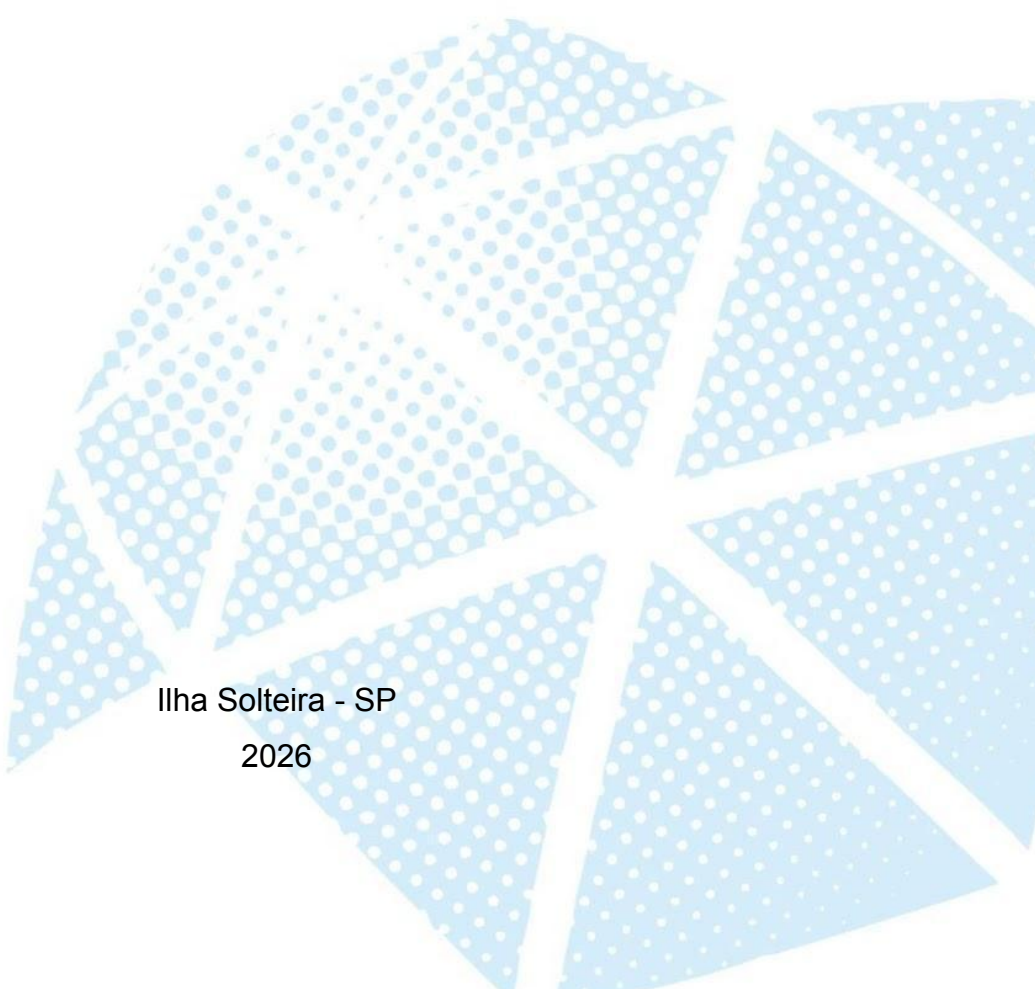


**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

Felipe Antonio Videira São João

**Dimensionamento de sistema de backup de energia utilizando banco de
baterias integrado a geração fotovoltaica para manutenção de serviços
auxiliares em subestações**

Ilha Solteira - SP
2026



PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE ANTONIO VIDEIRA SÃO JOÃO

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA DE BACKUP DE ENERGIA UTILIZANDO
BANCO DE BATERIAS INTEGRADO A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA A
MANUTENÇÃO DE SERVIÇOS AUXILIARES EM SUBESTAÇÕES**

Trabalho de Graduação, Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira
Para obtenção do título de Grau
acadêmico de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos
de Potência

Orientador: Prof. Dr. John Fredy Franco
Baquero

Ilha Solteira - SP

2026

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos seis dias do mês de julho do ano de dois mil e vinte e seis, o discente **Felipe Antonio Videira São João**, matriculado sob o nº171050941, tendo como banca examinadora o seu orientador, o *Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero*, o *Doutorando Norberto Abrante Martinez* e o *Doutorando Matheus Holzbach*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado: **"Dimensionamento de sistema de backup de energia utilizando banco de baterias integrado a geração fotovoltaica para manutenção de serviços auxiliares em subestações"**, obtendo a nota 9,0 (nove vírgula zero) e conceito Aprovado.

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero
- Orientador-

Felipe Antonio Videira São João
- Discente -

Doutorando Norberto Abrante Martinez
- Membro da Banca -

Doutorando Matheus Holzbach
- Membro da Banca -

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

Subestações de energia são de extrema importância para o sistema de transmissão e distribuição de energia. Para garantir seu funcionamento, é essencial a presença de serviços auxiliares, que englobam sistemas e equipamentos responsáveis por suportar o funcionamento da operação primária da subestação, garantido a continuidade operacional desta, mesmo em condições adversas como falha na rede principal. Atualmente os sistemas de backup são baseados em geradores à diesel, que demandam manutenção constante, tem baixo índice de confiabilidade, além de gerar gases de efeito estufa. Este trabalho desenvolve uma solução para situações de falha de rede onde um banco de baterias, que podem ser abastecidas através de geração fotovoltaica, entra em operação fornecendo energia até que a rede seja restaurada ou que um gerador de emergência seja acionado, criando mais um mecanismo de redundância essencial para a manutenção da estabilidade e segurança da subestação.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

Power substations are extremely important for the energy transmission and distribution system. To guarantee their operation, the presence of auxiliary services is essential, encompassing systems and equipment responsible for supporting primary operation of the substation, ensuring its operational continuity even in adverse conditions such as main grid failure. Currently, backup systems are based on diesel generators, which require constant maintenance, have a low reliability index, and generate greenhouse gases. This work develops a solution for grid failure situations where a battery bank, which can be supplied through photovoltaic generation, comes into operation supplying energy until the grid is restored or an emergency generator is activated, creating another essential redundancy mechanism for maintaining the stability and safety of the substation.

Dedico este trabalho aos que estiveram comigo durante esta graduação...

AGRADECIMENTOS

Me sinto grato por não poder ser breve neste tópico.

Aos meus pais, Roberto e Adriana pelo apoio incondicional em todas as minhas “loucuras” e na realização deste sonho.

À minha irmã Maria Vitória, que com seu jeitinho mesmo que sem saber como ajudar me tirava um sorriso e forças para seguir em frente.

À família que me adotou em Ilha solteira, meus sogros (João e Germina) e Stefany por todo apoio e acolhimento durante os anos de graduação.

Aos meus avós (Luiz e Terezinha) e meus padrinhos (Pedrão, Lima, Zezé, Lena e Jorge) que sempre rezaram e torceram por mim.

À família de amigos: Pedro Cardozo, Maria Júlia do Amaral, Rafael Eller, Daniel Oliveira, Grazielle Dorta, Guilherme Lameirão, Larissa Busto, Felipe Forti, Murilo Keni, João Victor de Barros, Vinicius Alvares, Leonardo Pivoto, Guilherme Júnior, João Heitor, Vinicius De Paula, Hélio Bertoleto, Samuel Henrique Silva, Bruno e Hanna; por todos os momentos memoráveis que compartilhamos.

À Maria Ângela e Luísa Maltempi pelo profissionalismo e carinho com o qual me trataram, sem esse apoio não sei se chegaria até aqui.

À Fátima e Ediléu Cardoso, pelo incentivo incondicional que me deu forças quando duvidei da minha capacidade.

Aos funcionários, técnicos e professores da FEIS, em especial ao Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero, pela dedicação. A Universidade pública e de qualidade é um bem precioso que sobrevive e é perpetuada por vocês.

Por fim, e não menos importante, à minha noiva Letícia Bispo. Ter te conhecido com certeza foi uma das melhores coisas que a FEIS-Unesp me proporcionou. Obrigado por estar sempre ao meu lado (muitas vezes com a Canelinha), me faltam palavras para explicar o privilégio que é ter você na minha vida!

"É preciso ter o caos dentro de si para dar à luz
uma estrela cadente."

— **Friedrich Nietzsche**

RESUMO

As subestações de energia são essenciais para o transporte e a distribuição segura de eletricidade, mas dependem crucialmente de serviços auxiliares para operar seus sistemas críticos de proteção, automação e comunicação. Atualmente, os mecanismos de redundância secundária para esses serviços dependem predominantemente de grupos motores geradores movidos a diesel. No entanto, esses sistemas convencionais apresentam limitações técnicas, altos custos de manutenção, riscos de falha na partida e impactos socioambientais negativos, como emissões de gases de efeito estufa. Este trabalho desenvolve e valida um método de dimensionamento para uma solução de backup mais confiável, sustentável e eficiente: uma microrrede local desassistida baseada em um banco de baterias (BESS) integrado à geração fotovoltaica distribuída. A proposta visa eliminar a lacuna operativa existente no modelo a diesel, fornecendo energia instantânea e contínua até que a rede principal seja restaurada ou um gerador de emergência seja acionado. O estudo de caso realizado na Subestação Ilha Solteira (138 kV) demonstra que a arquitetura híbrida híbrida fotovoltaica-BESS não apenas aumenta a resiliência e a estabilidade da subestação, mas também se mostra financeiramente vantajosa a longo prazo devido à redução de despesas operacionais e do custo nivelado de energia (LCOE).

Palavras-chave: bancos de baterias; custo nivelado de energia (LCOE); geração fotovoltaica; microrredes; serviços auxiliares; sistemas de armazenamento de energia; subestações.

ABSTRACT

Power substations are crucial for energy transmission and distribution, yet they intrinsically depend on auxiliary services for their critical protection, automation, and communication systems. Current redundancy mechanisms often rely on diesel-powered generator groups, which face technical limitations, high maintenance costs, startup failure risks, and negative environmental impacts like greenhouse gas emissions. This work develops and validates a sizing methodology for a more reliable, sustainable, and efficient backup solution: an unassisted local microgrid based on a Battery Energy Storage System (BESS) integrated with distributed photovoltaic generation. The proposal aims to eliminate the operative gap existing in the diesel model, providing instant and continuous power until the main grid is restored or an emergency generator is activated. A case study conducted at the Ilha Solteira Substation (138 kV) demonstrates that the hybrid photovoltaic-BESS architecture not only enhances substation resilience and stability but also proves financially advantageous in the long term by reducing operational expenditures and the Levelized Cost of Energy (LCOE).

Keywords: auxiliary services; battery banks; energy storage systems; Levelized Cost of Energy (LCOE); microgrids; photovoltaic generation; substations.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de blocos funcional da microrrede de serviços auxiliares.....	20
Figura 2 – Diagrama de fluxo de perdas energéticas (Sankey) e análise de rendimento global de um GMG.....	26
Figura 3 – Curva de vida cíclica comparativa de sistemas de armazenamento: número de ciclos úteis versus profundidade de descarga (DoD).....	27
Figura 4 – Cronograma gráfico do tempo de comutação e mapeamento da janela de desenergização CA nos serviços auxiliares.....	29
Figura 5- Método usado para estudo de caso.....	31
Figura 6 - Localização da Subestação	33
Figura 7 – Foto de satélite.....	33
Figura 8 – Medição aproximada de sala de controle.....	39
Figura 9– Dados da plataforma SunData para a localização da Subestação.....	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz comparativa de desempenho técnico e passivos operacionais: GMG vs BESS	24
Tabela 2 – Características de carga.....	41
Tabela 3 – Parâmetros técnicos e comerciais de módulos fotovoltaicos em distribuidores do Estado de SP	43
Tabela 4 – Orçamento analítico e composição de custos para implementação do sistema (37,7 kWp)	46
Tabela 5 – Especificações técnicas do projeto BESS.....	49
Tabela 6 – Orçamento analítico e composição de custos para implementação do BESS (15,71 kWh)	50
Tabela 7 – Síntese dos parâmetros econômicos e resultado do LCOE.....	53

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação dos serviços auxiliares quanto à essencialidade operativa	17
Quadro 2 - Características dinâmicas dos regimes de cargas auxiliares.....	18

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

BESS – Battery Energy Storage System (Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias)

BMS – Battery Management System (Sistema de Gerenciamento de Baterias)

BOS – Balance of System (Componentes Auxiliares do Sistema)

BPT – Barra Principal e Transferência

CA – Corrente Alternada

CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CAPEX – Capital Expenditure (Investimentos em Capital / Custos de Aquisição)

CC – Corrente Contínua

CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

CO – Centro de Operação

CT – Conexão de Transformador

DoD – Depth of Discharge (Profundidade de Descarga)

EL – Entrada de Linha

EMS – Energy Management System (Sistema de Gerenciamento de Energia)

FC – Fator de Carga

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

FEIS – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GMG – Grupo Motor Gerador

GOOSE – Generic Object Oriented Substation Events

HSR – High-availability Seamless Redundancy

HSP – Horas de Sol Pico

IEC – International Electrotechnical Commission

IED – Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente)

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

LCOE – Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia)

Li-ion – Íon-Lítio

MMS – Manufacturing Message Specification

MPPT – Maximum Power Point Tracking (Rastreador do Ponto de Máxima Potência)

Na-ion – Íon-Sódio

NBR – Norma Brasileira

NMC – Níquel Manganês Cobalto

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX – Operational Expenditure (Despesas Operacionais)

OPGW – Optical Ground Wire (Cabo de Guarda Óptico)

PCS – Power Conversion System (Sistema de Conversão de Potência)

PFD – Probability of Failure on Demand (Probabilidade de Falha sob Demanda)

PR – Performance Ratio (Fator de Desempenho Global)

PRP – Parallel Redundancy Protocol

QTA – Quadro de Transferência Automática

RED – Recursos Energéticos Distribuídos

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados)

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

SoC – State of Charge (Estado de Carga)

SoH – State of Health (Estado de Saúde)

TSA – Transformador de Serviços Auxiliares

UNESP – Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"

UPS – Uninterruptible Power Supply (Sistema de Alimentação Ininterrupta)

UTR / RTU – Unidade Terminal Remota / Remote Terminal Unit

VRLA – Valve-Regulated Lead-Acid (Chumbo-Ácido Regulada por Válvula)

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{Ah} – Capacidade nominal do banco de baterias em Ampere-hora

C_{BESS} – Capacidade nominal de armazenamento de energia do banco de baterias em Watt-hora

DoD – Profundidade de descarga limite do banco de baterias (*Depth of Discharge*)

E_h – Consumo de energia horária individual de cada carga secundária

$E_{crítica}$ – Demanda horária líquida de energia associada às cargas críticas de proteção

$E_{diária}$ – Consumo de energia diária total sob regime de contingência ativa

F_g – Fator de carga global integrado do sistema auxiliar

f_t – Fator de proporção ou peso individual de cada classe de carga no pátio

g – Fator de carga ou de utilização empírico individual do equipamento

H_{sun} – Índice de irradiação solar média local (Horas de Sol Pico)

I_N – Corrente elétrica nominal de operação de um circuito ou motor

P_{nom} – Potência ativa nominal de placa de um dispositivo elétrico

P_{eq} – Potência ativa constante equivalente de contingência da subestação

P_{FV} – Potência de pico total do arranjo de painéis fotovoltaicos

PR – Fator de desempenho global do sistema fotovoltaico (*Performance Ratio*)

r – Taxa de desconto anual aplicada para o cálculo do valor presente líquido

Δt – Fração de hora ou intervalo de tempo efetivo de ativação de uma carga

η_{conv} – Eficiência energética global do estágio de conversão eletrônica de potência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Importância das Subestações no Sistema Interligado Nacional.....	17
1.2 Conceitos de Microrredes em Serviços Auxiliares.....	19
1.3 Motivação e Justificativa do Trabalho.....	21
2 Cenário atual, Normas e Critérios.....	22
2.1 Impactos Socioambientais e Relevância das Emissões.....	25
2.2 Análise do Ciclo de Vida do Diesel e do Armazenamento.....	26
2.3 Limitações Técnicas e a Lacuna Operativa do Grupo Motor Gerador.....	28
2.4- Critérios Para Dimensionamento de Banco de Baterias Em Subestação Real.....	30
3 Caso de Estudo.....	32
3.1 Caracterização do Estudo de caso: Subestação Ilha Solteira.....	32
3.2 Modelagem Analítica e Dimensionamento do Perfil de Carga.....	35
3.3 Sistema Fotovoltaico.....	42
3.4 Banco de Baterias.....	47
3.5- LCOE- Levelized cost of energy.....	51
4 CONCLUSÃO.....	54

1 INTRODUÇÃO

As subestações de energia elétrica desempenham um papel fundamental no sistema de transmissão e distribuição de energia, atuando como pontos de conexão entre as redes de alta tensão e os consumidores finais. Para garantir o funcionamento eficiente, seguro e confiável dessas instalações, é essencial a presença de serviços auxiliares, que são projetados para assegurar a continuidade operacional da subestação, mesmo em condições adversas, como falhas na rede principal ou eventos externos.

Para o funcionamento ininterrupto de uma subestação, estabelece-se uma microrrede local, a qual pode utilizar um gerador a diesel ou mesmo um banco de baterias para alimentar pelo menos os sistemas auxiliares de subestações elétricas, garantindo a continuidade operacional e a segurança dos equipamentos em caso de falhas no fornecimento de energia principal (Holzbach, 2025).

Em situações de falha na rede, o sistema de backup de energia é acionado, sendo mais comum o sistema de geradores a diesel, que, mesmo tendo um custo de manutenção elevado, demanda revisões constantes e ainda existe a possibilidade de falha na partida. Visto este fato, passou-se a estudar o uso de bancos de baterias para entrar em operação, fornecendo energia contínua até que a rede seja restaurada ou que um gerador de emergência possa ser acionado. Essa redundância é essencial para manter a funcionalidade dos sistemas de proteção e controle, que são vitais para a estabilidade e segurança da subestação (Institute Of Electrical and Electronic Engineers 2020).

O uso de bancos de baterias é uma solução viável, mas que demanda estudos para sua implementação, visto que hoje existe uma gama de materiais e construções para aumentar a eficiência do sistema de acordo com as necessidades do projeto (Holzbach, 2025).

A associação de geração fotovoltaica e bancos de baterias tem sido implementada em muitos projetos, já que contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se às metas globais de transição energética e sustentabilidade. Estudos indicam que a combinação de energia solar com armazenamento pode reduzir significativamente o custo nivelado de energia (LCOE - Levelized Cost of Energy) em comparação com sistemas que dependem

exclusivamente de fontes convencionais (International Renewable Energy Agency 2021).

1.1 IMPORTÂNCIA DAS SUBESTAÇÕES NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

As subestações de energia elétrica são componentes estratégicos do Sistema Interligado Nacional (SIN), atuando na interface de convergência responsável pelo ajuste dos níveis de tensão e potência para viabilizar a transmissão segura e a distribuição de fluxo de energia. A manutenção da flexibilidade operativa, do controle de contingências e da confiabilidade sistêmica da planta durante falhas ou intervenções programadas depende, fundamentalmente, da infraestrutura de serviços auxiliares.

Esses serviços são projetados para assegurar o funcionamento dos sistemas e equipamentos de monitoramento, proteção e manobra que suportam a operação primária da planta. Conforme os critérios estabelecidos pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as cargas associadas aos serviços auxiliares são classificadas quanto à sua relevância operacional em essenciais e não essenciais, conforme estruturado no Quadro 1.

Quadro 1 - Classificação dos serviços auxiliares quanto à essencialidade operativa

Cargas Essenciais	Cargas Não Essenciais
Sistemas de proteção (Relés Digitais)	Iluminação interna e aquecimento de painéis de pátio
Sistemas de automação e SCADA	Tomadas de uso geral em edificações e pátios
Equipamentos de telecomunicação e controle	Sistema de ventilação forçada de transformadores de força
Alimentação de comando de disjuntores e seccionadoras	Ar-condicionado de áreas administrativas
Iluminação de emergência e exaustão da sala de bateria	Sistemas de abastecimento de água serviços gerais

Fonte: Baseado em ONS Submódulo 2.6 (2023) e CHESF IT-DEEC-009/2010.

Além da classificação por criticidade, o dimensionamento de uma microrrede local e de seu banco de baterias se dá pela análise do perfil dinâmico de demanda dessas cargas. Dependendo do período em que são acionadas e da severidade do surto de corrente demandada, estas classificam-se em regimes permanente, temporário e instantâneo. Esses conceitos estão explicados no Quadro 2, que também traz exemplos de sua aplicação em subestações.

Quadro 2 - Características dinâmicas dos regimes de cargas auxiliares

Regime de carga	Definição Técnica	Perfil Elétrica	Exemplo na Instalação
Permanente	Cargas que demandam alimentação ininterrupta e contínua durante todo o período operacional.	Corrente constante, baixo surto e alto consumo acumulado (Ah).	Unidades de Alimentação Ininterrupta (UPS), IEDs de proteção, CFTV e switches de dados.
Temporária (Tempo Limitado)	Sistemas de potência elevada cuja operação ocorre em intervalos cíclicos ou durações intermediárias definidas.	Corrente elevada com duração na ordem de segundos a minutos.	Motores para o carregamento mecânico das molas dos disjuntores de potência.
Instantânea (Momentânea)	Cargas ativadas casualmente que solicitam pulsos energéticos severos sob curtíssimos intervalos de tempo.	Altíssimo pico de corrente com duração restrita a milissegundos ou poucos segundos.	Bobinas de abertura e fechamento (<i>trip/close</i>) acionadas durante manobras de proteção.

Fonte: Baseado em NBR 15254 e IT-DETA-010/2017.

O mapeamento rigoroso dessa matriz dinâmica de cargas mitiga riscos de subdimensionamento no sistema de contingência. Um cenário onde há uma falha ao suprir um pico de carga instantânea de uma bobina de abertura (*trip*), por exemplo, pode resultar na perda de seletividade da proteção de retaguarda, estendendo um

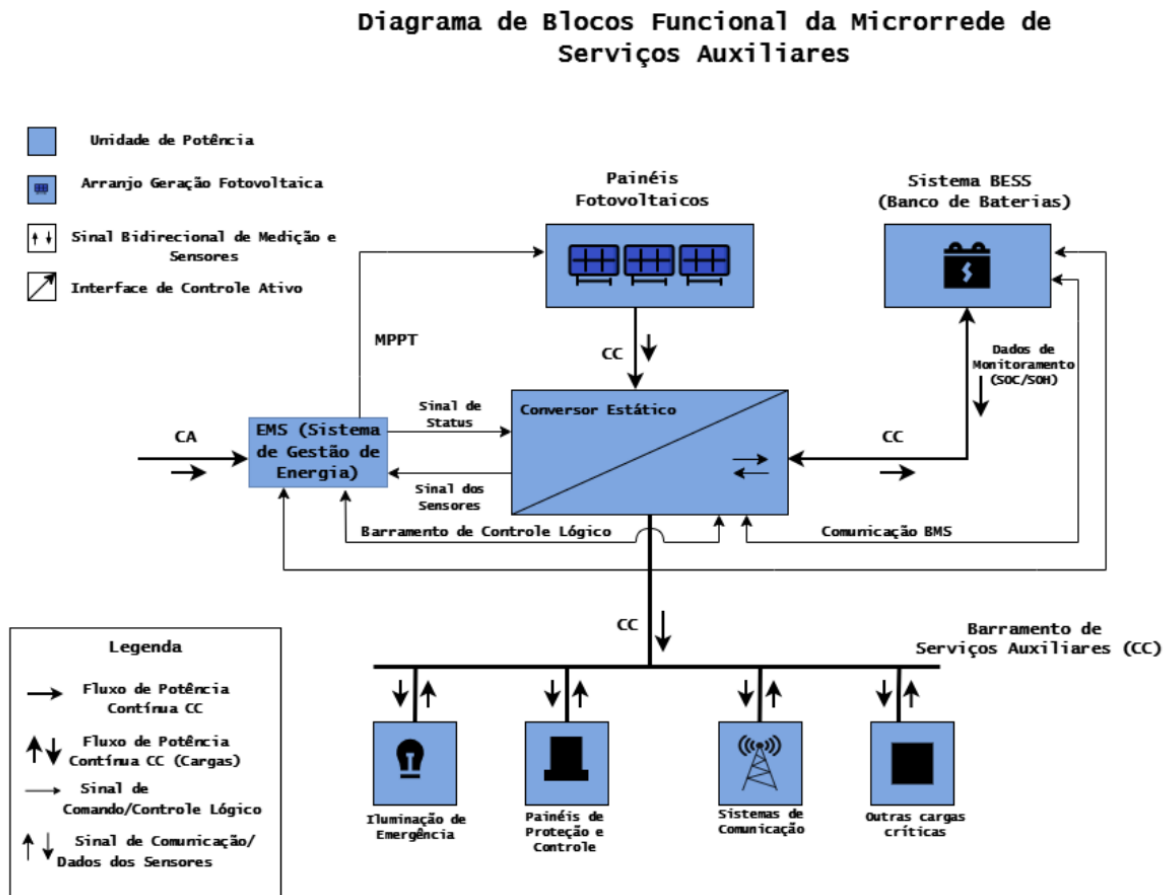
curto-circuito local para danos catastróficos nos transformadores de potência e blecautes sistêmicos no SIN.

1.2 CONCEITOS DE MICRORREDES EM SERVIÇOS AUXILIARES

A implementação de microrredes locais na infraestrutura de serviços auxiliares de subestações surge como uma substituição do modelo de backup passivo, fundamentando-se na integração e controle de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Esta arquitetura consiste na associação entre fontes de Geração Distribuída (GD), em maioria fotovoltaicas, e sistemas de armazenamento de energia em baterias de alta densidade energética (Battery Energy Storage Systems - BESS), como as de íon-lítio. A coordenação operativa é função de um Sistema de Gerenciamento de Energia (Energy Management System - EMS), responsável por monitorar as variáveis elétricas em tempo real e executar o gerenciamento otimizado das fontes, assegurando o suprimento contínuo das cargas críticas, como relés de proteção e sistemas de controle (Holzbach, 2025).

A Figura 1 ilustra o diagrama de blocos funcional e o fluxo energético dessa arquitetura integrada.

Figura 1 - Diagrama de Blocos Funcional



Fonte: Fonte: Autor (2026), adaptado de Holzbach (2025) e Tabares et al.(2020).

Diferente dos arranjos convencionais, cuja autonomia é limitada pela capacidade nominal estática dos bancos de baterias CC, ou ao estoque local de combustível fóssil dos geradores, as microrredes conferem à subestação resiliência. A capacidade de operação em modo de ilhamento permite que os serviços essenciais permaneçam ativos por períodos prolongados, potencialmente indefinidos, mitigando a dependência de redes externas mediante a gestão do balanço entre geração local e carga. Além disso, tais sistemas possibilitam o restabelecimento autônomo da subestação após eventos de colapso total da rede elétrica (blackout).

1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A motivação para o desenvolvimento deste trabalho baseia-se na necessidade de evolução tecnológica dos sistemas de redundância energética junto à consolidação do conceito de Subestações 4.0. Atualmente, o avanço na digitalização das redes inteligentes elétricas mostra um paradoxo operativo: enquanto os sistemas primários de proteção, automação e telessinalização já funcionam com algoritmos ultra rápidos e fluxos digitais microprocessados, a infraestrutura de backup secundário em Corrente Alternada (CA) ainda é dependente de Grupos Motores Geradores (GMG) movidos a combustão interna.

Essa dependência de matrizes convencionais cria uma janela de vulnerabilidade durante a partida e o sincronismo do motor síncrono, conhecida como lacuna operativa, além de trazer diversos impactos socioambientais negativos e custos de manutenção elevados. Do ponto de vista da engenharia, a substituição desses arranjos reativos por microrredes locais dinâmicas, que combinam geração fotovoltaica distribuída com Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS), é um fator decisivo para eliminar pontos de falha e garantir a integridade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Justifica-se assim, na esfera acadêmica e aplicação prática, a urgência de propor e validar um método de dimensionamento técnico-econômico para essas microrredes de serviços auxiliares. Migrar de uma confiabilidade mecânica para uma confiabilidade ativa e preditiva, sob o controle do EMS, significa eliminar os riscos associados ao armazenamento local de combustíveis inflamáveis atendendo às exigências regulatórias das normas NR-10 e NR-20 (ABNT, 2026), mas também converge diretamente com as metas globais de descarbonização e transição energética do setor elétrico contemporâneo.

2 CENÁRIO ATUAL, NORMAS E CRITÉRIOS

A infraestrutura de backup e redundância das subestações brasileiras passa por um período de transição, impulsionada pela digitalização e consolidação do conceito de Subestações 4.0, associadas à crescente inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica nacional. Atualmente, o foco desse movimento está na garantia da interoperabilidade e da resiliência cibernética (Operador Nacional do Sistema, 2023). Embora os GMG acionados a óleo diesel ainda sejam amplamente difundidos para assegurar a continuidade dos serviços auxiliares em Corrente Alternada (CA), a aplicação dessa tecnologia em ambientes de alta tensão apresenta restrições operacionais severas diante dos requisitos de tempo de resposta e confiabilidade.

A principal restrição desse modelo tradicional é a lacuna operativa gerada pela inércia da partida mecânica e pelo tempo de sincronismo e estabilização de frequência do motor síncrono. Este intervalo varia entre 10 e 30 segundos. Durante essa janela transitória, os sistemas críticos de proteção, supervisão e controle dependem exclusivamente da energia armazenada nos bancos de baterias de Corrente Contínua (CC), alimentado por baterias estacionárias. Caso esses bancos apresentem degradação latente ou estejam subdimensionados, a perda completa das funções de seletividade e funcionalidade da proteção ocorrerá antes que o gerador assuma os barramentos de carga (Operador Nacional do Sistema, 2023).

Do ponto de vista da confiabilidade, os sistemas baseados em combustão interna possuem uma Probabilidade de Falha sob Demanda (PFD) relativamente superior à dos sistemas de armazenamento em estado sólido. Os geradores a diesel estão sujeitos a diversos modos de falha, tais como travamento de válvulas, obstrução de filtros por sedimentação de borra, perda de carga nas baterias de partida e degradação físico-química do combustível armazenado que, em geral, se manifestam silenciosamente e se revelam só no momento do acionamento emergencial ou durante testes periódicos sob carga.

Além disso, a dependência de cadeias logísticas rodoviárias para o reabastecimento insere vulnerabilidades adicionais à planta em cenários de eventos climáticos extremos, distanciando o modelo convencional dos critérios de contingência e redundância estabelecidos pelos Submódulos 2.3 e 2.6 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Do ponto de vista socioambiental, o modelo convencional gera impactos negativos consideráveis. O simples fato de armazenar grandes volumes de óleo diesel (hidrocarbonetos) impõe restrições rigorosas, como a construção de bacias de contenção para prevenção de riscos de incêndio e contaminação do solo, o que eleva os custos de conformidade com as normas NR-10 e NR-20. Além disso, a queima de combustíveis fósseis, obrigatória inclusive durante as rotinas programadas de testes sob carga, produz emissões contínuas de Gases de Efeito Estufa (GEE), entre eles o dióxido de carbono (CO_2), óxidos de nitrogênio (NO_x) e material particulado. Deve-se ressaltar que o rendimento térmico desses geradores é inferior a 50% devido às perdas inerentes do processo que são transformadas em calor, atrito, vibração e ruído. Durante a partida, a corrente demandada pelo motor pode atingir até 8 vezes o valor de sua corrente nominal, causando flutuações severas de carga e quedas de tensão no sistema elétrico auxiliar.

Para reunir os principais gargalos do modelo convencional e compará-los com as soluções baseadas em eletrônica de potência e controle digital, a Tabela 1 consolida os parâmetros de desempenho operacional e seus respectivos reflexos nos sistemas de serviços auxiliares.

Tabela 1 - Matriz comparativa de desempenho técnico e passivos operacionais: GMG vs BESS

Parâmetro de Avaliação	Grupo Motor Gerador (GMG a Diesel)	Sistema de Armazenamento (BESS + FV)	Impacto no Sistema Auxiliar
Tempo de Resposta	10 a 30 segundos (lacuna mecânica).	milissegundos (seamless / instantâneo).	Determina o estresse e o dimensionamento do barramento CC de proteção.
Taxa de Confiabilidade (PFD)	Baixa; propensa a falhas ocultas de partida mecânica.	Alta; monitoramento preditivo contínuo de células via Battery Management System.	Define o índice de disponibilidade real do backup em emergências.
Pegada de Carbono Operacional	Emissão contínua de GEE e fuligem (testes e operação).	Zero emissões locais de GEE durante a operação de backup.	Alinhamento com metas de descarbonização e transição energética.
Risco de Inflamáveis (NR-20)	Alto; exige bacias de contenção e licenças para combustíveis.	Controlado; mitigação de thermal runaway via gerenciamento térmico.	Complexidade regulatória, custo de implantação e segurança ocupacional.
Autonomia Logística	Limitada ao estoque local; dependente de transporte rodoviário	Virtualmente indefinida; capacidade de regeneração <i>in situ</i> via energia solar.	Resiliência da subestação durante eventos climáticos extremos de longa duração.

Fonte: Produção do próprio autor, baseado em ONS (2023), IRENA (2021) e NBR 15254 (2011).

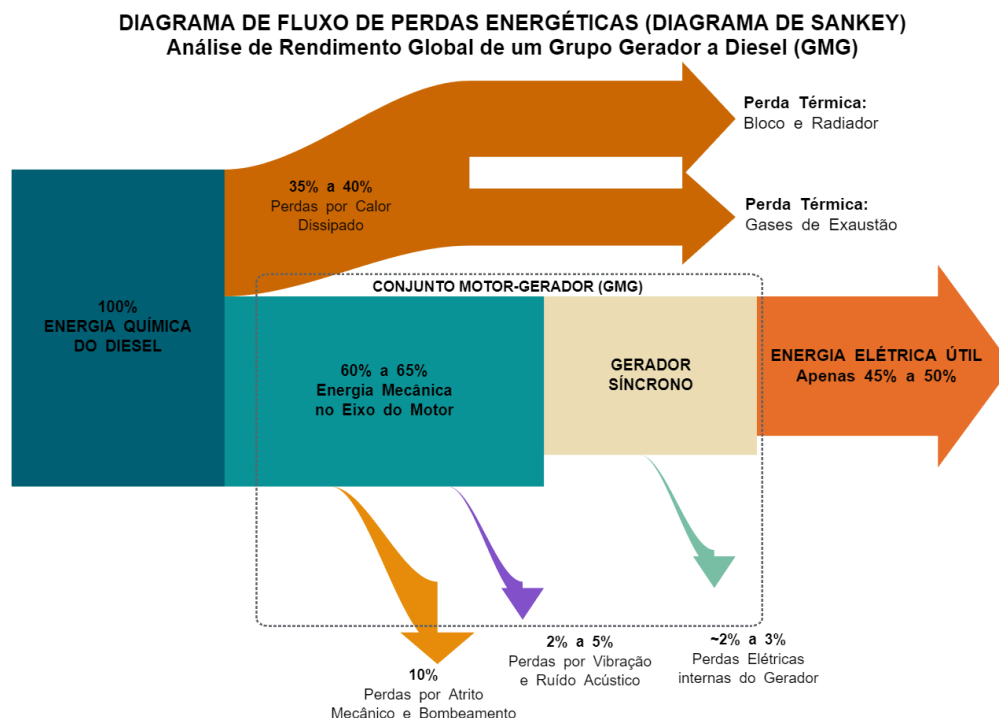
Por outro lado, a transição para BESS em baterias combinados com geração fotovoltaica elimina a lacuna operativa discutida na Tabela 1. Os inversores bidirecionais microprocessados do BESS realizam a transferência de carga de forma ininterrupta, na escala de milissegundos, por meio da eletrônica de potência, protegendo a integridade dos relés ((Institute Of Electrical and Electronic Engineers 2020). Dados da Agência Internacional de Energia Renovável (International

Renewable Energy Agency 2021) mostram que a redução contínua nos custos de fabricação dessas tecnologias tem permitido reduzir o Custo Nivelado de Energia (LCOE) dos arranjos de baterias. Embora a implantação inicial do arranjo Solar mais BESS exige um investimento inicial (CAPEX) superior ao de um gerador convencional, a solução se mostra financeiramente vantajosa a longo prazo devido a redução significativa das despesas operacionais (OPEX) e à eliminação dos riscos associados a combustíveis inflamáveis. Com isso, as subestações passam a atuar como células autossuficientes, sustentáveis e resilientes perante as perturbações sistêmicas do SIN.

2.1 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E RELEVÂNCIA DAS EMISSÕES

Analisar os impactos socioambientais revela o quanto o uso de motores a combustão interna prejudica o ambiente de operação. Do ponto de vista termodinâmico, a eficiência global fica abaixo de 50%, com a energia restante sendo convertida em vibrações estruturais e ruído excessivo. Além disso, a queima incompleta do diesel, comum em testes periódicos, libera fuligem e gases tóxicos, o que compromete a qualidade do ar no entorno da instalação. A segregação quantitativa dessas perdas físico-químicas e o balanço do fluxo de conversão energética global do sistema a combustão são mapeadas detalhadamente na Figura 2.

Figura 2 - Diagrama de Fluxo de Perdas Energéticas



Fonte: Autor (2026), adaptado de ABNT NBR 6023 (2018).

No aspecto elétrico, a corrente de partida, que pode chegar a cerca de 8 vezes a corrente nominal ($8 \times I_N$) prejudica a qualidade da energia na planta. Esse pico gera quedas de tensão que sobrecarregam o isolamento de equipamentos sensíveis e causam flutuações nas cargas conectadas ao circuito auxiliar. Já sob o ângulo da segurança, armazenar grandes volumes de diesel exige cuidados severos. Além do risco de incêndio, o manuseio desse combustível traz riscos químicos e de contaminação, exigindo inspeções rigorosas e bacias de contenção para evitar vazamentos. Todo esse aparato, essencial para cumprir as normas NR-10 e NR-20, acaba encarecendo significativamente a operação e a manutenção da instalação.

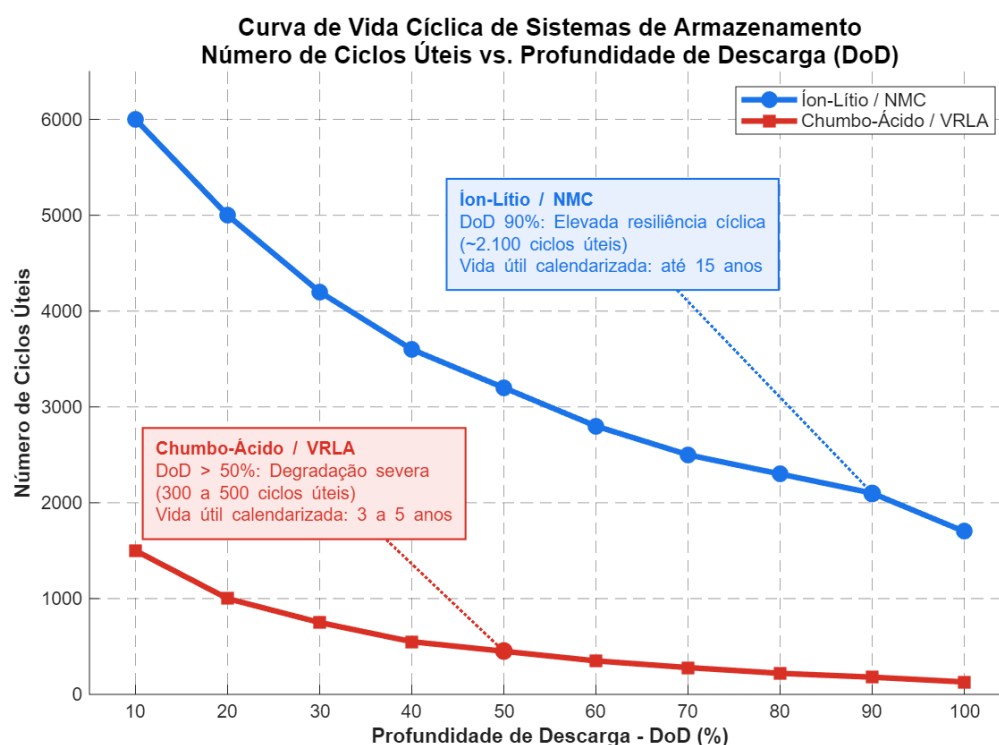
2.2 ANÁLISE DO CICLO DE VIDA DO DIESEL E DO ARMAZENAMENTO

A avaliação dos impactos ambientais requer uma análise do ciclo de vida completo do ativo. O modelo convencional baseia-se em combustíveis fósseis, que impõem passivos ecológicos contínuos, como o risco permanente de contaminação do solo por vazamentos e a necessidade de descarte de lubrificantes e combustível degradado por envelhecimento físico-químico.

Em contrapartida, os BESS representam uma evolução técnica necessária. A análise comparativa de ciclo de vida evidencia o esgotamento tecnológico das soluções de chumbo-ácido (VRLA); apesar de economicamente consolidadas, apresentam baixa densidade energética, riscos de vazamento de compostos ácidos e vida útil limitada, geralmente entre 3 e 5 anos. Já as células de íon-lítio (Li-ion) oferecem maior densidade energética, resposta dinâmica imediata e vida útil superior, estimada entre 10 e 15 anos. Recentemente, as baterias de íon-sódio (Na-ion) consolidam-se como uma alternativa emergente, com maior sustentabilidade mineral e superior estabilidade térmica. O impacto direto da severidade operativa sobre a durabilidade de cada tecnologia de armazenamento é evidenciado na Figura 3, que correlaciona de forma comparativa o número de ciclos úteis remanescentes em função da profundidade de descarga (DoD) aplicada.

Figura 3- Curva de vida cíclica comparativa de sistemas de armazenamento:

Número de ciclos úteis versus Profundidade de Descarga (DoD).



Fonte: Autor (2026), adaptado de Holzbach (2025) e Tabares et al.(2020).

Independentemente da tecnologia adotada, o Sistema de Gerenciamento de Baterias (BMS) é fundamental para mitigar impactos ambientais pós-operação. Ao monitorar o Estado de Carga (SOC) e o Estado de Saúde (SOH) em nível granular

de célula, o BMS estende a vida útil dos módulos e evita o descarte prematuro. Todavia, esses sistemas de estado sólido exigem planos de logística reversa e processos estruturados de reciclagem industrial ao fim da vida útil, garantindo que os ganhos ecológicos obtidos na fase operativa não sejam invalidados por passivos ambientais no descarte.

Embora o Lítio apresenta vantagens claras em termos de densidade energética, peso e vida útil em ciclos para aplicações eletrônicas ou automotivas, o ambiente de subestações de alta tensão impõe restrições específicas (risco de fuga térmica e aumento no CAPEX) de forma que para o fornecimento de serviços auxiliares onde o foco absoluto é a resiliência contra falhas catastróficas e a segurança do pátio, as baterias de Chumbo-Ácido Gel continuam a ser a solução padrão devido ao seu custo competitivo, estabilidade química comprovada e conformidade imediata com as exigências regulatórias do ONS (Operador Nacional do Sistema, 2023).

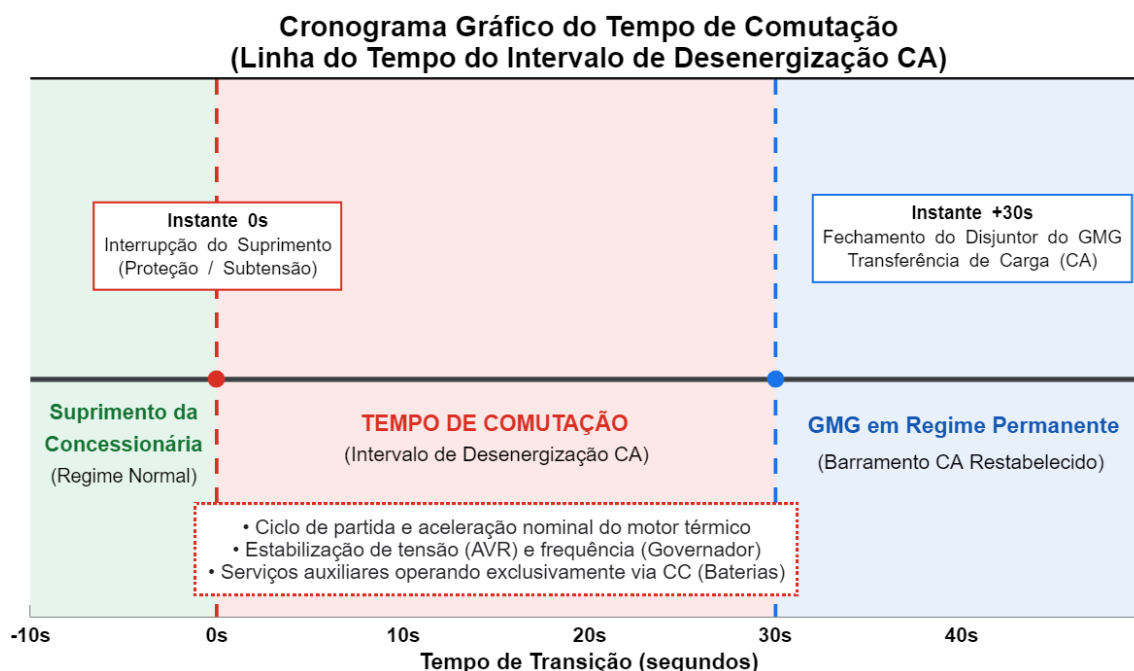
2.3 LIMITAÇÕES TÉCNICAS E A LACUNA OPERATIVA DO GRUPO MOTOR GERADOR

A infraestrutura de serviços auxiliares atua como o alicerce para a preservação da integridade de manobra e capacidade de supervisão de uma subestação. O dimensionamento seguro dessa infraestrutura secundária exige o mapeamento analítico de uma matriz dinâmica de cargas com perfis de consumo e regimes de ativação distintos:

- Regime Permanente: Cargas que solicitam alimentação ininterrupta (100% do tempo operacional), apresentando corrente constante e alto consumo acumulado em Ampere-hora (Ah), tais como relés de proteção digitais (IEDs), Unidades Terminais Remotas (UTRs) do sistema SCADA, switches de comunicação e Sistemas de Alimentação Ininterrupta (UPS).
- Regime Temporário: Equipamentos de potência elevada cuja ativação ocorre em ciclos intermitentes ou durações intermediárias na ordem de segundos a minutos, caracterizados prioritariamente pelos motores de carregamento mecânico das molas dos disjuntores de potência.
- Regime Instantâneo: Dispositivos ativados casualmente que demandam pulsos energéticos severos e correntes de pico colossais restritas a escalas de milissegundos, representados pelas bobinas de abertura e fechamento (trip/close) acionadas durante manobras de isolamento de anomalias.

A coexistência dessas demandas evidencia a gravidade da lacuna operativa de 10 a 30 segundos imposta pela inércia de partida do GMG. A representação cronológica desse intervalo crítico de transição, explicitando a janela temporária de desenergização em Corrente Alternada (CA), é apresentada na Figura 4.

Figura 4 - Cronograma gráfico do tempo de comutação



Fonte: Autor (2026), adaptado de Holzbach (2025) e Tabares et al.(2020).

Durante o transitório de comutação mecânica, o barramento de serviços auxiliares CC assume integralmente a sustentação da planta. Qualquer incapacidade ou falha das baterias estacionárias CC em suprir o pico de corrente instantâneo de uma bobina de abertura (*trip*) resulta na perda imediata de seletividade da proteção de retaguarda. Esse colapso estende o curto-circuito para os transformadores de força, gerando danos estruturais nos ativos de alta potência e propagando desligamentos em cascata no SIN.

Sob a ótica da engenharia de confiabilidade, os modos de falha ocultos do GMG possuem caráter passivo e assintomático. Problemas associados ao travamento de válvulas, perda de isolamento do motor de arranque, oxidação química do combustível ou entupimento de filtros por borra sedimentada não emitem alertas prévios na supervisão, revelando-se unicamente no instante do acionamento sob demanda real de emergência. Adicionalmente, em cenários de contingências

severas provocadas por eventos climáticos extremos, a dependência de cadeias de transporte rodoviário externo para reabastecimento de combustível fóssil invalida o critério de autonomia local, violando os pressupostos de redundância rígida determinados pelos Submódulos 2.3 e 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

2.4- CRITÉRIOS PARA DIMENSIONAMENTO DE BANCO DE BATERIAS EM SUBESTAÇÃO REAL

Partindo da escolha de uma subestação real, deve-se analisar o arranjo construído para tal e o modo de operação, se ainda existem um contingente de pessoas trabalhando no local ou se a unidade opera de forma totalmente desassistida, com controle e supervisão remotos centralizados no Centro de Operação (CO) da concessionária.

Existe um movimento para Subestações Digitais, que inclina um futuro de centros de controle e supervisão remotos por meio de supervisão e telecontrole centralizados em tempo real, essas plantas substituem o antigo cabeamento físico de cobre por redes de dados baseadas na norma IEC 61850 (com barramentos de processo e de estação) e em plataformas IoT baseadas em nuvem. No cenário de automação de redes, a Siemens consolida-se como um dos principais agentes de tecnologia do mercado global, detendo aproximadamente 12% do mercado de automação de subestações. O portfólio da fabricante lidera a transição digital por meio de soluções como a família de relés microprocessados SIPROTEC 5 e Reyrolle 5, o software de gerenciamento de dados de medição inteligente Gridscale X, e a inovadora ferramenta SIPROTEC DigitalTwin, que cria réplicas digitais em tempo real na nuvem para a simulação contínua de manobras, testes de *trip* e diagnósticos preditivos remotos, eliminando vulnerabilidades operacionais e mitigando riscos cibernéticos na infraestrutura crítica (Siemens,2026).

Definida a escolha da subestação, deve-se estudar o arranjo instalado para o levantamento dos equipamentos de proteção, controle e supervisão, para realizar o cálculo da demanda de energia horária destes sistemas. Deve-se analisar outras cargas principais, tais como : Climatização e iluminação.

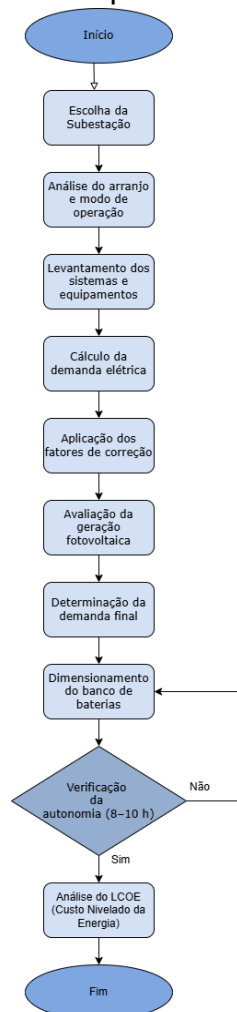
Para o dimensionamento correto da demanda, deve-se levar em consideração fatores de correção como: estresse ou simultaneidade e carga.(Mamede, Filho).

Com a popularização de sistemas fotovoltaicos, pode-se observar possíveis áreas para a instalação de painéis, esta energia gerada surge como um auxílio ao

banco de baterias em caso de falta durante o dia em que haja geração ou mesmo para abatimento do consumo de energia da Subestação, do qual foi calculado o Levelized Cost Of Energy (LCOE).

Tendo os valores de demanda dos sistemas implantados na subestação, pode partir para o dimensionamento de um banco de baterias, onde por requisitos mínimos, é solicitado uma autonomia de 8 à 10 horas pelo órgão regulador (Operador Nacional do Sistema, 2023) . Para a escolha dos materiais utilizados no banco de baterias, deve-se levar em consideração fatores como profundidade de descarga, envelhecimento e eficiência dos conversores (Santos;Matsumoto, 2010.Holzbach, 2025).

Figura 5- Método usado para estudo de caso.



Fonte: Próprio autor.

3 CASO DE ESTUDO

Os sistemas de contingência baseados em baterias são fundamentais para a continuidade dos serviços auxiliares em subestações, garantindo que cargas vitais, como sistemas de proteção, controle e comunicação, permaneçam operacionais durante falhas na rede principal.

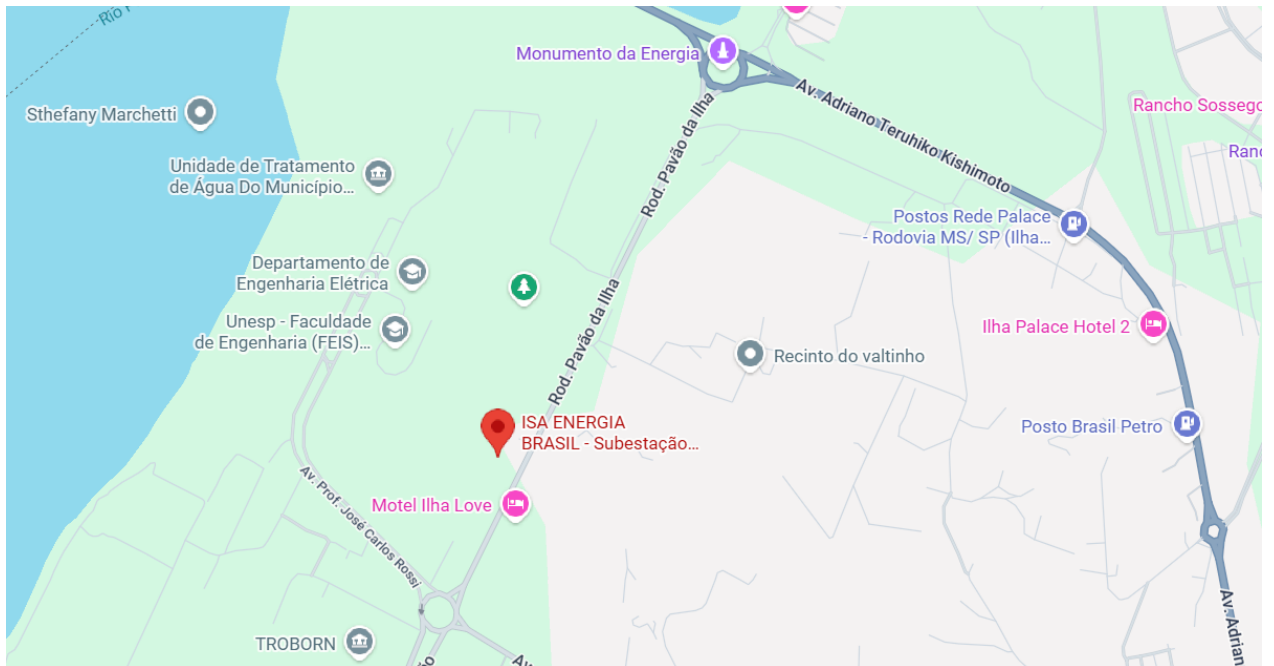
Nesses momentos críticos, o armazenamento de energia assume a carga instantaneamente, assegurando a estabilidade da planta até que o fornecimento normal seja restabelecido ou que fontes de emergência sejam acionadas (Institute Of Electrical and Electronic Engineers 2020). O dimensionamento dessas soluções, bem como a integração de BMS, exige uma análise criteriosa que considera a demanda de energia, o espaço disponível e a viabilidade econômica do projeto (Department of Energy, 2021; (International Renewable Energy Agency 2015).

Para alcançar maior autonomia, a integração com geração fotovoltaica é uma alternativa eficaz, utilizando inversores híbridos e eletrônica de potência para gerenciar o fluxo bidirecional entre painéis solares, baterias e cargas. Essa abordagem, além de proteger os ativos contra sobrecargas ou descargas profundas, promove a redução do custo nivelado de energia (LCOE) frente aos métodos tradicionais, alinhando as subestações às modernas metas de sustentabilidade e descarbonização do setor elétrico (International Renewable Energy Agency 2021).

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO: SUBESTAÇÃO ILHA SOLTEIRA

Para validar a metodologia proposta, o estudo de caso concentra-se na Subestação Ilha Solteira (138 kV), operada pela ISA Energia Brasil. Esta unidade foi escolhida tanto por sua importância estratégica para a rede do noroeste paulista quanto pela proximidade geográfica com o Campus III da FEIS-Unesp, conforme ilustrado nas Figuras 6 e 7.

Figura 6 - Localização da Subestação



Fonte: Google Maps.

Figura 7- Foto de Satélite.



Fonte: Google Maps

Localizada no município de Ilha Solteira (SP), próxima ao complexo da Usina Hidrelétrica, a subestação desempenha papel no escoamento e na distribuição regional de energia. Sua infraestrutura conta com 66,6 MVA de potência instalada, composta por dois transformadores trifásicos de 33,3 MVA, responsáveis pela redução da tensão de 138 kV para 13,8 kV.

Além de atender à demanda local, a planta é um ponto estratégico no Sistema Interligado Nacional (SIN), também atua como interface para o escoamento de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), especialmente usinas fotovoltaicas e de biomassa, e conecta fluxos elétricos entre São Paulo e Mato Grosso do Sul, trabalhando em conjunto com o complexo de transmissão de 230 kV e 440 kV da Subestação Três Irmãos.

Alinhada ao conceito de Subestações 4.0 e às diretrizes de eficiência do Setor Elétrico Brasileiro, a unidade opera de forma totalmente desassistida, com controle e supervisão remotos centralizados no Centro de Operação (CO) da concessionária. A arquitetura tecnológica baseia-se no sistema SCADA, permitindo a aquisição de dados em tempo real e o envio remoto de comandos de manobra, sendo feita a interface entre o pátio de alta tensão e o centro de controle utiliza Unidades Terminais Remotas (UTRs) e Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), como relés de proteção microprocessados. Esses dispositivos monitoram continuamente variáveis elétricas (tensão, corrente e fluxo de potência) e asseguram que os esquemas de proteção atuem de forma autônoma e imediata em casos de falhas, isolando a área afetada para preservar a integridade da rede.

Para garantir a confiabilidade desse arranjo, a comunicação é estruturada principalmente em malhas de fibra óptica (cabos OPGW), com redundância via enlaces de rádio ou satélite. Sob a perspectiva da segurança operacional, a operação desassistida elimina a necessidade de equipe fixa no local, reduzindo a exposição humana a riscos, como arcos elétricos. Além disso, o automatismo otimiza o cumprimento das instruções de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), permitindo que intervenções físicas sejam restritas apenas a cronogramas de manutenção preventiva ou corretiva realizados por equipes técnicas móveis.

3.2 MODELAGEM ANALÍTICA E DIMENSIONAMENTO DO PERFIL DE CARGA

O setor de subtransmissão em 138 kV da Subestação Ilha Solteira adota o arranjo de Barra Principal e Transferência (BPT), uma topologia caracterizada pela presença de dois barramentos físicos paralelos que interconectam os módulos de Entrada de Linha (EL) e Conexão de Transformador (CT) (Operador Nacional do Sistema, 2020). A Barra Principal atua como o elemento condutor ativo em regime normal de operação, concentrando o fluxo de potência e interligando os transformadores trifásicos abaixadores aos circuitos de suprimento. Em contrapartida, a Barra de Transferência desempenha uma função de auxiliar, permanecendo desenergizada em condições de regime permanente. O elo de manobra flexível desse arranjo é consolidado por meio de um vão (*bay*) exclusivo denominado Disjuntor de Transferência (ou de Paralelo), cuja função é substituir funcionalmente qualquer disjuntor de linha ou de transformador do pátio de 138 kV quando este demandar isolamento para intervenções de manutenção (ALMEIDA et al., 2023).

Considerando que são necessários 14 IEDs para o arranjo composto por 2 vãos de transformador (CT), 2 vãos de linha (EL), 1 vão de transferência e a proteção de barra, a demanda de potência ativa permanente totaliza 575 W (Tabares et al., 2020).

Sob a ótica do consumo horário, este arranjo eletrônico reflete uma média de demanda de energia constante de 0,575 kWh por hora de operação.

- IEDs de Proteção de Transformador e Linha (8 unidades): Potência média unitária: 30 W a 40 W por relé microprocessado em regime permanente.

$$\text{Subtotal: } 8 \times 35 \text{ W} = 280 \text{ W} \quad (1)$$

- IED de Proteção Multifunção de Transferência (1 unidade): Potência média unitária: 35 W;
- IED de Proteção Diferencial de Barra - ANSI 87B (1 unidade): Potência média unitária: 40 W;

- IEDs de Controle de Vão - BCUs (4 unidades): Unidades de controle e processamento de intertravamento possuem maior densidade de cartões de entrada/saída analógica e digital. Potência média unitária: 50 W a 60 W.

$$\text{Subtotal: } 4 \times 55 \text{ W} = 220 \text{ W} \quad (2)$$

Potência Ativa Total Requerida pelo Painel de IEDs:

$$\text{Potência Total} = 280 \text{ W} + 35 \text{ W} + 40 \text{ W} + 220 \text{ W} = 575 \text{ W} \quad (3)$$

Em uma subestação de 138 kV, a infraestrutura eletroeletrônica de suporte aos IEDs subdivide-se em (Tabares et al., 2020):

- Sistema de Medição: Composto por medidores de painel microprocessados, transdutores de grandezas elétricas e medidores de qualidade de energia regulamentares (procedimentos de rede do ONS). Potência média nominal: 10 W a 15 W por medidor físico. Dimensionamento para o arranjo: Sendo 2 vãos de transformador e 2 vãos de linha de transmissão, utilizam-se tipicamente 4 medidores principais multifunção.

$$\text{Potência Total da Medição: } 4 \times 15 \text{ W} = 60 \text{ W} \quad (4)$$

- Sistema de Comunicação e Rede: Composto por switches ópticos industriais (redundância RSTP/PRP para tráfego de mensagens GOOSE/MMS), servidores de tempo (GPS PTP), roteadores e Unidades de Terminal Remota (RTU/Gateway). Potência média consolidada da infraestrutura de rede de um pátio BPT: 320 W nominais em regime contínuo.

Potência Ativa Total Conectada (Medição + Comunicação):

$$\text{Potência Total} = 60 \text{ W} + 320 \text{ W} = 380 \text{ W} \quad (5)$$

Para o arranjo de Barra Principal e Transferência (BPT) em análise, o sistema de medição multifunção alocado nos quatro vãos operativos (linhas e transformadores) responde por uma potência ativa permanente de 60 W.

Paralelamente, a malha de comunicação — que compreende switches ópticos industriais de topologia redundante, servidores de sincronismo temporal via GPS e gateways de telemetria — apresenta uma demanda constante de 320 W (Tabares et al, 2020). Desse modo, o subsistema de medição e comunicação totaliza uma potência de 380 W, gerando uma demanda de energia média parametrizada em 0,380 kWh.

O sistema composto por 5 disjuntores de potência (2 nos vãos de linha, 2 nos vãos de transformador e 1 no vão de transferência), as características elétricas de consumo são (Holzbach, 2025):

- Motores de Acionamento (Carga Temporária): Responsáveis pelo carregamento mecânico das molas dos disjuntores após cada abertura ou fechamento. Potência unitária de pico: 400 W por motor (operando por cerca de 10 a 15 segundos após a manobra). Fator de simultaneidade e perdas: Em regime de contingência ou recomposição, múltiplos motores podem operar em sequência rápida. O consumo consolidado equivalente na base de cálculo de estabilidade é ponderado em 396 W totais.
- Bobinas de Abertura, Fechamento e Trip (Carga Instantânea): Solenoides que liberam mecanicamente a mola para abrir ou fechar os contatos do disjuntor em frações de segundo (milissegundos) para eliminação de faltas. Potência unitária de pico: 1.200 W a 1.500 W por bobina de atuação instantânea.

Dimensionamento do bloco de manobra: Em eventos de faltas severas (como curtos-circuitos bifásicos ou trifásicos), o sistema de proteção atua simultaneamente sobre as bobinas de trip dos disjuntores associados, gerando um pico de demanda instantâneo estipulado em 6.200 W nominais (atingindo 7.440 W sob condições térmicas extremas).

Como o acionamento de motores e bobinas ocorre de maneira pontual (apenas quando há uma manobra operativa ou uma atuação da proteção), o cálculo do consumo horário é ponderado pelo Fator de Carga (FC), que quantifica a fração de tempo em que essas cargas permanecem de fato conectadas ao longo de uma hora (Tabares et al, 2020):

- Motores (Temporária): $FC = 0,025$

$$Demanda\ Horária\ (Motores) = 396\ W \times 0,025 = 0,0099\ kWh \quad (6)$$

Em cenários de faltas severas e persistentes (ou múltiplas tentativas de fechamento em um curto-circuito permanente), a resistência ôhmica das bobinas sofre variação devido ao aquecimento térmico instantâneo, exigindo correntes elevadas para garantir o torque mecânico de separação dos contatos do disjuntor. O fator de 0,460 absorve essa energia incremental dissipada na forma de calor durante sequências multipartidárias de eliminação de defeitos.

- Bobinas (Instantânea): FC = 0,460 (reflete a ponderação estatística para suportar sequências severas de trips e religamentos automáticos — ciclo ANSI - Reclose).

$$Demanda\ Horária\ (Bobinas) = 7.440\ W \times 0,460 = 3,4224\ kWh \quad (7)$$

Entretanto com o advento dos relés microprocessados, existem funções de bloqueio de fechamento do disjuntor ao notar que a falha não foi extinta, de forma a reduzir ou praticamente cessar o cenário de faltas severas ou persistentes, além de que em situações de emergência, o fechamento da bobina pode ser feito manualmente e de forma segura, desta forma, pode-se normalizar para um ciclo de ANSI - Reclose.

$$Demanda\ Horária\ (Bobinas) = 7.440\ W \times 0,046 = 0,34224\ kWh \quad (8)$$

Demanda Combinada do Bloco de Manobra:

$$Demanda\ Combinada = 0,0099\ kWh/h + 0,34224\ kWh/h \approx 0,35214\ kWh \quad (9)$$

Para o cálculo da demanda de iluminação, fez-se a medida como mostrado na Figura 8.

Figura 8 - Medição aproximada de sala de controle.



Fonte: Google Maps.

Calculando então uma área de 180 m^2 e adotando luminárias de LED industriais de alta eficiência (médias de 100 lm/W), a estimativa de carga baseia-se nos critérios da ABNT NBR ISO/CIE 8995-1 (Iluminação de ambientes de trabalho) e nas práticas de projeto para salas de painéis e pátios (NBR 14039):

- Iluminação Interna (Sala de Painéis e Comando): Média regulamentar de 300 lux (300 lm/m^2).

$$\text{Fluxo Luminoso Interno} = 180 \text{ m}^2 \times 300 \text{ lm/m}^2 = 54.000 \text{ lúmens} \quad (10)$$

$$\text{Potência Interna Instalada} = \{54.000 \text{ lm} \setminus 100 \text{ lm/W}\} = 540 \text{ W} \quad (11)$$

- Iluminação Externa e de Segurança (Pátio de 138 kV adjacente): Carga fixa estimada para refletores perimetrais de segurança que operam em regime permanente noturno.

$$\text{Potência Externa Instalada: } 600 \text{ W} \quad (12)$$

Como a subestação fica desocupada, aplica-se o Fator de Carga (FC) médio ponderado de $0,35$ sobre a potência total interna e externa. Esse fator traduz o uso

contínuo apenas dos LEDs de emergência, sinalização de balizamento e refletores noturnos automáticos (Tabares et al., 2020).

$$\text{Potência Nominal Total Instalada: } 540 \text{ W} + 600 \text{ W} = 1.140 \text{ W} \quad (13)$$

Potência Média Corrigida pelo Fator de Carga (FC = 0,35):

$$\text{Potência Corrigida} = 1.140 \text{ W} \times 0,35 \approx 400 \text{ W} \quad (14)$$

Através das imagens presentes no Google Maps foi possível identificar 4 aparelhos de Ar Condicionados convencionais, aparentemente de 12.000 BTUs. Os aparelhos On/Off tradicionais operam em potência máxima até atingir a temperatura e depois desligam, pensando que está em uma região muito quente e salas de painéis, eles operam quase 100% do tempo regulando a temperatura.

Consumo médio de um aparelho de 12.000 BTU (On/Off) é de cerca de 1,1 kW a 1,2 kW por hora de funcionamento do compressor.

Cálculo para 4 aparelhos:

$$\text{Potência Total} = 4 \times 1,15 \text{ kW} = 4,6 \text{ kW} \quad (15)$$

Estimativa de demanda por hora (horas de sol/pico):

Como o sol incide diretamente na construção e dada a localização, estima-se um fator de acionamento de 90% a 100% para manter os equipamentos eletrônicos refrigerados.

$$\text{Demanda estimada} \approx 4,1 \text{ a } 4,6 \text{ kWh} \quad (16)$$

O emprego de quatro unidades convencionais do tipo On/Off com capacidade unitária de 12.000 BTU/h resulta em uma potência nominal instalada de 4,60 kW e pela ausência de modulação de frequência e à necessidade de compensar o calor severo da edificação isolada, estes compressores operam de forma contínua com um fator de carga de 0,9456 (Mamede, Filho), estabelecendo uma demanda média integrada de 4,35 kWh por hora de operação.

Feito o levantamento de cargas, estas são organizadas segundo a Tabela 2.

Tabela 2 - Características de Carga

Descrição do Componente	Tipo de Carga	Potência Nominal (W)	Potência Total Corrigida (W)	Fator de Carga (FC)	Demanda Horária (kWh/h)
Climatização Convencional (4x 12k BTUs)	Permanente	4600	4600	0,9456	4,35
Dispositivos de Proteção (10 IEDs Relés)	Permanente	355	355	1	0,36
Unidades de Controle de Vão (4 IEDs BCUs)	Permanente	220	220	1	0,22
Sistema de Comunicação e Rede (SCADA)	Permanente	320	320	1	0,32
Sistema de Medição Multifunção	Permanente	60	60	1	0,06
Iluminação Geral e de Emergência (180 m ²)	Permanente	1140	400	0,35	0,4
Motores de Acionamento (Mola)	Temporária	400	396	0,025	0,0099
Bobinas de Acionamento (Trips)	Instantânea	6200	7440	0,046	0,34
TOTAL GERAL (CENÁRIO ON/OFF)	-	13295	13791	-	5657,14

Fonte: Próprio autor.

Analisando os resultados consolidados na Tabela 2, verifica-se que o somatório total da energia demandada pela infraestrutura de serviços auxiliares da subestação equivale a 5,657 kWh para cada hora de operação contínua sob o cenário de climatização convencional.

Quanto ao planejamento de contingências e dimensionamento de sistemas de backup, a segregação dos barramentos demonstra que o bloco essencial de

corrente contínua (CC) — responsável pela subsistência ininterrupta dos sistemas lógicos de proteção, controle, medição e malha de comunicação SCADA — demanda um montante fixo de 955,00 Wh por hora de operação linear.

Para o atendimento estrito aos critérios regulamentares que solicitam uma autonomia mínima de 10 horas de sustentabilidade integral dos ativos críticos sem o aporte da rede externa de distribuição, o banco de baterias estacionárias projetado para a instalação deve apresentar uma capacidade útil mínima de armazenamento de energia equivalente a 9.550,00 Wh (ou 9,55 kWh).

3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Considerando que a subestação consome no pior dos casos 5,657 kWh em cada hora, o consumo seria de algo em torno de 135,77 kWh/dia, visto a disponibilidade da área do telhado desta subestação para ampliação de um sistema de geração de energia fotovoltaico, fez-se o estudo para tal.

Para projetos dimensionados em áreas restritas como no caso do telhado da sala de controle de aproximadamente 180 m², a seleção de módulos deve focar estritamente em modelos monofaciais com alta potência nominal. Considerando os recuos de segurança perimetral exigidos pelas normas de engenharia e os corredores técnicos obrigatórios para manutenção e limpeza das superfícies, o índice médio de aproveitamento útil da área física do telhado situa-se entre 80% e 85%, o que equivale a um espaço disponível real de cerca de 150 m² (LONGI SOLAR, 2024).

Utilizando como referência módulos comerciais de alta potência na faixa de 580 W a 600 W — cujas dimensões médias padrão são de 2,28 metros de comprimento por 1,13 metros de largura —, pode-se estimar a instalação de um arranjo composto por até 65 módulos. Esta configuração resulta em uma potência total instalada aproximada de 37,7 kWp (Quilowatt-pico).

Pensando na logística comercial, restringiu-se a cotação ao polo de distribuição do Estado de São Paulo — principal centro logístico e de importação do setor fotovoltaico nacional.

A precificação dos módulos do tipo TOPCon de alta potência no mercado B2B corporativo paulista varia de R\$ 490,00 a R\$ 680,00 por unidade. Essa redução

comparativa em relação a outras regiões reflete a isenção tributária de ICMS em operações internas de energia solar conferida por decretos estaduais paulistas, além da expressiva redução no frete FOB/CIF a partir de centros de distribuição localizados em municípios como Campinas, Jundiaí e Sorocaba. Para o arranjo industrial de 65 módulos de 580 W, por escolha do mercado, estima-se uma vida útil em torno de 25 anos, tem-se os dados da Tabela 3:

Tabela 3 – Parâmetros técnicos e comerciais de módulos fotovoltaicos em distribuidores do Estado de SP

Fabricante / Distribuidor Comercial (SP)	Tecnologia de Célula	Potência / Eficiência	Preço Unitário Praticado em SP (B2B)	Custo do Arranjo para 180 m² (65 un)
Jinko Solar Série Tiger Neo (Distribuição SP)	N-Type TOPCon	585W 22,65%	R\$ 530,00 a R\$ 680,00	R\$ 34.450,00 a R\$ 44.200,00
Intelbras / Solar Linha Comercial (Faturamento SP)	N-Type TOPCon	580W 22,45%	R\$ 490,00 a R\$ 620,00	R\$ 31.850,00 a R\$ 40.300,00
Canadian Solar Série TOPCon CS6 (Estoque SP)	N-Type TOPCon	610W 22,60%	R\$ 520,00 a R\$ 670,00	R\$ 33.800,00 a R\$ 43.550,00
Trina Solar Série Vertex N (Faturamento SP)	i-TOPCon Ultra	600W 22,55%	R\$ 510,00 a R\$ 660,00	R\$ 33.150,00 a R\$ 42.900,00

Fonte: Adaptado de Jinko Solar (2024), Canadian Solar (2024), Aldo Solar (2026) e Aliança Solar SP (2026).

A viabilidade operacional do sistema está diretamente ligada ao gerenciamento térmico e elétrico do arranjo. Diante desse fenômeno físico, a seleção de módulos com baixo coeficiente de temperatura (próximos a $-0,30\%/^{\circ}\text{C}$) é mandatória para mitigar perdas por degradação térmica induzida. De forma complementar, a integração de inversores do tipo String equipados com múltiplos MPPTs (Maximum Power Point Tracking) assegura o isolamento elétrico de fileiras independentes, garantindo que variações localizadas de irradiância ou sombreamentos pontuais não comprometam o rendimento global da planta fotovoltaica instalada (LONGI SOLAR,

2024).

A estimativa real da capacidade de produção de energia elétrica a partir do arranjo fotovoltaico proposto requer o cruzamento da potência nominal instalada com as taxas de irradiação locais.

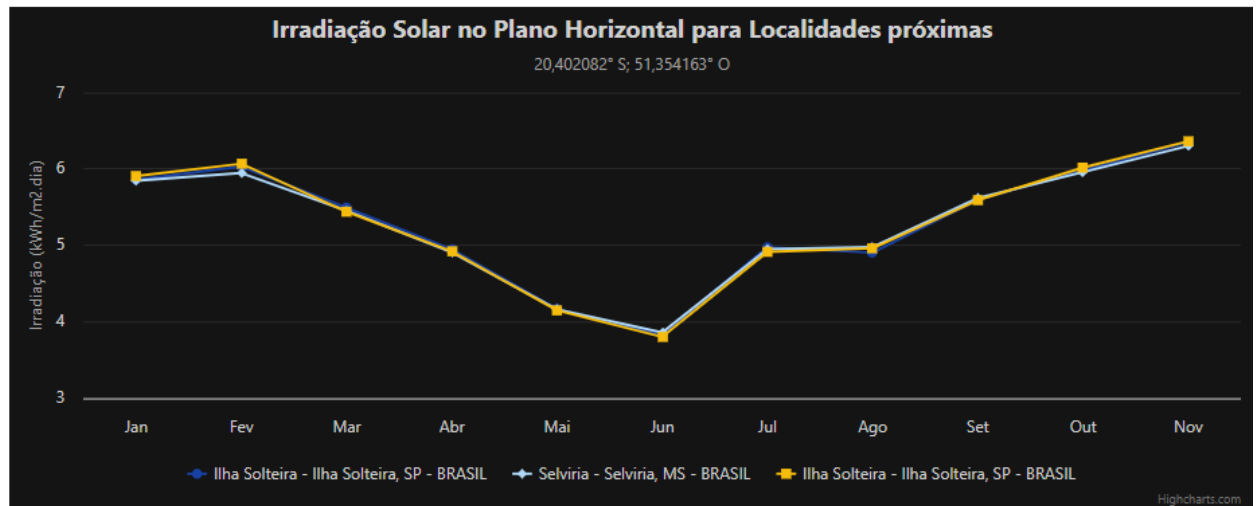
Consultando a plataforma SunData, disponibilizada pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB/CEPEL), adotou-se o índice de irradiação solar diária média anual ponderado de 5,18 kWh/m².dia (equivalente a 5,18 Horas de Sol Pico - HSP), valor este característico de regiões de alta produtividade solar no interior do Estado de São Paulo (CRESESB, 2018). Como pode ser observado na Figura 9.

Figura 9- Dados da Plataforma SunData para a localização da Subestação.

Localidades próximas

Latitude: 20,402082° S
Longitude: 51,354163° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☒	Ilha Solteira	Ilha Solteira	SP	BRASIL	20,401° S	51,349° O	,6	5,86	6,03	5,49	4,95	4,17	3,83	4,02	4,97	4,91	5,60	5,98	6,35	5,18	2,52
☒	Selvira	Selvira	MS	BRASIL	20,401° S	51,449° O	9,9	5,85	5,95	5,45	4,91	4,16	3,86	4,05	4,95	4,98	5,62	5,96	6,30	5,17	2,44
☒	Ilha Solteira	Ilha Solteira	SP	BRASIL	20,5° S	51,349° O	10,9	5,91	6,07	5,44	4,92	4,15	3,80	4,04	4,91	4,96	5,59	6,02	6,36	5,18	2,56



Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Ilha Solteira
Município: Ilha Solteira, SP - BRASIL
Latitude: 20,401° S
Longitude: 51,349° O
Distância do ponto de ref. (20,402082° S; 51,354163° O): 6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]																		
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta					
☒	Plano Horizontal	0° N	5,86	6,03	5,49	4,95	4,17	3,83	4,02	4,97	4,91	5,60	5,98	6,35	5,18	2,52					
☒	Ângulo igual a latitude	20° N	5,34	5,76	5,62	5,52	5,02	4,80	4,96	5,78	5,17	5,47	5,51	5,69	5,39	,97					
☒	Maior média anual	19° N	5,38	5,79	5,63	5,51	4,99	4,76	4,93	5,75	5,17	5,49	5,55	5,73	5,39	1,03					
☒	Maior mínimo mensal	27° N	5,07	5,56	5,55	5,60	5,21	5,04	5,18	5,93	5,15	5,31	5,25	5,36	5,35	,89					

Fonte: Cresesb.

O cálculo do rendimento energético líquido do sistema fotovoltaico é feito pela Expressão (17), levando em conta as perdas operacionais inerentes aos sistemas instalados em coberturas industriais:

$$E = P \times HSP \times PR \quad (17)$$

Onde:

E representa a energia elétrica gerada diariamente (kWh/dia);

P é a dia kWp, potência de pico total do arranjo (37,7 kWp);

HSP indica as Horas de Sol Pico baseadas no modelo climático (5,18 h/dia);

PR (Performance Ratio) representa o coeficiente de desempenho global do sistema fotovoltaico.

Para telhados industriais constituídos de telhas de fibrocimento ou metálicas, que tendem ao superaquecimento das células e consequente queda por coeficiente de temperatura, adota-se um PR conservador de 75% (0,75). Esse percentual absorve perdas por eficiência térmica, degradação por sujeira (poeira industrial), quedas nos cabos de corrente contínua e perdas de conversão nos inversores string (CRESESB, 2018; LONGI SOLAR, 2024).

Aplicando os parâmetros na Expressão (17), obtém-se o valor de 146,46 kWh/dia, pouco mais que os 135,77 kwh, que mesmo em período de baixa geração, ainda geram uma margem, mesmo que pequena, mas limitada pela área útil da sala de operação, ao fim do ano para possíveis reduções de custos de energia consumida pela subestação. Considerando o ano comercial ponderado com a média de 30,41 dias por mês, o potencial de entrega energética líquida para a planta fabril consolida-se em 4.453,99 kWh/mês. Este volume de energia gerada atua diretamente no abatimento do consumo ativo medido pela concessionária local de energia no Estado de São Paulo (CRESESB, 2018).

Para efetuar a conversão da energia em corrente contínua (CC) gerada pelos módulos TOPCon para corrente alternada (CA) trifásica, aplica-se o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), dado pela razão entre a potência de pico dos módulos (CC) e a potência nominal do inversor (CA):

$$FDI = P_{cc} / P_{ca} \quad (18)$$

Adotando um FDI de 1,25 (parâmetro ótimo de mercado), selecionou-se um inversor comercial de 30 kW CA com múltiplos rastreadores de máxima potência (MPPTs). Esta configuração garante que os 65 módulos sejam divididos em séries elétricas balanceadas, mitigando efeitos de sombreamento e mismatch no telhado industrial (ALDO SOLAR, 2026; TRINA SOLAR, 2025).

O investimento necessário para a implantação completa do sistema engloba os equipamentos de geração, infraestrutura de fixação e engenharia de homologação junto à rede concessionária de São Paulo. O indicador financeiro de custo por Watt-pico instalado situou se entre R\$ 1,76/Wp e R\$ 2,49/Wp, caracterizando a elevada competitividade regional paulista decorrente dos arranjos fiscais e logísticos simplificados do estado (ALIANÇA SOLAR SP, 2026). Tendo assim a Tabela 4.

Tabela 4 – Orçamento analítico e composição de custos para implementação do sistema (37,7 kWp)

Componente / Macroetapa do Projeto	Custo Mínimo Estimado (R\$)	Custo Máximo Estimado (R\$)	Representação no CAPEX (%)
Módulos Fotovoltaicos (65 un de 580W TOPCon)	R\$ 31.850,00	R\$ 44.200,00	47,5%
Inversor Solar Trifásico (30 kW c/ MPPTs)	R\$ 12.000,00	R\$ 16.000,00	17,5%
Estrutura de Fixação (Trilhos e grampos em Alumínio)	R\$ 4.000,00	R\$ 6.000,00	6,2%
BOS Elétrico (Cabos solares, String Box CC/CA, proteções)	R\$ 3.500,00	R\$ 5.500,00	5,6%
Serviços (Engenharia, Mão de obra, Homologação)	R\$ 15.000,00	R\$ 22.000,00	23,2%
VALOR TOTAL DO INVESTIMENTO (CAPEX)	R\$ 66.350,00	R\$ 93.700,00	100,00%

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2026) com base em dados de precificação de Aldo Solar (2026) e Aliança Solar SP (2026).

3.4 BANCO DE BATERIAS

O desenvolvimento do projeto do sistema de armazenamento exige a conversão da capacidade útil indexada em grandezas operacionais de engenharia (Tensão e Ampere-hora), garantindo compatibilidade com o barramento de Corrente Contínua (CC) existente no pátio de 138 kV da Subestação Ilha Solteira. Adota-se como padrão de projeto para sistemas de proteção e controle o barramento nominal de 125 Vcc (Santos; Matsumoto, 2010).

Para traduzir a capacidade útil mínima de 9.550,00 Wh (9,55 kWh) em capacidade nominal de placa (capacidade disponível comercialmente, impressa na etiqueta/placa técnica do fabricante do equipamento), o método de dimensionamento deve incorporar os fatores de degradação física e nominal limites operacionais dos acumuladores industriais (Holzbach, 2025):

- Profundidade de Descarga (Depth of Discharge - DoD): Fixada em 80% (0,80), possível em cenário onde as baterias não sofrem descargas severas continuamente (Tabares et al., 2020), limite máximo recomendado para preservar a vida útil cíclica do banco sob contingências severas.
- Eficiência Global do Inicializador/Conversor (η): Arbitrada em 95% (0,95), cobrindo as perdas térmicas nas fontes chaveadas e conexões físicas.
- Fator de Envelhecimento (Aging Factor - F): Considera-se 1,25 (margem de 25% para o fim da vida útil do ativo, conforme normas regulamentares).

A partir da energia nominal necessária sobre o barramento de 125 Vcc, calcula-se a capacidade equivalente em Ampere-hora (Ah):

$$\text{Capacidade Corrigida (Ah)} = [\text{Corrente(A)} \times \text{Tempo (h)}] / \text{DoD} \times \text{Fator Envelhecimento} \times \text{Fator Temp.} \quad (19)$$

$$\text{Capacidade Corrigida (Ah)} = [955\text{W}/125\text{Vcc} \times 10\text{h}] / 0,8 \times 1,25 \times 1 = 119,38 \quad (20)$$

Seleção Comercial: Para atender ao critério de segurança mínimo de 119,38 Ah, projeta-se um banco comercial padronizado de 150 Ah regulado por válvula.

Autonomia Realizada: Com uma carga permanente real de 955 W (0,955 kW), a capacidade útil de 9,55 kWh confere ao sistema uma autonomia de segurança de

operação contínua em regime de blecaute total, dentro da janela padrão de 8 ou 10 horas exigida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (Operador Nacional do Sistema, 2020).

O projeto contempla a utilização de elementos estacionários do tipo VRLA (Chumbo-Ácido Regulada por Válvula) com tecnologia de gel, dispostos em armário metálico abrigado na sala de comando. Esta tecnologia é selecionada devido à ausência de emissão de gases corrosivos, dispensando manutenção preventiva de eletrólito e apresentando curva estável de descarga para longos períodos (Santos; Matsumoto, 2010).

A composição em série para consolidar o barramento de 125 Vcc estrutura-se por:

- Configuração: 60 elementos em série de tensão nominal 2 Vcc cada ($60 \times 2 \text{ V} = 120 \text{ V}$ nominal em descarga / $\sim 135 \text{ Vcc}$ em regime de flutuação).
- Capacidade Unitária: Cada célula de 2 Vcc possuirá capacidade nominal de 150 Ah (C10 a 25 °C até a tensão de corte de 1,75 Vcc por elemento).

Para maximizar a resiliência e evitar o colapso por exaustão do banco em contingências de longa duração (superiores a 8 horas), o BESS é acoplado em configuração híbrida à planta fotovoltaica de 37,7 kWp detalhada no escopo da instalação (65 módulos de 580W TOPCon com inversor de 30 kW) (Tabares et al, 2020).

A arquitetura de integração adota o concept de Acoplamento em Corrente Alternada (AC Coupling) através de um Sistema de Conversão de Potência bidirecional (PCS - Power Conversion System) dedicado ao banco de baterias:

- Operação Normal: O inversor fotovoltaico de 30 kW injeta a geração diretamente no barramento de serviços auxiliares (CA). O excedente de energia solar é retificado pelo PCS bidirecional para manter o banco de 125 Vcc em estado pleno de carga (SoC = 100%).
- Operação em Contingência: Havendo a perda do suprimento da concessionária, o PCS do BESS abre o disjuntor de interligação geral e atua como o formador de rede (GridForming Converter), estabelecendo a referência de tensão e frequência senoidal para o barramento CA interno. O inversor fotovoltaico reconhece essa referência e sincroniza-se, passando a alimentar simultaneamente as cargas

de automação e a recarregar o banco de baterias em períodos de alta insolvência solar (Holzbach, 2025).

O gerenciamento de despacho do BESS é governado por um algoritmo de Energy Management System (EMS) centralizado, programado para priorizar a proteção de 138 kV e isolar cargas secundárias não essenciais caso o SoC (State of Charge) das baterias atinja limites críticos abaixo de 40% (Tabares et al, 2020).

A Tabela 5 abaixo consolida as especificações de engenharia resultantes do dimensionamento proposto para o sistema de armazenamento

Tabela 5 – Especificações técnicas do projeto BESS

Parâmetro Técnico do Projeto	Unidade / Especificação	Justificativa / Nota de Projeto
Demanda de Carga Permanente	955 W (0,955 kW)	IEDs, Switches IEC 61850 e Medição
Capacidade Útil de Projeto	9.550,00 Wh (9,55 kWh)	Restrição mandatória de segurança
Capacidade Nominal Requerida	15.707,23 Wh (15,71 kWh)	Inclui DoD (80%), Eficiência e Envelhecimento
Tensão Nominal do Barramento CC	125 Vcc	Padrão normativo de proteção de subestações
Tecnologia das Células	Chumbo-Ácido VRLA (Gel)	Baixa manutenção e alta estabilidade cíclica
Configuração Física do Banco	60 Células em Série	Elementos de 2 Vcc nominais
Capacidade Nominal Comercial	150 Ah	Margem de segurança superior aos 119,38 Ah mínimos
Autonomia Autônoma Isolada	10 horas	Sem considerar o aporte de geração solar diurna
Arquitetura de Acoplamento	AC-Coupled via PCS de 15 kVA	Integração bidirecional com Inversor de 30 kW
Modo de Controle do BESS	Grid-Forming (Formador de Rede)	Ativação automática em ilhamento

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A viabilidade financeira para a implantação física do Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS) de 15,71 kWh nominais está associada às condições logísticas e aos arranjos fiscais vigentes no estado de São Paulo. Devido à elevada concentração de distribuidores de soluções eletroquímicas industriais e fabricantes de conversores estáticos nos eixos Campinas, Sorocaba e Grande São Paulo, os custos com frete e mobilização técnica são significativamente minimizados em comparação com outras regiões do país (ALIANÇA SOLAR SP, 2026).

O capital necessário para a execução integral do projeto foi consolidado a partir de uma abordagem analítica de mercado, considerando as cotações médias de integradores de sistemas de potência para serviços auxiliares de subestações. O investimento total estimado varia entre R\$ 60.000,00 (cenário otimista) e R\$ 87.000,00 (cenário conservador), conforme detalhado na Tabela 6.

Tabela 6 – Orçamento analítico e composição de custos para implementação do BESS (15,71 kWh)

Componente / Macroetapa do Projeto	Custo Mínimo Estimado (R\$)	Custo Máximo Estimado (R\$)	Representação no CAPEX (%)
Banco de Baterias Estacionárias (60 células VRLA Gel de 2 Vcc / 150 Ah)	R\$ 27.000,00	R\$ 39.000,00	45,0%
Sistema de Conversão de Potência (PCS) (Inversor Bidirecional de 15 kVA <i>Grid-Forming</i>)	R\$ 14.000,00	R\$ 20.000,00	23,3%
Engenharia, Montagem e Comissionamento (Projetos, testes de aceitação em fábrica e em campo no padrão SP)	R\$ 9.000,00	R\$ 12.500,00	14,7%
Painel CC de Proteção, Cubículo e Infraestrutura (Fusíveis ultrarrápidos, chaves seccionadoras, rack metálico e barramentos)	R\$ 5.500,00	R\$ 8.500,00	9,4%
Sistema de Gestão de Energia (EMS) (Controlador lógico programável, licença de <i>software</i> e integração com a automação IEC 61850)	R\$ 4.500,00	R\$ 7.000,00	7,6%
CAPEX TOTAL DO SISTEMA BESS	R\$ 60.000,00	R\$ 87.000,00	100,0%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A análise percentual do CAPEX indica que o banco de baterias isolado representa o elemento de maior impacto financeiro, respondendo por 45% do custo total do sistema. Essa concentração de valor justifica a adoção de critérios rígidos de controle operacional através do EMS e a imposição do limite de 80% na profundidade de descarga (DoD), visando proteger o ativo contra processos de sulfatação precoce e maximizar o retorno do capital investido (Tabares et al., 2020).

3.5- LCOE- LEVELIZED COST OF ENERGY

O Custo Nivelado de Energia (LCOE - Levelized Cost of Energy) é a métrica econômica empregada para avaliar a viabilidade financeira de sistemas de geração e armazenamento distribuído. O LCOE representa o custo presente de construção e operação de uma planta dividido pelo volume total de energia elétrica líquida gerada e gerenciada ao longo do seu ciclo de vida útil econômico. Para o sistema híbrido fotovoltaico integrado ao banco de baterias chumbo-ácido reguladas por válvula (VRLA Gel), a formulação matemática do LCOE é expressa pela equação clássica de equilíbrio descontado (ALIANÇA SOLAR SP, 2026; Santos; Matsumoto 2010):

$$LCOE = \Sigma [(CAPEX_t + OPEX_t + Substituição_t) / (1 + r)^t] / \Sigma [Geração_t / (1 + r)^t] \quad (19)$$

Onde:

t representa o índice temporal do ano operacional (variando de 0 a N), N denota a vida útil total estimada do ativo (fixada em 25 anos com base nos módulos fotovoltaicos),

r é a taxa regulatória ou custo médio ponderado de capital (WACC) fixado em 10% ao ano,

$Geração_t$ é o montante energético líquido descontado pela taxa de degradação linear anual dos módulos semicondutores (Santos; Matsumoto, 2010).

O gasto de capital inicial (CAPEX) e as despesas operacionais (OPEX) foram levantados com base na média dos cenários econômicos praticados no mercado corporativo B2B do Estado de São Paulo. O CAPEX do arranjo fotovoltaico de 37,7 kWp (65 módulos de 580 W TOPCon e inversor de 30 kW) foi estabelecido em R\$ 80.025,00, enquanto o CAPEX do sistema de armazenamento BESS de 15,71 kWh nominais (60 células de 2 Vcc / 150 Ah e PCS de 15 kVA) totaliza

R\$ 73.500,00, consolidando um investimento inicial de R\$ 153.525,00 no Ano 0. O OPEX anual regular do sistema híbrido foi estimado em R\$ 1.902,75, agregando os custos de manutenção preventiva e gestão de software EMS. Adicionalmente, incorporou-se o custo de reinvestimento e substituição integral do banco de células VRLA no Ano 10, parametrizado em R\$ 33.075,00 devido à degradação físico-química dos elementos de chumbo sob regimes contínuos de operação (ALDO SOLAR, 2026; ALIANÇA SOLAR SP, 2026; Holzbach, 2025).

Sob a perspectiva energética, a planta apresenta uma produtividade líquida inicial de 4.453,99 kWh/mês (53,45 MWh/ano), calculada com base em uma irradiação solar média local de 5,18 HSP e uma razão de desempenho (Performance Ratio) conservadora de 75% para mitigar as perdas térmicas incidentes nas telhas da cobertura industrial. A degradação linear da eficiência celular dos módulos de silício do tipo N-Type TOPCon foi fixada em 0,5% ao ano para todo o horizonte do projeto (CRESESB, 2018; LONGI SOLAR, 2024).

A aplicação dos fatores de desconto temporal sob a taxa de 10% a.a. permite trazer todos os fluxos de caixa futuros e volumes de produção ao Valor Presente Líquido (VPL). O somatório da energia líquida gerada e gerida pelo sistema ao longo de 25 anos (levando em consideração a vida útil esperada do sistema fotovoltaico), corrigida pela perda por degradação anual e ponderada pelo fator de desconto, resulta em um volume equivalente acumulado de 463,55 MWh. Paralelamente, o VPL consolidado dos custos totais do projeto — composto pelo aporte inicial no Ano 0, pelas anuidades de OPEX e pelo aporte de substituição física das baterias no décimo ano — atinge o montante de R\$ 183.548,14. A divisão direta do VPL dos custos pelo VPL da energia determina o custo nivelado final do empreendimento (ALIANÇA SOLAR SP, 2026; CRESESB, 2018; Santos; Matsumoto 2010):

$$LCOE = R\$ 183.548,14 / 463,55 \text{ MWh} = R\$ 395,96 \text{ por MWh} = R\$ 0,40 \text{ por kWh} \quad (20)$$

Os dados são sintetizados na Tabela 7.

Tabela 7 – Síntese dos parâmetros econômicos e resultado do LCOE

Métrica / Parâmetro do Projeto	Valor Nominal	Valor Presente Líquido (VPL)	Impacto Relativo (%)
CAPEX Inicial (Fotovoltaica + BESS)	R\$ 153.525,00	R\$ 153.525,00	83,64%
OPEX Anual Combinado (25 anos)	R\$ 47.568,75	R\$ 17.271,20	9,41%
Substituição do Banco VRLA (Ano 10)	R\$ 33.075,00	R\$ 12.751,94	6,95%
Custo Total Descontado (Numerador)	R\$ 234.168,75	R\$ 183.548,14	100,00%
Energia Líquida Acumulada (Denominador)	1.295,95 MWh	463,55 MWh	-

Fonte: Autoria própria (2026).

O custo nivelado obtido de R\$ 0,40/kWh demonstra alta viabilidade econômica ao comparar-se diretamente com as tarifas industriais vigentes no mercado de distribuição de alta tensão do Estado de São Paulo, que frequentemente superam R\$ 0,75/kWh. Embora a integração do BESS eleve o LCOE em relação a um sistema fotovoltaico puro, a infraestrutura híbrida justifica-se pela eliminação da necessidade de instalação de geradores adicionais a combustão fóssil, garantindo a autossuficiência e a continuidade operacional dos ativos de proteção críticos da subestação sem interrupções por um período de contingência de pelo menos 10 horas (Holzbach, 2025; Tabares et al., 2020).

4 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi avaliada de forma integrada a viabilidade técnica, econômica e operacional da implementação de um sistema híbrido baseado em geração fotovoltaica e armazenamento de energia por baterias (BESS) focado no suprimento dos serviços auxiliares de subestações de alta tensão. Foi tomado como caso de estudo o setor de 138 kV da Subestação Ilha Solteira que opera sobre um arranjo de Barra Principal e Transferência (BPT) adotado. A continuidade operativa dos sistemas eletroeletrônicos críticos de proteção e automação mostra-se dependente de fontes de backup robustas e resilientes (Operador Nacional do Sistema, 2020).

Sob a perspectiva técnica, o dimensionamento proposto demonstrou eficácia ao garantir o atendimento integral da carga permanente essencial de corrente contínua, quantificada em 575 W para o bloco de IEDs de proteção e unidades de controle de vão (BCUs), somada a 380 W destinados aos medidores regulamentares e à malha de comunicação SCADA com redundância de rede. O banco de baterias Chumbo-Ácido VRLA Gel de 15,71 kWh nominais assegura uma autonomia real projetada de 10 horas em cenários de contingência severa, superando as especificações mínimas obrigatórias de 8 a 10 horas estipuladas pelas normativas vigentes do setor elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema, 2020; Tabares et al., 2020). Além disso, a arquitetura híbrida com acoplamento em corrente alternada (AC Coupling) e inversor bidirecional com funcionalidade de formação de rede (Grid-Forming) confere ao sistema a capacidade de operar em modo ilhado autônomo, permitindo o reaproveitamento da geração solar de 37,7 kWp durante o dia para alimentação simultânea das cargas e recarga do banco de baterias, mitigando riscos de subtensão ou colapso por descargas profundas.

Do ponto de vista econômico, a aplicação do Custo Nivelado de Energia (LCOE) resultou no valor final de R\$ 0,40 por kWh (equivalente a R\$ 395,96 por MWh), revelando-se competitivo quando comparado às tarifas industriais correntes na rede de alta tensão do Estado de São Paulo, que comumente ultrapassam o valor de R\$ 0,75 por kWh. Esta margem confere ao projeto uma atratividade financeira, justificando o investimento inicial consolidado (CAPEX) de R\$ 153.525,00. Embora o componente de armazenamento aumente o custo de capital e necessite de um aporte de substituição de células no Ano 10 (considerando que as baterias não

serão sempre descarregadas 100% e um cenário otimista) avaliado em R\$ 33.075,00 devido à degradação cíclica do chumbo, o modelo híbrido elimina a necessidade de grupos motogeradores a combustão fóssil de backup, anulando custos operacionais logísticos associados ao diesel (Aliança Solar SP, 2026; Holzbach; Franco, 2023).

Sob a ótica operacional e socioambiental, o sistema elimina passivos ecológicos relacionados ao risco de vazamento de hidrocarbonetos nos solos da subestação e reduz de forma drástica a emissão de gases de efeito estufa em nível local. A combinação de painéis com tecnologia N-Type TOPCon — caracterizados por baixas taxas de degradação anual de 0,5% — com as células VRLA Gel livres de manutenção periódica configura uma solução robusta e ideal para instalação em subestações desocupadas e operadas remotamente por sistemas de telegestão (LONGI SOLAR, 2024; Santos; Matsumoto, 2010).

Em suma, conclui-se que a integração da geração fotovoltaica com sistemas de armazenamento de energia constitui uma alternativa tecnicamente madura, economicamente vantajosa e operacionalmente segura para elevar os índices de confiabilidade e resiliência dos serviços auxiliares em subestações do sistema interconectado nacional. Como recomendações para trabalhos futuros, aponta-se a necessidade de investigar o comportamento do sistema sob perfis térmicos dinâmicos na sala de painéis e o desenvolvimento de algoritmos avançados para sistemas de gestão de energia (EMS) focados na otimização da vida útil cíclica do banco de baterias em regimes de microrrede.

REFERÊNCIAS

ALDO SOLAR. Tabela de preços e logística de distribuição para o estado de São Paulo. Maringá/Jundiaí: Aldo Componentes Eletrônicos, 2026. Disponível em: <https://www.aldosolar.com.br>. Acesso em: 25 jun. 2026.

ALIANÇA SOLAR SP. Indicadores de preços B2B e incentivos fiscais paulistas para geração distribuída. Sorocaba: Aliança Distribuidora, 2026. Disponível em: <https://www.aliancasolarsp.com.br>. Acesso em: 25 jun. 2026.

ALMEIDA, R. de *et al.* Análise operacional e critérios de manobra para arranjos de barra principal e transferência em subestações de alta tensão. Revista de Engenharia de Potência, v. 28, n. 1, p. 45-56, 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Características da interface de conexão com a rede de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 61850: Redes e sistemas de comunicação para automação de sistemas de potência. Rio de Janeiro: ABNT, 2022.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. Norma Regulamentadora n.º 10: Segurança em instalações e serviços em eletricidade. Brasília: MTE, 2004. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/assuntos/inspecao-do-trabalho/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras>. Acesso em: 7 jul. 2026.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. Norma Regulamentadora n.º 20: Segurança e saúde no trabalho com inflamáveis e combustíveis. Brasília: MTE, 2012. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/assuntos/inspecao-do-trabalho/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras>. Acesso em: 7 jul. 2026.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. Portaria nº 598, de 07 de dezembro de 2004. Altera a Norma Regulamentadora nº 10 (Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade). Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2004.

CANADIAN SOLAR. Módulos de Alta Performance TOPCon 3.0: especificações técnicas e diretrizes de aplicação industrial. São Paulo: Canadian Solar Brasil, 2024.

CRESESB. Potencial Solar - SunData v 3.0: banco de dados de irradiação solar diária média para o território brasileiro. Rio de Janeiro: CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2018. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/sundata/index.php>. Acesso em: 23 jun. 2026.

HOLZBACH, Matheus. Aplicação das meta-heurísticas algoritmo genético e busca em vizinhança variável no dimensionamento ótimo de um sistema de backup híbrido para serviços auxiliares em subestações. 2025.f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 2030.7-2017: IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. New York: IEEE, 2017.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 1115-2020: IEEE Recommended Practice for Sizing Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications. New York: IEEE, 2020.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62485-2:2015: Safety requirements for secondary batteries and battery installations - Part 2: Stationary batteries. Geneva: IEC, 2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62439-3: Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR). Geneva: IEC, 2015.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Power Generation Costs in 2020. Abu Dhabi: IRENA, 2021.

ISA ENERGIA BRASIL. Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão: automação, telecontrole e segurança em ativos de alta tensão. São Paulo: ISA CTEEP, 2026. Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br/pt/nossos-negocios/operacao-e-manutencao>. Acesso em: 18 jun. 2026.

ISA ENERGIA BRASIL. Subestação Ilha Solteira 138 kV: dados técnicos e localização. São Paulo: ISA CTEEP, 2026. Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br>. Acesso em: 18 jun. 2026.

JINKO SOLAR. Tiger Neo N-Type Technology Matrix: technical datasheet and structural design for commercial rooftops. Miami: Jinko Solar Global, 2024.

LONGI SOLAR. White Paper on HPBC and N-Type Application in Commercial Roofs: efficiency, safety and thermal management. Xi'an: LONGi Green Energy Technology Co., 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. RO-CB.BR.01: Gestão de Segurança Cibernética do Ambiente Operacional. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.3: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. Rio de Janeiro: ONS, 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, comando e controle. Rio de Janeiro: ONS, 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.7: Requisitos mínimos para os sistemas de serviços auxiliares. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

SANTOS, Erick Waghetti; MATSUMOTO, Ricardo Seiji. DIBB - Dimensionador de banco de baterias. 2010. Projeto de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, 2010.

TABARES, Alejandra; MARTINEZ, Norberto; GINEZ, Lucas; RESENDE, José F.; BRITO, Nierbeth; FRANCO, John Fredy. Optimal capacity sizing for the integration of a battery and photovoltaic microgrid to supply auxiliary services in substations under a contingency. *Energies*, v. 13, n. 22, e6037, nov. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13226037>. Acesso em: 25 jun 2026 .

UNITED STATES. Department of Energy. Energy Storage Handbook: A guide to grid-connected energy storage systems. Washington, DC: DOE, 2021.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 14724: Informação e documentação - Trabalhos acadêmicos - Apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.

KINDERMANN, Geraldo. Subestações de Alta Tensão. 4. ed. Florianópolis: Edição do Autor, 2019.

MAMEDE FILHO, João. Manual de Equipamentos Elétricos. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

SOUZA, Roberto de; CARVALHO, Alexandre. Projetos de Subestações de Alta Tensão: conceitos, dimensionamento e aplicações. São Paulo: Érica, 2024.

APÊNDICE

Apêndice A – Diagrama de Fluxo de Perdas Energéticas e Análise de Rendimento Global de GMG

```

1 %
=====
===== 2 % Diagrama de Fluxo de Perdas
Energéticas (Sankey) - Versão Curvilínea 3 %
=====
===== clc; clear; close all;4
5
6 fig = figure('Color', 'w', 'Position',
[100, 100, 1050, 600]); hold on;7
8
9 xlim([0, 105]);9
10 ylim([0, 100]);10
11
12 % Paleta de Cores RGB Normalizadas (Tons
Sóbrios e Acadêmicos) 13 c_diesel = [0, 95,
115] / 255; % Azul Petróleo
14 c_calor = [202, 103, 2] / 255; % Laranja Escuro
15 c_eixo = [10, 147, 150] / 255; % Verde Oceano
16 c_atrito = [230, 140, 10] / 255; % Laranja Médio
17 c_ruido = [130, 80, 200] / 255; % Roxo Muted
18 c_gerador = [235, 220, 180] / 255; % Bege Claro
19 c_eletrica = [120, 190, 165] / 255; % Verde Menta
20 c_util = [230, 110, 40] / 255; % Coral
(Energia Útil) 21
22 % Resolução de pontos para as curvas
np = 40;23
t = linspace(0, 1, np);24
25 s = 3*t.^2 - 2*t.^3; % Função Smoothstep para
suavização harmônica 26
27 %% --- 1. ENTRADA: Energia Química do Diesel (100%) ---
28 patch([5, 25, 25, 5], [30, 30, 80, 80], c_diesel,
'EdgeColor', 'none'); 29
30 %% --- 2. RAMIFICAÇÃO: Perdas por Calor
Dissipado (35% a 40%) --- 31 % Tronco principal
do calor curvando para cima
x2 = linspace(25, 48, np);32
yt2 = 80 + (94 - 80)*s;33
yb2 = 60 + (68 - 60)*s;34
35 patch([x2, fliplr(x2)], [yt2, fliplr(yb2)], c_calor,
'EdgeColor', 'none'); 36
37 % Divisão Superior: Perda Térmica: Bloco e Radiador
(Horizontal + Seta) 38 patch([48, 68, 68, 48], [82, 82,
94, 94], c_calor, 'EdgeColor', 'none'); 39 patch([68,
73, 68], [79, 88, 97], c_calor, 'EdgeColor', 'none'); 40
41 % Divisão Inferior: Perda Térmica: Gases de Exaustão
(Horizontal + Seta) 42 patch([48, 68, 68, 48], [68, 68,
77, 77], c_calor, 'EdgeColor', 'none'); 43 patch([68,
73, 68], [65, 72.5, 80], c_calor, 'EdgeColor', 'none');
44
45 %% --- 3. FLUXO PRINCIPAL: Energia no Eixo (60% a
65%) --- 46 patch([25, 55, 55, 25], [30, 30, 60, 60],
c_eixo, 'EdgeColor', 'none'); 47
48 %% --- 4. RAMIFICAÇÃO: Perdas por Atrito
Mecânico (10%) --- x4 = linspace(35, 45,

```

```

np);49
yt4 = 30 - (30 - 15)*s;50
yb4 = 30 - (30 - 5)*s;51
52 patch([x4, fliplr(x4)], [yt4, fliplr(yb4)], c_atrito,
'EdgeColor', 'none'); 53 patch([41.5, 45, 48.5], [7, 2, 7],
c_atrito, 'EdgeColor', 'none'); 54
55 %% --- 5. RAMIFICAÇÃO: Perdas por
Vibração e Ruído (3%) --- x5 =
linspace(46, 53, np);56
yt4_2 = 30 - (30 - 15)*s;57
yb4_2 = 30 - (30 - 12)*s;58
59 patch([x5, fliplr(x5)], [yt4_2, fliplr(yb4_2)], c_ruido,
'EdgeColor', 'none'); 60 patch([51, 53, 55], [14, 9, 14],
c_ruido, 'EdgeColor', 'none'); 61
62 %% --- 6. ESTÁGIO: Gerador Síncrono ---
63 patch([55, 75, 75, 55], [35, 35, 60, 60], c_gerador,
'EdgeColor', 'none'); 64
65 % Perdas Elétricas no Gerador (~2% a 3%) derivando em curva
x6 = linspace(64, 71, np);66
yt6 = 35 - (35 - 20)*s;67
yb6 = 35 - (35 - 17)*s;68
69 patch([x6, fliplr(x6)], [yt6, fliplr(yb6)], c_eletrica,
'EdgeColor', 'none'); 70 patch([69, 71, 73], [19, 14, 19],
c_eletrica, 'EdgeColor', 'none');
71
72 %% --- 7. FLUXO FINAL: Energia Elétrica Útil (45% a 50%) ---
73 patch([75, 92, 92, 75], [38, 38, 60, 60], c_util, 'EdgeColor', 'none');
74 patch([92, 99, 92], [33, 49, 65], c_util, 'EdgeColor', 'none');
75
76 %%
=====
===== 77 % TEXTOS, RÓTULOS E AJUSTES DE LEITURA
78 %
=====
===== 79
80 % Título do Gráfico
81 title({'DIAGRAMA DE FLUXO DE PERDAS ENERGÉTICAS (DIAGRAMA DE SANKEY)',
'Análise de Rendimento Global de um Grupo Gerador a Diesel (GMG)'}, ...
82 'FontSize', 13, 'FontWeight', 'bold', 'Color', 'k');
83
84 % Rótulos internos dos fluxos
85 text(15, 55, {'\bf100%', 'ENERGIA QUÍMICA', 'DO DIESEL'}, 'Color',
'w', 'FontSize', 9.5, 'HorizontalAlignment', 'center');
86 text(35, 74, {'\bf35% a 40%', 'Perdas por Calor', 'Dissipado'}, 'Color',
'w', 'FontSize', 9, 'HorizontalAlignment', 'center');
87 text(40, 45, {'\bf60% a 65%', 'Energia Mecânica', 'no Eixo do Motor'},
'Color', 'w', 'FontSize', 9.5, 'HorizontalAlignment', 'center');
88 text(65, 47.5, {'\bfGERADOR', '\bfSÍNCRONO'}, 'Color',
'#2D3133', 'FontSize', 9.5, 'HorizontalAlignment', 'center');
89 text(87, 49, {'\bfENERGIA ELÉTRICA ÚTIL', '\bfApenas 45% a 50%'}, 'Color',
'k', 'FontSize', 10, 'HorizontalAlignment', 'center');
90
91 % Textos de Destino das Perdas Térmicas (Nomenclatura Corrigida)
92 text(75, 88, {'\bfPerda Térmica:', 'Bloco e Radiador'}, 'Color',
'k', 'FontSize', 9, 'HorizontalAlignment', 'left');
93 text(75, 72, {'\bfPerda Térmica:', 'Gases de Exaustão'}, 'Color',
'k', 'FontSize', 9, 'HorizontalAlignment', 'left');
94

```

```

95 % Textos das perdas inferiores (Com Y ajustado para dar folga de
leitura) 96 text(45, -3, {'\bf10%', 'Perdas por Atrito', 'Mecânico e
Bombeamento'}, 'Color', 'k', 'FontSize', 9, 'HorizontalAlignment',
'center');
97 text(60, -3, {'\bf2% a 5%', 'Perdas por Vibração', 'e Ruído
Acústico'}, 'Color', 'k', 'FontSize', 9, 'HorizontalAlignment',
'center');
98 text(77, -3, {'\bf~2% a 3%', 'Perdas Elétricas', 'internas do
Gerador'}, 'Color', 'k', 'FontSize', 9, 'HorizontalAlignment',
'center');
99
100 % --- MOLDURA DO GMG RECALIBRADA (Fim em X=75.5 e Rótulo movido para o
topo interno) --- 101 rectangle('Position', [28, 8, 47.5, 55.5], 'Curvature',
0.05, 'LineStyle', ':', 'EdgeColor', '#5F6368', 'LineWidth', 1.2);
102 text(51.5, 61.5, 'CONJUNTO MOTOR-GERADOR (GMG)', 'Color',
'#5F6368', 'FontSize', 9, 'FontWeight', 'bold',
'HorizontalAlignment', 'center');
103
104 % Ocultar eixos
105 set(gca, 'XColor', 'none', 'YColor', 'none', 'Box', 'off');
axis tight;106
hold off;107

```

Apêndice B – Curva de Vida Cíclica Comparativa de Sistemas de Armazenamento

```

1 %
=====
===== 2 % Gráfico de Curva de Vida Cíclica: Baterias VRLA
vs. Íon-Lítio (NMC)
3 %
=====
===== clc; clear; close all;4
5
dod = [10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100];6
7 vrla_cycles = [1500, 1000, 750, 550, 450, 350, 280, 220, 180, 130];
8 nmc_cycles = [6000, 5000, 4200, 3600, 3200, 2800, 2500, 2300,
2100, 1700];
9
10 fig = figure('Color', 'w', 'Position', [100, 100, 850, 550]);
hold on;11
12
13 % Plot das curvas principais (apenas estas devem aparecer na legenda) 14 p1
= plot(dod, nmc_cycles, '-o', 'LineWidth', 3, 'Color', '#1A73E8',
'MarkerFaceColor', '#1A73E8', 'MarkerSize', 6);
15 p2 = plot(dod, vrla_cycles, '-s', 'LineWidth', 3, 'Color', '#D93025',
'MarkerFaceColor', '#D93025', 'MarkerSize', 6);
16
grid on;
17
18 set(gca, 'GridLineStyle', '--', 'GridAlpha', 0.4, 'FontSize', 10);
xlim([5, 105])
;19
ylim([0, 6500]);
20
set(gca, 'XTick', dod);
21
22
23 % Título ajustado em duas linhas para evitar truncamento na janela do MATLAB
24 title({'Curva de Vida Cíclica de Sistemas de Armazenamento', 'Número de
Ciclos Úteis vs. Profundidade de Descarga (DoD)'}, ...
25 'FontSize', 13, 'FontWeight', 'bold', 'Color', 'k');
26 xlabel('Profundidade de Descarga - DoD (%)', 'FontSize', 11,
'FontWeight', 'bold'); 27 ylabel('Número de Ciclos Úteis', 'FontSize',
11, 'FontWeight', 'bold'); 28
29 % Legenda mapeando estritamente os handles p1 e p2
30 lgd = legend([p1, p2], {'Íon-Lítio / NMC', 'Chumbo-Ácido / VRLA'}, 'Location',
'northeast', 'FontSize', 10, 'Box', 'on');
31
32 % --- LINHAS DE CHAMADA (Com HandleVisibility desligado para limpar a
legenda) --- 33 % Chamada para VRLA (Do texto até o ponto de 50% DoD)
34 plot([33, 50], [2000, 450], ':', 'Color', '#D93025', 'LineWidth', 1.5,
'HandleVisibility', 'off');
35 plot(50, 450, 'o', 'MarkerSize', 8, 'MarkerEdgeColor', '#D93025',
'LineWidth', 1.5, 'HandleVisibility', 'off');
36
37 % Chamada para NMC (Do texto até o ponto de 90% DoD)
38 plot([66, 90], [4500, 2100], ':', 'Color', '#1A73E8', 'LineWidth', 1.5,
'HandleVisibility', 'off');
39 plot(90, 2100, 'o', 'MarkerSize', 8, 'MarkerEdgeColor', '#1A73E8',
'LineWidth', 1.5, 'HandleVisibility', 'off');
40

```

```

41 % --- CAIXAS DE TEXTO (Terminologia Técnica de Engenharia
Reajustada) --- 42 % Caixa VRLA
43 txt_vrla = {'\bfChumbo-Ácido / VRLA', 'DoD > 50%: Degradação severa', '(300
a 500 ciclos úteis)', 'Vida útil calendarizada: 3 a 5 anos'};
44 text(12, 2200, txt_vrla, 'Color', '#D93025', 'FontSize', 9.5, ...
45 'BackgroundColor', '#FCE8E6', 'EdgeColor', '#D93025', 'Margin', 6,
'LineWidth', 1); 46
47 % Caixa NMC
48 txt_nmc = {'\bfÍon-Lítio / NMC', 'DoD 90%: Elevada resiliência cíclica',
'(~2.100 ciclos úteis)', 'Vida útil calendarizada: até 15 anos'};
49 text(45, 4800, txt_nmc, 'Color', '#1A73E8', 'FontSize', 9.5, ...
50 'BackgroundColor', '#E8F0FE', 'EdgeColor', '#1A73E8', 'Margin', 6,
'LineWidth', 1);
51 hold off;

```

Apêndice C – Cronograma Gráfico do Tempo de Comutação e Janela de Desenergização CA

```

1 %
=====
===== 2 % Cronograma Gráfico do Tempo de Comutação
(Serviços Auxiliares de SE)
3 %
=====
===== clc; clear; close all;4
5
6 fig = figure('Color', 'w', 'Position', [100, 100, 950, 450]);
hold on;7
8
9 xlim([-10, 50]);9
10 ylim([-1.2, 1.5]);10
11
12 % Regiões de fundo (Patches)
13 patch([-10, 0, 0, -10], [-1.2, -1.2, 1.5, 1.5], [0.90, 0.96, 0.92],
'EdgeColor', 'none'); % Normal (Verde)
14 patch([0, 30, 30, 0], [-1.2, -1.2, 1.5, 1.5], [0.99, 0.91, 0.90],
'EdgeColor', 'none'); % Transição (Vermelho)
15 patch([30, 50, 50, 30], [-1.2, -1.2, 1.5, 1.5], [0.91, 0.94, 0.99],
'EdgeColor', 'none'); % Emergência (Azul)
16
17 % Linhas estruturais (Eixo central e divisores)
18 plot([-10, 50], [0, 0], 'Color', '#3C4043', 'LineWidth', 2.5);
19 plot([0, 0], [-1.2, 1.5], '--', 'Color', '#D93025', 'LineWidth', 1.8);
20 plot([30, 30], [-1.2, 1.5], '--', 'Color', '#1A73E8',
'LineWidth', 1.8); 21
22 plot(0, 0, 'o', 'MarkerFaceColor', '#D93025', 'MarkerEdgeColor', '#D93025',
'MarkerSize', 8); 23 plot(30, 0, 'o', 'MarkerFaceColor', '#1A73E8',
'MarkerEdgeColor', '#1A73E8', 'MarkerSize', 8); 24
25 % Título do Gráfico
26 title({'Cronograma Gráfico do Tempo de Comutação', '(Linha do
Tempo do Intervalo de Desenergização CA)'}, ...
27 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold', 'Color', 'k');
28
29 xlabel('Tempo de Transição (segundos)', 'FontSize', 11, 'FontWeight',
'bold', 'Color', 'k'); 30
31 % --- CAIXAS DE TEXTO DOS INSTANTES (Ajustadas nos limites exatos) ---
32
33 % Balão Instante 0s - Recuado para X = -5.5 para não cruzar a linha do
tempo zero 34 txt_0s = {'\bfInstante 0s', '\rmInterrupção do Suprimento',
'\rm(Proteção / Subtensão)'}; 35 text(-5.5, 0.85, txt_0s, 'Color', 'k',
'FontSize', 9, ...
36 'BackgroundColor', 'w', 'EdgeColor', '#D93025', 'Margin', 4,
'LineWidth', 1, 'HorizontalAlignment', 'center');
37
38 % Balão Instante 30s
39 txt_30s = {'\bfInstante +30s', '\rmFechamento do Disjuntor do GMG',
'\rmTransferência de Carga (CA)'};
40 text(40, 0.85, txt_30s, 'Color', 'k', 'FontSize', 9, ...
41 'BackgroundColor', 'w', 'EdgeColor', '#1A73E8', 'Margin', 4,
'LineWidth', 1, 'HorizontalAlignment', 'center');
42
43 % --- RÓTULOS E SUBTÍTULOS DAS FAIXAS OPERACIONAIS ---
44

```

```

45 % Faixa Verde: Concessionária (Forçando o empilhamento vertical com Ys
diferentes) 46 text(-5, -0.16, 'Suprimento da', 'Color', '#137333',
'FontSize', 10.5, 'FontWeight', 'bold', 'HorizontalAlignment', 'center');
47 text(-5, -0.32, 'Concessionária', 'Color', '#137333', 'FontSize', 10.5,
'FontWeight', 'bold', 'HorizontalAlignment', 'center');
48 text(-5, -0.48, '(Regime Normal)', 'Color', 'k', 'FontSize', 9.5,
'FontWeight', 'normal', 'HorizontalAlignment', 'center');
49
50 % Faixa Vermelha: Tempo de Comutação
51 text(15, -0.25, 'TEMPO DE COMUTAÇÃO', 'Color', '#D93025', 'FontSize', 11,
'FontWeight', 'bold', 'HorizontalAlignment', 'center');
52 text(15, -0.42, '(Intervalo de Desenergização CA)', 'Color', 'k', 'FontSize',
10, 'FontWeight', 'normal', 'HorizontalAlignment', 'center');
53
54 % Faixa Azul: GMG
55 text(40, -0.25, 'GMG em Regime Permanente', 'Color', '#1557B0', 'FontSize',
11, 'FontWeight', 'bold', 'HorizontalAlignment', 'center');
56 text(40, -0.42, '(Barramento CA Restabelecido)', 'Color', 'k', 'FontSize',
10, 'FontWeight', 'normal', 'HorizontalAlignment', 'center');
57
58 % --- QUADRO DE DETALHES TÉCNICOS ---
59 txt_detalhes = {'• Ciclo de partida e aceleração nominal do motor
térmico', ... 60 '• Estabilização de tensão (AVR) e frequência
(Governador)', ... 61 '• Serviços auxiliares operando exclusivamente
via CC (Baterias)'}; 62 text(15, -0.85, txt_detalhes, 'Color',
'#202124', 'FontSize', 10, ...
63 'BackgroundColor', 'w', 'EdgeColor', '#D93025', 'Margin', 6, 'LineStyle', ':',
'LineWidth', 1.5, 'HorizontalAlignment', 'center');
64
65 % --- FORMATAÇÃO DOS EIXOS E ESCALA DE TEMPO ---
set(gca, 'XTick', -10:10:50);66
67 set(gca, 'XTickLabel', {'-10s', '0s', '10s', '20s', '30s', '40s', '50s'},
'FontWeight', 'bold'); set(gca, 'YTick', []);68
set(gca, 'Box', 'off');69
set(gca, 'YColor', 'none');70
71
ax = gca;72
ax.XAxis.Color = 'k'; 73
hold off;74

```