: 2 agosto 2022.
43. VICTRON ENERGY. **Energy Storage System**. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/media/pg/Energy_Storage_System/en/ess-introduction---features.html>. Acesso em: 3 agosto 2022.