FOTOVOLTAICA UFSC:
Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
www.fotovoltaica.ufsc.br

Coordenador
Prof. Ricardo Rüther

[P&D ENGIE/UFSC – ESTUDO DAS SOLUÇÕES DE MERCADO E CONCEPÇÃO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO]

MAIO / 2022

SUMÁRIO

SUMÁRIO **11**
1. INTRODUÇÃO **12**
2. ESTUDO DAS SOLUÇÕES DE MERCADO **12**
2.1. Funcionalidades 16
2.2. estudos de aplicação e viabilidade de sistemas de armazenamento 17
2.2.1. Serviços de arbitragem de energia e aumento do autoconsumo da geração FV 17
2.2.2. Estudos de consumidores com veículos elétricos 20
2.2.3. Serviços de redução de picos de demanda, *backup* e *off-grid* 21
2.2.4. Comentários 21
2.3. Baterias de Segunda-vida 24
2.4. Baterias do Nissan Leaf 24
3. CONCEITO E ESPECIFICAÇÃO DO SAE **25**
4. ACOMPANHAMENTO DO FORNECIMENTO DO SAE **25**
5. CARACTERÍSTICAS DO SAE **35**
6. COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES **39**
7. REFERÊNCIAS **39**
ANEXO I - Foco II - Cronograma INICIAL WEG **43**
ANEXO II - Foco II – Plano de Inspeção WEG **44**
ANEXO III - Foco II – Cronograma II WEG **45**
ANEXO IV - Foco II – Carta de Esclarecimento WEG **46**
ANEXO V - Foco II – Relatório de Testes em Fábrica WEG **47**
APÊNDICE A - FOCO II – PREPARAÇÃO PARA O TAF **48**
APÊNDICE B - FOCO II – Diagrama Unifilar Bateria de Segunda Vida **49**
APÊNDICE C - FOCO II – Informações Baterias de Segunda Vida **50**

1. INTRODUÇÃO

O Projeto de P&D ENGIE/UFSC, da chamada estratégica P&D 021/2016 da ANEEL tem como um de seus objetivos aplicações em geração distribuída de porte comercial. No escopo, está a instalação de um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) de 200 kWh/200 kW, no Laboratório Fotovoltaica/UFSC, no Sapiens Parque, em Florianópolis-SC, com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema na referida unidade consumidora (UC). Este documento apresenta os resultados dos estudos das soluções de armazenamento disponíveis no mercado e o acompanhamento do fornecimento da solução escolhida.

2. ESTUDO DAS SOLUÇÕES DE MERCADO

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEs) são um subconjunto dos sistemas de armazenamento de energia. SAE é um termo geral para a capacidade de um sistema de armazenar energia usando soluções térmicas, eletromecânicas ou eletroquímicas. Os sistemas de armazenamento podem ser utilizados tanto em aplicações em residências, comércios, indústrias e usinas, quanto em aplicações para veículos elétricos (VE) de pequeno ou grande porte.

Recentemente, o custo de sistemas de armazenamento vem apresentando redução significativa. O custo de capital de sistemas de armazenamento de grande porte (usinas) apresentou, desde 2010, uma redução de aproximadamente 50% [1] e, como um todo, custos da tecnologia de armazenamento apresentaram redução, no mesmo período, de aproximadamente 84% [2].

Com relação aos investimentos em sistemas de armazenamento, mais de quatro bilhões de dólares foram investidos em 2018, representando um aumento de 45% com relação ao ano anterior [1]. Os sistemas de armazenamento em aplicações residenciais, comerciais e industriais representam aproximadamente 58% de todos os investimentos, sendo a Coréia do Sul o país que mais investiu nesta tecnologia [1]. Até 2050, estima-se que 843 bilhões de dólares serão investidos em tecnologias de armazenamento [2].

No caso de aplicações em residências, comércios, indústrias e usinas, a capacidade de armazenamento deve aumentar de estimados 10 GWh (em 2017), grande maioria composta por aplicações em usinas, para entre 100 e 150 GWh, em 2030 [3]. O despacho de potência devido a sistemas nestas aplicações deverá chegar a 225 MW em 2025, dos quais aproximadamente 10 MW seriam utilizados em sistemas residenciais, comerciais e industriais [4]. Espera-se que um total de 359 GWh em sistemas de armazenamento poderá ser adicionado à rede elétrica até 2050 [2].

A integração de veículos elétricos em sistemas de energia solar com armazenamento é um tema que vem sendo cada vez mais estudado [5], [6].

Entre 2010 e 2017 o preço de sistemas de armazenamento (íon-lítio) para uso em veículos elétricos teve redução de 79%. Projeta-se ainda, uma redução adicional de 67% até 2030 [7]. Ônibus elétricos, dependendo do sistema de armazenamento e condições de operação, poderão apresentar competitividade com os movidos a diesel [7]. A paridade poderá ser atingida em 2030, sendo que ônibus elétricos deverão ser mais competitivos em cidades de maior tamanho e com maiores distancias anuais percorridas [7]. Atualmente, a utilização de ônibus elétricos é maior na China, nos Estados Unidos e na Europa [8], [9] No Brasil, no entanto, veículos elétricos representaram apenas 0,02% do mercado em 2018 [9].

Em sistemas de armazenamento, um dos principais indicadores econômicos é o custo nivelado de armazenamento. Este custo indica a que valor de tarifa deveria ser descarregada a energia armazenada em uma bateria de forma a zerar os custos do sistema ao longo de sua vida útil [10]. Para sistemas de armazenamento em baterias de íon-lítio em aplicações comerciais e industriais, o custo nivelado de armazenamento em 2018, considerando uma taxa de juros de 8% a.a., estava entre 315 e 366 US$/MWh [11]. Em 2040, este valor poderá ser reduzido para 67 US$/MWh [2]. Num cenário internacional, a taxa interna de retorno do investimento (TIR) para sistemas com 20 anos de vida útil, 90% de eficiência, O&M de 3%, operando para reduzir a demanda e custos com energia, atinge o valor de 14,3% [11].

Estudos realizados mostram que sistemas FV com armazenamento podem ser mais rentáveis do que somente sistemas FV [12], existindo diversas análises de casos, tanto para sistemas residenciais [13] como comerciais [14]. Nos casos em que o custo nivelado de energia de sistemas FV + armazenamento atingir valores menores do que o custo de energia proveniente das distribuidoras, seria viável para os consumidores desertarem a rede (off-grid), ou seja, autoproduzirem toda ou maior parte de sua energia. Nestes casos diz-se que estes sistemas atingiram a paridade tarifária. Na Austrália e nos Estados Unidos, aplicações comerciais de sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento já atingem paridade tarifária em alguns estados [15], [16].

Sistemas de armazenamento de energia em baterias desempenharão um papel crucial na próxima fase de transição energética, podendo ajudar a transformar o setor elétrico do futuro. Devido à quantidade limitada de estudos no mundo analisando o funcionamento de sistemas de armazenamento aplicados em unidades consumidoras que dispõem de energia FV e veículo elétrico de grande porte (ônibus elétrico), é de grande importância estudos nesta área, a fim de que tais sistemas possam ser largamente incorporados pela sociedade.

Um SAE normalmente utiliza uma solução eletroquímica que pode ser constituída de diversas tecnologias como:

- Íons de Lítio - Oferecem um bom armazenamento de energia para seu tamanho e podem ser carregados/descarregados muitas vezes durante sua vida útil. Eles são usados em uma ampla variedade de eletrônicos de consumo, como smartphones, tablets, laptops, cigarros eletrônicos e câmeras digitais. Eles também são usados em carros elétricos e algumas aeronaves.
- Chumbo-Acido - São baterias recarregáveis tradicionais e são baratas em comparação com os tipos mais recentes de baterias. Os usos incluem sistemas de proteção e controle, fontes de alimentação de backup e armazenamento de energia da rede.
- Enxofre de Sódio – É um tipo de bateria de sal fundido construída a partir de sódio líquido (Na) e enxofre (S), sendo fabricada com materiais baratos. Devido a sua composição apresenta um risco caso o sódio entre em contato com o ar e a umidade, pois queima espontaneamente, portanto o sistema deve ser protegido da água e de atmosferas oxidantes.
- Zinco Bromo - A bateria zinco-bromo oferece uma das mais altas tensões por célula e libera dois elétrons por átomo de zinco. Esses atributos se combinam para oferecer a mais alta densidade de energia entre as baterias de fluxo. No entanto, o elemento altamente oxidativo, bromo, exigem eletrodos, membranas e demais componentes que possam suportar as condições químicas, tornando esta tecnologia cara. O bromo é um material altamente tóxico por inalação e absorção, por este motivo manter a estabilidade térmica e elétrica das células é de suma importância para segurança do equipamento e operadores.

Dentre as diversas tecnologias disponíveis no mercado destaca-se a bateria de íon de lítio que, de acordo com [17], [18] corresponde a mais da metade da capacidade global instalada. Isso se deve principalmente à alta densidade energética e à sua disponibilidade para altas potências, além do fato que é possível garantir uma segurança em sua operação com sistema de monitoramento.

De 2010 a 2016, os custos de baterias de íon-lítio reduziram em aproximadamente 73%, atingindo valores de entre 238 US$/kWh e 787 US$/kWh **[19]**. Espera-se que o custo destes sistemas apresente redução de até 61% até 2030, atingindo valores de custo inicial entre 145 US$/kWh e 480 US$/kWh **[3]**. Devido ao aumento de investimentos aliado à redução de custos, sistemas de armazenamento de íon-lítio devem apresentar um acréscimo de 50% em sua vida útil e de 2% em eficiência até 2030 **[3]**.

As baterias de íons de lítio sofrem degradação ao longo do seu tempo de vida útil que depende de vários fatores da utilização da bateria, como profundidade de descarga, corrente de carga e descarga e temperatura de operação [20]–[22]. Na literatura, são realizados diversos estudos para

determinar fatores que interferem na capacidade, além de maneiras para mitigar essa degradação da capacidade que é inerente da tecnologia. Podemos observar na **FIGURA 1** a seguir como a profundidade de descarga (DOD) e temperatura influenciam no número de ciclos realizados por uma bateria.

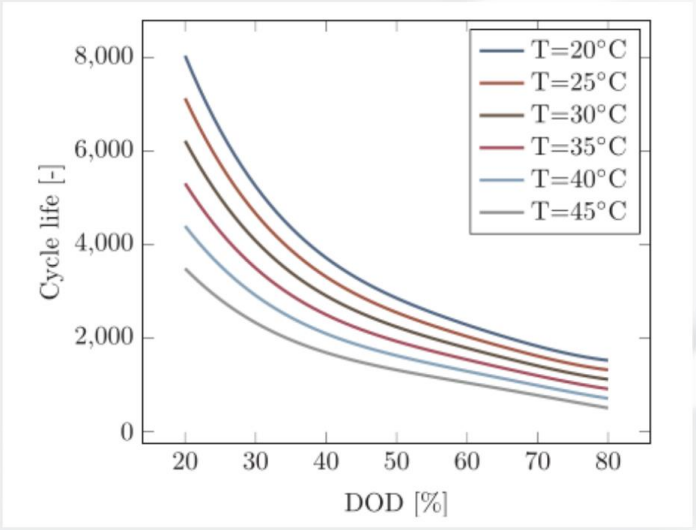


Figura 1 - Relação de números de ciclos por profundidade de descarga [23].

Parâmetros como profundidade de descarga, temperatura de operação e corrente de operação são muito particulares da utilização e aplicação que se fará do SAE, mas quanto mais exigentes forem esses parâmetros maior será sua degradação e por consequência diminuição da vida útil.

Para garantir a integridade elétrica, química e físico de um sistema de armazenamento de lítio-íon se faz necessário a utilização de um *Battery Manager System* (BMS). Na essência, este equipamento é utilizado para medição de tensão e temperatura das células e intervenção na operação caso haja algum parâmetro fora do intervalo de operação. Adicionalmente o BMS pode realizar balanceamento tanto passivo como ativo das células bem como diversas funções referentes a segurança e operacionalidade do armazenador. A utilização de um equipamento para supervisão da operação de um banco de bateria é essencial, visto que a célula em si não possui nenhum mecanismo de proteção ou monitoramento.

O controle da temperatura de operação, por outro lado, é essencial para a manutenção da vida útil destes sistemas, com fabricantes garantindo uma certa quantidade de ciclos durante a vida útil destes para uma operação em torno de 23°C.

A vida útil diminui com a quantidade de energia disponível no sistema que é descarregada a cada ciclo de uso. Smith et al. [24] caracterizaram o ciclo de vida de baterias de íon-lítio comercialmente disponíveis especialmente desenvolvidas para aplicações na qual energia gerada por sistemas FV é utilizada para carregar o sistema de armazenamento, levando em consideração os

fatores descritos por Bishop et al. [25]. Os autores avaliaram um sistema de armazenamento de energia de pequeno porte (3,7 kWh), mostrando a influência da variação de temperatura de operação e a quantidade de energia descarregada por ciclo na vida útil destes sistemas (**FIGURA 2**). Porém, Uddin et al. [26] afirmam que utilizando um sistema com maior capacidade de armazenamento estas perdas poderão ser reduzidas.

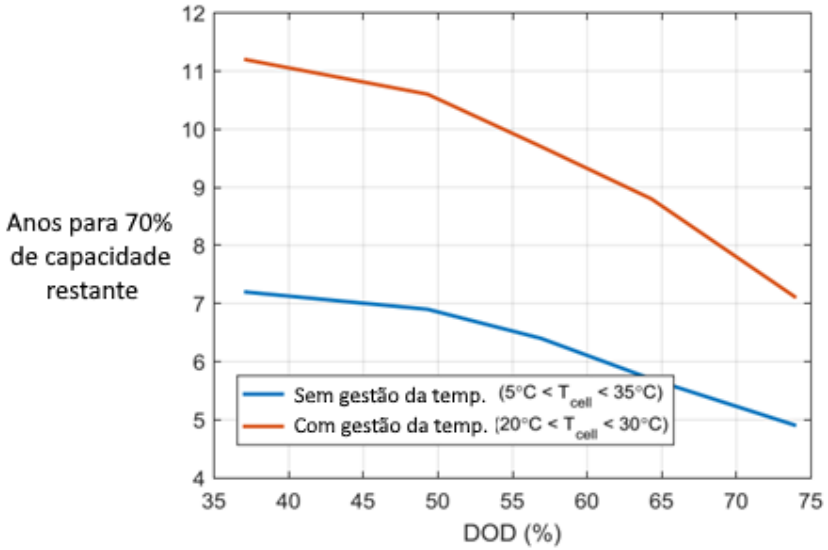


Figura 2 – Impacto da temperatura de operação e profundidade de descarga na capacidade de armazenamento de um sistema de armazenamento íon-lítio de 3,7 kWh [24].

2.1. FUNCIONALIDADES

Devido às características construtivas e elétricas de um SAE, é possível manipular grandes quantidades de potência (até 50MW) e de energia (até 100MWh) [27], o que o torna uma ferramenta auxiliar no controle do fluxo de potência de rede elétrica no geral. É possível fazer regulação de tensão e frequência, suavização de curva de carga e geração entre outras funcionalidades apresentadas a seguir:

- Arbitragem – armazenamento da energia em período fora de pico para poder despachá-la no período de pico, beneficiando-se da diferença entre tarifas de energia;
- Regulação da frequência e tensão - atenuação das discrepâncias entre geração e consumo, uma vez que o balanço entre estes é fundamental para a estabilidade da rede;
- Redução de picos - como a arbitragem, sistemas de armazenamento podem suavizar a curva de carga, podendo reduzir as cobranças por capacidade disponibilizada para consumidores;

- Integração de fontes renováveis de energia – podem reduzir o impacto da intermitência de fontes renováveis de energia como fotovoltaica (FV) e eólica;
- Armazenamento sazonal - para o caso do bombeamento de água, o reservatório de hidrelétricas pode ser utilizado para compensar a variação do regime sazonal das águas;
- Alimentação ininterrupta – possibilidade de manter o abastecimento em situações críticas ou de contingência;
- Adiamento de investimentos – resultado da suavização da curva de carga e redução dos picos, sistemas de transmissão e distribuição podem ter benefícios econômicos diretos com sistemas de armazenamento;
- *Black start* – Possibilidade de fornecer energia para atender ao religamento de usinas, atendendo aos seus serviços auxiliares e/ou magnetizando geradores.

As aplicações de *black start*, arbitragem e armazenamento sazonal são exemplos para quando o SAE está inserido junto à geração, enquanto aplicações de adiamento de investimentos e regulação de tensão e frequência são voltadas para o setor de transmissão e distribuição. É nítido que o sistema de armazenamento é uma ferramenta extremamente versátil e moldável às diversas adversidades encontradas na operação do sistema elétrico seja ele a nível de geração, transmissão ou distribuição.

2.2. ESTUDOS DE APLICAÇÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

2.2.1. Serviços de arbitragem de energia e aumento do autoconsumo da geração FV

A seguir são apresentados diversos estudos que implementaram estes dois tipos de serviços.

Luthander et al. [28] mostraram que é possível aumentar o autoconsumo em sistemas residenciais entre 13 e 24% utilizando sistemas FV-armazenamento com capacidade entre 0,5 e 1 kWh por kW de potência FV instalada. Neste caso, o armazenamento foi utilizado em aplicações curtas, normalmente inferiores a 24 horas.

Na Alemanha, Merei et al. [29] realizaram uma avaliação técnica e econômica de sistemas FV-armazenamento em consumidores comerciais, concluindo que tais sistemas não apresentariam viabilidade em 2015, principalmente devido ao pouco ganho financeiro proveniente da energia excedente injetada na rede elétrica. Os autores sugerem que tais sistemas seriam viáveis quando o custo do sistema de armazenamento fosse 200 EU$/kWh.

Para aplicações na Grã-Bretanha, Hassan et al. [30] avaliaram a operação de um sistema FV-armazenamento para maximizar benefícios econômicos em uma residência e concluíram que a adoção de sistemas de armazenamento era economicamente viável quando o custo dos sistemas reduzisse para 138 libras/kWh, porém não foram levadas em consideração as perdas do sistema. Uddin et al.

[31] também avaliaram a viabilidade econômica de sistemas FV-armazenamento; porém consideraram as perdas por degradação, concluindo que quando o custo da perda por degradação for incluso não haveria viabilidade econômica para o consumidor. Mariaud et al. **[32]** apresentaram um modelo de seleção de tecnologias e operação de sistemas FV-armazenamento para uma indústria de alimentos. A melhor configuração obtida foi utilizando sistemas de armazenamento de íon-lítio com um retorno de investimento de oito anos. Gupta et al. [33] mostraram que para 82 residências, sistemas FV com armazenamento aumentavam o autoconsumo, além de reduzirem em média 8% de demanda no horário de ponta. Dong et al. [34] avaliaram o potencial de sistemas FV-armazenamento em uma comunidade de 10 residências, verificando uma redução de aproximadamente 1 tonelada de emissões de CO_2 por ano. Neste ano, o custo de sistemas de armazenamento foi a principal variável para viabilidade financeira, com o sistema demorando mais de 10 anos para atingir retorno financeiro.

No Japão, Yoshida et al. [35] avaliaram uma estratégia de operação otimizada de um sistema FV-armazenamento considerando degradação (tanto de *SoC* como *DoD*) para residências. Mostraram que no contexto japonês sistemas FV-armazenamento são economicamente mais viáveis do que somente o sistema FV. Porém os autores não consideraram todas as cargas da residência em sua análise. Li et al. **[13]** avaliaram a viabilidade destes sistemas em 200 residências e concluíram que estes sistemas teriam um retorno financeiro de 18 anos em um cenário sem incentivos.

No Brasil, Nascimento [36] avaliou economicamente sistemas FV-armazenamento. Mostrou que, para residências no contexto brasileiro, o sistema FV é mais viável economicamente do que sistemas FV-armazenamento.

Yu [37] avaliou os impactos econômicos de sistemas FV-armazenamento residenciais na França para o ano de 2030. Concluiu que sistemas residenciais FV-armazenamento poderiam ser viáveis economicamente na França antes de 2030. Adicionalmente, mostrou que a operação visando maximizar o autoconsumo teria um impacto menor na rede elétrica ao invés de operando visando injeção total na rede.

Nos Estados Unidos, Nottrott et al. [38] avaliaram a viabilidade econômica de sistemas FV-armazenamento residenciais, chegando à mesma conclusão de que Yu [37], (ou seja, que a operação visando maximizar o autoconsumo teria um impacto menor na rede elétrica ao invés de operando visando injeção total na rede). Sistemas residenciais seriam viáveis quando o custo de baterias de íon-lítio fosse de 450 US$/kWh. Já Heine et al. [39] avaliaram que sistemas de armazenamento dimensionados a 1,5 vezes maior que o necessário para atender os consumos residenciais em horários de pico apresentaram a melhor atratividade econômica.

Em Portugal, Camilo et al. [40] avaliaram a atratividade econômica de diferentes cenários de sistemas FV-armazenamento residenciais. Concluíram que estes sistemas necessitavam de decréscimo

nos custos de aquisição para serem viáveis economicamente, não sendo viáveis para um custo de 393 EU$/kWh em 2017. Vieira et al. [41] avaliaram, para residências, que a uma taxa de juros de 7%, o sistema apresentaria viabilidade somente se o custo do sistema de armazenamento fosse inferior a 190 EU$/kWh. Estes dois trabalhos portugueses não levaram em consideração as perdas por degradação e utilizaram dados estimados de consumo e geração. Aelenei et al. [42] avaliaram o uso de sistemas de armazenamento de tecnologia de íon-lítio variando de 13,5 a 54 kWh em uma edificação comercial com um sistema FV de 12 kWp. Operando para maximizar o autoconsumo, o sistema de 13,5 kWh apresentou a melhor viabilidade econômica, aumentando o autoconsumo em 16%.

Barzegkar-Ntovom et al. [43] avaliaram, para seis países do mediterrâneo, a viabilidade econômica de sistemas residenciais FV-armazenamento para o caso em que as políticas não reembolsam economicamente a energia FV excedente injetada na rede elétrica. Para um custo de sistemas de armazenamento de 500 EU$/kWh os sistemas não apresentavam viabilidade, concluindo que somente atingiriam paridade tarifária se os custos relativos ao sistema de armazenamento diminuíssem. Analisando a viabilidade para um custo de 150 EU$/kWh, os autores mostraram que tais sistemas atingiriam viabilidade na Itália, Chipre, Espanha e Portugal. Os autores, porém, não apresentam os perfis de consumo das edificações, estimando valores médios mensais iguais para todos os países, além de não considerarem as perdas por degradação.

Chaianong et al. [44] investigaram o retorno financeiro de sistemas FV-armazenamento para consumidores residenciais na Tailândia a partir de dados simulados de consumo e geração FV. Mostraram que estes sistemas alcançariam viabilidade quando o custo de sistemas de armazenamento caísse para 100 US$/kWh. Os autores, porém, somente consideraram serviços de autoconsumo e não serviços de arbitragem de energia, o que poderia aumentar a viabilidade destes sistemas.

Estudos na Austrália incluem Khalilpour e Vassallo [45], que avaliaram o impacto de parâmetros técnicos e econômicos na viabilidade econômica de sistemas FV-armazenamento residenciais. O sistema simulado somente apresentou viabilidade quando o custo das baterias atingisse 750 US$/kWh. Os autores mostraram que o fator crucial para a atratividade foi a diferença entre a tarifa de energia e uma tarifa paga ao consumidor pela energia injetada na rede. Talent e Du et al. [46] avaliaram a otimização do dimensionamento de sistemas FV-armazenamento em sistemas residenciais e industriais. Mostraram que as soluções mais viáveis são as que maximizam o autoconsumo, com sistemas FV maiores e sistemas de armazenamento menores. Já Roberts et al. [47] avaliaram sistemas FV-armazenamento em edificações de apartamentos residenciais. Os autores mostraram que sistemas de armazenamento entre 2-3 kWh por apartamento aumentariam o autoconsumo em até 19% e abateriam as demandas de pico da edificação em até 30%, porém não foram levadas em consideração

as perdas por degradação. Li [48] analisou o dimensionamento de sistemas FV-armazenamento para 2.057 consumidores residenciais com diferentes tipos de perfil de consumo. Concluiu que quanto maior for o consumo da residência maior será a economia final do consumidor. O estudo, porém, não levou em consideração as perdas por degradação.

Liu et al. [49] simularam a operação de um sistema FV com armazenamento em uma edificação de uso comercial na China. Os autores definiram um modo de operação a partir dos horários vigentes dos diferentes valores de tarifa de energia local, alcançando um aumento do autoconsumo da geração FV em 15% e reduzindo emissões de CO_2 em até 39%.

2.2.2. Estudos de consumidores com veículos elétricos

Com as pressões ambientais, aliadas ao aumento dos preços de combustíveis, veículos elétricos carregados com energia FV se tornam uma forma de transporte viável e sustentável [6] e estão cada vez mais sendo implementados como cargas em consumidores residenciais e comerciais.

Mukhammar et al. [50] simularam uma residência com veículo elétrico na Suécia e mostraram que o aumento de autoconsumo da geração FV é limitado à coincidência entre a geração FV e os padrões de carga do VE. Kaschub et al. [51] realizaram a análise técnica e econômica de sistemas residenciais FV-armazenamento com veículo elétrico na Alemanha. Os autores mostram que estes sistemas apresentam viabilidade financeira, atingindo valores de autoconsumo de até 70%. Estefandyari et al. [52] dimensionaram um sistema FV-armazenamento para um sistema comercial na Irlanda contendo como carga um veículo elétrico de pequeno porte. Foi mostrado que um sistema FV de 10,5 kWp acoplado um sistema de armazenamento de 9,6 kWh otimizaria os carregamentos do VE de 13,76 kWh.

Outro modo de utilização de sistemas de armazenamento de energia é a utilização de veículos elétricos do tipo *plug-in* na modalidade veículo para rede (*vehicle-to-grid*-V2G), injetando energia na rede elétrica [53]. Gudmunds et al. [5] avaliaram como VE afetam o nível de autoconsumo em residências com sistema FV. Concluíram que VE têm o mesmo potencial de autoconsumo em residências do que residências contendo somente sistemas de armazenamento estacionários. A regulação brasileira ainda não permite este tipo de operação [54] e neste contexto esta tese considerará os VE como cargas da edificação e não um adicional sistema de armazenamento para prestar um dos serviços descritos acima (abater a carga da edificação ou injetar energia na rede elétrica).

2.2.3. Serviços de redução de picos de demanda, *backup* e *off-grid*

Com relação à utilização dos serviços de sistemas de armazenamento visando redução de picos de demanda de potência, Park e Lappas [14] estudaram os impactos na redução de despesas somente com demanda em edificações comerciais na Austrália. Concluíram que para atingir viabilidade os custos teriam que ser na faixa de 608 a 1790 US$/kW em 2017.

Há uma quantidade menor de estudos na literatura utilizando este tipo de serviço, pois usualmente somente se aplicam a consumidores comerciais (consumidores residenciais geralmente não são cobrados por potência demandada) que apresentarem perfis de consumo específicos para esta finalidade, o que é pouco encontrado na literatura.

Para serviços de *backup*, Zhou et al. [55] estudaram o dimensionamento de sistemas de armazenamento para este uso em sistemas comerciais nos Estados Unidos. Os autores mostraram que estes serviços apresentaram viabilidade para o ano de 2018.

Para aplicações não conectadas à rede (*off-grid*), sistemas de tecnologia de íon-lítio são mais viáveis economicamente devido ao seu maior ciclo de vida [56]. Bhayo et al. [57] avaliaram o dimensionamento de um sistema FV-armazenamento em uma residência rural *off-grid* na Malásia. A energia excedente foi recomendada para outras aplicações, como bombeamento de água. O sistema apresentou um custo nivelado de energia de 0,375 US$/kWh. Goldsworthy e Sethuvenkatraman [58] estudaram viabilidade de sistemas FV-armazenamento para uso em residências não conectadas à rede elétrica na Austrália. Mostraram que estes sistemas poderiam ter apresentado viabilidade se ocorresse uma mudança no padrão de consumo de energia dos ocupantes. Peffley e Pearce [59] avaliaram sistemas FV-armazenamento para uma residência rural *off-grid* nos Estados Unidos, concluindo que, atualmente, sistemas não conectados à rede apresentam um grande custo inicial, mas também grande retorno do investimento, o que poderá aumentar com apoio público à pesquisa de energias renováveis.

2.2.4. Comentários

A TABELA 1 apresenta o resumo dos diversos estudos analisados que utilizam sistemas FV-armazenamento para serviços de arbitragem de energia e autoconsumo da geração FV.

Nota-se que a grande maioria dos estudos analisados se deram em consumidores residenciais, com sistemas FV na faixa de 1 a 10 kWp e sistemas de armazenamento com capacidade entre 0,5 e 21 kWh. Quando apresentavam veículos elétricos como parte da carga, os mesmos eram de pequeno porte, de 13,76 a 32 kWh. Houve estudos para consumidores comerciais, com sistemas de armazenamento entre 10 e 54 kWh e sistemas FV entre 12 e 150 kWp, porém nenhum com veículos

elétricos como parte de sua carga. Por fim, a revisão apresentou estudos para consumidores industriais, estes apresentando sistemas muito maiores.

Observa-se que são poucos os trabalhos que mediram os perfis de consumo da edificação. A maior parte utilizou ou uma simulação ou dados médios disponibilizados por bancos de dados. Simulação também foi utilizada na grande maioria dos estudos para a geração FV. Apenas dois trabalhos realizaram a integração do sistema de armazenamento via medição. Poucos estudos levaram em consideração a perdas por degradação destes sistemas, o que pode ter superestimado os resultados obtidos.

Tabela 1 – Resumo dos estudos de serviços de autoconsumo FV e arbitragem de energia.

Autores	Ano	Local	Consumidor			Sistema FV		Forma de compensação	Sistema de armazenamento		
			Tipo	Medido ou simulado	Veículo Elétrico	Potência	Medido ou simulado		Capacidade	Medido ou simulado	Considera degradação
Barzegkar-Ntovom et al.	2020	Chipre; França; Grécia; Itália; Portugal e Espanha	Residencial	Simulado	Não	1 a 10 kWp	Simulado	Não considera	0,5 a 20 kWh	Simulado	Não
Beck et al.	2016	Alemanha	Residencial	Medido	Não	5,2 kWp	Medido	Feed-in-tariff	3 kWh	Simulado	Não
Kaschub et al.	2016	Alemanha	Residencial	Banco de dados	Simulado capacidades de 23,5; 27,5 e 32 kWh	1,7 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	3 kWh	Simulado	Sim
Merei et al.	2016	Alemanha	Comercial	Medido	Não	50, 100 e 150 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	10 a 50 kWh	Simulado	Sim
Khalilpour e Vassallo	2016	Austrália	Residencial	Medido	Não	2 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	5,5 kWh	Simulado	Sim
Park e Lappas	2017	Austrália	Comercial	Simulado	Não	99,6 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	12 kWh	Simulado	Não
Talent e Du et al.	2018	Austrália	Residencial e Industrial	Banco de dados (Res) Medido (Ind)	Não	1,5 a 10 kWp (Res); 100 a 500 kWp (Ind)	Simulado	Feed-in-tariff	7, 14 e 21 kWh (Res); 200 a 600 kWh (Ind)	Simulado	Não
Roberts et al.	2019	Austrália	Prédio Residencial	Medido	Não	31,5 e 141,5 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	1 e 4 kWh	Simulado	Não
Li	2019	Austrália	Residencial	Medido	Não	5 kWp	Simulado	Não considera	3,36 kWh	Simulado	Não
Nascimento	2019	Brasil	Residencial	Medido	Não	2,5 kWp	Simulado	Net-meetering	4 kWh	Simulado	Não
Liu et al.	2020	China	Comercial	Simulado	Não	13,12 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	45,6 kWh	Simulado	Sim
Nottrott et al.	2013	Estados Unidos	Industrial	Medido	Não	500 kWp	Simulado	Não considera	240 a 1270 kWh	Simulado	Não
Heine et al.	2019	Estados Unidos	Residencial	Simulado	Não	7,5 a 9 kWp	Simulado	Net-meetering	10 a 15 kWh	Simulado	Sim
Yu	2018	França	Residencial	Simulado	Não	3 kWp	Simulado	Não considera	4 kWh	Simulado	Não
Mariaud et al.	2017	Grã-Bretanha	Industrial	Medido	Não	1760 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	1590 kWh	Simulado	Não
Hassan et al.	2017	Grã-Bretanha	Residencial	Banco de dados	Não	3.36 kWp	Banco de dados	Feed-in-tariff	2 kWh	Simulado	Não
Uddin et al.	2017	Grã-Bretanha	Residencial	Medido	Medido, capacidade de 24 kWh	4 kWp	Medido	Feed-in-tariff	2 kWh	Medido	Não
Gupta et al.	2019	Grã-Bretanha	Residencial	Medido	Não	1,5 a 2,5 kWp	Medido	Não considera	2 kWh	Medido	Não
Dong et al.	2020	Grã-Bretanha	Residencial	Banco de dados	Não	3 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	2.5 kWh	Simulado	Sim
Estefandyari et al.	2019	Irlanda	Comercial	Medido	Medido, com capacidade de 13,76 kWh	10,5 kWp	Simulado	Não considera	9,6 kWh	Simulado	Não
Yoshida et al.	2016	Japão	Residencial	Banco de dados	Não	4 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	1, 4 e 8 kWh	Simulado	Sim
Li et al.	2018	Japão	Residencial	Medido	Não	5 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	3 kWh	Simulado	Não
Camilo et al.	2017	Portugal	Residencial	Banco de dados	Não	0,5 e 1,5 kWp	Simulado	Net-meetering	5.28 kWh	Simulado	Não
Vieira et al.	2017	Portugal	Residencial	Banco de dados	Não	2,4 kWp	Simulado	Net-meetering	10,2 kWh	Simulado	Não
Aelenei et al.	2019	Portugal	Comercial	Medido	Não	12 kWp	Medido	Net-meetering	13,5 a 54 kWh	Simulado	Não
Chaianong et al.	2020	Tailandia	Residencial	Banco de dados	Não	5 kWp	Simulado	Não considera	6.5 kWh	Simulado	Não

A medição de dados é relevante para melhorar a qualidade dos resultados obtidos. Na Alemanha, Beck et al. [60] avaliaram o impacto da resolução temporal dos dados medidos da carga e da geração FV sobre a taxa de autoconsumo em sistemas residenciais FV-armazenamento. Os autores mostraram que a influência da resolução temporal de dados no nível alcançável de autoconsumo é pequena para o dimensionamento de sistemas FV-armazenamento. Para o dimensionamento da capacidade de armazenamento de forma a maximizar o autoconsumo, dados com resolução de 60 minutos apresentaram resultados satisfatórios. Para otimizar a potência de descarga visando maximizar o autoconsumo dados de resolução de cinco minutos foram necessários.

Nota-se que diferentes países implementam diferentes formas de compensação da energia FV excedente injetada na rede elétrica. Para países que utilizam a modalidade de *feed-in tariff*, os valores pagos aos consumidores variam, afetando a atratividade destes sistemas. Os países que adotam *net-meetering* utilizam, por sua vez, estratégias diferentes de compensação de energia. Alguns estudos não consideraram a forma de compensação para encontrar viabilidades não dependentes de políticas locais.

Por fim, verificou-se que há uma lacuna na literatura de estudos, utilizando dados medidos de perfis de consumo e de geração FV, analisando consumidores comerciais ou industriais com geração FV e veículo elétrico integrado com sistemas de armazenamento de médio porte.

2.3. BATERIAS DE SEGUNDA-VIDA

O termo bateria de segunda-vida surgiu com objetivo de reutilizar as baterias descartas de veículos elétricos, visto que ainda possuíam uma capacidade considerável possibilitando a empregabilidade em aplicações menos exigentes eletricamente [61]. Dentro da academia se clássica uma bateria de segunda vida quando ela atinge 80% da sua capacidade nominal, o termo técnico para essa grandeza é estado de saúde (*State of Health* - SoH) geralmente apresentado em percentual e é a relação entre a capacidade atual e quando nova da célula.

2.4. BATERIAS DO NISSAN LEAF

Neste projeto, foram utilizadas baterias de segunda vida retiradas do modelo do veículo Nissan LEAF 2012. Ele conta com um conjunto de baterias de 24,5 kWh que resulta em uma autonomia de 160 km em seu primeiro ano de uso. Sua bateria é constituída por 48 módulos ligados em série garantindo uma tensão de cerca de 400 V quando totalmente carregado, sendo que cada módulo possui uma tensão nominal de 7,4 V e 66 Ah de capacidade.

Cada módulo é composto por quatro células na configuração 2s2p de tecnologia Lítio-íon, mais especificamente LMO (Óxido de Manganês de Íon de Lítio). Estas células possuem tensão e capacidade nominal de 3,7 V e 33 Ah, respectivamente. O formato das células escolhidas para compor o conjunto de bateria do Nissan LEAF é o *pouch*. A FIGURA 3 apresenta o desenho da célula, do módulo e do conjunto de

baterias em análise. Para este projeto, foram analisados módulos de oito dos carros que trafegaram em São Paulo e Rio de Janeiro entre 2012 e 2017.

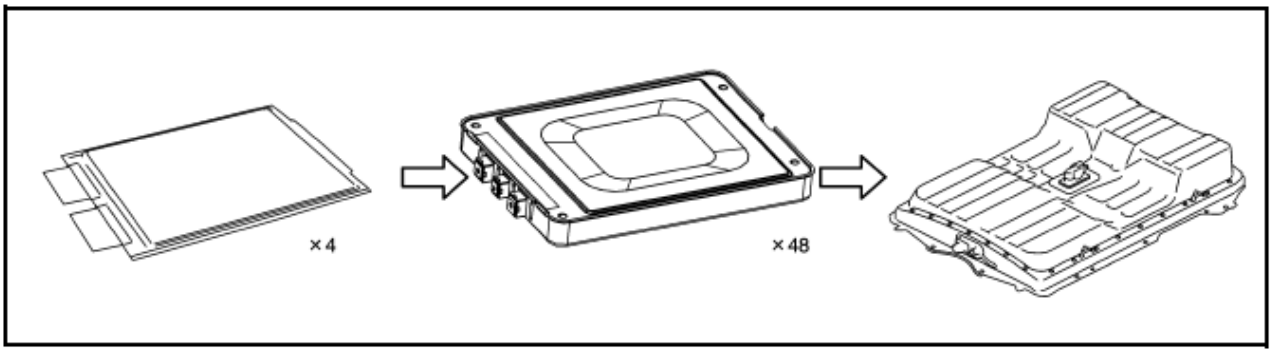


Figura 3 - Configuração do banco de baterias Nissan LEAF [62] .

3. CONCEITO E ESPECIFICAÇÃO DO SAE

Ao longo do primeiro quadrimestre do projeto, foi realizado o levantamento das características necessárias dos modelos das baterias e investigou-se quais os fabricantes e modelos estavam disponíveis comercialmente.

Concluída essa etapa comparativa entre as baterias, foi realizado o dimensionamento da rede elétrica para a conexão das baterias, elaborando o projeto elétrico de potência do sistema de armazenamento e do projeto elétrico da rede auxiliar (proteção e aquisição de dados). Concluídos esses estudos e dimensionamento de rede, foi elaborada uma ET para aquisição dos acumuladores UFSC, a qual foi finalizada em 20/06/2018. Em sequência, iniciou-se a tomada de preço com os fornecedores disponíveis no mercado brasileiro: NEC e BYD. A Siemens optou por não cotar de bateria de 100 kWh por ser um porte muito baixo. Também para este foco, a equipe de P&D ENGIE solicitou cotações também com a WEG sem que essa nova cotação afetasse o cronograma do projeto. Os fornecedores levaram mais tempo para apresentar as suas propostas do que havia sido programado no cronograma inicial do projeto.

Após a comparação e análise entre as propostas, foi definida a compra do sistema de armazenamento de energia de 100 kVA/150 kWh com o fornecedor WEG. Em 29/01/2019, a FEESC emitiu a ordem de contratação que, conforme previsto no contrato de fornecimento assinado entre FEESC e WEG, liberou o pagamento dos 30% iniciais do valor total do sistema de armazenamento. O prazo de entrega do sistema de armazenamento inicial era de 240 dias a contar da data de emissão da citada ordem de contratação (ou seja, 26/09/2019).

4. ACOMPANHAMENTO DO FORNECIMENTO DO SAE

Após a conclusão dos trâmites para aquisição do SAE, foi realizado o acompanhamento e análise dos projetos do sistema de armazenamento. A WEG enviou uma série de projetos (elétricos, comunicação, automação...) que foram analisados e aprovados para continuidade das atividades. A empresa WEG enviou o cronograma revisado de instalação e entrega do sistema de armazenamento datado para ser no final do mês de abril de 2020 (apresentado no **ANEXO I**). No dia 07/11/2019, a equipe UFSC e equipe WEG realizaram uma reunião de alinhamento para discutir as questões de cronograma e pagamento. Alguns pesquisadores da UFSC realizaram uma visita à fábrica da WEG em Jaraguá do Sul e Itajaí em 16/12/2019 para acompanhamento da fabricação dos sistemas de armazenamento e reuniões sobre as funcionalidades de controle do equipamento. Com isso, foi construído em conjunto com a equipe WEG um documento sobre as funcionalidades do sistema de controle de baterias desejados para este foco. Em novembro de 2019, foi elaborado, por parte da equipe UFSC, um documento que detalha as funcionalidades que o SAE deverá possibilitar.

Neste período, foram também realizadas reuniões e trocas de e-mails com a WEG para acompanhar o processo de fabricação dos contêineres. Outra visita à WEG foi realizada em 14/02/2020 para acompanhar a fabricação e alinhar atividades referentes à Interface Homem-Máquina (IHM) do equipamento. Foram também realizadas análises do plano de inspeção e teste encaminhados pela WEG (**ANEXO II**), revisões e finalização do documento de funcionalidades do sistema de armazenamento. Devido à COVID 19, a importação e montagem do contêiner de 150kWh/100KVA foi impactada no porto de origem (Coréia do Sul) e na montagem em fábrica na WEG. A entrega também foi impactada devido à redução de 50% das equipes WEG por turno de trabalho. Um cronograma atualizado foi enviado pela empresa e é apresentado no **ANEXO III**.

Em seguida, foi iniciada a preparação para o TAF, com o estudo e análise dos projetos fornecidos pela WEG ao longo do desenvolvimento do sistema e preparação de um protocolo de testes UFSC a ser executado (**APÊNDICE A**), além dos propostos pela WEG. Foi realizada também uma nova compra juntamente com a WEG no valor de R$ 79.970,17, referente a alterações no QDCA para inclusão do novo disjuntor/seccionador para o sistema de armazenamento de segunda vida.

Em paralelo ao acompanhamento da aquisição do SAE, foi iniciado o desenvolvimento de um SAE de segunda vida, utilizando baterias descartadas de carros elétricos Nissan LEAFs. Para isso, foram realizados estudos e projetos do container de segunda vida, como mostram as imagens da **FIGURA 4**. O diagrama unifilar do sistema de armazenamento encontra-se no **APÊNDICE B**. Foram realizadas reuniões com fornecedores de inversores e sistemas de gerenciamento de baterias (BMS). Em paralelo, foram elaboradas especificações técnicas de equipamentos e orçamentos de sistemas auxiliares.

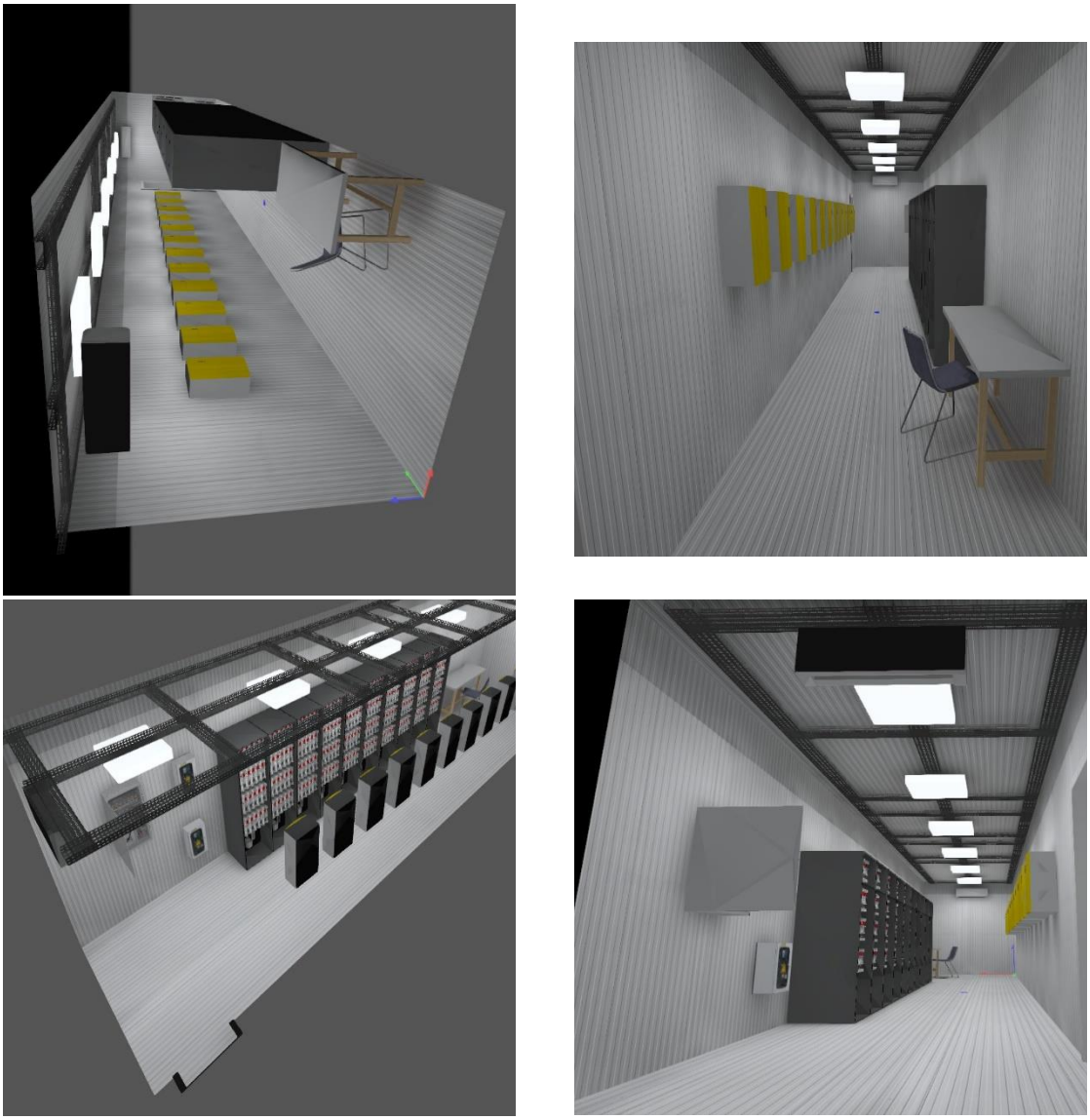


Figura 4 - Imagens do projeto 3D do container de segunda vida.

Em novembro de 2020, foi enviada pela WEG uma carta formalizando um acidente ocorrido em fábrica no dia 04/09/2020, que causou a interrupção da produção do sistema de armazenamento de primeira vida de 100 kWh (**ANEXO IV**). Em razão deste incidente, diversas peças do sistema precisaram ser substituídas, incluindo as baterias em si, causando um atraso significativo na entrega do sistema.

A UFSC optou por aproveitar a necessidade de reconstrução do container em função do ocorrido para aumentar o tamanho do mesmo, possibilitando a adição no mesmo contêiner do sistema de baterias de segunda-vida, aproveitando assim a sua infraestrutura de automação, conexão à rede e de prevenção contra incêndio.

Durante os meses de novembro e dezembro de 2020, foi realizado o acompanhamento da readequação dos projetos do sistema de armazenamento e a formalização de uma proposta técnica-

comercial preliminar da WEG para tal readequação. O novo layout do sistema de armazenamento, prevendo o sistema de segunda vida, é mostrado na FIGURA 5.

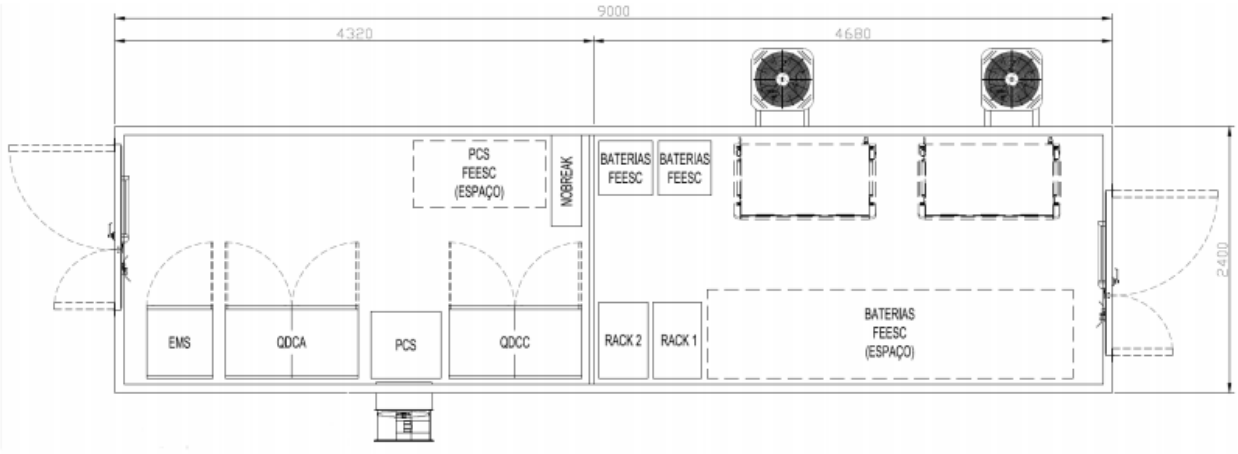


Figura 5 - Novo layout do container do sistema de armazenamento do Foco II, incluindo os sistemas de armazenamento de primeira e segunda-vida.

Em janeiro de 2020, foi confirmado pela WEG que as baterias Samsung que iriam substituir as danificadas durante o incidente em fábrica seriam recebidas em maio de 2020, permitindo assim a finalização da produção do sistema nos meses seguintes.

Foram também analisadas extensivamente as opções de equipamentos para o gerenciamento da carga das baterias do sistema de armazenamento de segunda vida. Decidiu-se pela aquisição do BMS da marca Elithion (https://www.elithion.com/), empresa com a qual a WEG já trabalha e a qual forneceu o sistema de gerenciamento para o sistema de armazenamento já instalado no laboratório Fotovoltaica-UFSC. A empresa foi escolhida também por apresentar compatibilidade técnica com o sistema proposto, além de já ter trabalhado com baterias de segunda vida da Nissan. O pedido de compra do BMS foi encaminhado em janeiro de 2020, sendo que a compra foi efetivada ainda em fevereiro de 2020.

Nos meses seguintes, foi realizada a formalização da readequação do sistema de armazenamento já adquirido no âmbito do Foco II para a adição, no mesmo contêiner, do sistema de baterias de segunda-vida, aproveitando assim a sua infraestrutura de automação, climatização, conexão à rede e detecção e supressão de incêndios. Desde então, foram realizadas reuniões semanais com o gestor do contrato na WEG, de modo a acompanhar o andamento do projeto e cobrar a conclusão das etapas de fabricação dentro dos prazos previstos.

Foram também realizadas as etapas de revisão dos projetos de readequação do sistema, e acompanhamento da fabricação dos componentes. Os seguintes projetos foram revisados durante o período:

- Layout (planta baixa e vista em cortes);
- Layout da estante de baterias de segunda-vida;

- QDCA;
- QDCC;
- EMS;
- Bandejamento e aterramento;
- Climatização;
- Iluminação e tomadas;
- Preventivo de incêndio;
- Plano de pintura;
- Diagrama de interligação.

Algumas das modificações realizadas incluem a alteração do posicionamento de exaustores e condensadoras dos aparelhos de ar-condicionado, que tiveram sua locação alterada de acordo com a **FIGURA 6**. Os projetos dos quadros elétricos e o contêiner foram aprovados e se autorizados para fabricação mecânica.

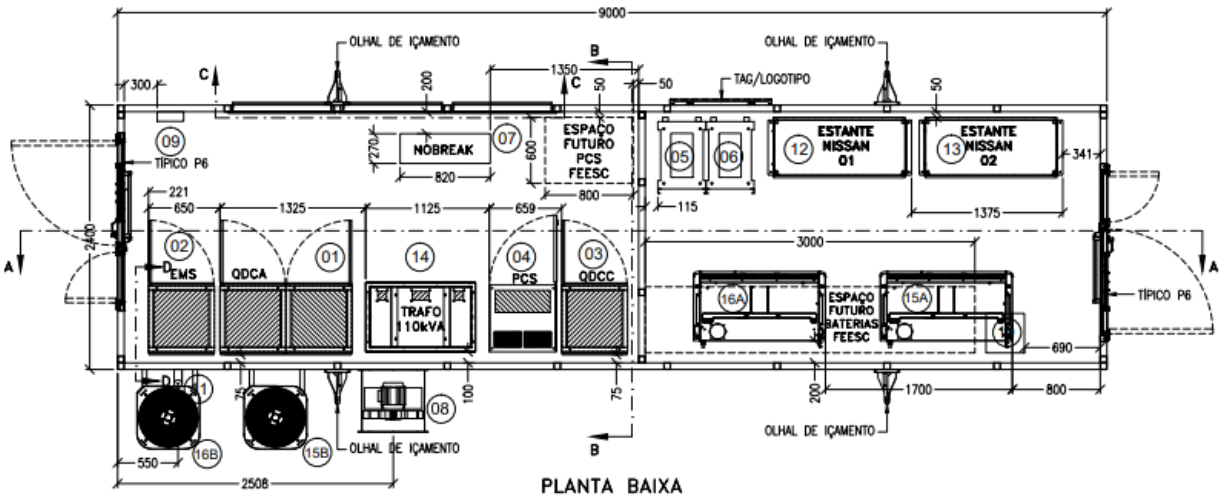


Figura 6 - Layout revisado do container do sistema de armazenamento do Foco II, incluindo os sistemas de armazenamento de primeira e segunda vida.

Durante este período também foram realizadas reuniões com a equipe da WEG para discutir detalhes do projeto do sistema de armazenamento de segunda vida. Algumas das informações apresentadas para a WEG com diretrizes de instalação são apresentadas no **APÊNDICE C**. No dia 15/04/21, chegaram na UFSC os componentes do BMS adquiridos para compor o sistema de armazenamento de baterias, da marca *Elithion*. As imagens de dois de seus componentes são apresentadas na **FIGURA 7**. Uma das unidades mostradas na imagem, o *cell BMS*, foi enviada para a WEG, juntamente com um módulo de bateria para facilitar o projeto mecânico do *rack* que abriga tal sistema. O projeto do rack é mostrado na **FIGURA 8**.

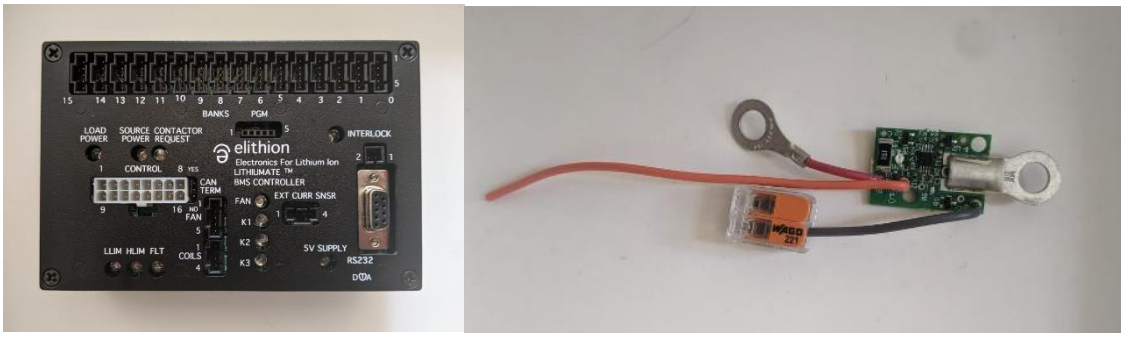


Figura 7 - Componentes do BMS Elithion que compõe o sistema de armazenamento de segunda vida: BMS master (esquerda) e cell BMS (direita).

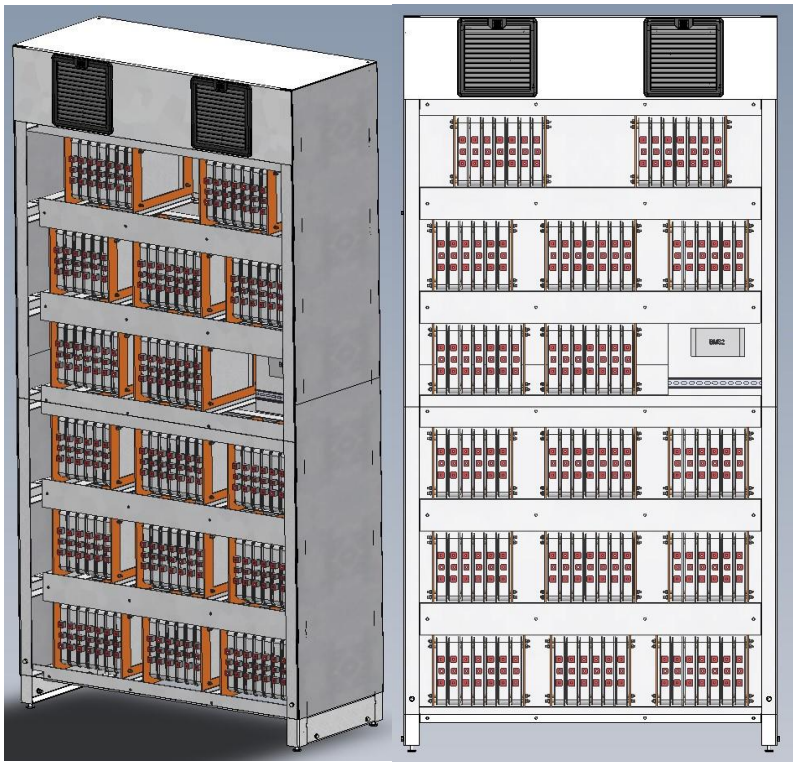


Figura 8 - Projeto do rack que irá abrigar sistema de armazenamento de segunda vida do Foco II.

Durante o acompanhamento da fabricação, foram realizadas as etapas de abertura de *chassis*, separação e testes de caracterização das baterias de segunda-vida da NISSAN a serem utilizadas no projeto. A **FIGURA 9** mostra alguns registros da etapa de desmontagem dos *chassis* e separação dos módulos de baterias.

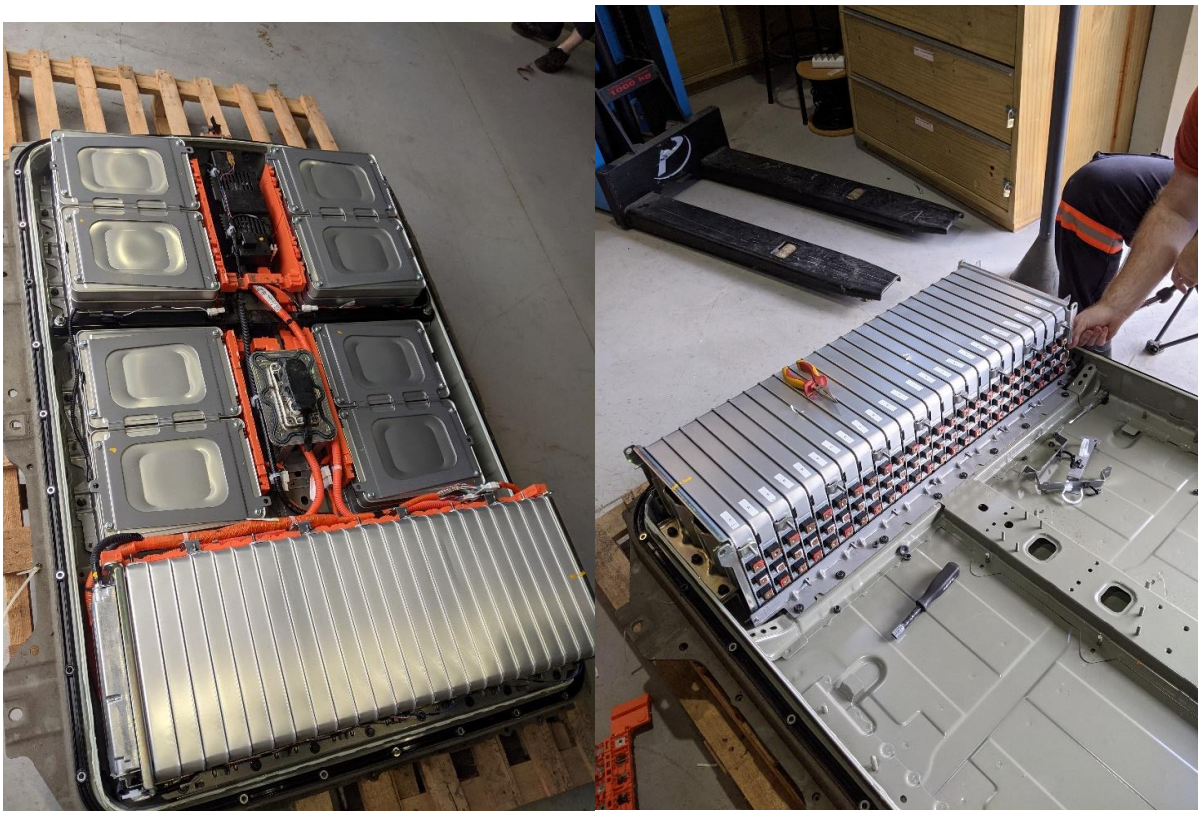


Figura 9 - Desmontagem de chassis e separação de módulos de baterias de segunda-vida da NISSAN para o sistema de armazenamento do Foco II.

No dia 28/04/2021, chegaram na WEG as novas baterias SAMSUNG, componentes do sistema de armazenamento de primeira vida. Visto que em decorrência da pandemia causada pelo vírus COVID-19 a WEG não pode receber visitas em fábrica, evidências da chegada destes componentes foram enviadas pela WEG à UFSC via e-mail em um relatório fotográfico (**FIGURA 10**).

Da mesma maneira que para o Foco I, foi realizada a otimização do período do projeto disponível para análise da operação do sistema de armazenamento para a avaliação de diferentes estratégias de despacho estratégico para clientes comerciais. Este planejamento prevê os mesmos testes periódicos de caracterização e controle da bateria de 1MWh, para comparação de degradação das baterias de primeira e segunda vida. Além disso, foram programados testes de duas semanas de funcionalidades da bateria de específico interesse de clientes comerciais.



Figura 10 - Fotos da chegada das baterias Samsung do Foco II na fábrica da WEG.

Durante os meses de maio e junho de 2021, foram continuados o acompanhamento da fabricação do sistema de armazenamento e a revisão dos projetos do mesmo. O *layout* da adesivação a ser aplicada no container foi elaborado pela equipe UFSC, redesenhado pela WEG e revisado novamente pela UFSC. O *layout* apresentado pela UFSC é mostrado na **FIGURA 11**. Foram também entregues os componentes do BMS Elithion adquiridos para compor o sistema de armazenamento de segunda-vida.

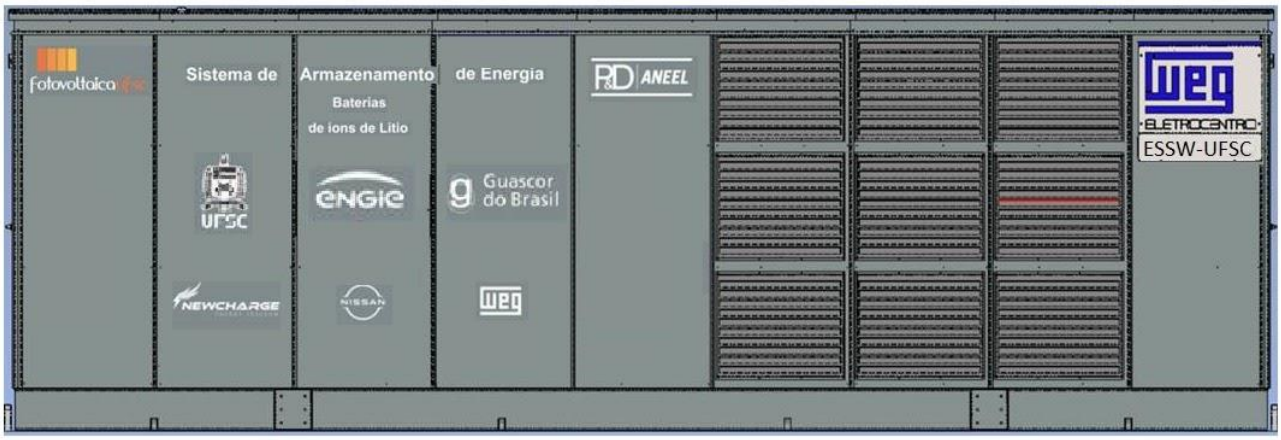


Figura 11 - Layout apresentado pela UFSC para adesivação do container do Foco II.

No dia 02/06/2021, foi realizado o transporte de baterias NISSAN de segunda vida e entrega na unidade de Jaraguá do Sul para a WEG. Foram utilizadas caixas de plástico com isolamentos extras, divididos em 5 carros alugados, de maneira a reduzir ao máximo os riscos de acidentes e potenciais problemas decorrentes do transporte. A **FIGURA 12** e a **FIGURA 13** mostram imagens do transporte realizado.



Figura 12 - Armazenamento de baterias de segunda-vida para transporte em dois dos cinco carros utilizados para entrega das baterias do sistema do Foco II para a WEG.



Figura 13 - Saída das baterias de segunda-vida do Foco II do Laboratório Fotovoltaica-UFSC (esquerda) e chegada das baterias na WEG em Jaraguá do Sul (direita).

A equipe UFSC realizou o acompanhamento constante do avanço das etapas de fabricação do contêiner pela WEG, de maneira a adequar o cronograma para garantir a entrega do sistema o mais breve possível. Em junho, foram finalizados os quadros EMS, QDCA e QDCC do sistema (**FIGURA 14**). Em julho, foi finalizada a fabricação mecânica do container (**FIGURA 15**). O chapeamento externo foi executado em paralelo com a parte elétrica (**FIGURA 16)**. Em virtude da proibição por parte da WEG de acompanhamento presencial dos testes de aprovação em fábrica (TAF), em decorrência da pandemia da COVID-19, e visando a entrega rápida do equipamento, foi decidido não realizar o TAF na WEG. Os testes que seriam realizados em fábrica serão realizados durante o comissionamento do sistema em campo com acompanhamento presencial da equipe UFSC. Para garantir a entrega do equipamento em condições adequadas, foram solicitadas mais evidências de fabricação e relatórios de testes realizados pela WEG (**ANEXO V**).



Figura 14 - Fotos mostrando a finalização da montagem em fábrica da WEG dos quadros EMS, QDCA e QDCC do sistema do Foco II.



Figura 15 - Fotos mostrando a finalização da montagem mecânica em fábrica da WEG do container do sistema do Foco II.



Figura 16 - Fotos mostrando a finalização da montagem elétrica em fábrica da WEG do container do Foco II.

No dia 21/07, foi realizado um mutirão com a equipe do FV-UFSC para a limpeza do terreno onde será instalada a bateria, com previsão de entrega em 24/07. O objetivo foi garantir que as obras de instalação do sistema fossem iniciadas em um ambiente limpo e seguro, facilitando a manutenção do mesmo pelas equipes da Tecniwer e da WEG.

5. CARACTERÍSTICAS DO SAE

O sistema de armazenamento analisado neste estudo compreende um banco de baterias de primeira vida e um de segunda vida, ambos conectados a um Power Conversion System (PCS), sendo que cada banco é dividido em dois racks, conforme apresentado na FIGURA 17. O PCS pode ser conectado ao banco de primeira ou de segunda vida, porém não aos dois bancos simultaneamente. No banco de primeira vida, os dois racks funcionam apenas juntos, enquanto no banco de segunda vida os dois racks podem entrar em operação juntos ou individualmente.

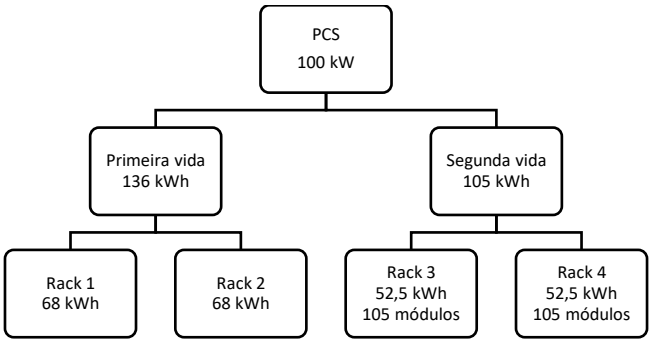


Figura 17 - Configuração do sistema de armazenamento, detalhando a configuração e capacidade nominal dos bancos de baterias de primeira e segunda vida.

O banco de baterias de primeira vida (**FIGURA 18**) consiste em baterias da família M2F do fabricante Samsung SDI, enclausuradas em módulos que são acomodados em racks, com BMS de três níveis integrado da própria Samsung SDI. Cada rack possui capacidade nominal (0,3C) de 68 kWh, totalizando 136 kWh. O banco possui tensão nominal de 728 V e a amplitude de tensão varia entre 630 V e 822 V.

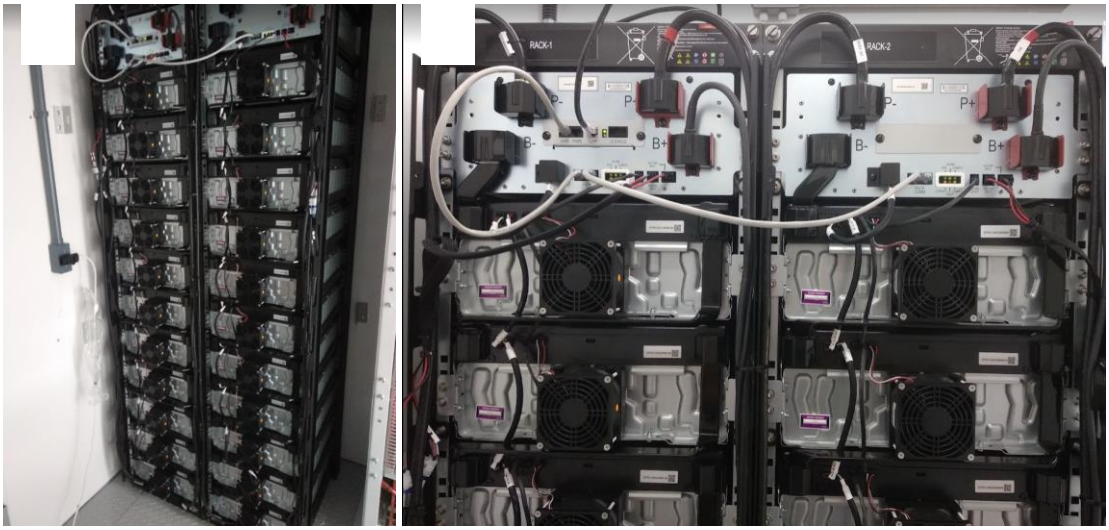


Figura 18 - A: racks 1 e 2 do banco de baterias de primeira vida; B: detalhe superior dos racks 1 e 2 com caixa de junção e sistema de BMS, além dos três primeiros módulos de bateria de cada rack.

Para o banco de baterias de segunda vida, foram utilizados módulos de bateria do Nissan LEAF modelo 2012 (**FIGURA 19A**), os quais contém quatro células de íons de lítio cada, na configuração duas em série e duas em paralelo, resultando em uma tensão equivalente nominal de 7,5 V, capacidade (0,3C) de 66 Ah (495 Wh) e uma massa total de 3,7 kg. As células são construídas no formato de bolsas (**FIGURA 19B**) e usam tecnologia LMO-LNO/GR (cátodo de $LiMn_2O_4$ com $LiNiO_2$ e ânodo de grafite). O sistema de gerenciamento da bateria (BMS) utilizado é do modelo *Lithiumate Lithium-ion BMS* da fabricante americana *Elithion*, que foi selecionado devido às características técnicas que inclui a versatilidade e adaptabilidade a diversos tipos de bateria e a fácil instalação e parametrização. O BMS conta com

monitoramento de tensões e temperatura de cada célula e usa um sistema passivo de balanceamento entre elas, que usa um resistor para descarregar as células com tensões mais elevadas que as outras.

Os módulos do banco de segunda vida foram divididos em dois racks individuais (como mostrado na FIGURA 17 e na FIGURA 20), conectados em paralelo ao controlador PCS. Em cada rack, foram montados 105 módulos em série, organizados em 16 bancos com seis ou sete módulos em cada grupo (FIGURA 20). Em cada banco, os módulos foram distanciados em 11 mm para melhorar a refrigeração através da circulação de ar. Os módulos foram retirados de seis veículos com aproximadamente cinco anos de uso (cada veículo contém 48 módulos, totalizando 23,8 kWh). O banco de segunda vida possui tensão nominal de 787 V e a amplitude de tensão varia entre 570 V e 870 V.

A capacidade energética nominal de cada rack é de 52,5 kWh quando considerada a capacidade nominal de primeira vida de cada módulo. Quando testados individualmente, os módulos de segunda vida apresentam perda de cerca de 40% da capacidade inicial. Dessa forma, a capacidade de cada rack é estimada em 31,5 kWh, totalizando 62,9 kWh de capacidade total do banco com dois racks. Uma amostra dos módulos utilizados foi testada para verificação de seus parâmetros. Os testes incluíram um ciclo completo de carga e descarga a 0,3C, com verificação das tensões máximas e mínimas durantes os testes. Foram testadas as capacidades de ao menos seis módulos de cada carro e selecionados carros que apresentaram capacidade superior a 60% da capacidade nominal original.



Figura 19 - A: Célula individual do tipo bolsa; B: módulo de bateria que contém quatro células [63].



Figura 20 - A: Racks do banco de segunda vida; B: grupos de sete módulos para montagem do banco de baterias de segunda vida.

Os bancos de baterias (primeira e segunda vida) foram instalados em um container, preparado para essa aplicação, nas dependências do laboratório Fotovoltaica/UFSC em Florianópolis, SC (**FIGURA 21**). O container está dividido em duas salas, a primeira acomoda os dois bancos de baterias (primeira e segunda vida) e na segunda ficam os equipamentos de controle e potência, como quadros elétricos CC e CA, PCS e transformador, UPS do sistema, PLC, *datalogger* e IHM.



Figura 21 - A: Foto externa do container do sistema de armazenamento; B: sala com equipamentos de controle e potência; C: sala com os bancos de baterias.

O ambiente que contém os bancos de baterias de primeira e segunda vida é condicionado artificialmente por dois condicionadores de ar de 36.000 BTUs, configurados para manter a temperatura ambiente em 23°C, e por um desumidificador de 313 W, configurado para manter a umidade relativa do ar menor que 60%. A sala também está protegida com sistema de detecção e extinção de incêndio com base em aerossol de sais de potássio. O sistema inclui equipamentos para medição das variáveis necessárias para o controle e monitoramento do equipamento, dentre elas:

- Potência ativa e reativa;
- Tensão do banco de bateria;

- Corrente elétrica;
- Estado de carga (SOC - *State Of Charge*);
- Tensão individual das células (medidas para controle, não armazenadas).

6. COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES

Este relatório apresentou o estudo de mercado e descreveu as atividades relacionadas à especificação e aquisição do SAE de 200 kWh/100kW instalado durante o projeto. O relatório também apresentou a descrição do acompanhamento do fornecimento do equipamento, que foi instalado no Laboratório Fotovoltaica/UFSC e que conta com baterias de primeira e de segunda vida.

7. REFERÊNCIAS

[1] J. Mullan, D. Harries, T. Bräunl, and S. Whitely, "The technical, economic and commercial viability of the vehicle-to-grid concept," *Energy Policy*, vol. 48, pp. 394–406, 2012.
[2] C. McKerracher *et al.*, "Electric Vehicle Outlook 2019," 2019.
[3] The International Renewable Energy Agency (IRENA), *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, no. October. 2017.
[4] International Finance Corporation ("IFC"), "Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets," 2017.
[5] D. Gudmunds, E. Nyholm, M. Taljegard, and M. Odenberger, "Self-consumption and self-sufficiency for household solar producers when introducing an electric vehicle," *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 1200–1215, 2020.
[6] D. Keiner, M. Ram, L. D. S. N. S. Barbosa, D. Bogdanov, and C. Breyer, "Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050," *Sol. Energy*, vol. 185, no. September 2018, pp. 406–423, 2019.
[7] Bloomberg Finance, "Electric Buses in Cities : Driving Towards Cleaner Air and Lower CO 2 Electric Buses in Cities. Retrieved from https://www.transformative-mobility.org/publications/electric-buses-in-cities-driving-towards-cleaner-air-and-lower-co2," *Bloom. New Energy Financ.*, p. 15, 2018.
[8] X. Li, S. Castellanos, and A. Maassen, "Emerging trends and innovations for electric bus adoption—a comparative case study of contracting and financing of 22 cities in the Americas, Asia-Pacific, and Europe," *Res. Transp. Econ.*, vol. 69, no. June, pp. 470–481, 2018.
[9] International Energy Agency (IEA), "Global EV Outlook 2019," p. 232, 2019.
[10] A. Belderbos, E. Delarue, K. Kessels, and W. D'haeseleer, "Levelized cost of storage — Introducing novel metrics," *Energy Econ.*, vol. 67, pp. 287–299, 2017.
[11] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0," 2018.
[12] J. Koskela, A. Rautiainen, and P. Järventausta, "Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization," *Appl. Energy*, vol. 239, no. October 2018, pp. 1175–1189, 2019.
[13] Y. Li, W. Gao, and Y. Ruan, "Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan," *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 514–523, 2018.

[14] A. Park and P. Lappas, “Evaluating demand charge reduction for commercial-scale solar PV coupled with battery storage,” *Renew. Energy*, vol. 108, pp. 523–532, 2017.
[15] Rocky Mountain Institute, “The Economics of Grid Defection: When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service,” pp. 1–73, 2014.
[16] J. Green and P. Newman, “Citizen utilities: The emerging power paradigm,” *Energy Policy*, vol. 105, pp. 283–293, Jun. 2017.
[17] A. Azzuni and C. Breyer, “Energy security and energy storage technologies,” *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 237–258, Nov. 2018.
[18] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao, and M.-C. Lin, “Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3091–3106, Feb. 2018.
[19] B. N. E. Finance, “Lithium-ion Battery Costs and Market,” 2017.
[20] T. S. Bryden, A. Holland, G. Hilton, B. Dimitrov, C. P. de León Albarrán, and A. Cruden, “Lithium-ion degradation at varying discharge rates,” *Energy Procedia*, vol. 151, pp. 194–198, Oct. 2018.
[21] C. Liu, Y. Wang, and Z. Chen, “Degradation model and cycle life prediction for lithium-ion battery used in hybrid energy storage system,” *Energy*, vol. 166, pp. 796–806, Jan. 2019.
[22] E. Redondo-Iglesias, P. Venet, and S. Pelissier, “Efficiency Degradation Model of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 2, pp. 1932–1940, Mar. 2019.
[23] S. S. Afshari, S. Cui, X. Xu, and X. Liang, “Remaining Useful Life Early Prediction of Batteries Based on the Differential Voltage and Differential Capacity Curves,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 71, pp. 1–9, 2022.
[24] K. Smith, A. Saxon, M. Keyser, B. Lundstrom, Ziwei Cao, and A. Roc, “Life prediction model for grid-connected Li-ion battery energy storage system,” in *2017 American Control Conference (ACC)*, 2017, pp. 4062–4068.
[25] J. D. K. Bishop, C. J. Axon, D. Bonilla, M. Tran, D. Banister, and M. D. McCulloch, “Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV,” *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 206–218, 2013.
[26] K. Uddin, R. Gough, J. Radcliffe, J. Marco, and P. Jennings, “Techno-economic analysis of the viability of residential photovoltaic systems using lithium-ion batteries for energy storage in the United Kingdom,” *Appl. Energy*, vol. 206, pp. 12–21, Nov. 2017.
[27] S. Ugarte *et al.*, “Energy Storage: Which market design and regulatory incenctives are needed?,” *Rep. Eur. Parliam. Com. Ind. Res. Energy*, no. 1, pp. 1–5, 2015.
[28] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015.
[29] G. Merei, J. Moshövel, D. Magnor, and D. U. Sauer, “Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications,” *Appl. Energy*, vol. 168, pp. 171–178, Apr. 2016.
[30] A. Sani Hassan, L. Cipcigan, and N. Jenkins, “Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives,” *Appl. Energy*, vol. 203, pp. 422–441, Oct. 2017.
[31] K. Uddin, T. Jackson, W. D. Widanage, G. Chouchelamane, P. A. Jennings, and J. Marco, “On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart- grid system,” *Energy*, vol. 133, pp. 710–722, 2017.
[32] A. Mariaud, S. Acha, N. Ekins-Daukes, N. Shah, and C. N. Markides, “Integrated optimisation of photovoltaic and battery storage systems for UK commercial buildings,” *Appl. Energy*,

vol. 199, pp. 466–478, Aug. 2017.
[33] R. Gupta, A. Bruce-Konuah, and A. Howard, "Achieving energy resilience through smart storage of solar electricity at dwelling and community level," *Energy Build.*, vol. 195, pp. 1–15, Jul. 2019.
[34] S. Dong, E. Kremers, M. Brucoli, R. Rothman, and S. Brown, "Techno-enviro-economic assessment of household and community energy storage in the UK," *Energy Convers. Manag.*, vol. 205, p. 112330, Feb. 2020.
[35] A. Yoshida, T. Sato, Y. Amano, and K. Ito, "Impact of electric battery degradation on cost- and energy-saving characteristics of a residential photovoltaic system," *Energy Build.*, vol. 124, pp. 265–272, Jul. 2016.
[36] Á. D. J. do Nascimento, "GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA COMO ELEMENTO SUBSIDIÁRIO PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM AMBIENTE DE TARIFAS DIFERENCIADAS," Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.
[37] H. J. J. Yu, "A prospective economic assessment of residential PV self-consumption with batteries and its systemic effects: The French case in 2030," *Energy Policy*, vol. 113, pp. 673–687, Feb. 2018.
[38] A. Nottrott, J. Kleissl, and B. Washom, "Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems," *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 230–240, Jul. 2013.
[39] K. Heine, A. Thatte, and P. C. Tabares-Velasco, "A simulation approach to sizing batteries for integration with net-zero energy residential buildings," *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 176–185, Aug. 2019.
[40] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, "Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal," *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362, Jul. 2017.
[41] F. M. Vieira, P. S. Moura, and A. T. de Almeida, "Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings," *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 308–320, Apr. 2017.
[42] D. Aelenei, R. A. Lopes, L. Aelenei, and H. Gonçalves, "Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system," *Renew. Energy*, vol. 137, pp. 189–197, Jul. 2019.
[43] G. A. Barzegkar-Ntovom *et al.*, "Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme," *Renew. Energy*, vol. 152, pp. 1302–1309, Jun. 2020.
[44] A. Chaianong, A. Bangviwat, C. Menke, B. Breitschopf, and W. Eichhammer, "Customer economics of residential PV–battery systems in Thailand," *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 297–308, Feb. 2020.
[45] K. R. Khalilpour and A. Vassallo, "Technoeconomic parametric analysis of PV-battery systems," *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 757–768, 2016.
[46] O. Talent and H. Du, "Optimal sizing and energy scheduling of photovoltaic-battery systems under different tariff structures," *Renew. Energy*, vol. 129, pp. 513–526, Dec. 2018.
[47] M. B. Roberts, A. Bruce, and I. MacGill, "Impact of shared battery energy storage systems on photovoltaic self-consumption and electricity bills in apartment buildings," *Appl. Energy*, vol. 245, pp. 78–95, Jul. 2019.
[48] J. Li, "Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia," *Renew. Energy*, vol. 136, pp. 1245–1254, Jun. 2019.
[49] J. Liu, X. Chen, H. Yang, and Y. Li, "Energy storage and management system design

optimization for a photovoltaic integrated low-energy building," *Energy*, vol. 190, p. 116424, Jan. 2020.

[50] J. Munkhammar, P. Grahn, and J. Widén, "Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging," *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 208–216, Nov. 2013.

[51] T. Kaschub, P. Jochem, and W. Fichtner, "Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility," *Energy Policy*, vol. 98, pp. 520–532, Nov. 2016.

[52] A. Esfandyari, B. Norton, M. Conlon, and S. J. McCormack, "Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate," *Sol. Energy*, vol. 177, pp. 762–771, Jan. 2019.

[53] L. Luo, Z. Wu, W. Gu, H. Huang, S. Gao, and J. Han, "Coordinated allocation of distributed generation resources and electric vehicle charging stations in distribution systems with vehicle-to-grid interaction," *Energy*, vol. 192, p. 116631, Feb. 2020.

[54] A. N. D. E. E. – ANEEL, *Resolução Normativa Nº 819*. 2018.

[55] J. Zhou, S. Tsianikas, D. P. Birnie, and D. W. Coit, "Economic and resilience benefit analysis of incorporating battery storage to photovoltaic array generation," *Renew. Energy*, vol. 135, pp. 652–662, May 2019.

[56] S. Paul Ayeng'o, T. Schirmer, K.-P. Kairies, H. Axelsen, and D. Uwe Sauer, "Comparison of off-grid power supply systems using lead-acid and lithium-ion batteries," *Sol. Energy*, vol. 162, pp. 140–152, Mar. 2018.

[57] B. A. Bhayo, H. H. Al-Kayiem, and S. I. Gilani, "Assessment of standalone solar PV-Battery system for electricity generation and utilization of excess power for water pumping," *Sol. Energy*, vol. 194, pp. 766–776, Dec. 2019.

[58] M. J. Goldsworthy and S. Sethuvenkatraman, "The off-grid PV-battery powered home revisited; the effects of high efficiency air-conditioning and load shifting," *Sol. Energy*, vol. 172, pp. 69–77, Sep. 2018.

[59] T. B. Peffley and J. M. Pearce, "The potential for grid defection of small and medium sized enterprises using solar photovoltaic, battery and generator hybrid systems," *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 193–204, Apr. 2020.

[60] T. Beck, H. Kondziella, G. Huard, and T. Bruckner, "Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems," *Appl. Energy*, vol. 173, pp. 331–342, Jul. 2016.

[61] A. Podias *et al.*, "Sustainability Assessment of Second Use Applications of Automotive Batteries: Ageing of Li-Ion Battery Cells in Automotive and Grid-Scale Applications," *World Electr. Veh. J.*, vol. 9, no. 2, p. 24, Jul. 2018.

[62] Car Manuals, "Nissan Leaf - EV Battery System," 2012. [Online]. Available: https://carmanuals2.com/nissan/leaf-2012-ev-battery-system-section-evb-47819. [Accessed: 12-Jun-2022].

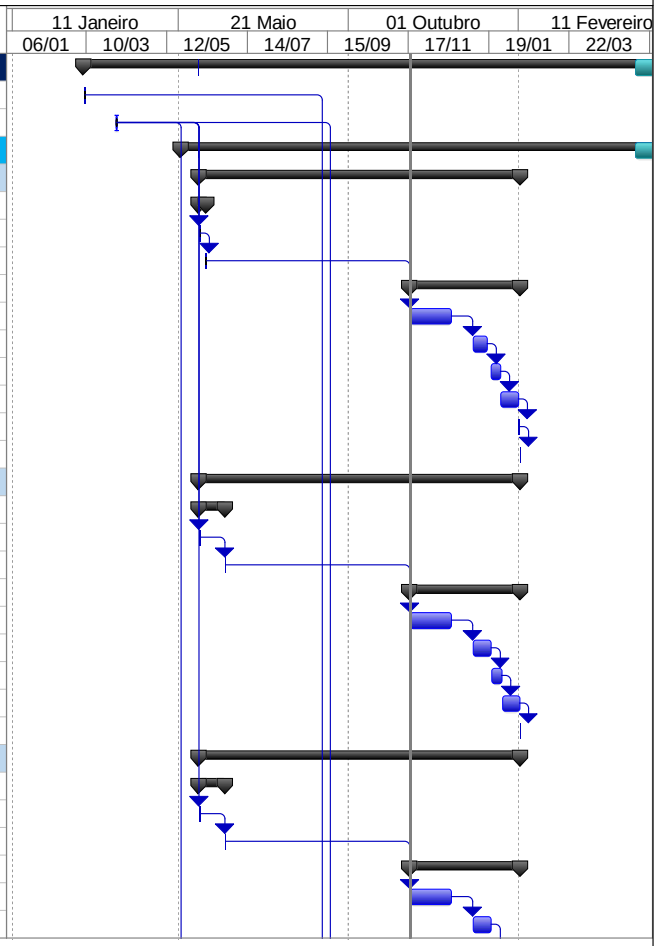
[63] AESC, "Cell, Module, and Pack for EV Applications," 2018. [Online]. Available: http://www.eco-aesc-lb.com:80/en/product/liion_ev/%0D. [Accessed: 13-Jun-2021].

ANEXO I - FOCO II - CRONOGRAMA INICIAL WEG

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A. - AUTOMAÇÃO

Cliente: FEESC/UFSC

Id	EDT	Nome da tarefa	Concluída	Duração	Início	Término	Predecessoras
1	**1**	**FEESC - FUNDAÇÃO ENSINO E ENGENHARIA**	**1%**	**333 dias**	**Sex 08/03/19**	**Ter 16/06/20**	
2	1.1	KOM Abertura do Projeto	100%	1 dia	Sex 08/03/19	Sex 08/03/19	
3	1.2	Emissão da LD do Fornecimento	100%	1 dia	Ter 02/04/19	Ter 02/04/19	
4	**1.3**	**ELETROCENTRO - ESS - 100kWh**	**1%**	**279 dias**	**Qui 23/05/19**	**Ter 16/06/20**	
5	**1.3.1**	**EMS - 130-1900052-12**	**4%**	**180 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 12/02/20**	
6	**1.3.1.1**	**ENGENHARIA**	**100%**	**4 dias**	**Qui 06/06/19**	**Ter 11/06/19**	
7	1.3.1.1.1	Envio de desenho para Aprovação	100%	1 dia	Qui 06/06/19	Qui 06/06/19	3
8	1.3.1.1.2	Aprovação do Projeto	100%	1 dia	Ter 11/06/19	Ter 11/06/19	7
9	**1.3.1.2**	**FABRICAÇÃO**	**0%**	**63 dias**	**Seg 18/11/19**	**Qua 12/02/20**	
10	1.3.1.2.1	Montagem Mecânica	0%	25 dias	Seg 18/11/19	Sex 20/12/19	8
11	1.3.1.2.2	Montagem Elétrica	0%	10 dias	Seg 06/01/20	Sex 17/01/20	10
12	1.3.1.2.3	Testes	0%	6 dias	Seg 20/01/20	Seg 27/01/20	11
13	1.3.1.2.4	Testes de Software	0%	10 dias	Ter 28/01/20	Seg 10/02/20	12
14	1.3.1.2.5	Fechamento/Embalagem	0%	1 dia	Ter 11/02/20	Ter 11/02/20	13
15	1.3.1.2.6	Envio para Montagem no Eletrocentro	0%	1 dia	Qua 12/02/20	Qua 12/02/20	14
16	**1.3.2**	**QDCC - 130-1900052-13**	**0%**	**180 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 12/02/20**	
17	**1.3.2.1**	**ENGENHARIA**	**0%**	**15 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 26/06/19**	
18	1.3.2.1.1	Envio de desenho para Aprovação	0%	1 dia	Qui 06/06/19	Qui 06/06/19	3
19	1.3.2.1.2	Aprovação do Projeto	0%	1 dia	Qua 26/06/19	Qua 26/06/19	18
20	**1.3.2.2**	**FABRICAÇÃO**	**0%**	**63 dias**	**Seg 18/11/19**	**Qua 12/02/20**	
21	1.3.2.2.1	Montagem Mecânica	0%	25 dias	Seg 18/11/19	Sex 20/12/19	19
22	1.3.2.2.2	Montagem Elétrica	0%	11 dias	Seg 06/01/20	Seg 20/01/20	21
23	1.3.2.2.3	Testes	0%	6 dias	Ter 21/01/20	Ter 28/01/20	22
24	1.3.2.2.4	Testes de Software	0%	10 dias	Qua 29/01/20	Ter 11/02/20	23
25	1.3.2.2.5	Envio para Montagem no Eletrocentro	0%	1 dia	Qua 12/02/20	Qua 12/02/20	24
26	**1.3.3**	**QDCA - 130-1900052-101**	**0%**	**180 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 12/02/20**	
27	**1.3.3.1**	**ENGENHARIA**	**0%**	**15 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 26/06/19**	
28	1.3.3.1.1	Envio de desenho para Aprovação	0%	1 dia	Qui 06/06/19	Qui 06/06/19	3
29	1.3.3.1.2	Aprovação do Projeto	0%	1 dia	Qua 26/06/19	Qua 26/06/19	28
30	**1.3.3.2**	**FABRICAÇÃO**	**0%**	**63 dias**	**Seg 18/11/19**	**Qua 12/02/20**	
31	1.3.3.2.1	Montagem Mecânica	0%	25 dias	Seg 18/11/19	Sex 20/12/19	29
32	1.3.3.2.2	Montagem Elétrica	0%	11 dias	Seg 06/01/20	Seg 20/01/20	31



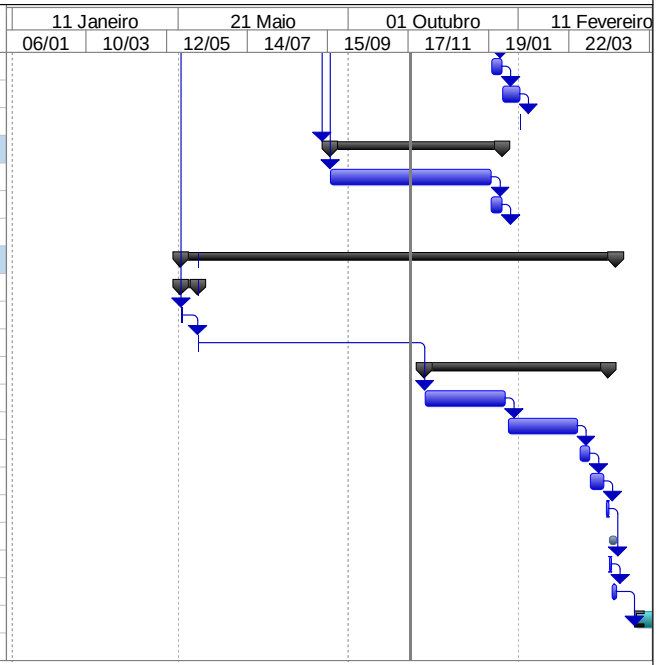
Projeto: FEESC/UFSC - 130-1900052
Data: Ter 19/11/19
Coordenador: Cleber J. dos Santos

Tarefa	Tarefas externas	Somente duração
Etapa	Resumo do projeto	Acúmulo de Resumo Manual
Resumo	Agrupar por resumo	Resumo Manual
Tarefa acumulada	Tarefa Inativa	Somente início
Etapa acumulada	Etapa Inativa	Somente término
Andamento acumulado	Resumo Inativo	Andamento
Divisão	Tarefa Manual	Data limite

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A. - AUTOMAÇÃO

Cliente: FEESC/UFSC

Id	EDT	Nome da tarefa	Concluída	Duração	Início	Término	Predecessoras
33	1.3.3.2.3	Testes	0%	6 dias	Ter 21/01/20	Ter 28/01/20	32
34	1.3.3.2.4	Testes de Software	0%	10 dias	Qua 29/01/20	Ter 11/02/20	33
35	1.3.3.2.5	Envio para Montagem no Eletrocentro	0%	1 dia	Qua 12/02/20	Qua 12/02/20	34
36	**1.3.4**	**NOBREAK**	**0%**	**97,09 dias**	**Seg 16/09/19**	**Qua 29/01/20**	**2**
37	1.3.4.1	Montagem Eletomecânica	0%	90 dias	Seg 16/09/19	Seg 20/01/20	3
38	1.3.4.2	Testes	0%	6 dias	Seg 20/01/20	Ter 28/01/20	37
39	1.3.4.3	Envio para Montagem no Eletrocentro	0%	1 dia	Qua 29/01/20	Qua 29/01/20	38
40	**1.3.5**	**FABRICAÇÃO ELETROCENTRO**	**0%**	**243 dias**	**Qui 23/05/19**	**Seg 27/04/20**	
41	**1.3.5.1**	**ENGENHARIA**	**0%**	**10 dias**	**Qui 23/05/19**	**Qua 05/06/19**	
42	1.3.5.1.1	Envio do Layout para Aprovação	0%	1 dia	Qui 23/05/19	Qui 23/05/19	3
43	1.3.5.1.2	Aprovação do Layout	0%	1 dia	Qua 05/06/19	Qua 05/06/19	42
44	**1.3.5.2**	**FABRICAÇÃO**	**0%**	**102,09 dias**	**Sex 29/11/19**	**Ter 21/04/20**	
45	1.3.5.2.1	Fabricação Mecânica	0%	45 dias	Sex 29/11/19	Sex 31/01/20	43
46	1.3.5.2.2	Montagem Elétrica	0%	40 dias	Seg 03/02/20	Sex 27/03/20	45
47	1.3.5.2.3	Testes	0%	6 dias	Seg 30/03/20	Seg 06/04/20	46
48	1.3.5.2.4	Testes de Software	0%	9 dias	Ter 07/04/20	Sex 17/04/20	47
49	1.3.5.2.5	Inspeção Final em Fábrica	0%	2 dias	Seg 20/04/20	Ter 21/04/20	48
50	**1.3.5.3**	**TRANSPORTE**	**0%**				
51	1.3.5.3.1	Fechamento / Embalagem	0%	2 dias	Qua 22/04/20	Qui 23/04/20	49
52	1.3.5.3.2	Entrega	0%	2 dias	Sex 24/04/20	Seg 27/04/20	51
53	**1.3.6**	**COMISSIONAMENTO E START-UP**	**0%**	**25 dias**	**Ter 12/05/20**	**Seg 15/06/20**	**52TI+10 dias**
54	**1.3.7**	**TREINAMENTO**	**0%**	**1 dia**	**Ter 16/06/20**	**Ter 16/06/20**	**53**



Projeto: FEESC/UFSC - 130-1900052
Data: Ter 19/11/19
Coordenador: Cleber J. dos Santos

Tarefa		Tarefas externas		Somente duração	
Etapa		Resumo do projeto		Acúmulo de Resumo Manual	
Resumo		Agrupar por resumo		Resumo Manual	
Tarefa acumulada		Tarefa Inativa		Somente início	
Etapa acumulada		Etapa Inativa		Somente término	
Andamento acumulado		Resumo Inativo		Andamento	
Divisão		Tarefa Manual		Data limite	

ANEXO II - FOCO II – PLANO DE INSPEÇÃO WEG

PLANO DE INSPEÇÃO E TESTE
ELETROCENTRO ESSW-FEESC

N° DOC.:	**10006638871ACQPIT**
VERSÃO: 00	

FABRICANTE: Weg Equipamentos Elétricos S.A. - Automação

CLIENTE: FUNDAÇÃO DE ENSINO E ENGENHARIA DE SANTA CATARINA

EQUIPAMENTO: ESSW-FEESC | **MATERIAL:**

N° CLIENTE:

Revisão/Revision/Revisión

VER.	Data/Date/Fecha	Executado/Executed/Ejecutado	Liberado/Released/Liberado	Descrição de Revisão/Revision Description/Descripción de la Revisión
0A	17/04/2020	JEAN	FERNANDO	EMISSÃO INICIAL

REVISÕES

0A	17/Apr/20	Para Aprovação	Jean	Fernando	
VERSÃO	**DATA**	**ÍNDICE DE REVISÕES**	**EXECUTADO**	**APROVADO**	**CLIENTE**

LEGENDA

RESPONSABILIDADES - PARTICIPAÇÃO DURANTE A INSPEÇÃO

P	Prepare **/ Preparar**	Responsável por preparar a inspeção.
R	Review **/ Revisão**	Responsável pela avaliação do relatório de inspeção.
NW	No Witness **/ Não Testemunhado**	Processo com inspeção não testemunhado.
W	Witness **/ Testemunhado**	Responsável por testemunhar a inspeção. Se o responsável não estiver presente na data estipulada, a inspeção e o processo de produção prosseguirá normalmente.
H	Hold Point **/ Segurar Ponto**	Responsáveis por testemunhar a inspeção. A inspeção só ocorre na presença do responsável. O processo de produção será temporariamente interrompido, para esperar a inspeção, até que uma autorização oficial seja emitida.

ALCANCE DA INSPEÇÃO

A	Amostragem
X	X Peças
X%	X% do Lote
AC	Conforme acordo com o cliente

LOCAL DO ENSAIO

SER	Serralheria
TQE	Testes Quadros Elétricos

CONSIDERAÇÕES

Este procedimento é destinado ao teste de eletrocentros engenheirados, tendo como objetivo definir os ensaios que serão executados para avaliar a qualidade e funcionamento do equipamento. Todos os testes serão realizados em conformidade com a última versão deste Plano de Inspeção e Testes. Solicitações após a aprovação deste documento, que não é descrito aqui, devem ser acordadas entre WEG e Cliente.

	PLANO DE INSPEÇÃO E TESTE ELETROCENTRO ESSW-FEESC	DOC. Nº: 10006638871ACQPIT VERSÃO: 00

ITEM	CONTROLES E ENSAIOS	NORMAS DE REFERÊNCIA	ALCANCE DA INSPEÇÃO	RESPONSABILIDADES			OBSERVAÇÕES
				WEG	CLIENTE	-	
1	**RECEBIMENTO**						
1.1	**Chapas de aço:** Inspeção visual e dimensional.	Pedido de compra / Projetos	A	P	NW		Registro Não Rastreável
1.2	**Portas, canaletas, cantoneiras:** Inspeção visual e dimensional.	Pedido de compra / Projetos	A	P	NW		Registro Não Rastreável
1.3	**Componentes elétricos**: Inspeção visual e dimensional, características técnicas.	Pedido de compra / Projetos	A	P	NW		Registro Não Rastreável
1.4	**Aterramento / SPDA**: Inspeção visual e dimensional.	Pedido de compra / Projetos	A	P	NW		Registro Não Rastreável
1.5	**Equipamentos acessórios**: Inspeção visual e dimensional.	Procedimento WEG / Terceiros	100%	P	NW		Registro Não Rastreável
2.	**INSPEÇÃO DURANTE A PRODUÇÃO**						
2.1	**Pré-montagem:** - Medição de espessura da camada; - Medição de aderência; - Inspeção visual de acabamento superficial.	Relatórios internos	A	P	NW		Corpo de prova
2.2	**Montagem da estrutura:** Inspeção visual e dimensional.	Relatórios internos	100%	P	NW		Registro Não Rastreável
2.3	**Interligação de componentes**: Inspeção visual.	Procedimento WEG	100%	P	NW		Registro Não Rastreável
3.	**INSPEÇÃO FINAL**						
3.1	**Verificação Visual:** Layout: Verificar se a distribuição dos equipamentos estão de acordo com o layout do projeto.	Projetos WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.2	**Componentes:** Conferir os componentes, verificando características, tipo e fabricante.	Projetos WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.3	**Identificações:** Verificar se a placa de identificação do eletrocentro e dos componentes estão conforme projeto e de fácil acesso visual.	Projetos WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.4	**Estrutura**: Medir o dimensional interno e externo das salas elétricas conforme projeto; - Verificar, fechaduras, portas, paredes, borrachas, vedações (sikaflex), leitos, passagem de cabos, eletro dutos, tubulação de incêndio (Se aplicável); - Verificar montagem mecânica e fixação dos painéis dentro das salas elétricas; - Verificar a necessidade de suporte para barramentos, canaletas, chicotes, extintores e ar condicionado.	Projetos WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.5	**Verificação das interligações elétricas:** **-** Verificar cabos, barramentos e fiação quanto à colocação apropriada nas infraestruturas; - Verificar aspecto visual, elétrico e mecânico das ligações aparafusadas.	Projetos WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.6	**Medição da resistência de isolamento:** Verificar através de megôhmetro, a resistência de isolamento nos circuitos principal e auxiliar.	WPS-4210 WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25930
3.7	**Ensaio Dielétrico BT e MT:** Ensaio de tensão aplicada somente nos circuitos de interligação do eletrocentro para detecção de descarga superficial ou falha no isolamento.	WPS-3536 WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25930
3.8	**Operação mecânica**: Intertravamentos e elementos de atuação mecânica: - Verificar inserção/extração e operação dos disjuntores, contatores, gavetas de TP's e componentes avulsos (onde aplicável).	Projetos WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929

	PLANO DE INSPEÇÃO E TESTE ELETROCENTRO ESSW-FEESC	DOC. Nº: 10006638871ACQPIT VERSÃO: 00

ITEM	CONTROLES E ENSAIOS	NORMAS DE REFERÊNCIA	ALCANCE DA INSPEÇÃO	RESPONSABILIDADES			OBSERVAÇÕES
				WEG	CLIENTE	-	
3.9	**Funcionamento do sistema de Climatização**: - Verificar os equipamentos que compõem o sistema bem como seu posicionamento no layout; - Realizar operação com carga; - Fazer ensaio do sistema de ar condicionado, verificar tensão de entrada do equipamento, sequência de fases, drenos e temperatura (se aplicável); - Fazer ensaio do sistema de exaustão, verificar tensão de entrada do equipamento e sequência de fases (se aplicável); - Verificar as interfaces / intertravamentos com demais sistemas e equipamentos.	Projetos WPS-18201 WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.10	**Funcionamento do sistema de detecção alarme e combate (se aplicável) de incêndio:** - Verificar o posicionamento dos equipamentos conforme projeto; - Verificar funcionalidade dos equipamentos que compõem o sistema, acionadores manuais, sirenes, audiovisuais, detectores de temperatura, detectores de fumaça e sinais, quando disponíveis (se aplicável); - Verificar as interfaces/intertravamentos com demais sistemas e equipamentos.	Projetos WPS-18201 WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
3.11	**Ensaio funcional de software (Se aplicável)** - Verificar o funcionamento dos dispositivos que operam via software e todas as entradas / saídas (i/o) dos controladores lógicos programáveis, inversores de frequência, relés etc.	WPS-25955	83% 17%	P	NW W		Registro no Relatório WFR-25929
4.	**INSPEÇÃO VISUAL (EMS / QDCA / PCS / BMS / NO-BREAK)**						
4.1	**Painel EMS**						
	a) Verificar CLP, cartões, etiquetas, memória;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	b) Verificar cabos de rede de comunicação, conversores:			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	c) Verificar se o "0 V" da fonte está aterrado (24 Vcc CLP);			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
4.2	**Painel QDCA / QDCC / PCS / BMS / NO-BREAK**						
	a) Verificar os cabos da rede de comunicação;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	b) Verificar se os cabos de sinal estão separados dos cabos de força;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
5.	**CONFIGURAÇÃO DE HARDWARE**						
5.1	**Painel EMS / QDCA / QDCC / PCS / BMS / NO-BREAK**						
	a) Inspecionar os cabos de rede: resistores, conectores, circuito;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	b) Verificar se os cabos de sinal estão separados dos cabos de força;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
6.	**TESTES DE REDE**						
6.1	**Painel EMS / QDCA / PCS / BMS / NO-BREAK**						
	a) Testar comunicação entre CLP e demais dispositivos;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	b) Configurar ação que os equipamentos tomam no caso de falha de rede;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
7.	**TESTES FUNCIONAIS**						
7.1	a) Testar a monitoração do controle de temperatura e umidade (quando aplicável) do eletrocentro;						
	b) Testar o mapa de memória entre ESS e sistema externo (variáveis por amostragem);			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	c) Testar comando para carregar as baterias (com potência reduzida);			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	d) Testar comando para despachar as baterias (com potência reduzida);			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
	e) Testar modo CONECTADO / ILHADO;			P	NW W		( ) Não aplicável ( ) Condição satisfeita ( ) Condição não satisfeita
8.	**FECHAMENTO**						
8.1	**Fechamento mecânico e elétrico**: Inspeção visual.	Projetos	100%	P	NW		Registro Não Rastreável

NOTAS

Nota 1 - Ensaio de Resistência de Isolamento BT (NBR IEC 60439-1) e MT (NBR IEC 62271-200)

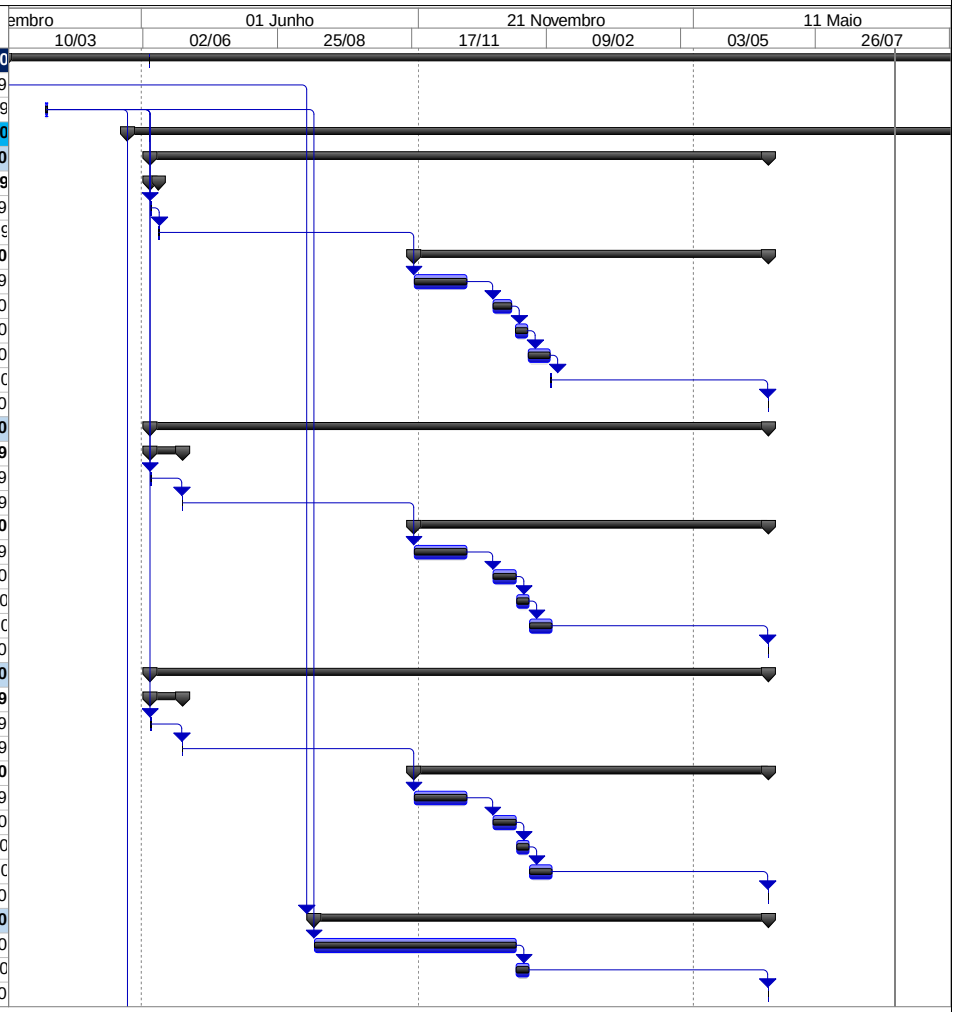
Documentos WEG (WPS - Normas / WFR - Formulários):

ANEXO III - FOCO II – CRONOGRAMA II WEG

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A. - AUTOMAÇÃO

Cliente: FEESC/UFSC

Id	EDT	Nome da tarefa	Concluída	Duração	Início	Término
1	**1**	**FEESC - FUNDAÇÃO ENSINO E ENGENHARIA**	**92%**	**443 dias**	**Sex 08/03/19**	**Ter 17/11/20**
2	1.1	KOM Abertura do Projeto	100%	1 dia	Sex 08/03/19	Sex 08/03/19
3	1.2	Emissão da LD do Fornecimento	100%	1 dia	Ter 02/04/19	Ter 02/04/19
4	**1.3**	**ELETROCENTRO - ESS - 100kWh**	**92%**	**389 dias**	**Qui 23/05/19**	**Ter 17/11/20**
5	**1.3.1**	**EMS - 130-1900052-12**	**100%**	**277 dias**	**Qui 06/06/19**	**Sex 26/06/20**
6	**1.3.1.1**	**ENGENHARIA**	**100%**	**4 dias**	**Qui 06/06/19**	**Ter 11/06/19**
7	1.3.1.1.1	Envio de desenho para Aprovação	100%	1 dia	Qui 06/06/19	Qui 06/06/19
8	1.3.1.1.2	Aprovação do Projeto	100%	1 dia	Ter 11/06/19	Ter 11/06/19
9	**1.3.1.2**	**FABRICAÇÃO**	**100%**	**160 dias**	**Seg 18/11/19**	**Sex 26/06/20**
10	1.3.1.2.1	Montagem Mecânica	100%	25 dias	Seg 18/11/19	Sex 20/12/19
11	1.3.1.2.2	Montagem Elétrica	100%	10 dias	Seg 06/01/20	Sex 17/01/20
12	1.3.1.2.3	Testes	100%	6 dias	Seg 20/01/20	Seg 27/01/20
13	1.3.1.2.4	Testes de Software	100%	10 dias	Ter 28/01/20	Seg 10/02/20
14	1.3.1.2.5	Fechamento/Embalagem	100%	1 dia	Ter 11/02/20	Ter 11/02/20
15	1.3.1.2.6	Envio para Montagem no Eletrocentro	100%	1 dia	Sex 26/06/20	Sex 26/06/20
16	**1.3.2**	**QDCC - 130-1900052-13**	**100%**	**277 dias**	**Qui 06/06/19**	**Sex 26/06/20**
17	**1.3.2.1**	**ENGENHARIA**	**100%**	**15 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 26/06/19**
18	1.3.2.1.1	Envio de desenho para Aprovação	100%	1 dia	Qui 06/06/19	Qui 06/06/19
19	1.3.2.1.2	Aprovação do Projeto	100%	1 dia	Qua 26/06/19	Qua 26/06/19
20	**1.3.2.2**	**FABRICAÇÃO**	**100%**	**160 dias**	**Seg 18/11/19**	**Sex 26/06/20**
21	1.3.2.2.1	Montagem Mecânica	100%	25 dias	Seg 18/11/19	Sex 20/12/19
22	1.3.2.2.2	Montagem Elétrica	100%	11 dias	Seg 06/01/20	Seg 20/01/20
23	1.3.2.2.3	Testes	100%	6 dias	Ter 21/01/20	Ter 28/01/20
24	1.3.2.2.4	Testes de Software	100%	10 dias	Qua 29/01/20	Ter 11/02/20
25	1.3.2.2.5	Envio para Montagem no Eletrocentro	100%	1 dia	Sex 26/06/20	Sex 26/06/20
26	**1.3.3**	**QDCA - 130-1900052-101**	**100%**	**277 dias**	**Qui 06/06/19**	**Sex 26/06/20**
27	**1.3.3.1**	**ENGENHARIA**	**100%**	**15 dias**	**Qui 06/06/19**	**Qua 26/06/19**
28	1.3.3.1.1	Envio de desenho para Aprovação	100%	1 dia	Qui 06/06/19	Qui 06/06/19
29	1.3.3.1.2	Aprovação do Projeto	100%	1 dia	Qua 26/06/19	Qua 26/06/19
30	**1.3.3.2**	**FABRICAÇÃO**	**100%**	**160 dias**	**Seg 18/11/19**	**Sex 26/06/20**
31	1.3.3.2.1	Montagem Mecânica	100%	25 dias	Seg 18/11/19	Sex 20/12/19
32	1.3.3.2.2	Montagem Elétrica	100%	11 dias	Seg 06/01/20	Seg 20/01/20
33	1.3.3.2.3	Testes	100%	6 dias	Ter 21/01/20	Ter 28/01/20
34	1.3.3.2.4	Testes de Software	100%	10 dias	Qua 29/01/20	Ter 11/02/20
35	1.3.3.2.5	Envio para Montagem no Eletrocentro	100%	1 dia	Sex 26/06/20	Sex 26/06/20
36	**1.3.4**	**NOBREAK**	**100%**	**204,09 dias**	**Seg 16/09/19**	**Sex 26/06/20**
37	1.3.4.1	Montagem Eletomecânica	100%	90 dias	Seg 16/09/19	Seg 20/01/20
38	1.3.4.2	Testes	100%	6 dias	Seg 20/01/20	Ter 28/01/20
39	1.3.4.3	Envio para Montagem no Eletrocentro	100%	1 dia	Sex 26/06/20	Sex 26/06/20



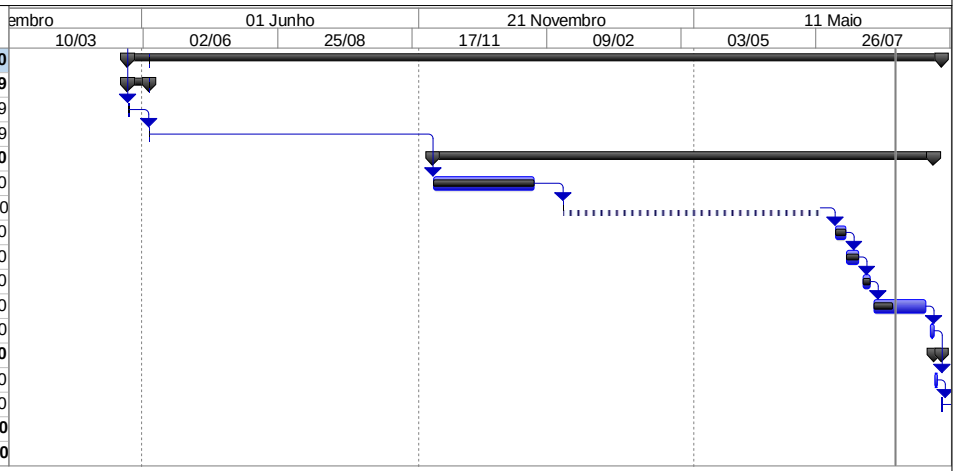
Projeto: FEESC/UFSC - 130-1900052
Data: Seg 14/09/20
Coordenador: Cleber J. dos Santos

Tarefa	Divisão	Resumo Inativo	Somente término		
Etapa	Tarefas externas	Tarefa Manual	Andamento		
Resumo	Resumo do projeto	Somente duração	Data limite		
Tarefa acumulada	Agrupar por resumo	Acúmulo de Resumo Manual			
Etapa acumulada	Tarefa Inativa	Resumo Manual			
Andamento acumulado	Etapa Inativa	Somente início			

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A. - AUTOMAÇÃO

Cliente: FEESC/UFSC

Id	EDT	Nome da tarefa	Concluída	Duração	Início	Término
40	**1.3.5**	**FABRICAÇÃO ELETROCENTRO**	**90%**	**363 dias**	**Qui 23/05/19**	**Seg 12/10/20**
41	**1.3.5.1**	**ENGENHARIA**	**100%**	**10 dias**	**Qui 23/05/19**	**Qua 05/06/19**
42	1.3.5.1.1	Envio do Layout para Aprovação	100%	1 dia	Qui 23/05/19	Qui 23/05/19
43	1.3.5.1.2	Aprovação do Layout	100%	1 dia	Qua 05/06/19	Qua 05/06/19
44	**1.3.5.2**	**FABRICAÇÃO**	**91%**	**223,09 dias**	**Sex 29/11/19**	**Qua 07/10/20**
45	1.3.5.2.1	Fabricação Mecânica	100%	45 dias	Sex 29/11/19	Sex 31/01/20
46	1.3.5.2.2	Montagem Elétrica	100%	115 dias	Qua 19/02/20	Ter 28/07/20
47	1.3.5.2.3	Testes	100%	5 dias	Sex 07/08/20	Qui 13/08/20
48	1.3.5.2.4	Testes de Software	100%	6 dias	Sex 14/08/20	Sex 21/08/20
49	1.3.5.2.5	Alteração no QDCA	100%	5 dias	Seg 24/08/20	Sex 28/08/20
50	1.3.5.2.6	Testes de Software	40%	25 dias	Seg 31/08/20	Sex 02/10/20
51	1.3.5.2.7	Inspeção Final em Fábrica	0%	3 dias	Seg 05/10/20	Qua 07/10/20
52	**1.3.5.3**	**TRANSPORTE**	**0%**	**3 dias**	**Qui 08/10/20**	**Seg 12/10/20**
53	1.3.5.3.1	Fechamento / Embalagem	0%	2 dias	Qui 08/10/20	Sex 09/10/20
54	1.3.5.3.2	Entrega	0%	1 dia	Seg 12/10/20	Seg 12/10/20
55	**1.3.6**	**COMISSIONAMENTO E START-UP**	**0%**	**15 dias**	**Ter 27/10/20**	**Seg 16/11/20**
56	**1.3.7**	**TREINAMENTO**	**0%**	**1 dia**	**Ter 17/11/20**	**Ter 17/11/20**



Projeto: FEESC/UFSC - 130-1900052
Data: Seg 14/09/20
Coordenador: Cleber J. dos Santos

Tarefa	Divisão	Resumo Inativo	Somente término		
Etapa	Tarefas externas	Tarefa Manual	Andamento		
Resumo	Resumo do projeto	Somente duração	Data limite		
Tarefa acumulada	Agrupar por resumo	Acúmulo de Resumo Manual			
Etapa acumulada	Tarefa Inativa	Resumo Manual			
Andamento acumulado	Etapa Inativa	Somente início			

ANEXO IV - FOCO II – CARTA DE ESCLARECIMENTO WEG

À

FEESC – Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina

Prezados Senhores,

Referente ao incidente ocorrido em 04/09/2020, informamos que o andamento das atividades foi interrompido devido a uma falha causada por uma empresa terceira, originada no equipamento de ar condicionado, que ocasionou o aquecimento de alguns componentes do eletrocentro, afetando algumas peças mecânicas internas, bem como as baterias, as quais demandam um controle minucioso de temperatura e umidade.

Informamos também que uma revisão nos painéis QDCA, QDCC, EMS e nobreak foi iniciada, e como prevenção, algumas peças foram ou precisam ainda ser trocadas.

Após a chegada das baterias, deverá ser realizado novamente todo o processo de testes e inserção do produto no eletrocentro.

A WEG lamenta profundamente o ocorrido e está trabalhando fortemente para substituição das peças/equipamentos de forma a dar continuidade ao projeto e entregar o sistema em pleno funcionamento, garantindo a qualidade e funcionalidade do mesmo.

Att.

Diego Freitas
Administração de Contratos - WEG

ANEXO V - FOCO II – RELATÓRIO DE TESTES EM FÁBRICA WEG

PEP 130-1900052 - BESS UFSC - Teste Funcional de Software Integrado Documento auxiliar do WFR-19165					Data: 21/07/2021		
Item	**Teste**	**Procedimento**	**Resultado esperado**	**Equipamento e/ou documento referência**	**Evidências**	**Avaliação**	**Observações**
1	Inspeção visual	Com os painéis/equipamentos desenergizados, realizar inspeção visual dos mesmos	Garantir construção dos painéis/equipamentos conforme documentos do projeto	Projetos elétricos do EMS e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais	Fotos (ver aba 1- Inspeção Visual)	Aprovado	
2	Configuração e teste de rede	Com os painéis/equipamentos energizados, descarregar aplicativo no EMS e na IHM local, realizar devida configuração dos equipamentos para atender a necessidade deste BESS. Verificar PCS, BMS's, multimedidores, nobreak, sistema combate incêndio, ar condicionado e demais equipamentos.	Comunicação do EMS com demais equipamentos estabelecida e estável. Igualdade nos valores indicados pela IHM local, equipamentos que compreendem o BESS e mapa Modbus-TCP/IP. Ao testar alarmes e falhas dos equipamentos, o EMS apresenta tais alertas na IHM local e mapa Modbus-TCP/IP.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP	Fotos (ver aba 2 - Teste de Rede)	Aprovado	Verificação do mapa de memória Modbus-TCP/IP será verificado no comissionamento.
3	Teste Funcional. Monitoração da temperatura e umidade interna do eletrocentro	Com os painéis/equipamentos energizados, a tela de sinais analógicos na IHM deverá informar a temperatura e umidade interna na sala de baterias do eletrocentro.	Temperatura e umidade informada na IHM idêntica a verificada em sala.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA.	Fotos (ver aba 3 - Teste Sinais Analógicos)	Aprovado	Verificação do mapa de memória Modbus-TCP/IP será verificado no comissionamento.
4	Teste Funcional. Verificar sinais do nobreak que suporta a tensão de comando do BESS	Imterromper a alimentação do nobreak simulando falha na rede e acompanhar a descarga até atingir a potência mínima.	Nobreak deverá informar por sinal digital que está sem alimentação pela rede. Ao atingir 30%, o nobreak deverá informar que está com bateria baixa.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA.	Fotos (ver aba 4 - Sinais do Nobreak)	Aprovado	Verificação do mapa de memória Modbus-TCP/IP será verificado no comissionamento.
5	Teste Funcional. Verificar sinais do sistema de combate a incêndio	Acionar o alarme de incêndio, e verificar os sinais emitidos pelo sistema de incêndio. Gerar falha na alimentação do sistema de incêndio e verificar os sinais emitidos pelo sistema de incêndio.	Ao acionar o alarme de incêndio, a central de controle deverá emitir um sinal ao EMS indicando que o alarme foi acionado. Ao interromper a alimentação da central de controle, a mesma deverá enviar um sinal ao EMS.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA. Projeto elétrico da central de controle de incêndio.	Fotos (ver aba 5 - Teste Combate Incêndio)	Aprovado	Verificação do mapa de memória Modbus-TCP/IP será verificado no comissionamento.
6	Teste Funcional. Verificar sinais do sistema de ar condicionado.	Imterromper a alimentação do ar condicionado e verificar na IHM os alarmes gerados.	Ao interromper a alimentação do ar condicionado, SRW localizado no painel QDCA irá enviar um sinal ao CLP do EMS e será gerado um alarme.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA.	Fotos (ver aba 6 - Teste Ar Condicionado)	Aprovado	Foi criado alarmes para indicar ar condicionados desligados, porém em condição normal de operação ele pode estar desligado. Avaliar com cliente alteraração de alarme para evento.

7	Teste Funcional. Selecionar baterias banco 1ª vida e 2ª vida	ESSW em stand-by. Na tela principal, selecionar o banco de baterias entre 3 opções: Banco de baterias de 1ª vida, rack 1 do banco de baterias de 2ª vida ou rack 2 do banco de baterias de 2ª vida.	Ao selecionar o banco desejado, o EMS irá abrir os disjuntores CC, caso esteja algum banco conectado. Após todos os bancos desconectados, o disjuntor do banco selecionado fechará.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA. Projeto elétrico do painel QDCC e projeto elétrico do banco de baterias.	Fotos (ver aba 7 - Selecionar Banco de Baterias)	Aprovado	
8	Teste Funcional. Transição conectado -> ilhado (baterias 1ª vida)	ESSW conectado a rede, podendo estar operando ou stand-by. Interromper a alimentação de energia na entrada do Eletrocentro.	De modo automático, o EMS deverá identificar ausencia de tensão, e então selecionará o banco de bateria que tiver o maior SOC(%), e então comandar o PCS a operar em modo ilhado.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais			Este teste será realizado no comissionamento.
9	Teste Funcional. Transição ilhado -> conectado (baterias 1ª vida)	ESSW operando em modo ilhado, fornecer energia na entrada do eletrocentro.	O EMS perceberá a tensão na entrada do eletrocentro, e assim interromperá a operação em modo ilhado, após contagem de 3 segundos, o disjuntor Q1 será fechado.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais			Este teste será realizado no comissionamento.
10	Teste Funcional. Transição conectado -> ilhado (baterias 2ª vida)	ESSW conectado a rede, podendo estar operando ou stand-by. Interromper a alimentação de energia na entrada do Eletrocentro.	De modo automático, o EMS deverá identificar ausencia de tensão, e então selecionará o banco de bateria que tiver o maior SOC(%), e então comandar o PCS a operar em modo ilhado.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais	Fotos (ver aba 10 - Bat.2vida - Trans C>I)	Aprovado	
11	Teste Funcional. Transição ilhado -> conectado (baterias 2ª vida)	ESSW operando em modo ilhado, fornecer energia na entrada do eletrocentro.	O EMS perceberá a tensão na entrada do eletrocentro, e assim interromperá a operação em modo ilhado, após contagem de 3 segundos, o disjuntor Q1 será fechado.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais	Fotos (ver aba 11 - Bat2vida - Trans I>C	Aprovado	
12	Teste Funcional. Carregar e descarregar as baterias de 1ª vida em modo manutenção	ESSW em stand-by. Na tela principal, selecionar o banco de baterias desejado. Então, na tela de Manutenção, enviar comando para operar em Modo Manutenção, em seguida enviar o setpoint desejado para então enviar comando de Iniciar a operação.	Ao enviar o comando de Iniciar, o ESSW irá operar em modo conectado carregando ou descarrregando as baterias de acordo com o sinal de setpoint informado (sinal "-" indica carregar as baterias, sinal "+" indica descarregar as baterias)	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais	Fotos (ver aba 12- Bat1vida- ManutCargaDescarga)	Em avaliação	PCS limita sua potência em mais ou menos 80kW (potência nominal é 100kW). WEG está verificando possível causa.
13	Teste Funcional. Carregar e descarregar as baterias de 2ª vida em modo manutenção	ESSW em stand-by. Na tela principal, selecionar o banco de baterias desejado. Então, na tela de Manutenção, enviar comando para operar em Modo Manutenção, em seguida enviar o setpoint desejado para então enviar comando de Iniciar a operação.	Ao enviar o comando de Iniciar, o ESSW irá operar em modo conectado carregando ou descarrregando as baterias de acordo com o sinal de setpoint informado (sinal "-" indica carregar as baterias, sinal "+" indica descarregar as baterias)	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais			Este teste será realizado no comissionamento.

14	Teste Funcional. Testar as funcionalidade deste projeto com o banco de baterias 1ª vida	ESSW em stand-by. Na tela principal da IHM, selecionar o banco de baterias, selecionar a funcionalidade de acordo com o desejado e então enviar o comando de Iniciar.	O ESSW deverá operar de acordo com cada funcionalidade selecionada.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais			Este teste será realizado no comissionamento.
15	Teste Funcional. Testar as funcionalidade deste projeto com o banco de baterias 2ª vida	ESSW em stand-by. Na tela principal da IHM, selecionar o banco de baterias, selecionar a funcionalidade de acordo com o desejado e então enviar o comando de Iniciar.	O ESSW deverá operar de acordo com cada funcionalidade selecionada.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais			Este teste será realizado no comissionamento.
16	Teste Funcional. Com o BESS em operação (baterias 1ª vida) simular falha severa	ESSW em operação. Simular falhas severas, como por exemplo: Alarme de Incêndio, Pressionar a emergência do *E*M*S*, falha de comunicação com PCS.	O ESSW deverá interromper a operação e permanecer em stand-by. No caso de alarme de incêndio, além de permanecer em stand-by, o disjuntor de entrada deverá ser aberto.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais			Este teste será realizado no comissionamento.
17	Teste Funcional. Com o BESS em operação (baterias 2ª vida) simular falha severa	ESSW em operação. Simular falhas severas, como por exemplo: Alarme de Incêndio, Pressionar a emergência do *E*M*S*, falha de comunicação com PCS.	O ESSW deverá interromper a operação e permanecer em stand-by. No caso de alarme de incêndio, além de permanecer em stand-by, o disjuntor de entrada deverá ser aberto.	Projetos elétricos do EMS, IHM e QDCA. Manuais do PCS, banco de baterias 1ª e 2ª vida e demais	Fotos (ver aba 17-Bat2Vida-FalhaSevera)	Aprovado	
18	Teste Funcional. Verificar capacidade do BESS com baterias de 1ª vida	Banco de baterias com SOC em aproximadamente 100%, descarregar as baterias com potência nominal até o SOC 0% acompanhando o tempo e a potência ativa de descarga. Então multiplicar a taxa de potência de descarga do BESS pelo tempo de descarga.	A energia calculada deverá ser muito próxima da projetada.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA, QDCC. Manuais do PCS, banco de baterias de 1 ª e 2ª vida.			Este teste será realizado no comissionamento.
19	Teste Funcional. Verificar capacidade do BESS com baterias de 2ª vida	Banco de baterias com SOC em aproximadamente 100%, descarregar as baterias com potência nominal até o SOC 0% acompanhando o tempo e a potência ativa de descarga. Então multiplicar a taxa de potência de descarga do BESS pelo tempo de descarga.	A energia calculada deverá ser muito próxima da projetada.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA, QDCC. Manuais do PCS, banco de baterias de 1 ª e 2ª vida.			Este teste será realizado no comissionamento.

20	Teste Funcional. Verificar roundtrip do BESS com baterias de 1ª vida	Banco de baterias com SOC em aproximadamente 0%, carregar a baterias com potência nominal do equipamento até 100% acompanhando o tempo e a potência ativa de carga. Após carga completa, repouso das baterias por período de 1 hora, e então iniciar o processo de descarregar as baterias com potência nominal até o SOC 0% acompanhando o tempo e a potência ativa de descarga. E então calcular a energia acumulada no banco de baterias.	O roundtrip é determinado pela divisão da energia de descarga pela energia de carga.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA, QDCC. Manuais do PCS, banco de baterias de 1 ª e 2ª vida.			Este teste será realizado no comissionamento.
21	Teste Funcional. Verificar roundtrip do BESS com baterias de 2ª vida	Banco de baterias com SOC em aproximadamente 0%, carregar a baterias com potência nominal do equipamento até 100% acompanhando o tempo e a potência ativa de carga. Após carga completa, repouso das baterias por período de 1 hora, e então iniciar o processo de descarregar as baterias com potência nominal até o SOC 0% acompanhando o tempo e a potência ativa de descarga. E então calcular a energia acumulada no banco de baterias.	O roundtrip é determinado pela divisão da energia de descarga pela energia de carga.	EMS, IHM e mapa de memória Modbus-TCP/IP, projetos elétricos do EMS e QDCA, QDCC. Manuais do PCS, banco de baterias de 1 ª e 2ª vida.			Este teste será realizado no comissionamento.

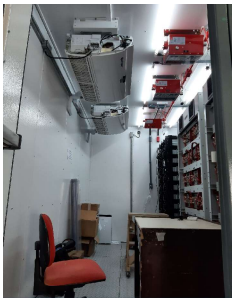
ELETROCENTRO



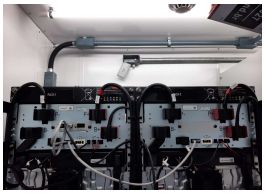






BANCO DE BATERIAS

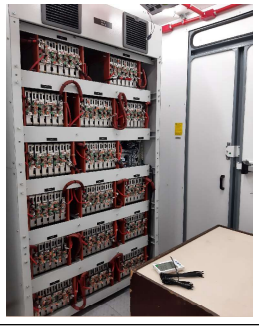

SAMSUNG





ELITHION #2





ELITHION #1

QDCC



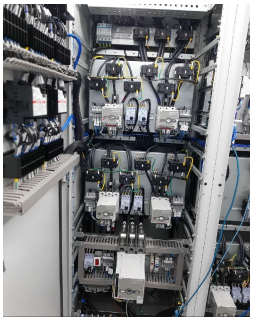





PCS




QDCA

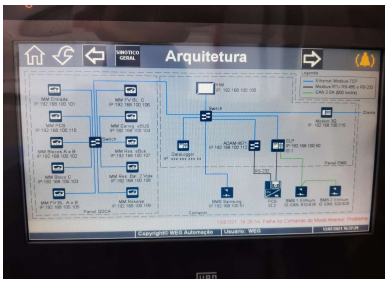




EMS




REDE DE COMUNICAÇÃO



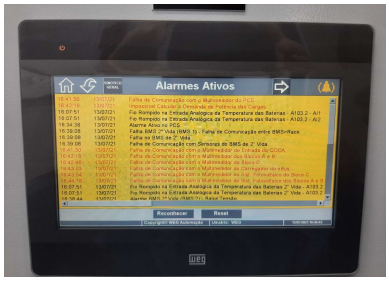
ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO



SINALIZAÇÃO DE FALHA DE COMUNICAÇÃO

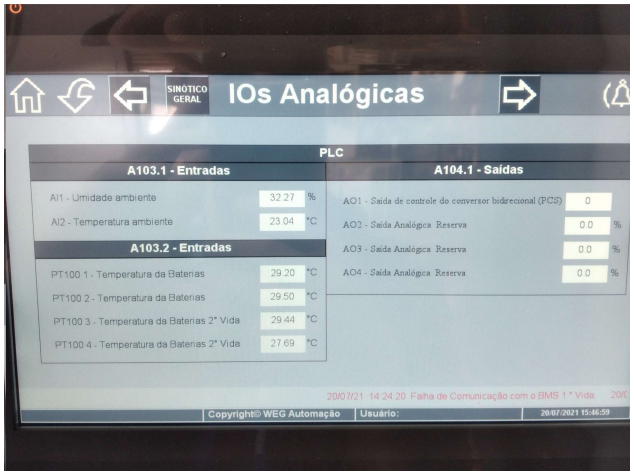


SINALIZAÇÃO DE FALHA DE COMUNICAÇÃO



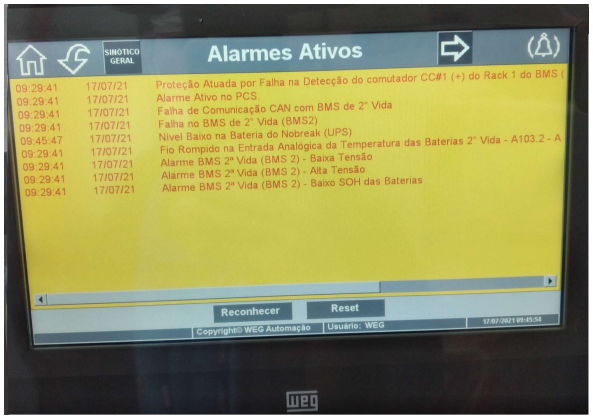
INDICAÇÃO DE FALHA - ALARME

TESTE SINAIS ANALÓGICAS

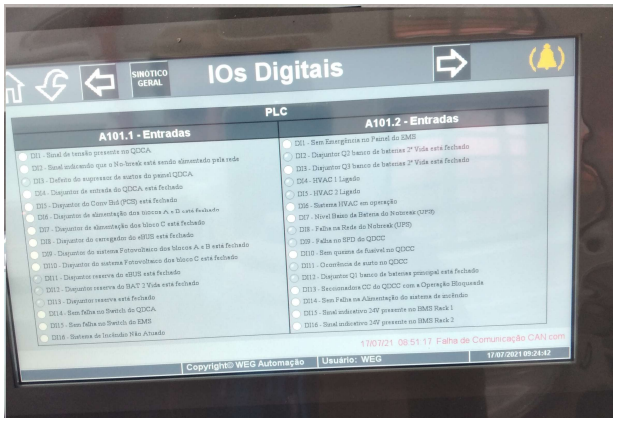


SINAIS DE ENTRADA ANALÓGICAS

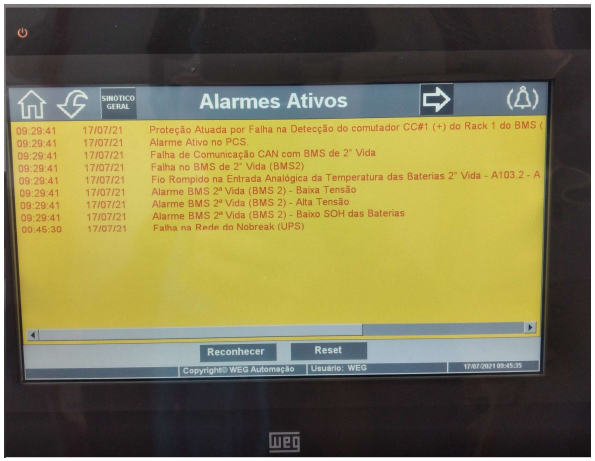
SINAIS DO NOBREAK



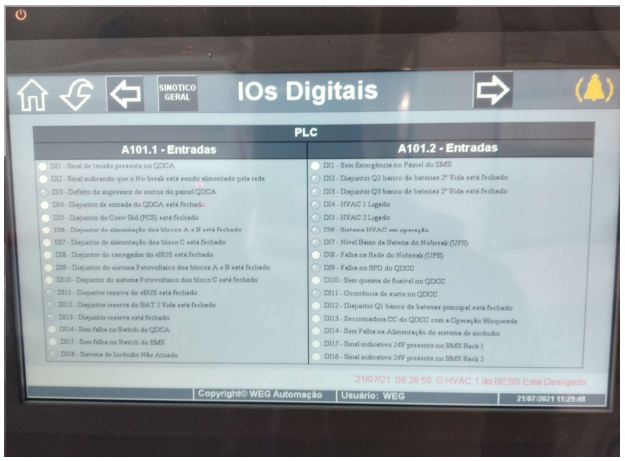
ALARME DE NÍVEL BAIXO NA BATERIA DO NOBREAK



A101.2 - DI7 - NIVEL BAIXO NA BATERIA DO NOBREAK

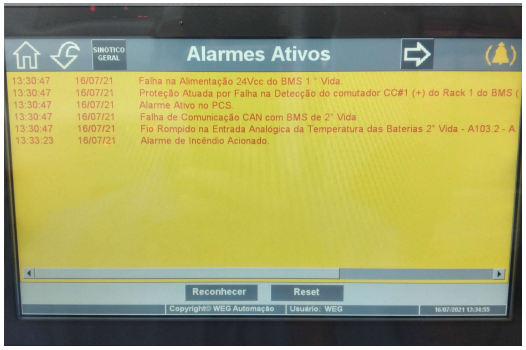


ALARME DE FALHA NA REDE DO NOBREAK

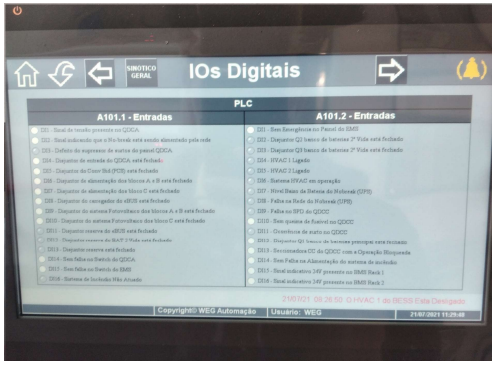


A101.2 - DI8 - FALHA NA REDE DO NOBREAK

SINAIS DO SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO

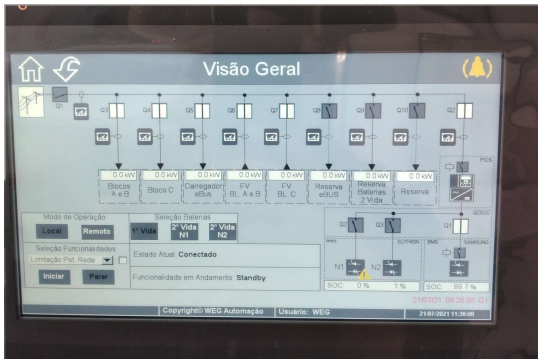


ALARME DO SISTEMA DE INCÊNDIO ACIONADO



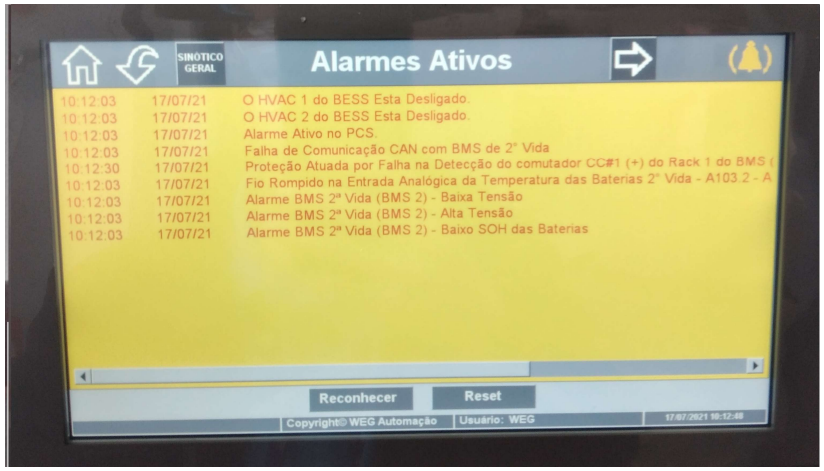
A101.1 - DI16 - SISTEMA DE INCÊNDIO ACIONADO

A101.2 - DI14 - SEM FALHA NA ALIMENTAÇÃO DO SISTEMA DE INCÊNDIO

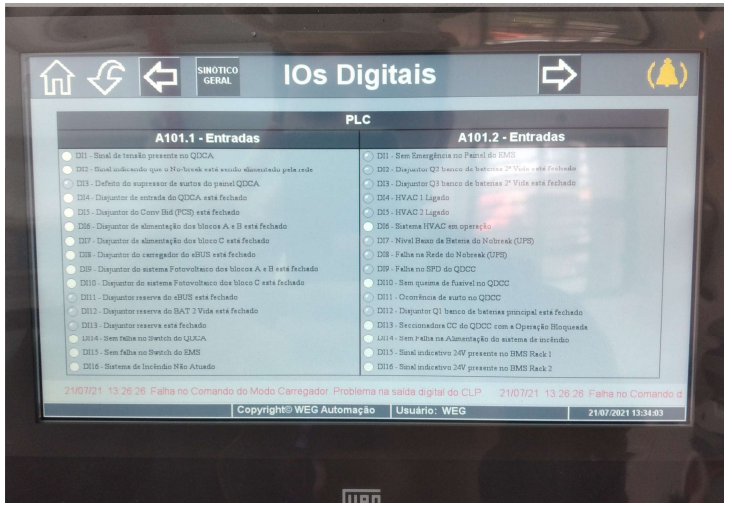


ABERTURA DO DISJUNTOR DE ENTRADA DO BESS

SINAIS DO AR CONDICIONADO

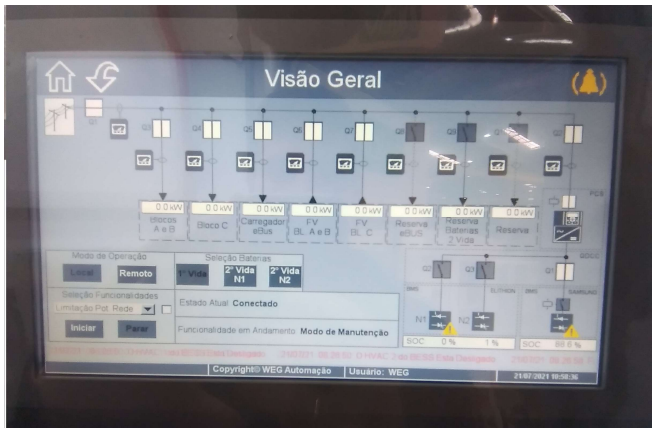


INDICAÇÃO DE AR CONDICIONADO DESLIGADO

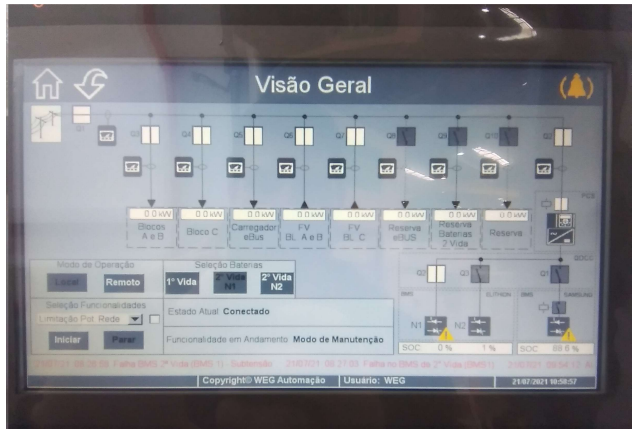


A101.2 - DI4 E DI5 - HVAC 1 E 2 DESLIGADO

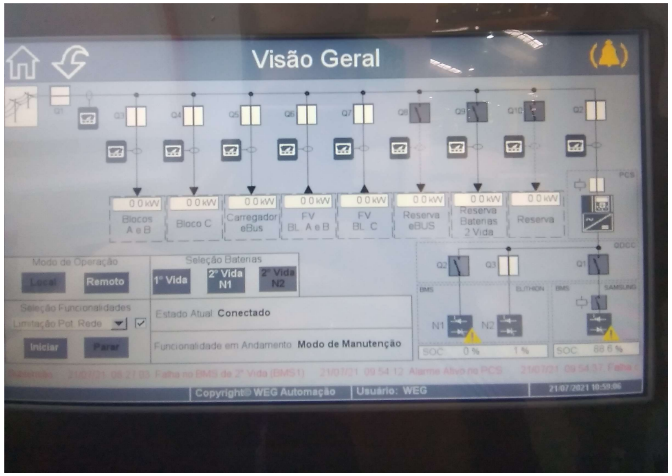
SELEÇÃO DO BANCO DE BATERIAS



BANCO DE BATERIA 1ª VIDA

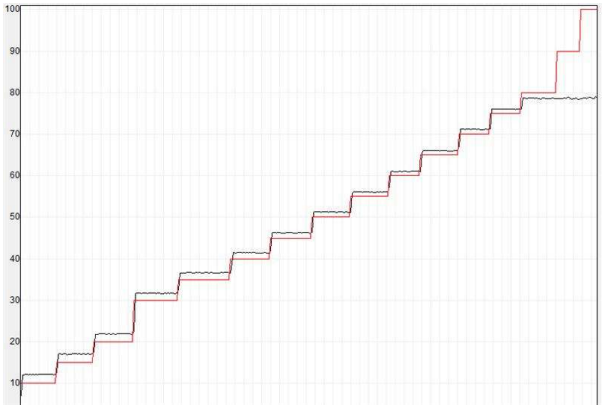


BANCO DE BATERIAS 2ª VIDA - RACK #1

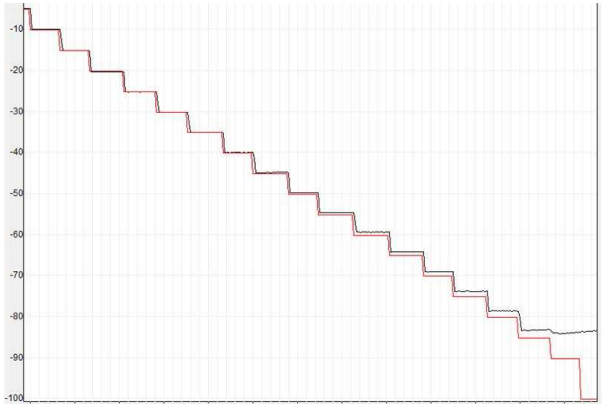


BANCO DE BATERIAS 2ª VIDA - RACK #2

BANCO DE BATERIAS 1ª VIDA - MODO MANUTENÇÃO CARGA E DESCARGA DA BATERIA

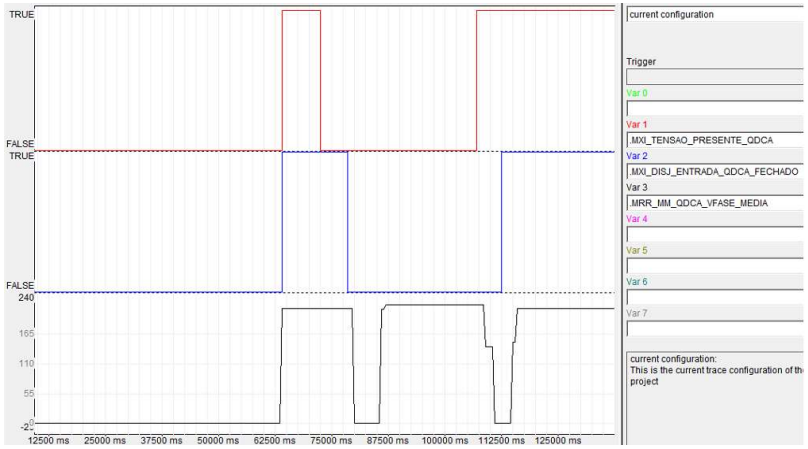


MODO MANUTENÇÃO: DESCARGA DAS BATERIAS
Linha vermelha - Setpoint solicitado, Linha preta - potência do PCS



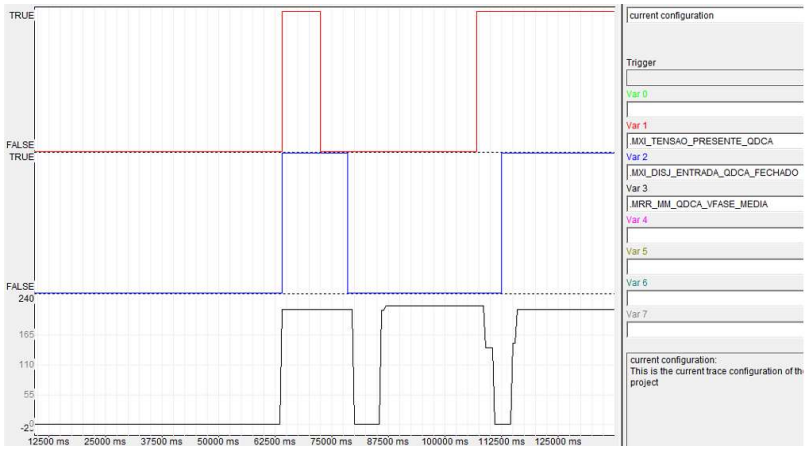
MODO MANUTENÇÃO: CARGA DAS BATERIAS
Linha vermelha - Setpoint solicitado, Linha preta - potência do PCS

BANCO DE BATERIAS 2ª VIDA - TRANSIÇÃO CONECTADO -> ILHADO



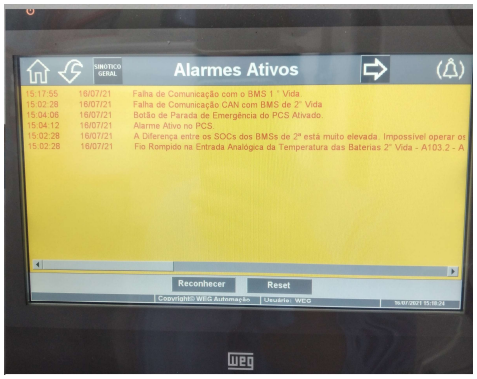
SEQUÊNCIA DE TRANSIÇÃO CONECTADO -> ILHADO -> CONECTADO

BANCO DE BATERIAS 2ª VIDA - TRANSIÇÃO ILHADO -> CONECTADO

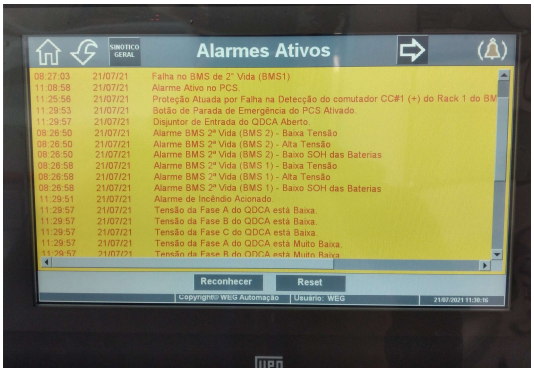


SEQUÊNCIA DE TRANSIÇÃO CONECTADO -> ILHADO -> CONECTADO

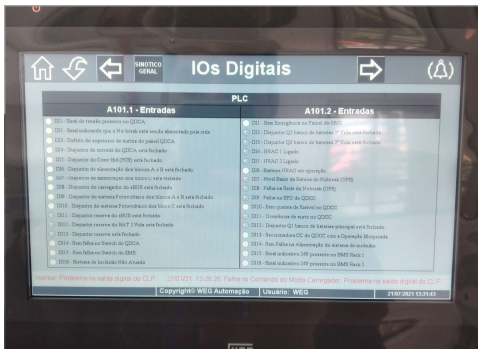
BANCO DE BATERIAS 2ª VIDA - FALHA SEVERA



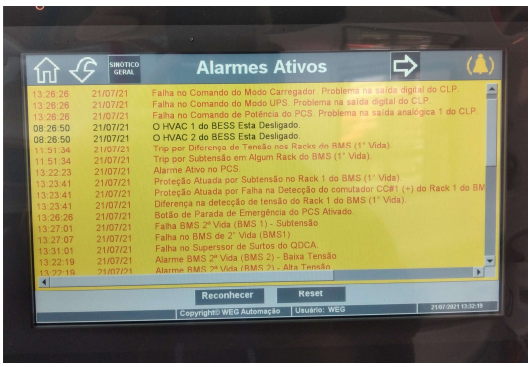
BOTÃO DE EMERGÊNCIA DO PCS ACIONADO



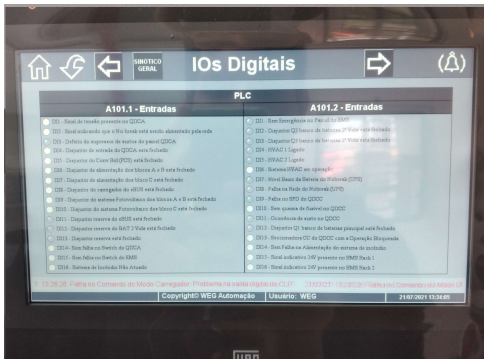
ALARME DE INCENDIO ACIONADO



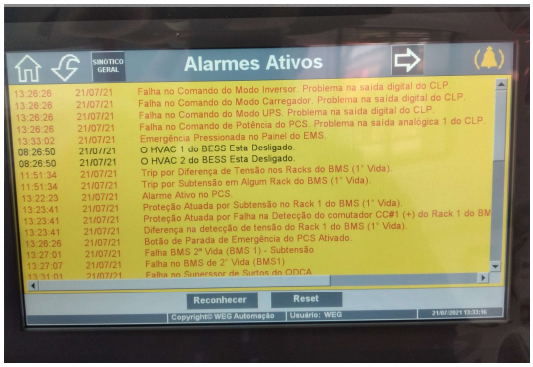
A101.1 - DI3 - DEFEITO NO SUPRESSOR DE SURTO



ALARME NO SUPRESSOR DE SURTO



A101.2 - DI1 - EMERGÊNCIA PRESSIONADA NO EMS



ALARME DE EMRGÊNCIA PRESSIONADA NO EMS

APÊNDICE A - FOCO II – PREPARAÇÃO PARA O TAF

FOTOVOLTAICA UFSC:
Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
www.fotovoltaica.ufsc.br

Coordenador
Prof. Ricardo Rüther

[P&D ENGIE/UFSC – TAF - FOCO II - ACOMPANHAMENTO DOS TESTES EM FÁBRICA]

Setembro / 2020

[EQUIPE:

Alexandre de Albuquerque Montenegro	*Eng. Mecânico, Mestre Eng. Civil*
Aline Kirsten Vidal de Oliveira	*Eng.ª Eletricista*
Amanda Mendes Ferreira Gomes	*Eng.ª Eletricista*
Andrigo Filippo Gonçalves Antoniolli	*Eng. Civil, Mestre em Eng. Civil*
Angélica Paula Caus	*Eng.ª Eletricista*
Clarissa Debiazi Zomer	*Arquiteta, Dr. Eng. Civil*
Gabriel de Oliveira Assunção	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Elétrica*
Giuliano Luchetta Martins	*Acad. Eng. Mecânica*
Gustavo Xavier de Andrade Pinto	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Prof. Ivo Barbi	*Eng. Eletricista, Dr. Eng. Elétrica*
Prof. Helena Flavia Naspolini	*Eng.ª Eletricista, Dr. Eng. Civil*
Isadora Pauli Custodio	*Arquiteta, Mestre Eng. Civil*
Kathlen Schneider	*Eng.ª Civil, Mestre Eng. Civil*
Leonardo Freire Pacheco	*Eng.ª Eletricista, Mestre Eng. Elétrica*
Lucas Rafael do Nascimento	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil, Dr. Eng. Civil*
Manfred Georg Kratzenberg	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Mecânica*
Marilia Braga	*Eng.ª Eletricista*
Matheus Hohmann	*Acad. Eng. Elétrica*
Nikolas dos Santos Barbosa	*Acad. Eng. Civil*
Pedro Henrique Alves Veríssimo	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Rafael Antunes Campos	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Sabrina Rodrigues Ebert	*Acad. Eng. Elétrica*
Vitor Volpato Goulart	*Acad. Eng. Elétrica*

Coordenador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.]

[ELABORAÇÃO:

Aline Kirsten Vidal de Oliveira	*Eng.ª Eletricista*
Amanda Mendes Ferreira Gomes	*Eng.ª Eletricista*
Marilia Braga	*Eng.ª Eletricista*
Matheus Hohmann	*Acad. Eng. Elétrica*
Pedro Henrique Alves Veríssimo	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Rafael Antunes Campos	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Vitor Volpato Goulart	*Acad. Eng. Elétrica*

Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da UFSC
Laboratório FOTOVOLTAICA-UFSC
Sapiens Parque - Av. Luiz Boiteux Piazza, 1302 - Lotes 114/115
Cachoeira do Bom Jesus - Florianópolis/SC - CEP:88056-000
www.fotovoltaica.ufsc.br

1 ITEM: 1. INSPEÇÃO FINAL EM FÁBRICA 4
2 ITEM 2. TESTES ELÉTRICOS, COMUNICAÇÕES E OPERACIONAIS 4
2.1 DISJUNTORES E QDCA 4
2.2 CLIMATIZAÇÃO E INCÊNDIO 4
2.3 QDCC 4
2.4 PCS 5
2.5 BMS E EMS 5
2.6 COMUNICAÇÃO E ALARMES 8
2.7 FUNCIONALIDADES 9
3 TESTES PROPOSTOS PELA WEG NO PIT 11
3.1 ITEM 3. FUNCIONALIDADES DAS BATERIAS 11
3.2 ITEM: 4. INSPEÇÃO VISUAL (EMS / QDCA / PCS / BMS / NO-BREAK) 12
3.3 ITEM: 5. CONFIGURAÇÃO DE HARDWARE 12
3.4 ITEM: 7. TESTES DAS FUNCIONALIDADES DO SISTEMA 13
3.5 ITEM: 8. FECHAMENTO 13
4 PLANEJAMENTO 13
4.1 Dia 1 - 08/09/2020 - Manhã 13
4.2 Dia 1 - 08/09/2020 - Tarde 13
4.3 Dia 2 - 09/09/2020 - Manhã 13
4.4 Dia 2 - 09/09/2020 - Tarde 14

1 ITEM: 1. INSPEÇÃO FINAL EM FÁBRICA

- 3.1 Verificação Visual:
  - Layout: Verificar se a distribuição dos equipamentos está de acordo com o layout do projeto.
- 3.2 Componentes:
  - Conferir os componentes, verificando características, tipo e fabricante.
- 3.3 Identificações:
  - Verificar se a placa de identificação do eletrocentro e dos componentes estão conforme projeto e de fácil acesso visual.

2 ITEM 2. TESTES ELÉTRICOS, COMUNICAÇÕES E OPERACIONAIS

2.1 DISJUNTORES E QDCA

- **Inspeção Visual:**
  - Checar disjuntores motores e multimedidores, testar as funções dos multimedidores.
- **Comunicação e Alarmes**
  - Alarmes e indicações na IHM sobre abertura e fechamento dos disjuntores
- **Testes Operacionais**
  - Abrir disjuntes motores pela IHM
  - Testar agendamentos para aberturas/fechamento dos disjuntores

2.2 CLIMATIZAÇÃO E INCÊNDIO

- **Inspeção Visual**
  - Checar componentes de extinção, sinalização e acionadores manuais
  - Checar o que é o borne 21 (Ar condicionado) no QDCA
- **Comunicação e Alarmes**
  - Alarme de incêndio na IHM
  - Testar alarmes no CLP
  - Sinais no EMS - Borne 56 e 57 X 20
  - Testar sinal para ar condicionado
- **Testes Operacionais**
  - Substituir sistema por lâmpadas e simular acionamento

2.3 QDCC

- **Inspeção Visual**
  - Verificar organização dos cabos e etiquetas de identificação
- **Comunicação e Alarmes**
- **Testes Operacionais**
  - Testar Q2 (contatora - circuit breaker)
  - Testar Q51
  - Testar entrada PCS - Q1 (disjuntor (?) - disconnector)
  - Testar entrada Banco de baterias - Q1 (disjuntor (?) - disconnector)
  - Testar entrada EMS
  - Testar entrada UPS Q2
  - Testar entrada QDCA - Q51
  - Testar lampada LED módulo de iluminação

2.4 PCS

- **Inspeção Visual**
  - Atentar para as distâncias mínimas de 75cm nas laterais e 25cm na parte posterior do equipamento para ventilação adequada
  - Atentar para a fixação do equipamento no chão (conforme recomendação do manual)
  - Atentar para a conexão do aterramento (manual indica o uso de antioxidante entre o terminal e a barra de terra)
  - Verificar a localização do botão EPO (segundo o manual fica abaixo do display)
- **Comunicação e Alarmes**
  - Verificar a precisão das medidas de grandezas elétricas do PCS com medição independente
  - Verificar a precisão das medidas de grandezas elétricas do PCS medidas pelo CLP
  - Conferir endereçamento MODBUS do PCS e do nobreak, pois estão em daisy chain
  - Confirmar a conexão do GND da entrada RS485 no CLP - no diagrama de interligação do EMS (3/14) só mostra a conexão de equipotencialização do PCS e nobreak, não no CLP
- **Testes Operacionais**
  - Verificar o funcionamento do botão EPO
  - Verificar o funcionamento do desligamento de emergência remoto
  - Verificar o funcionamento no caso de falha de rede
  - Verificar o funcionamento nos 4 modos de operação normal e suas transições (modo inversor, modo bateria, modo UPS e modo stand-by) e o funcionamento no modo serviço (já deve ser acionado na configuração de comunicação e teste de comandos manuais)
  - Testar a função teste de bateria
  - Testar comando manual de abertura da contatora da bateria (5.4.3)
  - Testar comando de fator de potência escrito (função 0x06 p. 6-8 manual) com lido (função 0x03 ou 0x04, endereços 149 e 150, 2 bytes cada)
  - Conferir o sinal de comando analógico e o nível de potência requisitado (4mA = 0%, 20mA = 100%). Função 0x03 ou 0x04, endereços 138 e 139 (2 bytes cada)

2.5 BMS E EMS

- **Inspeção Visual**
  - Será realizada ao longo das outras etapas de teste

- **Testes elétricos**
  - Prancha 2/14:
    - Comandar Q0:
      - PS1: testar tensão de saída (24 V)
      - PS2: testar tensão de saída (24 V)
      - PS3: testar tensão de saída (24 V)
      - PS3: medir X2/1 e X2/2 (24 V)
      - PS3: medir X2/3 e X2/4 (24 V)
      - PS3: medir X2/5 e X2/6 (24 V)

  - Prancha 3/14:

- Verificar alimentação 24 V:
  - IHM - MT8103iE
  - GPRS
  - ADAM - ADAM 4571
  - CLP - WAGO 750-8202
  - A100 - WAGO 750-601
  - Switch 1 - Spider II 8TX (QDCA)

- Prancha 14/14
  - Comandar Q51:
    - Medir tensão entre X51/F e X51/N
    - Medir tensão em W51
    - Medir tensão em W52
  - Comandar S60:
    - Observar H60
  - Girar TM1 anti-horário
    - Medir tensão entre X52/1 e X52/2 (220V)
  - Girar TM1 sentido horário
    - Medir tensão entre X52/1 e X52/2 (0V)

- **Testes operacionais**
  - Prancha 4/14:
    - CLP → Borne A101.1
    - Medir DI1 - X20/2:
      - True → Rede presente
      - False → Rede não presente
    - Medir DI2 - X20/3:
      - True → Nobreak com rede presente
      - False → Nobreak sem rede presente
    - Medir DI3 - X20/4:
      - True → DPS Falha
      - False → DPS OK
    - Medir DI4 - X20/6:
      - True → Q1 fechado
      - False → Q1 Aberto
    - Medir DI5 - X20/8:
      - True → Q2 fechado
      - False → Q2 Aberto
    - Medir DI6 - X20/10:
      - True → Q3 fechado
      - False → Q3 Aberto
    - Medir DI7 - X20/12:
      - True → Q4 fechado
      - False → Q4 Aberto
    - Medir DI8 - X20/14:
      - True → Q5 fechado
      - False → Q5 Aberto

  - Prancha 5/14:
    - CLP → Borne A101.1
    - Medir DI9 - X20/16:
      - True → Q6 fechado

        - False → Q6 Aberto
    - Medir DI10 - X20/18:
        - True → Q7 fechado
        - False → Q7 Aberto
    - Medir DI14 - X20/26:
        - True → Switch1 (QDCA) Falha
        - False → Switch1 (QDCA) OK

- Prancha 7/14:
    - CLP → Borne A101.2
    - Medir DI9 - X20/48:
        - True → SPD (DPS QDCC) Falha
        - False → SPD (DPS QDCC) OK
    - Remover (se possível) F1 e F2 (QDCC) e medir DI10 - X20/50:
        - True → F1 e F2 OK
        - False → F1 e F2 Falha
    - Medir DI11 - X20/52
        - True → Surto
        - False → Não surto
    - Acionar sistema de incêndio e medir DI14 - X20/58:
        - True → Incêndio
        - False → Não incêndio
    - Comandar Q30 e medir DI15:
        - True → 24V presente
        - False → 24V não presente
    - Comandar Q31 e medir DI16:
        - True → 24V presente
        - False → 24V não presente

- Prancha 8/14:
    - CLP → Borne A102.1
    - IHM → Visão Geral
    - Comandar estado de DO1:
        - True → Fecha Q1 (Geral)
        - False →
    - Comandar estado de DO2:
        - True → Abre Q1 (Geral)
        - False →
    - Comandar estado de DO3:
        - True → Fecha Q2 (PCS)
        - False →
    - Comandar estado de DO4:
        - True → Abre Q2 (PCS)
        - False →
    - Comandar estado de DO5:
        - True → Fecha Q3 (Blocos A e B)
        - False →
    - Comandar estado de DO6:
        - True → Abre Q3 (Blocos A e B)
        - False →
    - Comandar estado de DO7:
        - True → Fecha Q4 (Bloco C)

        - False →
    - Comandar estado de DO8:
        - True → Abre Q4 (Bloco C)
        - False →

- Prancha 9/14:
    - CLP → Borne A102.1
    - Comandar estado de DO9:
        - True → Fecha Q5 (Carregador eBus)
        - False →
    - Comandar estado de DO10:
        - True → Abre Q5 (Carregador eBus)
        - False →
    - Comandar estado de DO11:
        - True → Fecha Q6 (Sistema FV Blocos A e B)
        - False →
    - Comandar estado de DO12:
        - True → Abre Q6 (Sistema FV Blocos A e B)
        - False →
    - Comandar estado de DO13:
        - True → Fecha Q7 (Sistema FV Bloco C)
        - False →
    - Comandar estado de DO14:
        - True → Abre Q7 (Sistema FV Bloco C)
        - False →

- Prancha 11/14:
    - CLP → Borne A102.2
    - IHM → “Status PCS”, terceira coluna
    - Comandar o estado de DO9:
        - True → Modo inversor (PCS)
        - False →
    - Comandar o estado de DO10:
        - True → Modo bateria (PCS)
        - False →
    - Comandar o estado de DO11:
        - True → Modo UPS (PCS)
        - False →
    - Comandar o estado de DO12:
        - True → EOP (PCS)
        - False →

- Prancha 13/14:
    - CLP → A104.1
    - Comandar valor analógico de AO1 (Potência PCS)
        - 4 mA → 0% de potência
        - 20 mA → 100% de potência

2.6 COMUNICAÇÃO E ALARMES

- Alarmes BMS

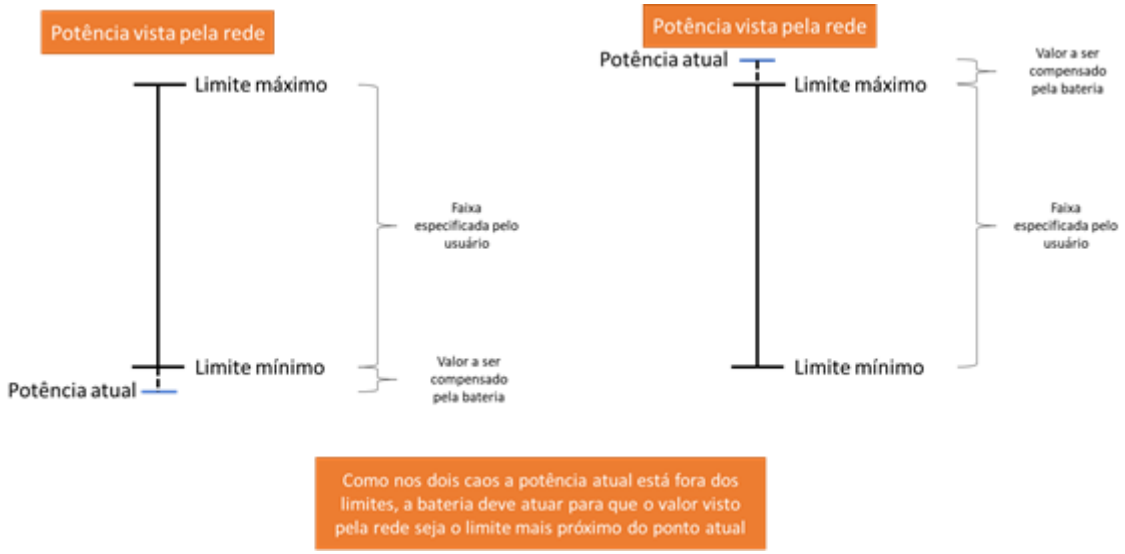
        - IHM → “Medições BMS”
            - Checar as variáveis da coluna “Medições”
                - Valores devem fazer sentido
            - Reduzir o valor do gatilho superior de temperatura
                - Checar “Sobretemperatura”
            - Remover cabo de comunicação BMS → EMS
                - Checar “Falha Comunicação”
            - Remover cabo de um módulo do BMS
                - Checar “Falha Com. Banco/Cel”
    - Alarmes PCS
        - IHM → “Comandos PCS”
            - Reduzir o valor do gatilho superior de temperatura
                - Checar “Proteção Sobretemp.”
            - Remover cabo de comunicação
                - Checar “Erro Com. Comunicação”

    - Comunicação componentes
        - IHM → “Arquitetura”
            - Remover cabos dos multimedidores
                - Checar ícones de rede
            - Remover cabo BMS
                - Checar ícone de rede
            - Remover cabo PCS
                - Checar ícone de rede

2.7 FUNCIONALIDADES

- **Inspeção Visual**
    - Inspeção Visual
    - Ver se IHM está de acordo com manual
    - Vamos testar com 50 kW? Engie fez assim acho
    - Dá pra testar o modo economia de energia em fábrica?
- **Comunicação e Alarmes**
    - Testar pedido de execução de receita pelo CLP?
- **Testes Operacionais**
    - Sugestão WEG:
        - 12º - Em modo manutenção via EMS, realizar os comandos de carga e descarga das baterias para garantir que os equipamentos do ESS estejam em pleno funcionamento.
        - 13º - Em modo conectado (ESS conectado a rede) testar o agendamento das funcionalidades. Realizar carga e descarga das baterias. - Que agendamento faremos? Bolar uma receita teste!
        - 14º - Em modo ilhado (ESS desconectado da rede da concessionária) testar a alimentação das cargas auxiliares do eletrocentro e das cargas prioritárias com a interrupção do fornecimento de energia a medida que o SOC das baterias diminui.
        - 15º - Testar transição conectado <-> ilhado. Verificar o retorno da alimentação das cargas (blocos, ebus) e da geração renovável (solar)
    - Agendamentos a serem testados:
        - Limitação de potência no medidor da rede (saída para CELESC):
            - Testar injeção e consumo de energia de na rede:

- potência fixa + FP capacitivo
- potência fixa + FP indutivo
- uma faixa de potência + FP capacitivo
- uma faixa de potência + FP indutivo
- Testar faixa de potência de forma “intensa” pois tivemos dificuldades de implementação juntamente com a WEG



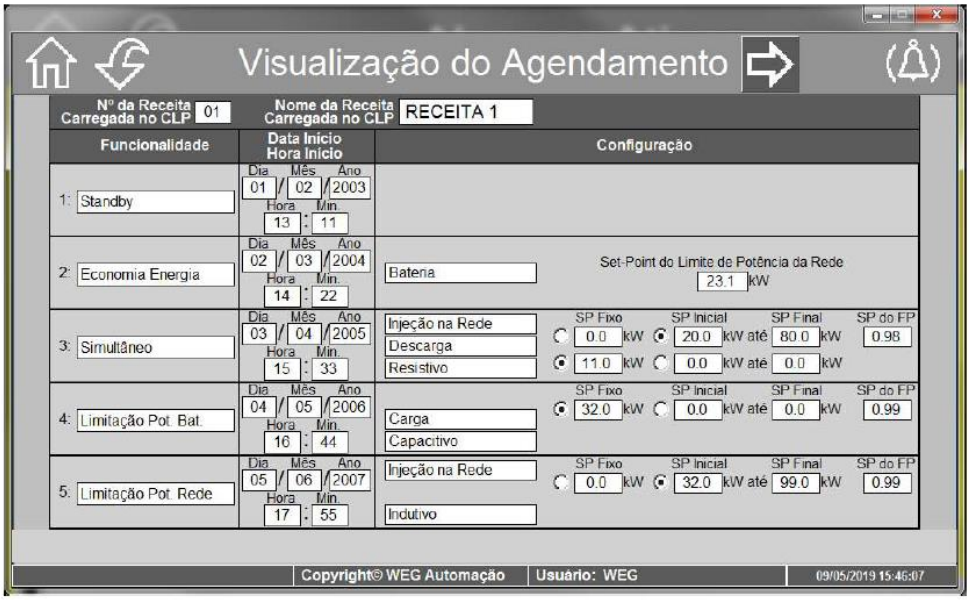
- Limitação de potência no medidor da bateria (entrada para a bateria):
  - Testar carga e descarga da bateria:
    - Potência fixa + FP capacitivo
    - Potência fixa + FP indutivo

- Modo de Energia
- Modo ilhado e Priorização de cargas
  - Verificar se o controlador:
    - Desligou os todos os sistemas de geração FV;
    - Alimentou as cargas com a bateria até que a rede esteja estável novamente;
    - Desativou a bateria em caso de carga mínima;
    - Controlou o fluxo de carga;
    - Controlou o desligamento de cargas prioritárias.

      - Sist. FV Bl. A e B
      - Sist. FV Bl. C
      - Cargas Prioritárias 1: Reserva eBus e Reserva – Primeiros a serem desligados – SOC 80%
      - Cargas Prioritárias 2: Carregador eBus – Segundo a ser desligado – SOC 60%
      - Cargas Prioritárias 3: Bloco C – Terceiro a ser desligado – SOC 40%
      - Cargas Prioritárias 4: Bloco A e B – Quarto a ser desligado – 20%
      - Cargas Prioritárias 5: Reserva baterias 2 vida – não precisa ser desligado

Área	Corrente (A)	Icc (kA)
Disjuntores Previstos		
Bloco A e B	100	15
Bloco C	100	15
Carregador eBus	160	15
Sist. Fotovoltaico Bl. A e B	250	15
Sist. Fotovoltaico Bl. C	250	15
Espaços Reservas (Sem necessidade do seccionador)		
Reserva eBus	160	15
Reserva Baterias 2 vida	160	15
Reserva	160	15

- Agendamentos de acordo com IHM:
    - Testar a funcionalidade de "receita", agendar 5 funcionalidades diferentes, com intervalos de tempo pequenos e analisar se o sistema responde ao estado que foi solicitado, exemplo da IHM:
    - Verificar parametrização da página de economia de energia, testar botões;
    - Analisar gráficos gerados pela IHM para acompanhar os testes feitos



3 TESTES PROPOSTOS PELA WEG NO PIT

3.1 ITEM 3. FUNCIONALIDADES DAS BATERIAS

- 3.4 Estrutura:
    - Medir o dimensional interno e externo das salas elétricas conforme projeto;
    - Verificar, fechaduras, portas, paredes, borrachas, vedações (sikaflex), leitos, passagem de cabos, eletro dutos, tubulação de incêndio (Se aplicável);
    - Verificar montagem mecânica e fixação dos painéis dentro das salas elétricas;
    - Verificar a necessidade de suporte para barramentos, canaletas, chicotes, extintores e ar condicionado.
- 3.5 Verificação das interligações elétricas:

- Verificar cabos, barramentos e fiação quanto à colocação apropriada nas infraestruturas;
- Verificar aspecto visual, elétrico e mecânico das ligações aparafusadas.

- 3.6 Medição da resistência de isolamento:
  - Verificar através de megôhmetro, a resistência de isolamento nos circuitos principal e auxiliar.
- 3.7 Ensaio Dielétrico BT e MT:
  - Ensaio de tensão aplicada somente nos circuitos de interligação do eletrocentro para detecção de descarga superficial ou falha no isolamento.
- 3.8 Operação mecânica:
  - Intertravamentos e elementos de atuação mecânica:
  - Verificar inserção/extração e operação dos disjuntores, contatores, gavetas de TP's e componentes avulsos (onde aplicável).
- 3.9 Funcionamento do sistema de Climatização:
  - Verificar os equipamentos que compõem o sistema bem como seu posicionamento no layout;
  - Realizar operação com carga;
  - Fazer ensaio do sistema de ar condicionado, verificar tensão de entrada do equipamento, sequência de fases, drenos e temperatura (se aplicável);
  - Fazer ensaio do sistema de exaustão, verificar tensão de entrada do equipamento e sequência de fases (se aplicável);
  - Verificar as interfaces / intertravamentos com demais sistemas e equipamentos.
- 3.10 Funcionamento do sistema de detecção alarme e combate (se aplicável) de incêndio:
  - Verificar o posicionamento dos equipamentos conforme projeto;
  - Verificar funcionalidade dos equipamentos que compõem o sistema, acionadores manuais, sirenes, audiovisuais, detectores de temperatura, detectores de fumaça e sinais, quando disponíveis (se aplicável);
  - Verificar as interfaces/intertravamentos com demais sistemas e equipamentos.
- 3.11 Ensaio funcional de software (Se aplicável)
  - Verificar o funcionamento dos dispositivos que operam via software e todas as entradas / saídas (i/o) dos controladores lógicos programáveis, inversores de frequência, relés etc.

3.2 ITEM: 4. INSPEÇÃO VISUAL (EMS / QDCA / PCS / BMS / NO-BREAK)

- 4.1 Painel EMS
  - Verificar CLP, cartões, etiquetas, memória;
  - Verificar cabos de rede de comunicação, conversores:
  - Verificar se o "0 V" da fonte está aterrado (24 Vcc CLP);
- 4.2 Painel QDCA / QDCC / PCS / BMS / NO-BREAK
  - Verificar os cabos da rede de comunicação;
  - Verificar se os cabos de sinal estão separados dos cabos de força;

3.3 ITEM: 5. CONFIGURAÇÃO DE HARDWARE

- 5.1 Painel EMS - Testes elétricos
- 5.1 QDCA / QDCC / PCS / BMS / NO-BREAK
  - Inspecionar os cabos de rede: resistores, conectores, circuito;

- Verificar se os cabos de sinal estão separados dos cabos de força;

- QDCA / PCS / BMS / NO-BREAK
  - Configurar ação que os equipamentos tomam no caso de falha de rede;

3.4 ITEM: 7. TESTES DAS FUNCIONALIDADES DO SISTEMA

- Testar a monitoração do controle de temperatura e umidade (quando aplicável) do eletrocentro;
- Testar o mapa de memória entre ESS e sistema externo (variáveis por amostragem);
- Testar comando para carregar as baterias (com potência reduzida);
- Testar comando para despachar as baterias (com potência reduzida);
- Testar modo CONECTADO / ILHADO;

3.5 ITEM: 8. FECHAMENTO

- 6.1 Fechamento mecânico e elétrico: Inspeção visual.

4 PLANEJAMENTO

4.1 DIA 1 - 08/09/2020 - MANHÃ

- Acompanhantes responsáveis:
- Hora do Início:
- Hora da finalização:
- Participantes da reunião:
- Comentários iniciais
  - -
- Comentários finais
  - -

4.2 DIA 1 - 08/09/2020 - TARDE

- Acompanhantes responsáveis:
- Hora do Início:
- Hora da finalização:
- Participantes da reunião:
- Comentários iniciais
  - -
- Comentários finais
  - -

4.3 DIA 2 - 09/09/2020 - MANHÃ

- Acompanhantes responsáveis:
- Hora do Início:
- Hora da finalização:
- Participantes da reunião:
- Comentários iniciais
  - -
- Comentários finais
  - -

4.4 DIA 2 - 09/09/2020 - TARDE

- Acompanhantes responsáveis:
- Hora do Início:
- Hora da finalização:
- Participantes da reunião:
- Comentários iniciais
    - -
- Comentários finais
    - -

APÊNDICE B - FOCO II – DIAGRAMA UNIFILAR BATERIA DE SEGUNDA VIDA

Legenda

Medidor de Energia Trifásico

Disjuntor trifásico

Inversores Sunny Island

Bateria

Dispositivo de Proteção Contra Surtos

Chave Seccionadora Saca fusível NH00

Contatora

Multicuster Box

Quadro CC

2P ??A

Sunny Island 8.0H

?? mm²

3ϕ ??A

GCB

Inv 01 (60kW)

Inv 02 (60kW)

Inv 03 (60kW)

APÊNDICE C - FOCO II – INFORMAÇÕES BATERIAS DE SEGUNDA VIDA

[Informações Baterias de Segunda Vida]

Março– 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL
DE SANTA CATARINA

FotovoltaicaUFSC

INFORMAÇÕES MÓDULOS NISSAN



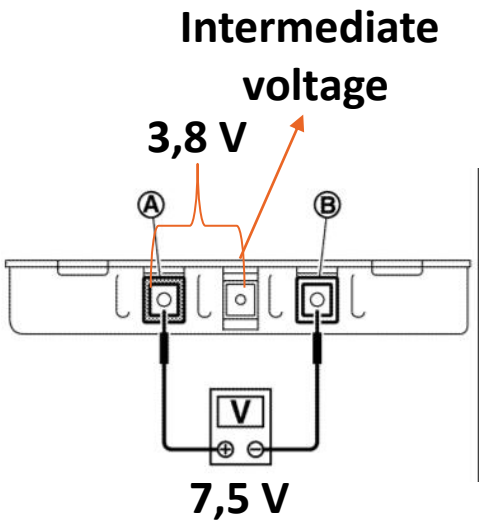


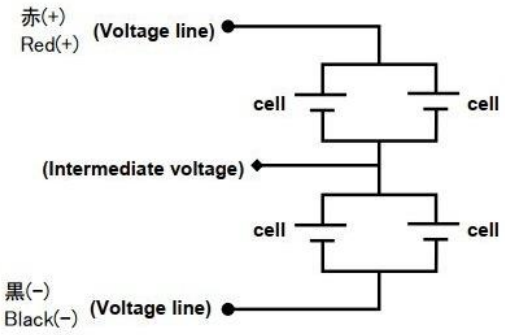


PACK
48 módulos = 24 kWh

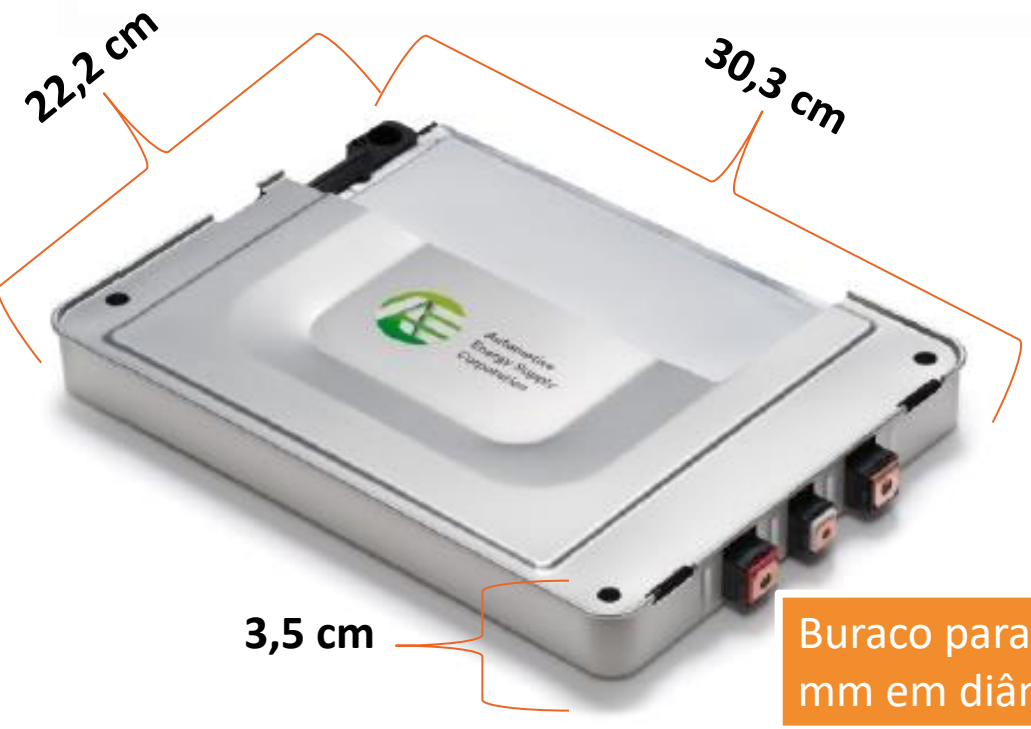
Módulo
4 células (2S2P) = 500 Wh
7,5 V nominal
Peso: 3,8 kg

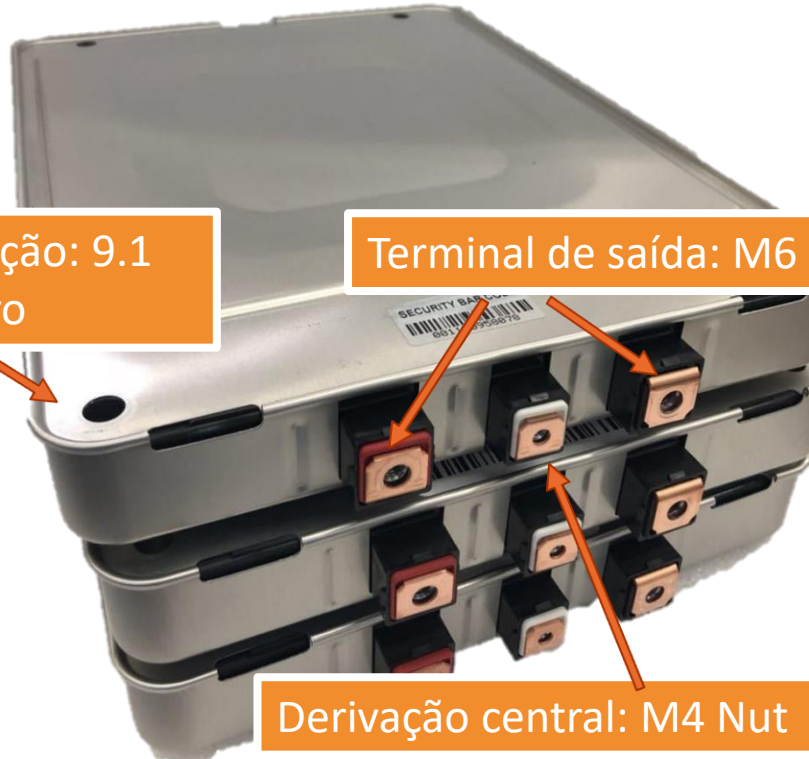
Célula
125 kWh = 3.8 V nominal
100% = 4,10 V
80% = 4,04 V
50% = 3,92 V





INFORMAÇÕES MÓDULOS NISSAN





SISTEMA DE SEGUNDA-VIDA



Cell BMS (um para cada célula - 2 por módulo/lata)

Sistema

- 2 strings de 105 módulos = 2 strings de 210 células em série
- 2 BMS independentes: 1 para cada string
- 1 módulo = 2 Séries + 2 Paralelo
- 1 String = 105 módulos em série (210 células em série)
- Capacidade original = 105 kWh
- Capacidade em segunda vida = cerca de 65 kWh



Controlador BMS (um para cada string)



Sensor de Corrente de 200 A (um para cada string)

ELITHION – LISTA DE COMPONENTES

	Proposta Elithion 1 BMS			Quantidade
Finalidade	**Item**		**Uma série**	**considerando 2x**
Cell boards + extras	1PR3064ME	Cell board, prismatic, M6, 064 mm spacing, mid-bank	216	432
	1PR3064NE	Cell board, prismatic, M6, 064 mm spacing, negative end	18	36
	1PR3064PE	Cell board, prismatic, M6, 064 mm spacing, positive end	18	36
Controlador central	2CN0000HF	Lithiumate Pro BMS w/HV front end, no sensors	1	2
Sensor de corrente	2CS0100KA	Current sensor, cable mount, 200 A	1	2
Cabos, conectores, terminais	EAC0232RU	RS232 to USB adapter, FTDI chip	1	2
	EKP6402US	2 x C-Grid SL, Female housing	38	76
	EKP6403SG	C-Grid SL socket, 22-24 AWG crimp gold	221	442
	EKP6404US	4 x C-Grid SL, Female housing	2	4
	EKP6405US	5 x C-Grid SL, Female housing	20	40
	EKP8207ST	0.156" VHR socket, 18-22 AWG crimp tin	7	14
	EKP8207UL	7 x 0.156" VHR, Female housing	1	2
	EKP9405ST	Mini Fit JR socket, 18-24 AWG crimp, CU, tin plate	20	40
	EKP9416US	16 x Mini Fit JR, Cable mount housing	1	2
	EWC2404CF	4 x 24 AWG, Shielded	90	180

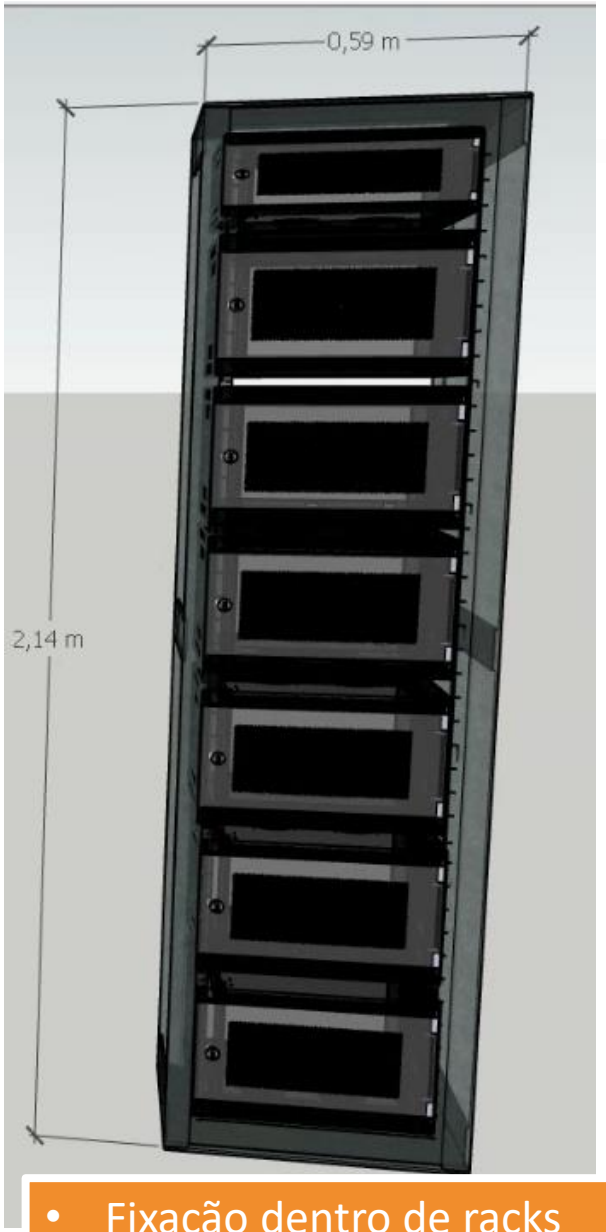
SUGESTÕES DE LAYOUT

- Conexão entre módulos com cabos ou barramentos e parafusos





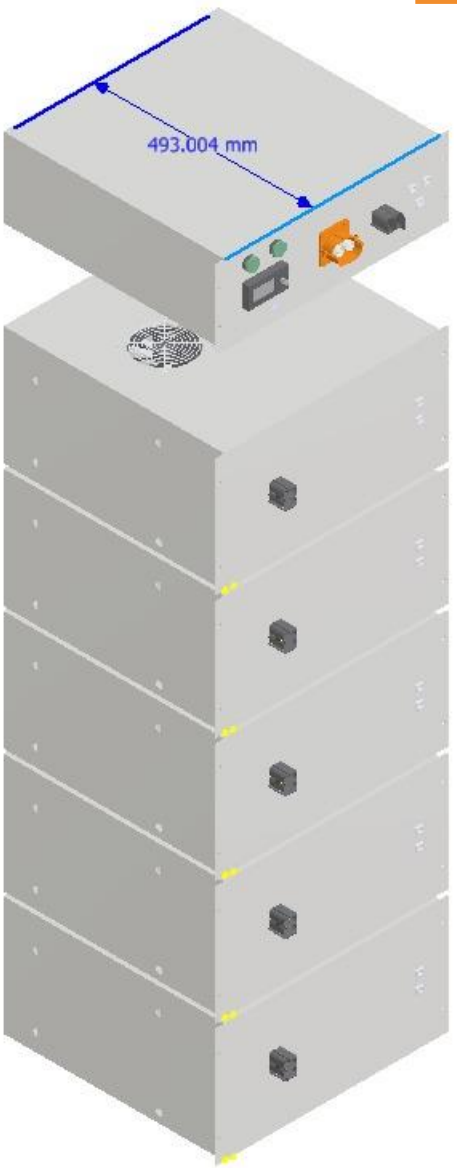
- Uso de fusos com espaçadores para fixação

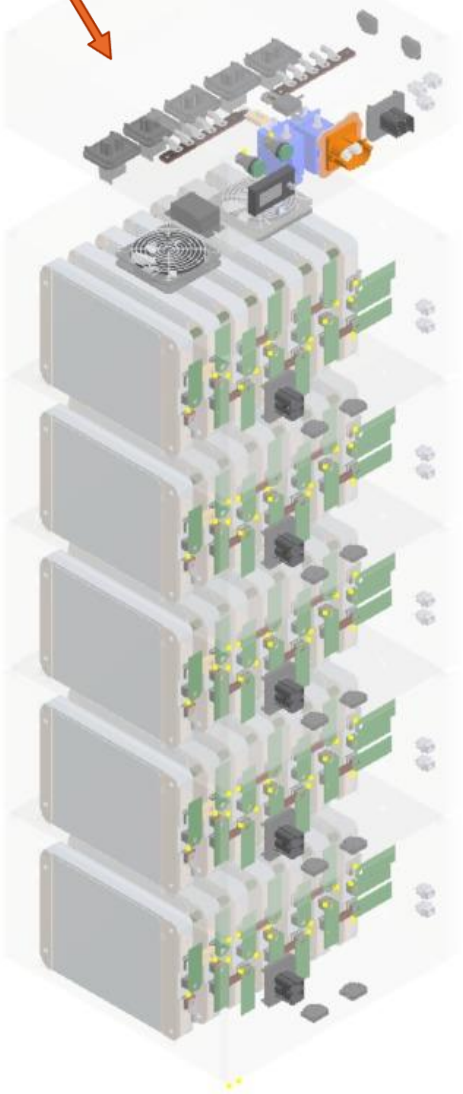


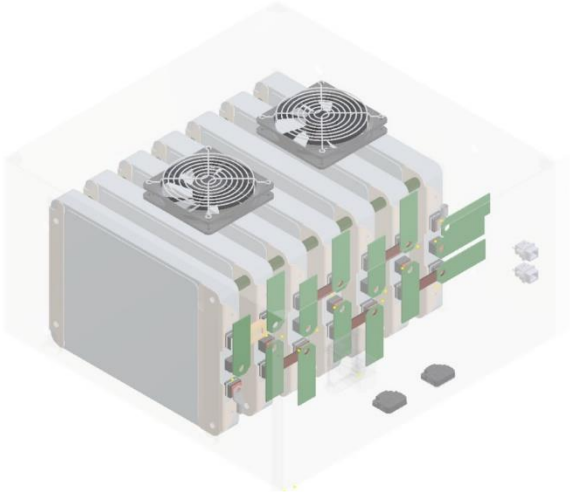
- Fixação dentro de racks

SUGESTÕES DE LAYOUT

Gaveta de junção para BMS







- Conexão entre módulos com cabos ou barramentos e parafusos



- Separação e coolers para facilitar ventilação