

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

CAROLINE HIGUTI VIEIRA

**ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS A UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO NO SETOR PÚBLICO**

**Ilha Solteira
2025**

CAROLINE HIGUTI VIEIRA

**ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS A UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO NO SETOR PÚBLICO**

Trabalho de graduação apresentado à
Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira –
Unesp como parte dos requisitos para
obtenção do título de engenheira eletricista.

Prof. Dr. Carlos Antonio Alves
Orientador

Ilha Solteira
2025

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

V658a Vieira, Caroline Higuti.
Análise técnica-econômica da integração de um sistema de armazenamento de energia em baterias a um sistema fotovoltaico no setor público / Caroline Higuti Vieira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2025
57 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira,
2025

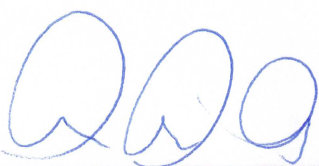
Orientador: Carlos Antonio Alves

Inclui bibliografia

1. Geração fotovoltaica. 2. Bess. 3. Operação zero grid. 4. Energia solar.

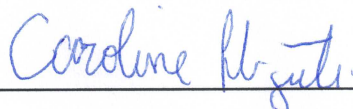
ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos vinte e sete dias do mês de junho do ano de dois mil e vinte e cinco, a discente **Caroline Higuti Vieira**, matriculada sob o nº 172054109, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Prof. Dr. Carlos Antonio Alves, o Prof. Dr. Jean Marcos de Souza Ribeiro e o Prof. Dr. Guilherme de Azevedo e Melo, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado **"ANÁLISE TÉCNICA-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS A UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO SETOR PÚBLICO"**, obtendo a nota 9.0 (NOVE) e conceito APROVADO.



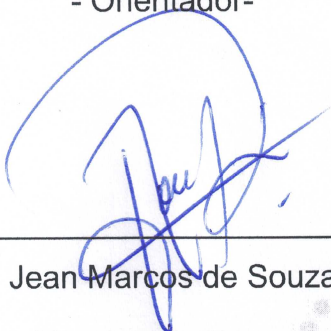
Prof. Dr. Carlos Antonio Alves

- Orientador-



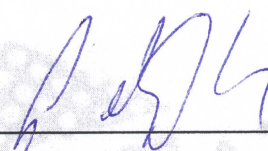
Caroline Higuti Vieira

- Discente -



Prof. Dr. Jean Marcos de Souza Ribeiro

- Membro da Banca -



Prof. Dr. Guilherme de Azevedo e Melo

- Membro da Banca -

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a duas das mulheres mais importantes da minha vida: minha mãe e minha filha.

À minha mãe, que um dia sonhou em ser engenheira eletricista, mas abriu mão de seus próprios sonhos para cuidar de mim. Este diploma não é só meu, é também dela, é a realização dos nossos sonhos. Toda conquista que celebro hoje é fruto do amor, da coragem e da generosidade dela, que colocou meu futuro acima do próprio.

À minha filha, que cresceu comigo enquanto eu aprendia a ser mãe, mulher e engenheira. Ela foi minha companhia constante e minha força nos momentos de exaustão. Seu amor foi o impulso que me manteve firme nessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus amigos, que estiveram ao meu lado nos momentos mais difíceis, à minha família pelo apoio incondicional, aos professores, por compartilharem conhecimento e aos colegas de faculdade, por cada conversa, trabalho em grupo e aprendizado compartilhado ao longo dessa jornada.

RESUMO

Neste trabalho é apresentado um estudo de caso aplicado a uma unidade consumidora do setor público com o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da operação em regime zero grid, por meio da integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de armazenamento de energia em baterias. A proposta busca garantir autonomia energética completa, sem injeção de excedentes na rede elétrica, por meio do dimensionamento preciso da geração solar e da capacidade de armazenamento. A análise baseou-se em dados reais de consumo entre 2020 e 2024, perfis de carga horária e irradiação solar da região de Ilha Solteira/SP. O sistema projetado compreende 3.031 módulos fotovoltaicos e um BESS com capacidade útil de 1.500 kWh, sendo capaz de suprir integralmente a demanda energética diária, mesmo nos períodos noturnos. A viabilidade técnica foi confirmada pela compatibilidade entre geração e demanda, pela capacidade de armazenamento e pela área disponível para instalação. Na análise econômica, os principais indicadores demonstraram resultados favoráveis: Payback de 4,66 anos, Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 3.539.019,12, Taxa Interna de Retorno (TIR) de 18,74% ao ano e Custo Nivelado de Energia (LCOE) de R\$ 0,46/kWh, valor significativamente inferior à tarifa média vigente. Conclui-se que a adoção de sistemas FV+BESS em regime *zero grid* no setor público representa uma solução técnica e financeiramente viável, além de estratégica em termos de sustentabilidade, economia de recursos e segurança energética. O modelo proposto pode ser replicado em outras unidades consumidoras com perfil semelhante.

Palavras-chave: geração fotovoltaica; BESS; operação zero grid; energia solar.

ABSTRACT

In this work is present a case study applied to a public sector consumer unit with the objective of analyzing the technical and economic feasibility of zero grid operation through the integration of a photovoltaic system (PV) with a battery energy storage system (BESS). The proposal aims to ensure complete energy autonomy, without injecting surplus energy into the utility grid, by precisely sizing solar generation and storage capacity. The analysis was based on real consumption data from 2020 to 2024, hourly load profiles, and solar irradiation data from Ilha Solteira/SP. The designed system consists of 3,031 photovoltaic modules and a BESS with a usable capacity of 1,500 kWh, capable of fully supplying the unit's daily energy demand, including nighttime consumption. Technical feasibility was confirmed by the alignment between generation and demand, adequate storage capacity, and available installation area. In the economic analysis, the key indicators showed favorable results: a simple Payback of 4.66 years, Net Present Value (NPV) of R\$ 3,539,019.12, Internal Rate of Return (IRR) of 18.74% per year, and Levelized Cost of Energy (LCOE) of R\$ 0.46/kWh—significantly lower than the current average utility tariff. It is concluded that adopting PV+BESS systems under zero grid operation in the public sector is a technically and financially feasible solution, also strategic for sustainability, cost reduction, and energy security. The proposed model can be replicated in other consumer units with similar profiles.

Keywords: photovoltaic generation; BESS; zero grid operation; solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Interior Contêiner de BESS.....	21
Figura 2 - Curva de Carga de Consumo	31
Figura 3 - Área de Instalação	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação de Sistemas Fotovoltaicos	19
Tabela 2 - Consumo da Unidade (kWh)	28
Tabela 3 - Média de dados de consumo energético mês de outubro/24	30
Tabela 4 - Características do Módulo FV	32
Tabela 5 - Dados de Consumo e Tarifa	42
Tabela 6 - Série de Valores Anuais para Cálculo da TIR	46

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARTs	Anotações de Responsabilidade Técnica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CAPEX	Capital Expenditure
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
FV	Fotovoltaico
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Consumo Energético no Setor Público	15
1.2. Desafios de Conexão e Limitação de Injeção na Rede	15
1.3. Operação Zero Grid com FV e BESS	15
1.4. Operação Estratégica	16
2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	17
2.1. Funcionamento	17
2.2. Classificações de Sistemas Fotovoltaicos	18
2.3. Dimensionamento Sistema Fotovoltaico.....	20
3. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS – BESS.....	21
3.1. Funcionamento de um Sistema BESS.....	22
3.2. Dimensionamento técnico de BESS	23
3.3. Normas Técnicas e Segurança.....	24
4. MATERIAIS E MÉTODOS	25
4.1. Procedimentos Metodológicos.....	25
4.2. Dispositivos.....	26
5. ANÁLISE TÉCNICA	27
5.1. Metodologia de Dimensionamento.....	27
5.1.1. Consumo Energético da Unidade Consumidora	27
5.1.2. Irradiação Solar e Fator de Performance	28
5.1.3. Curva de Carga e Demanda Fora do Horário Solar	29
5.1.4. Energia Total	31
5.1.5. Módulo Fotovoltaico	32
5.1.6. Área Disponível e Aproveitamento	33
5.2. Viabilidade Técnica.....	34
6. ANÁLISE COMERCIAL.....	36
6.1. Investimento Inicial (CAPEX).....	36

6.1.1. Geração Fotovoltaica	36
6.1.2. Sistema de Armazenamento por Baterias	37
6.1.3. Infraestrutura e Montagem	38
6.1.4. EMS e Monitoramento.....	38
6.1.5. Engenharia e Comissionamento	39
6.2. Custos Operacionais (OPEX)	40
6.3. Estimativa da Energia Compensada Anualmente.....	40
6.4. Tarifa de Energia Elétrica	41
6.5. Estimativa da Economia Anual	43
6.6. Indicadores Econômicos	43
6.6.1. Payback Simples	44
6.6.2. Valor Presente Líquido (VPL).....	44
6.6.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)	45
6.6.4. Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	47
6.7. Viabilidade Econômica.....	48
7. ANÁLISE FINAL.....	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
APÊNDICE A – DETALHAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA	52
APÊNDICE B – PLANO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA.....	55
APÊNDICE C – SCRIPT PROGRAMAÇÃO PARA INDICADORES	56

1. INTRODUÇÃO

Diante do crescente consumo de energia elétrica e dos elevados custos associados à sua utilização, torna-se cada vez mais necessário adotar soluções economicamente viáveis que proporcionam maior autonomia e previsibilidade orçamentária. Neste cenário, os sistemas fotovoltaicos, em conjunto com soluções de armazenamento de energia em baterias, surgem como alternativas promissoras.

Instituições públicas, como universidades, hospitais e órgãos administrativos, enfrentam elevados gastos recorrentes com energia elétrica, o que compromete a alocação de recursos para áreas prioritárias. A adoção de sistemas FV+*BESS* com operação *zero grid* representa uma alternativa eficiente para reduzir esses custos, garantir a continuidade do fornecimento em situações adversas e, ao mesmo tempo, contribuir para a gestão inteligente de recursos públicos. Embora haja um apelo sustentável associado à geração solar, é a viabilidade econômica e o retorno financeiro de médio prazo que tornam essa solução especialmente atrativa.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), que fornece energia para grande parte do Brasil, enfrenta desafios como sobrecarga na transmissão, variações na disponibilidade de energia renovável e oscilações nas tarifas. A operação independente da rede, como proposta neste estudo, evita tais gargalos e oferece à instituição maior controle sobre seu consumo e seus custos energéticos. No entanto, é importante destacar que, diferentemente do que ocorre com a rede elétrica convencional, um sistema *zero grid* não necessariamente oferece maior confiabilidade no fornecimento, especialmente em casos de falhas no sistema de geração ou armazenamento. Assim, o modelo exige um dimensionamento técnico preciso, manutenção rigorosa e estratégias bem definidas de gerenciamento de energia.

Portanto, a justificativa para o desenvolvimento deste trabalho se apoia em três pilares fundamentais: há o potencial de economia e retorno financeiro que a autossuficiência energética pode proporcionar, representando uma oportunidade de otimizar recursos e reduzir custos operacionais a longo prazo. Em segundo lugar, há a possibilidade de desenvolver um modelo técnico reaplicável de geração e armazenamento local para unidades consumidoras. Por fim, a terceira razão reside na indispensabilidade de realizar uma avaliação técnica e econômica minuciosa,

com o objetivo de dimensionar adequadamente tais sistemas. Isso é crucial para garantir não apenas a máxima eficiência dessas soluções, mas também sua viabilidade de implementação, assegurando que os investimentos sejam aplicados de maneira estratégica e eficaz.

1.1. Consumo Energético no Setor Público

O setor público brasileiro é um dos grandes consumidores de energia elétrica, especialmente em instituições como universidades, hospitais e órgãos administrativos. Esses estabelecimentos operam de forma contínua e com infraestrutura abrangente, que resulta em contas de energia significativamente altas. Como consumidores do grupo A4, essas instituições estão inseridas em um modelo tarifário baseado em demanda contratada, o que exige uma gestão energética estratégica, voltada à redução de custos e à eficiência no uso dos recursos públicos.

A adoção de energia solar fotovoltaica nas instituições públicas tem apresentado crescimento expressivo, motivada pelas tarifas crescentes da energia elétrica. A busca por autonomia energética tornou-se uma pauta estratégica para o setor, especialmente diante das limitações orçamentárias.

1.2. Desafios de Conexão e Limitação de Injeção na Rede

Apesar do avanço das fontes renováveis, a integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica impõe desafios técnicos e regulatórios. O SIN que abastece grande parte do território brasileiro, opera com parâmetros técnicos rígidos que nem sempre são compatíveis com a injeção de energia proveniente de pequenos geradores distribuídos.

Além disso, há entraves relacionados à regulamentação e ao licenciamento de sistemas com exportação de energia, o que pode retardar ou inviabilizar projetos de geração distribuída de maior porte. Nesse contexto, estratégias que minimizem ou eliminem a injeção de energia na rede, como a operação em modelo *zero grid*, tornam-se alternativas viáveis e atrativas para o setor público.

1.3. Operação Zero Grid com FV e BESS

A operação *zero grid* consiste em projetar sistemas de geração e armazenamento de forma que a energia gerada seja totalmente consumida localmente, evitando a exportação para a rede. Essa estratégia é possível por meio

da integração de sistemas fotovoltaicos (FV) com sistemas de armazenamento de energia em baterias (*BESS*), que captam o excedente solar durante o dia e o disponibilizam para o consumo noturno.

Conforme discutido por Rosas et al. (2021) e Souza (2022), essa combinação FV+BESS permite um uso mais eficiente da geração solar, principalmente para consumidores com perfil de carga distribuída ao longo do dia, como é o caso estudado neste trabalho. O sistema BESS ainda contribui para a estabilidade da frequência e tensão da rede, garantindo a continuidade de serviços essenciais.

1.4. Operação Estratégica

A operação em regime *zero grid* representa uma estratégia que alia economia, eficiência e independência energética. O principal benefício para instituições públicas é a redução dos custos operacionais com energia elétrica, possibilitando uma gestão orçamentária mais previsível e eficiente. A autossuficiência energética permite minimizar os impactos de aumentos tarifários, bandeiras tarifárias e eventuais oscilações de fornecimento do SIN, oferecendo maior controle sobre os recursos públicos..

Além do aspecto econômico, há ganhos operacionais importantes. Com o fornecimento local da energia por meio da geração fotovoltaica e do armazenamento em baterias, é possível manter o funcionamento contínuo da instituição mesmo durante interrupções externas, desde que o sistema esteja devidamente dimensionado e monitorado. Isso confere maior autonomia e resiliência às operações da unidade consumidora.

2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica representa uma das mais promissoras fontes de energia renovável, destacando-se por sua disponibilidade, baixo impacto ambiental e crescente viabilidade econômica. No Brasil, o aproveitamento da irradiação solar é favorecido pelas condições climáticas, tornando a geração fotovoltaica atrativa para aplicações residenciais, comerciais e institucionais. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica superou 26 GW em 2024, sendo o setor público responsável por parcela significativa dessa expansão.

No contexto do setor público, sistemas fotovoltaicos representam uma oportunidade estratégica de economia com gastos recorrentes de energia, contribuindo também para a imagem institucional e sustentabilidade ambiental. Tais sistemas podem ser instalados sobre coberturas de edificações públicas, estacionamentos ou áreas ociosas, aproveitando a irradiação solar local.

2.1. Funcionamento

A geração fotovoltaica ocorre por meio da conversão direta da luz solar em eletricidade, utilizando o efeito fotovoltaico. Abaixo está o passo a passo desse processo de conversão de energia:

- (1) **Captação da radiação solar pelos módulos fotovoltaicos:** Tudo começa nos módulos fotovoltaicos, geralmente instalados no telhado ou solo. Captam a irradiação solar e convertem em tensão contínua (Vdc). Cada módulo tem uma potência nominal e uma tensão típica, geralmente entre 30 e 50 Vdc. Esses módulos são conectados em série e/ou paralelo, formando strings para atingir a tensão e corrente desejadas.
- (2) **Agrupamento em *stringbox* e proteção CC:** Os cabos de cada string vão para a caixa de junção CC (*stringbox*), que agrega os circuitos e protege contra sobrecorrentes e surtos. Nesse ponto, tem-se já uma quantidade significativa de energia em corrente contínua circulando no sistema, e é essencial que os cabos, disjuntores e dispositivo de proteção contra surtos (DPS) estejam bem especificados (NBR 16690 e NBR 5410).

- (3) Conversão de tensão contínua em tensão alternada: A energia segue para o inversor fotovoltaico; a parte principal do sistema. O inversor converte a tensão contínua, gerada pelos módulos em corrente alternada (Vac), compatível com os padrões da rede elétrica instalada. Além de realizar conversão CC/CA, o inversor monitora a rede, controla o ponto de máxima potência (MPPT) e sincroniza a fase e frequência da energia injetada.
- (4) Integração com o quadro elétrico da instalação: A energia alternada gerada é enviada ao quadro geral de distribuição do consumidor.
- (5) Medição e compensação: Se o sistema estiver conectado à rede pública (on-grid), o excedente de geração é exportado para a distribuidora por meio do medidor bidirecional. Esse medidor registra tanto o consumo quanto a injeção, permitindo o uso de créditos de energia conforme as regras da REN 1.059/2023 da ANEEL.
- (6) Monitoramento do sistema: A maioria dos inversores possui sistema de monitoramento via aplicativo ou web, com dados em tempo real de geração, tensão, corrente, temperatura dos módulos e alertas de falha. Essa etapa é fundamental para manutenção preventiva e avaliação de desempenho (*performance ratio*).

2.2. Classificações de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados conforme sua forma de conexão com a rede elétrica e o modo de operação. Essa classificação impacta diretamente no projeto, nos componentes necessários, na estratégia de controle e na viabilidade econômica da instalação. Em seguida, detalhes dos três principais tipos de sistemas:

- (1) Sistemas *On-Grid*: São conectados à rede elétrica, com compensação de energia por meio de créditos, sistemas mais comuns no Brasil, especialmente após a regulamentação da geração distribuída pela ANEEL (REN nº 482/2012 e atualizada pela REN nº 1.059/2023).

(2) Sistemas *Off-Grid*: São sistemas isolados da rede, totalmente independentes da rede elétrica, ideais para áreas remotas ou instalações com operação crítica que não podem depender da distribuidora.

(3) Sistemas Híbridos: sistemas que combinam soluções, são conectadas à rede, mas também incluem baterias, permitindo operar mesmo quando a rede falha.

Na Tabela 1 é apresentada uma comparação entre os tipos de sistemas fotovoltaicos.

Tabela 1 - Comparação de Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas	Características	Vantagens	Desvantagens
On-Grid	• Conectam-se diretamente à rede da distribuidora; • Toda a energia gerada é utilizada pela instalação em tempo real. Se houver excedente, ele é injetado na rede e gera créditos de energia (em kWh); • Não requerem baterias; • Dependem da presença da rede para funcionar — em caso de queda da rede, o inversor desliga (por norma de segurança da concessionária).	• Menor custo de implantação; • Retorno rápido do investimento (payback reduzido); • Simples de manter.	• Não funcionam em caso de falta de energia (sem backup); • Dependência das regras de compensação da distribuidora.
Off-Grid	• Toda a energia é gerada e consumida localmente; • Incluem banco de baterias (geralmente de lítio ou chumbo-ácido) para armazenar energia para uso noturno ou dias nublados; • Possuem controladores de carga e inversores específicos (off-grid ou híbridos).	• Autonomia total em relação à concessionária; • Ideal para áreas rurais, comunidades isoladas, sistemas de bombeamento, etc.	• Custo mais elevado (baterias representam até 50% do custo total); • Requer dimensionamento preciso e manutenção mais rigorosa.
Híbrido	• Conectados à rede elétrica e também a um sistema de baterias; • Podem ser configurados para priorizar o autoconsumo, carregar as baterias ou exportar excedente à rede; • Inversores híbridos fazem a gestão inteligente das fontes e cargas; • Permitem operação em modo de backup ou ilhamento.	• Flexibilidade operacional; • Continuidade de fornecimento mesmo com falha da rede; • Possibilidade de arbitrar entre geração, consumo, armazenamento e exportação.	• Custo intermediário (entre on-grid e off-grid); • Requer maior sofisticação no projeto e monitoramento.

Fonte: Elaborado pela autora.

Na prática, o tipo de sistema escolhido depende de três variáveis principais:

- (1) Confiabilidade da rede elétrica local: quanto mais instável, maior o interesse em sistemas off-grid ou híbridos;
- (2) Perfil de carga da instalação: instalações com carga concentrada no período solar (7h às 17h) se beneficiam mais de sistemas on-grid;
- (3) Objetivo estratégico: economia, autonomia energética, ou ambos.

No caso desse trabalho, o sistema proposto visa uma operação zero grid absoluto, ou seja, é um sistema híbrido com foco em independência energética, a energia solar é complementada por armazenamento em baterias e não há injeção à rede pública.

2.3. Dimensionamento Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico requer análise da demanda energética, irradiação solar local, espaço físico disponível e perfil de consumo. A metodologia comumente adotada segue as diretrizes da NBR 16690 e envolve:

- Cálculo da energia diária a ser gerada (em kWh);
- Determinação da potência de pico (kWp) necessária considerando perdas e fator de desempenho (PR);
- Seleção dos módulos e inversores adequados;
- Verificação da compatibilidade elétrica e física da instalação.

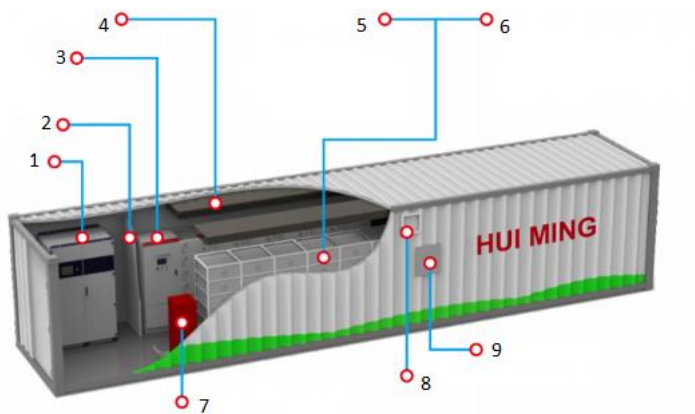
De acordo com a NREL (National Renewable Energy Laboratory), a *performance ratio* típica de sistemas FV no Brasil varia entre 75% e 85% (NREL, 2022).

3. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS – BESS

O armazenamento de energia elétrica em sistemas de baterias, conhecidos como *BESS (Battery Energy Storage System)*, é uma tecnologia que permite guardar energia para ser usada posteriormente. A energia gerada em momentos de baixa demanda pode ser armazenada e aproveitada mais tarde, como durante a noite ou em horários de maior consumo, quando a demanda é maior. Essa capacidade de armazenar e liberar energia de acordo com a necessidade é especialmente importante para fontes de energia intermitentes, como a solar, que depende da disponibilidade de luz solar para gerar eletricidade. Com o auxílio de sistemas de baterias, é possível garantir maior estabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia, mesmo quando as condições climáticas ou horários não favorecem a geração direta.

Um sistema de armazenamento em baterias é composto por diversos elementos que trabalham em conjunto para garantir sua eficiência e segurança. Na Figura 1 é possível identificar os principais componentes de um contêiner *BESS*.

Figura 1 - Interior Contêiner de BESS



Fonte: Adaptada de Hmxenergy pela Autora.

- (1) – Inversores Bidirecionais: Convertem a energia armazenada em corrente contínua para corrente alternada e vice versa;
- (2)- Divisória: Importante para manter a distância entre equipamentos;
- (3)- Gabinete de Distribuição de Energia: Distribui a energia elétrica entre os diferentes sistemas dentro do BESS, tem como função controlar e proteger o fluxo de energia dentro do contêiner;

- (4) e (9) – Sistema de Resfriamento: resfria os componentes internos do BESS, como baterias e inversores, mantém a temperatura operacional ideal, prevenindo superaquecimento e aumento a vida útil dos equipamentos;
- (5) – Baterias: Armazena a energia elétrica captada da rede ou fonte renovável para uso posterior;
- (6) – Battery Management System (BMS): controla e monitora a operação das baterias, garantindo eficiência e segurança, evitando sobrecargas, controlando temperatura, equalizando a carga entre as células e protegendo contra falhas elétricas;
- (7) – Sistema de Supressão: Atua na prevenção e combate a incêndios, liberando gases ou líquidos extintores em caso de incêndio ou superaquecimento;
- (8) – Dispositivo de Alívio de Pressão: Libera o excesso de pressão acumulado dentro do contêiner em caso de superaquecimento ou falha nas baterias.

Essa tecnologia tem se tornado cada vez mais relevante no contexto da transição energética global, ajudando a otimizar o uso de fontes renováveis e a reduzir a dependência de redes elétricas tradicionais. Além de contribuir para a sustentabilidade, os sistemas de armazenamento em baterias oferecem flexibilidade e autonomia, sendo fundamental na construção de um futuro energético mais eficiente e confiável.

Neste trabalho, o foco é avaliar cuidadosamente o desempenho dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (*BESS*), especialmente em relação à sua capacidade de atender às necessidades energéticas de uma instalação pública, com o objetivo de autonomia da rede elétrica tradicional. Assim, pretende-se entender como esses sistemas podem ajudar a criar um modelo de operação mais autônomo e resistente, reduzindo a necessidade de fontes de energia externas e melhorando o uso de recursos naturais renováveis. Nesse contexto, os sistemas *BESS* são integrados à geração fotovoltaica para viabilizar a operação *zero grid*, ou seja, sem injeção de energia na rede pública e com suprimento autônomo da carga local.

3.1. Funcionamento de um Sistema BESS

A energia passa por etapas dentro do sistema de armazenamento de bateria:

- (1) Carregamento: Energia é absorvida pela rede ou do sistema FV, passa pelo inversor bidirecional e é armazenada no banco de baterias;

- (2) Armazenamento: Energia permanece disponível em CC nas baterias, controlada pelo BMS;
- (3) Descarregamento: A corrente contínua sai da bateria, passa por um inversor que a transforma em corrente alternada e abastece a carga;
- (4) Gerenciamento: Durante todo o processo, EMS (*Energy Management System*) define os fluxos, horários e estratégias com base nos parâmetros definidos.

3.2. Dimensionamento técnico de BESS

Para dimensionar corretamente um BESS, é essencial analisar a carga noturna da instalação, o excedente de energia solar gerado durante o dia, e o tempo de autonomia desejado. A capacidade total (em kWh) deve ser suficiente para suprir a energia consumida fora do período de geração solar, enquanto a potência de descarga (em kW) deve atender aos picos instantâneos de demanda. Souza (2022) ressalta que, além desses aspectos, é necessário considerar a profundidade de descarga da bateria, sua eficiência de carga/descarga, vida útil e os custos de operação e manutenção, garantindo um projeto tecnicamente robusto e economicamente sustentável.

Como dito anteriormente, para um dimensionamento adequado exige considerar tanto a capacidade de energia (kWh) quanto a potência de pico (kW). Os principais passos são:

- (1) Mapeamento da curva de carga horária da instalação (por pelo menos 12 meses);
- (2) Cálculo da energia a ser armazenada;
- (3) Definir autonomia desejada: 1 dia, 2 dias ou mais, dependendo da criticidade;
- (4) Aplicar eficiência do sistema (90%) e DoD (*Depth of Discharge*) da bateria (80% para lítio);
- (5) Dimensionar potência do inversor bidirecional, que deve suportar os picos de carga noturna;
- (6) Analisar restrições físicas e térmicas, como área, ventilação e local de instalação.

3.3. Normas Técnicas e Segurança

O projeto de sistemas BESS deve seguir normas como:

- IEC 62933-1-1: requisitos de segurança para sistemas de armazenamento;
- NBR 5410: instalações elétricas em baixa tensão;
- NBR 14039: instalações em média tensão, se aplicável;
- NFPA 855 (EUA): diretrizes de segurança contra incêndio.

Além disso, é essencial prever compartimentos ventilados, sensores de temperatura e sistemas de proteção elétrica com seletividade e coordenação apropriadas.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho adotou a abordagem de estudo de caso, com foco na avaliação técnico-econômica da integração de um sistema de geração fotovoltaica com um sistema de armazenamento de energia em baterias, com o objetivo de viabilizar a operação em regime zero grid em uma unidade consumidora pública do grupo A4, localizada em Ilha Solteira/SP.

4.1. Procedimentos Metodológicos

A metodologia foi desenvolvida em três etapas principais:

(1) Levantamento de dados reais da unidade consumidora:

- Coleta de dados históricos de consumo mensal entre 2020 e 2024;
- Análise da curva de carga horária para o mês de outubro de 2024, com análise a cada hora;
- Verificação da tarifa de energia elétrica praticada pela concessionária Elektro, incluindo períodos de ponta e fora de ponta.

(2) Dimensionamento técnico do sistema FV+BESS:

- Estimativa da demanda energética diária da unidade;
- Determinação da irradiação solar média local e aplicação de Fator de Performance;
- Cálculo da energia necessária para o sistema fotovoltaico considerando também o carregamento do BESS;
- Escolha de módulos Canadian Solar de 335 Wp;
- Definição da quantidade total de módulos e área de instalação necessária;
- Dimensionamento do BESS, baseado na demanda noturna e na eficiência do sistema.

(3) Análise econômica do sistema integrado:

- Estimativa do investimento inicial (CAPEX), custos operacionais (OPEX), economia anual e principais indicadores financeiros;
- Consideração de reinvestimento no BESS após 10 anos com reajuste de 3% ao ano;
- Simulação dos fluxos de caixa ao longo de 20 anos.

4.2. Dispositivos

O estudo foi desenvolvido com o apoio de diversas ferramentas e fontes de referência. Foram utilizadas planilhas no Excel para cálculos energéticos e tarifários, bem como a linguagem Python para a análise de indicadores financeiros. A estimativa da área disponível foi realizada por meio do Google Earth. Normas técnicas, como a NBR 16690, NBR 5410 e IEC 62933-1-1, foram seguidas para assegurar conformidade com os padrões estabelecidos. Dados meteorológicos atualizados do LABREN/CRESESB (2024) e informações tarifárias reais da concessionária Elektro foram consultados. Além disso, os métodos de cálculo empregados seguiram diretrizes de instituições reconhecidas, como ANEEL (2023), IRENA (2015) e IFC (2015).

5. ANÁLISE TÉCNICA

Este capítulo apresenta o dimensionamento integrado do sistema de geração fotovoltaica e do sistema de armazenamento de energia por baterias para atender à demanda energética da unidade consumidora situada em Ilha Solteira/SP. O objetivo principal é viabilizar a operação zero grid, ou seja, a completa independência da rede elétrica, por meio da geração local e do armazenamento eficiente de energia.

5.1. Metodologia de Dimensionamento

O processo de dimensionamento do sistema FV+BESS considerou a demanda energética da unidade, as condições locais de irradiação solar, área disponível e características dos equipamentos fotovoltaicos e de armazenamento. A metodologia seguiu recomendações técnicas conforme Oliveira et al. (2018), ANEEL (2023), IFC (2015) e LABREN/CRESESB (2024).

Para isso foi seguido alguns passos:

- (1) Levantamento de energia elétrica e demanda da unidade;
- (2) Obtenção de dados de irradiação solar local;
- (3) Assumir um PR;
- (4) Calcular a potência do sistema;
- (5) Escolher a tecnologia dos módulos FV;
- (6) Validar perdas e geração esperada.

5.1.1. Consumo Energético da Unidade Consumidora

Para o correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia, é essencial partir de uma análise detalhada do perfil de consumo energético da unidade consumidora.

Neste estudo, foram coletados dados reais de consumo mensal da unidade entre os anos de 2020 e 2024. Essa série histórica, composta por 60 meses consecutivos, foi utilizada para calcular a média mensal de consumo. Conforme Oliveira et al. (2018), uma série de, ao menos três anos, é recomendada para capturar variações sazonais e operacionais, garantindo maior confiabilidade ao projeto.

Na Tabela 2 é possível visualizar os dados.

Tabela 2 - Consumo da Unidade (kWh)

Mês	2020	2021	2022	2023	2024	Média Mensal
Janeiro	90.165	41.799	85.560	99.455	115.290	90.165
Fevereiro	106.069	73.003	83.278	109.146	108.365	106.069
Março	115.693	68.032	66.708	85.747	111.203	85.747
Abril	52.143	68.060	104.792	138.347	154.960	104.792
Maio	46.549	62.754	78.768	106.376	141.416	78.768
Junho	51.223	61.051	70.585	95.732	103.539	70.585
Julho	51.928	56.049	64.050	68.680	93.798	64.050
Agosto	57.261	52.729	72.666	71.041	70.579	70.579
Setembro	57.357	62.754	69.389	112.336	101.628	69.389
Outubro	65.351	71.868	85.374	135.873	119.964	85.374
Novembro	60.246	68.432	97.636	167.994	131.109	97.636
Dezembro	64.431	85.184	111.883	125.280	123.769	111.883

Fonte: Elaborada pela autora.

Com base nos dados apresentados na Tabela 2, foi realizado o cálculo do valor médio de consumo mensal. Para isso, os valores médios obtidos para cada mês foram somados e divididos pelo total de meses de um ano, ou seja, 12 meses, resultando assim no valor médio de consumo de 85.561 kWh/mês.

A partir da média mensal obtida, assumiu-se um mês médio de 30 dias para fins de padronização e cálculo da média diária de consumo.

$$\text{Média Diária (kWh/dia)} = \frac{\text{Média mensal (kWh/mês)}}{30 \text{ dias}} \quad (1)$$

Chega-se no valor de média diária 2852,02 kWh/dia.

5.1.2. Irradiação Solar e Fator de Performance

A irradiação solar diária é um dos parâmetros mais críticos no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Para Ilha Solteira/SP, utilizou-se a média de 5,2 kWh/m²/dia, conforme dados do LEBRAN (2024), que reúne e disponibiliza estatísticas meteorológicas específicas para o desenvolvimento de projetos de geração solar no Brasil. Além disso, foi adotado um Fator de Performance (FP) de 0,75, valor que representa uma média realista para perdas no sistema e que é respaldado pelo PRODIST (ANEEL, 2023) e IFC (2015). Esse fator contempla perdas por temperatura, sujeira, falhas nos inversores, sombreamento parcial e degradação natural dos módulos ao longo do tempo. A utilização de um FP

bem fundamentado garante uma estimativa mais fiel da produção energética real, evitando superdimensionamentos e falhas no atendimento da carga.

5.1.3. Curva de Carga e Demanda Fora do Horário Solar

A curva de carga representa o comportamento horário do consumo de energia elétrica da unidade e é essencial para o correto dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.

Neste estudo, analisou-se a curva de carga do mês de outubro de 2024, mês representativo do comportamento típico da unidade.

Os dados de consumo médio diário por hora encontra-se na Tabela 3, a partir desses dados foi feito o levantamento da curva de carga média, Figura 2.

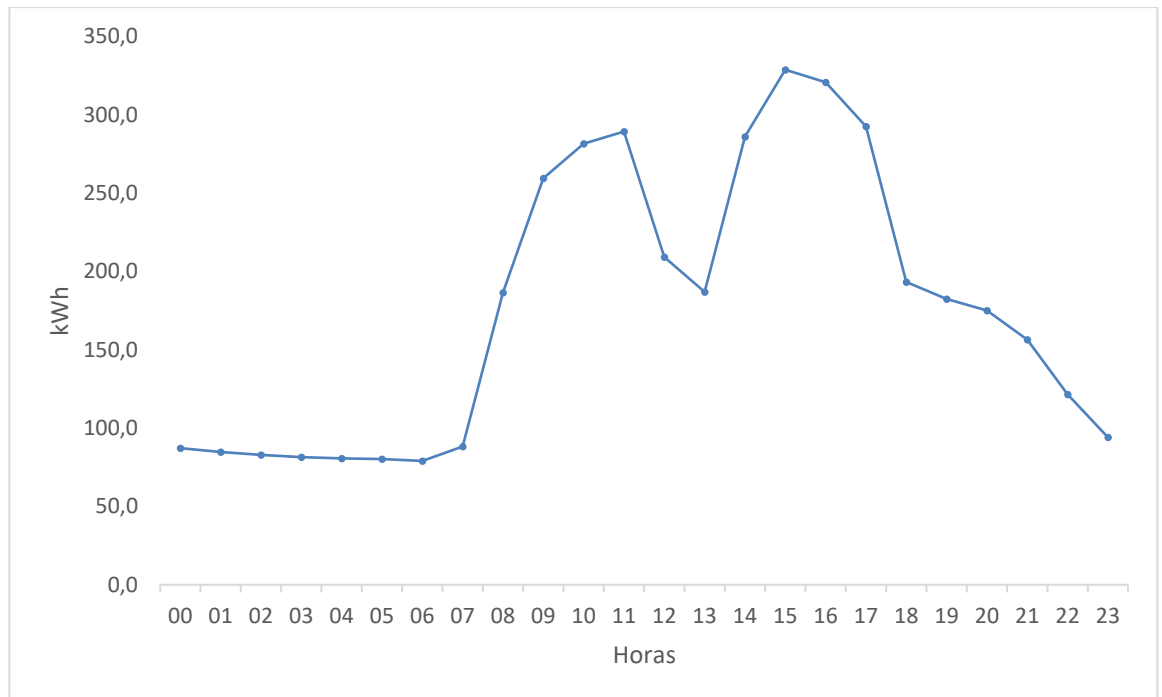
Para elaborar a Tabela 3, o consumo de carga foi acumulado a cada 15 minutos para calcular o total de cada hora do dia. Em seguida, foi calculada a média horária diária para cada dia do mês. Por fim, foi obtida a média aritmética dessas médias horárias, resultando na média mensal de consumo por hora.

Tabela 3 - Média de dados de consumo energético mês de outubro/24

Horário	Média Consumo (kWh)
00h	87,3
01h	84,8
02h	82,8
03h	81,4
04h	80,6
05h	80,3
06h	79,0
07h	88,2
08h	186,5
09h	259,4
10h	281,5
11h	289,2
12h	209,2
13h	186,8
14h	286,0
15h	328,8
16h	320,7
17h	292,5
18h	193,3
19h	182,4
20h	175,1
21h	156,5
22h	121,6
23h	94,2

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 2 - Curva de Carga de Consumo



Fonte: Elaborada pela autora.

Ao analisar a curva real de carga horária da unidade consumidora é possível dimensionar o carregamento do sistema de armazenamento por baterias. Com base nos dados medidos foi possível estimar o consumo médio entre 10h e 16h e comparar com a geração esperada do sistema fotovoltaico (FV) durante o mesmo período, avaliando assim o carregamento completo do BESS ao longo do dia.

Logo, estimou-se que 35% do consumo ocorre fora do horário solar útil. Assim, a energia útil necessária do BESS por dia é:

$$\text{Energia BESS} = \text{Média consumo diário} \times 35\% = 998,21 \text{ kWh} \quad (2)$$

Ao considerar o rendimento total do sistema de baterias (90%), a energia necessária para carregar o BESS a partir do sistema FV é:

$$\text{Energia para carregar} = 998,21 / 0,9 = 1109,12 \text{ kWh} \quad (3)$$

5.1.4. Energia Total

A energia total que o sistema fotovoltaico deve produzir diariamente é definida pela soma da demanda energética diária direta da unidade e da energia requerida

para o carregamento do BESS. Optou-se por considerar a totalidade da demanda diária, em vez de limitar-se aos 65% remanescentes, como medida de robustez e confiabilidade operacional, garantindo que o sistema seja capaz de atender condições de consumo extremas e não apenas atender valores médios estimados.

A energia para suprir a carga foi estimada em 2.852,02 kWh/dia, enquanto a energia adicional necessária para o carregamento do BESS, considerando seu rendimento total de 90%, é de 1.109,12 kWh/dia. Logo, a geração total diária requerida do sistema FV é de 3.961,13 kWh.

Essa abordagem está alinhada com os princípios técnicos da IRENA (2015) e IEA (2020), que destacam a importância da integração entre geração e armazenamento para garantir a operação estável e autônoma de sistemas off-grid ou *zero grid*. Essa integração também contribui para maior resiliência energética e estabilidade operacional em instituições públicas.

5.1.5. Módulo Fotovoltaico

Para atender à demanda de energia diária identificada, foi selecionado o módulo fotovoltaico Canadian Solar de 335 Wp, certificado pelo INMETRO (2024). Cujas especificações estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Características do Módulo FV

Marca	Material	Área (m ²)	Potência(W)	Produção Média de Energia (kWh/mês)	Eficiência energética(%)
Canadian Solar	Si-Mono	1,96	335	41,91	17,1

Fonte: Elaborado pela autora.

A geração diária por módulo foi calculada utilizando a potência nominal, a irradiação solar média e o fator de desempenho:

$$\text{Geração diária} = 0,335 \times 5,2 \times 0,75 = 1,3065 \text{ kWh/dia por módulo} \quad (4)$$

Com base na geração desejada de 3.961,13 kWh por dia, estimou-se a necessidade de 3.031 módulos fotovoltaicos. Este cálculo garante o atendimento da carga diária e o carregamento do BESS, sem exceder os limites físicos e operacionais da instalação.

5.1.6. Área Disponível e Aproveitamento

Para o dimensionamento da área disponível para a instalação do sistema foi utilizado o aplicativo Google Earth. Na Figura 3, no retângulo amarelo destacado, mostra a área escolhida para a instalação.

Contudo por se tratar de uma região próxima a residências, a área deverá ser passar por uma avaliação técnica detalhada para verificar a real viabilidade de uso. Entre os pontos a serem analisados estão: a existência de restrições urbanas, riscos de segurança, sombreamento causado por edificações próximas, adequações à norma técnicas do município.

Figura 3 - Área de Instalação



Fonte: Google Earth.

A área total disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos é de 10004,22 m². No entanto, para o cálculo da área útil, considerou-se um fator de ocupação de 80%, a definição desse fator de ocupação segue as recomendações do BNDES (2018) e GIZ (2017), que alertam para a necessidade de espaçamentos mínimos entre fileiras para manutenção, ventilação e redução de sombreamento. A margem entre a área necessária e a área disponível garante flexibilidade para ajustes e eventuais ampliações futuras do sistema.

$$\text{Área Real} = \text{Área Disponível} * 80\% = 10004,22 * 0,80 = 8003,376 \text{ m}^2 \quad (5)$$

Com base na quantidade de módulos definida, foi calculada a área total necessária para a instalação do sistema fotovoltaico.

Cada módulo possui 1,96 m², totalizando 5.941,2 m² para os 3.031 módulos. Considerando que a área útil disponível é de 8.003,38 m² verifica-se a viabilidade física da instalação.

Além das áreas dos módulos, será necessário um estudo técnico específico para definição da localização do sistema de armazenamento em baterias, que deve considerar critérios de ventilação, segurança e facilidade de acesso para manutenção.

Por fim, considera-se a implementação de uma passagem subterrânea entre a área de instalação e a unidade consumidora, para garantir a conexão segura.

5.2. Viabilidade Técnica

Com base nos dados reais de consumo da unidade consumidora pública analisada e considerando a curva de carga com resolução de 15 minutos ao longo do ano, foi possível realizar o dimensionamento detalhado de um sistema fotovoltaico associado a um sistema de armazenamento em baterias, ambos operando em regime *zero grid*, ou seja, sem injeção de energia excedente na rede elétrica.

A análise demonstrou que o sistema FV foi dimensionado para atender aproximadamente 65% da carga média diária diretamente com geração solar, enquanto o sistema BESS foi projetado para armazenar os 35% restantes da demanda, possibilitando o atendimento da carga noturna ou em horários de baixa irradiação. O BESS foi dimensionado com capacidade energética de 1500 kWh úteis, respeitando o rendimento de carregamento (90%) e descarga (90%), e com potência nominal compatível com a curva de carga crítica da unidade.

Do ponto de vista técnico, o sistema é viável, pois:

- A geração FV é compatível com a irradiação solar local média, permitindo uma produção energética adequada mesmo em meses menos favoráveis;
- O sistema BESS é capaz de garantir a autonomia energética necessária nos períodos sem geração solar, de forma contínua e confiável, desde que seja corretamente monitorado e mantido;

- A área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos foi considerada e demonstrou-se suficiente, respeitando espaçamento mínimo e perdas sombreadas;
- A operação em *zero grid* permite maior independência energética, elimina as limitações impostas por concessionárias para injeção de excedentes na rede.

Contudo, mesmo com um dimensionamento técnico ajustado, identificou-se a existência de excedentes de energia solar em alguns períodos do dia. Isso ocorre quando a geração FV ultrapassa simultaneamente o consumo da carga local e a capacidade de absorção do sistema BESS, quando já está completamente carregado. Nesses momentos, a geração é intencionalmente reduzida (*curtailment*), o que pode parecer uma ineficiência, mas é uma condição prevista e aceitável dentro do conceito de segurança operacional e de independência energética da proposta.

Vale ressaltar que esse excedente pode ser considerado, no futuro, uma oportunidade para expansão do sistema, seja com aumento da carga local, com uso de outras cargas (climatização ou carregamento de veículos elétricos), ou ainda por meio da implementação de uma estratégia de dimensionamento agregado local, compartilhando o sistema com outras unidades consumidoras próximas.

Esse sistema foi projetado para operar sem qualquer injeção ou consumo de energia da rede de distribuição, a conexão com a rede é apenas em emergências. Por o sistema ser autônomo absoluto, não se faz necessário a presença de uma subestação ou transformador de acoplamento, então não foi considerado nesse trabalho.

Portanto, conclui-se que o sistema FV+BESS proposto é tecnicamente viável, apresentando capacidade de suprimento adequado, estabilidade, compatibilidade com o perfil de carga e possibilidade de escalabilidade futura. A existência de excedente energético não compromete a viabilidade técnica, sendo um indicativo positivo de margem operacional e resiliência do sistema.

6. ANÁLISE COMERCIAL

Será realizada a análise econômica do sistema proposto. Após o dimensionamento técnico, é fundamental verificar a viabilidade financeira da implementação do sistema, considerando não apenas os custos de aquisição dos equipamentos, mas também os custos operacionais, a vida útil dos componentes e os benefícios esperados com a redução do consumo da rede.

Serão detalhados os principais componentes de custo, incluindo investimento inicial (CAPEX), despesas operacionais anuais (OPEX), custos de manutenção e eventuais substituições. Além disso, serão considerados parâmetros como a tarifa de energia vigente, a inflação energética projetada e o horizonte de análise do projeto.

6.1. Investimento Inicial (CAPEX)

O investimento inicial, conhecido como *CAPEX (Capital Expenditure)*, corresponde ao custo total necessário para a implantação do sistema proposto.

Neste estudo, o *CAPEX* engloba todos os gastos com aquisição, transporte e instalação dos módulos fotovoltaicos, do *BESS*, dos inversores, estruturas de suporte, cabeamento, proteções e demais componentes elétricos.

Além dos equipamentos principais, o *CAPEX* também considera os custos com obras civis necessárias para viabilizar a instalação do sistema, como fundações, adequações estruturais e infraestrutura elétrica, também são considerados custos com projetos, licenciamento e mão de obra especializada, caso necessário.

A correta estimativa do *CAPEX* é essencial para garantir a precisão da análise econômica, pois representa a base do desembolso inicial e influencia diretamente os indicadores de viabilidade do projeto. Para este estudo, foram utilizadas referências de mercado, cotações reais e valores típicos aplicados em projetos similares.

6.1.1. Geração Fotovoltaica

Os custos relacionados à geração fotovoltaica representam uma parcela significativa do *CAPEX* e englobam os módulos solares, inversores, estruturas de

fixação, cabeamento CC/CA, proteções elétricas, conectores e demais acessórios necessários para o correto funcionamento do sistema. Também devem ser considerados os custos com transporte, mão de obra para montagem e comissionamento, além de eventuais obras civis específicas para a instalação dos painéis, como fundações ou reforços estruturais.

O valor por watt-pico utilizado para a estimativa foi baseado em referências de mercado atualizadas, considerando sistemas de médio porte aplicáveis ao setor público, esse valor é de R\$ 2,26 Wp, vale ressaltar que trata-se de um valor global para o subsistema fotovoltaico e não apenas ao módulo.

Para o dimensionamento do sistema FV foi utilizado um módulo de 335 Wp, então:

$$\text{Potência Total} = \text{quantidade de módulos} * 335 \text{ Wp} = 1015675,451 \text{ Wp} \quad (6)$$

Para calcular o valor do subsistema fotovoltaico, aplica-se o valor referência:

$$\text{Custo FV} = \text{Potência total} * 2,26 = \text{R\$ } 2.295.426,52 \approx \text{R\$ } 2.300.000,00 \quad (7)$$

6.1.2. Sistema de Armazenamento por Baterias

O custo do sistema de armazenamento por baterias representa uma parcela relevante do investimento inicial junto com o sistema fotovoltaico. Esse valor contempla um sistema com capacidade útil de 1500 kWh, integrado em contêiner único, adequado para aplicações de médio porte com operação totalmente independente.

O valor inclui não apenas as baterias, mas também os componentes essenciais para seu funcionamento, como inversor bidirecional, sistema de gerenciamento de baterias (BMS), sistema de ventilação e controle térmico, cabeamento interno e proteção contra incêndio, mão de obra de instalação e integração ao sistema FV.

Na estimativa de custo foi utilizado R\$ 1800,00 por kWh útil, com base em referências de mercado atualizadas para baterias aplicadas em sistemas estacionários de grande escala.

No dimensionamento chegou-se a conclusão de utilizar um BESS com capacidade útil de 1500 kWh, logo:

$$\text{Custo BESS} = \text{capacidade útil} * 1800 = \text{R\$ 2.700.000,00} \quad (8)$$

6.1.3. Infraestrutura e Montagem

A etapa de infraestrutura e montagem contempla os custos relacionados à preparação do local para instalação dos sistemas fotovoltaico e de armazenamento, bem como os serviços necessários para a interligação elétrica e civil de todos os componentes. O valor estimado para esta parte é de R\$ 600.000, representando aproximadamente 10% do *CAPEX* total, conforme práticas usuais em projetos de médio e grande porte.

Estão incluídos neste valor:

- Execução de base de concreto para os módulos fotovoltaicos, considerando o número e o arranjo das fileiras;
- Fundação para instalação do contêiner do BESS, com área estimada em 24 m²;
- Instalação do Quadro Geral de Baixa Tensão, eletrodutos, caixas de passagem e sistema de aterramento;
- Materiais auxiliares, como suportes metálicos, canaletas, conexões e acessórios;
- Mão de obra especializada para montagem elétrica e civil, incluindo mobilização, segurança do trabalho e comissionamento.

O valor foi definido com base em estimativas de integradoras do setor e documentos de referência como o CRESESB e o programa PRODEEM, além de experiências práticas em projetos similares. Essa etapa é essencial para garantir a instalação segura e eficiente dos equipamentos, respeitando normas técnicas, condições do terreno e especificidades da unidade consumidora.

6.1.4. EMS e Monitoramento

A implementação de um sistema de monitoramento e gerenciamento de energia, EMS, é essencial para o controle eficiente da operação do sistema completo, especialmente em uma configuração de operação autônoma.

O custo estimado para este item é de R\$ 120.000, 00, com base em cotações de mercado e especificações técnicas compatíveis com o projeto.

O valor inclui:

- Controlador Huawei SmartLogger 3000A;

- Sensores de energia para medição de corrente, tensão e potência ativa/reactiva, modelo Socomec DIRIS A40;
- Sistema de comunicação via protocolo Modbus TCP/IP, permitindo integração com sistemas supervisórios (SCADA);
- Equipamentos auxiliares de rede e infraestrutura de TI, como gateways, conversores e roteadores industriais;
- Configuração, parametrização e testes do sistema EMS, com visualização remota e geração de relatórios operacionais.

Este sistema é responsável por monitorar em tempo real a geração de energia, o estado de carga das baterias, o fluxo de energia entre as cargas e os inversores, além de permitir a gestão inteligente do armazenamento para garantir o cumprimento das estratégias de operação *zero grid* e maximizar a eficiência do sistema como um todo.

6.1.5. Engenharia e Comissionamento

Os custos com engenharia e comissionamento representam os serviços técnicos especializados necessários para garantir que o sistema todo seja projetado, instalado e colocado em operação de forma segura, eficiente e conforme as normas técnicas vigentes.

O valor estimado é de R\$ 240.000,00, o que corresponde a aproximadamente 4% do CAPEX total, em linha com práticas adotadas em projetos de porte equivalente.

Estão incluídas neste item as seguintes atividades:

- Elaboração dos projetos elétricos executivos, memoriais técnicos, diagramas unifilares e estudos de seletividade e proteção;
- Emissão de ARTs (Anotações de Responsabilidade Técnica) por profissionais habilitados;
- Serviços de comissionamento elétrico e funcional, incluindo testes de isolamento, verificação de intertravamentos, sincronismo dos inversores e operação segura do BESS;
- Parametrização dos equipamentos (inversores, EMS, proteções, sensores);

Esses serviços são fundamentais para assegurar que o sistema opere conforme o dimensionamento previsto, com desempenho confiável ao longo de sua

vida útil. A contratação de equipe qualificada reduz riscos operacionais, previne falhas e garante o cumprimento das exigências regulatórias.

6.2. Custos Operacionais (OPEX)

Os custos operacionais e de manutenção, conhecidos como *OPEX* (*Operational Expenditure*), correspondem às despesas recorrentes necessárias para manter o sistema FV+BESS em pleno funcionamento ao longo de sua vida útil. Para este estudo, o OPEX anual foi estimado em 1,25% do CAPEX total, resultando em aproximadamente R\$ 74.500,00 por ano.

Essa estimativa contempla:

- Manutenção preventiva (0,75%): inclui a limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos, inspeções visuais e elétricas, reaperto de conexões, testes funcionais em inversores, stringboxes, e verificação do sistema de ventilação do BESS;
- Seguro técnico (0,2%): cobertura contra incêndio, roubo, surtos elétricos, danos estruturais e falhas operacionais, com base em cotações de seguradoras atuantes no setor (Porto Seguro);
- Substituições eventuais (0,3%): reposição de componentes com vida útil inferior, como sensores, cabos, conectores, ventiladores e pequenos periféricos do sistema de controle e monitoramento.

O valor foi definido com base em referências práticas do setor, como os guias do CRESESB e do IFC Toolkit for Distributed Energy. Esse percentual é compatível com os custos médios observados em sistemas híbridos de geração e armazenamento, sendo considerado conservador para fins de análise de viabilidade econômica.

6.3. Estimativa da Energia Compensada Anualmente

A energia compensada pelo sistema FV+BESS corresponde à quantidade de energia elétrica que deixará de ser adquirida da concessionária, por ser suprida localmente pelo sistema implantado. Essa estimativa é fundamental para o cálculo da economia gerada e, conseqüentemente, para a avaliação da viabilidade econômica do projeto.

Conforme apresentado no item 5.1.1, o consumo médio diário da unidade é 2852 kWh/dia.

Dessa forma, a energia anual compensada foi calculada por:

$$\text{Energia compensada anual} = 2852/365 \text{ dias} = 1.041.980 \text{ kWh/ano} \quad (9)$$

Este valor representa a base para o cálculo da economia bruta anual proporcionada pelo sistema. É importante destacar que, por se tratar de uma operação no modo *zero grid*, o sistema FV atua em conjunto com o BESS, possibilitando a cobertura da carga inclusive em períodos noturnos ou de baixa irradiação solar.

6.4. Tarifa de Energia Elétrica

Para estimar corretamente a economia financeira proporcionada pela compensação energética do sistema FV+BESS, é fundamental utilizar uma tarifa média realista que reflita a estrutura tarifária da unidade consumidora. No caso deste trabalho, o fornecimento de energia elétrica é realizado sob o regime de tarifação horária azul, o que implica tarifas distintas para os períodos de ponta e fora de ponta.

Segundo as regras da concessionária Elektro, o horário de ponta corresponde ao intervalo das 18h às 21h dos dias úteis. Todos os demais horários são considerados fora de ponta.

Com base nas faturas mensais reais do segundo semestre de 2024, foi construída uma tabela contendo, para cada mês, o consumo de energia (em kWh) e os respectivos valores pagos nas duas faixas horárias.

Tabela 5 - Dados de Consumo e Tarifa

Mês	Energia Ponta (kWh)	Valor Ponta	Energia Fora Ponta (kWh)	Valor Fora Ponta
Maio	7735,62	R\$ 38.903,39	36738,05	R\$ 36.259,96
Agosto	6814	R\$ 12.584,57	63764	R\$ 63.764,00
Setembro	7622	R\$ 29.717,02	30932	R\$ 11.209,53
Outubro	7663	R\$ 25.719,76	30585	R\$ 10.408,03
Novembro	7717,18	R\$ 30.479,69	33073,27	R\$ 11.254,57
Dezembro	7756,56	R\$ 24.861,66	32057	R\$ 10.823,1
Total	45308,36	R\$ 162.266,09	227149,32	R\$ 143.719,19

Fonte: Elaborado pela autora

A partir desses dados, foram calculadas as médias ponderadas considerando o total de consumo em cada faixa ao longo do período:

$$\text{Tarifa Média} = \frac{\text{Valor pago total}}{\text{Consumo total}} \quad (10)$$

Os resultados obtidos foram:

- Tarifa média em horário de ponta: R\$ 3,58/kWh
- Tarifa média em horário fora de ponta: R\$ 0,63/kWh

Entretanto, como o consumo da unidade não está igualmente distribuído entre os dois períodos tarifários e o sistema FV+BESS opera de forma a atender toda a carga ao longo do dia, é necessário ponderar essas tarifas de acordo com o perfil de consumo horário da unidade.

Para isso, foi utilizada a curva de carga horária, Figura 2, a qual permitiu calcular a proporção de consumo em cada faixa tarifária. Com base na análise dessa curva, chegou-se aos seguintes percentuais médios:

- 17% do consumo ocorre em horário de ponta
- 83% do consumo ocorre fora da ponta

Com essas proporções, foi possível calcular a tarifa média ponderada efetiva, que representa o valor médio por kWh de energia compensada, levando em conta o comportamento real de consumo da unidade e o modelo de operação contínua do sistema FV+BESS:

$$\text{Tarifa média ponderada} = (3,58 \cdot 0,17) + (0,63 \cdot 0,83) = \text{R\$ } 1,13/\text{kWh} \quad (11)$$

Esse valor será utilizado nas etapas seguintes da análise econômica para o cálculo da economia bruta anual e dos indicadores de viabilidade do projeto.

6.5. Estimativa da Economia Anual

Com base na estimativa de energia compensada anualmente no item 6.3 e na tarifa média ponderada aplicada à unidade consumidora do item 6.4, é possível calcular a economia anual gerada pelo sistema.

A energia compensada foi estimada em 1.041.980 kWh/ano, conforme detalhado anteriormente. Considerando a tarifa média ponderada de R\$ 1,30/kWh, o valor da economia bruta anual é dado por:

$$\text{Economia bruta anual} = 1.041.980 \cdot 1,30 = \text{R\$ } 1.354.574,00 \quad (12)$$

Para obter a economia líquida anual, subtrai-se o custo operacional anual estimado, calculado como 1,25% do CAPEX total R\$ 5.960.000,00, conforme definido no item 6.2:

$$\text{OPEX anual} = 5.960.000 \cdot 0,0125 = \text{R\$ } 74.500,00 \quad (13)$$

$$\text{Economia líquida anual} = 1.354.574 - 74.500 = \text{R\$ } 1.280.074,00 \quad (14)$$

Essa economia líquida será utilizada como base para o cálculo dos indicadores de viabilidade econômica nos itens seguintes, como Payback, VPL, TIR e LCOE.

6.6. Indicadores Econômicos

Com base na economia líquida anual estimada e no investimento inicial total, foram calculados os principais indicadores econômicos utilizados para avaliar a viabilidade do sistema. Esses indicadores fornecem uma visão clara do retorno financeiro esperado ao longo do tempo, considerando o horizonte de análise definido.

- Investimento inicial (CAPEX): R\$ 5.960.000,00;
- Economia líquida anual: R\$ 1.280.074,00
- Horizonte de análise: 20 anos (vida útil do sistema FV, com reinvestimento no BESS após 10 anos)
- Taxa mínima de atratividade (TMA) adotada: 10% ao ano

6.6.1. Payback Simples

O Payback simples representa o tempo necessário para que a economia gerada anualmente pelo sistema compense o investimento inicial:

$$\text{Payback simples} = \frac{5.960.000}{1.280.074} = 4,66 \text{ anos} \quad (15)$$

6.6.2. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido representa o saldo entre os benefícios econômicos futuros, economia líquida anual, e o custo total do investimento, descontados à taxa de atratividade mínima adotada. Para este estudo, utilizou-se uma taxa de desconto de 10% ao ano e um horizonte de análise de 20 anos.

Considerou-se também um reinvestimento no BESS ao final do 10º ano:

$$\text{Valor BESS futuro} = 2.700.000 * (1,03)^{10} = \text{R\$ } 3.628.574,22 \quad (16)$$

Que considera um crescimento estimado de 3% ao ano no custo de aquisição.

O VPL foi obtido pela fórmula:

$$\text{VPL} = \sum \left(\frac{F_t}{(1+i)^t} \right) - I_0 \quad (17)$$

Onde:

- F_t = economia líquida anual de R\$ 1.280.074,00 (menos no décimo ano);
- i : taxa de desconto de 10% ao ano;
- I_0 : investimento inicial de R\$ 5.960.000,00.

No décimo ano, foi considerado o reinvestimento no BESS de R\$ 3.628.574,22, subtraído da economia anual, resultando em um fluxo líquido negativo nesse ano.

Com esses parâmetros, o VPL calculado foi de:

$$\text{VPL} = \text{R\$ } 3.539.019,12$$

O VPL positivo indica que o projeto recupera todos os investimentos e ainda gera retorno adicional expressivo em valor presente.

6.6.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno indica a rentabilidade percentual anual do projeto, a taxa de desconto que zera o VPL. Ou seja, é a taxa em que o valor dos investimentos feitos no início é totalmente compensado pelas economias futuras geradas pelo sistema ao longo do tempo.

Os valores utilizados no cálculo da TIR foram organizados na Tabela 6. É uma série de valores líquidos anuais simplificados, compostos pela economia anual líquida esperada e pela dedução do reinvestimento do *BESS* no décimo ano.

Tabela 6 - Série de Valores Anuais para Cálculo da TIR

Ano	Valores Anuais para Cálculo TIR (R\$)
0	R\$ -5.960.000,00
1	R\$ 1.280.074,00
2	R\$ 1.280.074,00
3	R\$ 1.280.074,00
4	R\$ 1.280.074,00
5	R\$ 1.280.074,00
6	R\$ 1.280.074,00
7	R\$ 1.280.074,00
8	R\$ 1.280.074,00
9	R\$ 1.280.074,00
10	R\$ -2.348.500,22
11	R\$ 1.280.074,00
12	R\$ 1.280.074,00
13	R\$ 1.280.074,00
14	R\$ 1.280.074,00
15	R\$ 1.280.074,00
16	R\$ 1.280.074,00
17	R\$ 1.280.074,00
18	R\$ 1.280.074,00
19	R\$ 1.280.074,00
20	R\$ 1.280.074,00

Fonte: Elaborado pela autora.

Esses valores consideram:

- Investimento inicial de R\$ 5.960.000,00 no ano 0;
- Economia líquida anual de R\$ 1.280.074,00 nos anos 1 a 20;
- Reinvestimento no BESS de R\$ 3.628.574,22 no ano 10, subtraído da economia anual daquele ano.

A TIR foi calculada numericamente utilizando a linguagem Python, por meio da função `irr()` da biblioteca `numpy_financial`, que realiza o cálculo iterativo da taxa

de retorno que anula o Valor Presente Líquido (VPL), com base na série de fluxos de caixa do projeto e resultou em:

$$\text{TIR} = 18,74\% \text{ ao ano}$$

Esse valor é superior à taxa mínima de atratividade considerada (10% ao ano), indicando que o projeto é economicamente viável e oferece um retorno atrativo sobre o capital investido.

6.6.4. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O LCOE (*Levelized Cost of Energy*) corresponde ao custo médio por kWh compensado ao longo da vida útil do projeto, considerando o investimento inicial, o reinvestimento no BESS e a energia total fornecida ao longo de 20 anos.

A energia compensada no período foi estimada em:

$$1.041.980 \times 20 = 20.839.600 \text{ kWh} \quad (19)$$

O custo total do sistema, incluindo o reinvestimento no BESS com reajuste, foi:

$$\text{CAPEX} + \text{Reinvestimento} = 5.960.000 + 3.628.574,22 = \text{R\$ } 9.588.574,22 \quad (20)$$

Assim, o LCOE foi calculado como:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Custo total do sistema}}{\text{energia compensada}} = \text{R\$ } 0,46/\text{kWh} \quad (21)$$

Esse resultado representa o custo médio de cada quilowatt-hora (kWh) fornecido pelo sistema FV+BESS ao longo de sua operação, e serve como parâmetro comparativo direto com a tarifa praticada pela concessionária de energia. Ou seja, o LCOE indica quanto custaria, em média, produzir ou compensar cada kWh por meio do sistema implantado, considerando todos os custos diluídos ao longo do tempo.

Ao comparar o valor do LCOE com a tarifa média ponderada de energia da unidade consumidora, de R\$ 1,30/kWh, é possível verificar que o custo de geração e armazenamento por meio do sistema proposto é significativamente inferior ao valor atualmente pago à distribuidora. Isso demonstra que o projeto é altamente competitivo e economicamente favorável, mesmo com a inclusão de um novo investimento em baterias no meio do ciclo de vida.

6.7. Viabilidade Econômica

A partir dos indicadores, conclui-se que o sistema FV+BESS proposto apresenta alta viabilidade econômica dentro do horizonte de 20 anos considerado.

O Payback simples de 4,66 anos indica que o investimento inicial é recuperado em menos de um quarto da vida útil do sistema, o que é um resultado bastante atrativo em projetos de infraestrutura energética. Já o VPL de R\$ 3.539.019,12, calculado com uma taxa de desconto de 10% ao ano e já considerando o reinvestimento futuro no BESS com reajuste anual, demonstra que o projeto não apenas se paga, mas gera retorno financeiro.

A TIR de 18,74% ao ano supera com folga a taxa mínima de atratividade adotada de 10% anual.

Por fim, o LCOE de R\$ 0,46/kWh evidencia que o custo médio por unidade de energia compensada é consideravelmente inferior à tarifa atualmente praticada pela concessionária, o que reforça a competitividade da geração distribuída com armazenamento, especialmente sob o regime tarifário horo-sazonal em que a unidade se enquadra.

Portanto, do ponto de vista econômico, a implantação do sistema proposto é justificada e vantajosa, mesmo sob premissas conservadoras de reinvestimento e manutenção. Além da economia direta na fatura de energia, o projeto agrega valor institucional ao promover autonomia energética e sustentabilidade, alinhando-se às diretrizes de eficiência energética no setor público.

7. ANÁLISE FINAL

Este trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema híbrido de geração fotovoltaica (FV) com armazenamento de energia em baterias (BESS) para uma unidade consumidora pública do grupo A4, localizada em Ilha Solteira/SP. A proposta foi dimensionar um sistema capaz de operar em regime *zero grid*, ou seja, sem injeção de energia na rede, garantindo autonomia energética por meio da geração local e do armazenamento inteligente. Além disso, buscou-se avaliar o retorno econômico do investimento a partir de indicadores clássicos como Payback, VPL, TIR e LCOE.

Com base em dados reais de consumo entre 2020 e 2024, perfil de carga horária e irradiação solar da região, foi dimensionado um sistema composto por 3.031 módulos fotovoltaicos e um BESS com capacidade útil de 1.500 kWh. A geração diária estimada de 3.961,13 kWh foi suficiente para atender tanto a carga instantânea quanto o carregamento do sistema de baterias, garantindo o suprimento durante os períodos noturnos ou sem incidência solar. A análise técnica demonstrou a viabilidade do projeto, inclusive em relação à área física disponível, ao desempenho dos equipamentos e à capacidade de operação autônoma sem injeção à rede.

Do ponto de vista econômico, os resultados também foram favoráveis. O sistema apresentou um Payback simples de 4,66 anos, um VPL positivo de R\$ 3.539.019,12, uma TIR de 18,74% ao ano e um LCOE de R\$ 0,46/kWh, significativamente inferior à tarifa média paga atualmente pela unidade (R\$ 1,30/kWh). Esses indicadores demonstram que o projeto não só é viável, mas também altamente vantajoso para o setor público, oferecendo redução expressiva de custos, previsibilidade orçamentária e retorno financeiro atrativo em longo prazo.

Além da análise técnica e financeira, a proposta de operação zero grid com FV+BESS representa uma estratégia alinhada com as diretrizes de sustentabilidade, segurança energética e eficiência no uso de recursos públicos. A independência da rede elétrica possibilita maior resiliência da infraestrutura pública, especialmente frente a oscilações tarifárias ou falhas de fornecimento. Como recomendação para trabalhos futuros, destaca-se a possibilidade de adoção de sistemas com agregação

local de carga, análise de perfis sazonais completos e estudos de controle EMS avançado para maximizar a utilização da energia gerada. Assim, conclui-se que a implantação do sistema proposto é plenamente justificável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de Geração Distribuída – 2024. Brasília, 2024. ANEEL.

Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição. Brasília, 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 16690: Sistemas fotovoltaicos – Requisitos gerais de projeto e instalação. Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.

CRESESB; LABREN. Irradiação Para o Estado De São Paulo. São Paulo: INMET, 2024. Disponível em: [LABREN - Irradiação para o Estado de São Paulo](#) Acesso em: mai. 2025.

Guia de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos em Grandes Áreas. São Paulo, 2017.

IFC – INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION. Toolkit for Distributed Energy Solutions. Washington, 2015.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. Abu Dhabi, 2015.

OLIVEIRA, R. et al. Metodologia para dimensionamento de sistemas híbridos FV+BESS. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, Fortaleza, 2018.

ROSAS, L. et al. Operação autônoma de sistemas FV com baterias: desafios e soluções. Revista Brasileira de Energias Renováveis, v. 9, n. 3, p. 23–34, 2021.

SOUZA, M. A. Dimensionamento técnico-econômico de sistemas BESS para consumidores comerciais. 2022. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

APÊNDICE A – DETALHAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA

1. Inversores Fotovoltaicos

Foi escolhido esse tipo de inversor por conta da alta eficiência, excelente integração com EMS Huawei, suporte técnico no Brasil e proteção AFCI integrada.

- Modelo: Huawei SUN2000-100KTL-M1
- Quantidade: 11 unidades (sendo 10 operacionais e 1 reserva ativa para redundância)
- Potência total CA: 1.000 kW
- Potência instalada FV: 1.015,675 kWp
- Características técnicas principais:
- Eficiência máxima: 98,6%
- Tensão CC: 200–1.000 V
- Número de MPPTs: 10 por inversor
- Grau de proteção: IP66
- Comunicação: RS485, CAN, Ethernet - Compatível com sistema EMS e BESS

2. Módulos Fotovoltaicos

- Modelo: Canadian Solar CS6U-335P
- Potência unitária: 335 Wp
- Quantidade: 3.031 módulos

Foi dimensionado um sistema em strings com 20 módulos por string de 6700Vmp conectadas em stringboxes, totalizando 152 strings aproximadamente.

Para a proteção foi adotado o padrão:

- Fusíveis por string;
- DPS tipo II em CC e CA;
- Disjuntores;
- Aterramento padrão NBR

3. Baterias - BESS

- Material: Íons de lítio (LFP – fosfato de ferro e lítio);
- Modelo: BYD Battery-Box Commercial C240 (Contêiner Integrado);

- Capacidade útil: 1.500 kWh;
- Potência nominal de descarga: 1.500 kW (1,0 C);
- Quantidade: 1 contêiner de 12,2 metros de comprimento;

Componentes internos do contêiner:

- Baterias modulares com BMS individual;
- Sistema de resfriamento ativo (ar forçado + controle climático);
- Dispositivos de alívio de pressão e supressão de incêndio;
- Sistema de distribuição em BT com transformadores internos de isolamento;
- Rack metálico, sensores de temperatura e tensão por célula unitária.

Esse banco de baterias tem certificado IEC 62619, foi escolhido pela acessibilidade financeira e também é amplamente usado em sistemas de porte médio.

4. Inversor Bidirecional do BESS

Foi escolhido pela alta confiabilidade para sistemas isolados ou híbridos, suporte robusto à operação autônoma, capacidade de suportar variações da carga e integração com sistemas fotovoltaicos de médio porte.

- Modelo: SMA Sunny Central Storage 2200-EV;
- Potência nominal: 2.200 kVA;
- Tensão de operação: até 1.500 V CC;
- Grau de proteção: IP54;
- Refrigeração: Forçada com monitoramento interno;
- Interfaces: Modbus TCP/IP, CAN, Dry Contacts.

5. Sistema de gerenciamento de energia (EMS)

Modelo: Huawei SmartLogger 3000A integrado ao FusionSolar SEM;

Funções:

- Monitoramento e controle da geração FV, carga e BESS;
- Estratégia de despacho otimizado para evitar injeção à rede;
- Registro histórico, alarmes e diagnósticos;
- Controle de exportação zero;
- Interface SCADA e Web com acesso remoto

Todos os equipamentos dimensionados para esse sistema seguem as normas técnicas NBR de temperatura, poluição e nível de ruído e possuem suporte técnico no Brasil.

Todos os modelos são compatíveis entre si, possuem autonomia e integração com sistemas automatizados.

APÊNDICE B – PLANO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

O plano de manutenção preventiva serve para garantir a confiabilidade e longevidade dos sistemas FV e BESS. Abaixo estão as ações sugeridas, suas periodicidades e responsáveis técnicos:

Atividade	Periodicidade	Responsável Técnico
Limpeza dos módulos fotovoltaicos	Trimestral ou conforme sujidade	Equipe de manutenção/limpeza
Inspeção visual de cabos e conexões	Mensal	Técnico Eletrotécnico
Verificação de strings (tensão e corrente)	Semestral	Engenheiro Eletricista
Teste de aterramento e SPD	Anual	Engenheiro Eletricista
Atualização do firmware dos inversores e EMS	Semestral	Equipe TI (fabricante)
Verificação de status e log de falhas no EMS	Mensal	Técnico Eletrotécnico Operador
Checagem dos parâmetros do BMS (temperatura, tensão)	Mensal	Engenheiro de Operação/Engenheiro eletrônico
Manutenção preventiva do sistema de climatização do BESS	Trimestral	Engenheiro Eletricista

Fonte: Elaborada pela autora

Recomenda-se a contratação de uma empresa especializada para a execução dos serviços de manutenção e operação.

APÊNDICE C – SCRIPT PROGRAMAÇÃO PARA INDICADORES**VPL**

```
import numpy_financial as npf

fluxos = [-5960000] + [1280074]*9 + [-2348500.22] + [1280074]*10
taxa_desconto = 0.10
vpl = npf.npv(taxa_desconto, fluxos)
print("VPL:", round(vpl, 2))
```

TIR

```
import numpy_financial as npf

fluxos = [-5960000] + [1280074]*9 + [-2348500.22] + [1280074]*10
tir = npf.irr(fluxos)
print("TIR:", round(tir*100, 2), "% ao ano")
```

LCOE

```
custo_total = 5960000 + 3628574.22
energia_total = 1041980 * 20
lcoe = custo_total / energia_total
print("LCOE:", round(lcoe, 2), "R$/kWh")
```