

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS

PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

CÂMPUS GOIÂNIA

MESTRADO PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE

MARKOS VINICIUS PEDROSO DA SILVA

**HospEnergy: Ferramenta
Computacional para Análise
Técnico-Econômica de Sistemas
Fotovoltaicos com Armazenamento de
Energia e Geradores a Diesel em
Unidades de Saúde**

Goiânia, 2025.

**TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO
NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG**

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☒ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☐ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Markos Vinicius Pedroso da Silva

Matrícula: 20232011280271 - [2023.2011.28.02.71].

Título do Trabalho: HospEnergy: Ferramenta Computacional para Análise Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento de Energia e Geradores a Diesel em Unidades de Saúde

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia - Goiás, 20 / 04 / 2026.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS

PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

CÂMPUS GOIÂNIA

MESTRADO PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE

MARKOS VINICIUS PEDROSO DA SILVA

HospEnergy: Ferramenta Computacional para Análise Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento de Energia e Geradores a Diesel em Unidades de Saúde

Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto

Coorientadora: Profa. Dra. Alana da Silva Magalhaes

Goiânia, 2025.

S586h Silva, Markos Vinicius Pedroso da.

HospEnergy: ferramenta computacional para análise técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia e geradores a diesel em unidades de saúde / Markos Vinicius Pedroso da Silva. – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2025.
153f.

Orientação: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto.

Coorientação: Profª. Dra. Alana da Silva Magalhães.

Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-graduação *Stricto Sensu* em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Inclui apêndices.

1. Sistemas híbridos de energia. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Armazenamento de energia. I. Pinheiro Neto, Daywes (orientação). II. Magalhães, Alana da Silva (coorientação). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. IV. Título.

CDD 621.31244

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária Lana Cristina Dias Oliveira CRB1/ 2.631
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS GOIÂNIA

PARECER 49/2026 - GYN-CMTGS/GYN-GPPEX/CP-GOIANIA/IFG

**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
IFG CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE**

MARKOS VINICIUS PEDROSO DA SILVA

**HOSPENERGY: FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E GERADORES A DIESEL EM UNIDADES DE
SAÚDE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia,
Gestão e Sustentabilidade do Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Goiás como requisito para a obtenção do título de Mestre.
Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa.
Linha de Pesquisa: Energias Renováveis

Aprovação em: 06 de março de 2026.

Banca examinadora:

Presidente e orientador: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto - PPGTGS IFG

Coorientadora: Profa. Dra. Alana da Silva Magalhães - PPGTGS IFG

Avaliador: Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes - PPGTGS IFG

Avaliador: Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo - FT UnB

Documento assinado eletronicamente por:

- **Ivan Marques de Toledo Camargo, IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO - Docente - Unb (00038174000143)**, em 11/03/2026 14:44:53.
- **Alana da Silva Magalhaes, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 09/03/2026 10:01:52.
- **Raphael de Aquino Gomes, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 07/03/2026 19:01:47.
- **Daywes Pinheiro Neto, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 06/03/2026 13:36:55.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 05/03/2026. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 752202

Código de Autenticação: a0cfa1e847



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Rua 75, nº 46, Centro, GOIÂNIA / GO, CEP 74055-110
Sem Telefones cadastrados

Dedicatória

Esse trabalho reflete o espírito de inovação e responsabilidade ambiental no contexto da saúde, destacando a importância da união entre tecnologia e cuidado humano. Assim, ele é dedicado primeiramente a Deus, e a todos os profissionais da saúde, que, com dedicação incansável, asseguram o cuidado e o bem-estar em momentos de maior vulnerabilidade. Aos técnicos, cientistas e inovadores, cujo trabalho torna possível a criação de soluções energéticas sustentáveis, garantindo que a luz continue a brilhar, mesmo quando tudo parece escuro. Aos gestores e investidores visionários, que acreditam na força da inovação e fazem da resiliência energética uma realidade para nossas unidades de saúde, assegurando um futuro mais sustentável e seguro. E, por fim, a todos que veem nas energias renováveis não apenas uma oportunidade econômica, mas uma forma de proteger a vida, o planeta e as futuras gerações.

Agradecimentos

A conclusão deste trabalho, cujo objetivo principal foi analisar a viabilidade econômica da instalação e implementação de sistemas fotovoltaicos com uso de baterias em unidades hospitalares, só foi possível graças ao apoio e à orientação de diversas pessoas e instituições ao longo do percurso.

Primeiramente, registro minha profunda gratidão aos meus orientadores, Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto (Orientador) e Profa. Dra. Alana Magalhães (Coorientadora). Suas expertises, paciência e incentivo constante foram fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa. Suas valiosas contribuições, desde a escolha do tema até a revisão final, foram indispensáveis para a concretização deste trabalho.

Expresso meus sinceros agradecimentos ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade (Mestrado Profissional) pela oportunidade de realizar este estudo e pela formação oferecida. Sou grato à coordenação e aos professores do programa por proporcionarem um ambiente de aprendizado estimulante e enriquecedor, sempre orientado ao desenvolvimento acadêmico e profissional.

Agradeço à Prefeitura Municipal, na pessoa da Prefeita Marta Caetano, pela disponibilização das faturas de energia elétrica e pelo apoio e autorização para o desenvolvimento do estudo de caso no Hospital Municipal Dona Sinha. Essa colaboração foi fundamental para a realização das análises técnicas e econômicas apresentadas neste trabalho.

Meus colegas de mestrado merecem reconhecimento especial. Compartilhar ideias, desafios e aprendizados com vocês tornou esta jornada mais significativa e prazerosa. Agradeço pela camaradagem, apoio mútuo e troca de experiências ao longo de todo o curso.

Aos meus familiares e amigos, que sempre me apoiaram incondicionalmente, expresso minha eterna gratidão. Seu incentivo, compreensão e presença constante foram fundamentais para que eu pudesse perseverar nos momentos mais desafiadores desta trajetória.

Por fim, dedico este trabalho a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste sonho. Aos meus orientadores, professores, colegas, familiares e amigos, deixo aqui os meus mais sinceros agradecimentos.

“A matemática é a linguagem em que Deus escreveu o universo.”

Galileu Galilei,
Pisa, 15 de fevereiro de 1564 – Florença, 8 de janeiro de 1642.

Resumo

Título: HospEnergy: Ferramenta Computacional para Análise Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento de Energia e Geradores a Diesel em Unidades de Saúde

Autor: Markos Vinicius Pedroso da Silva

Orientador: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto

Coorientadora: Profa. Dra. Alana da Silva Magalhaes

A necessidade de elevada confiabilidade no suprimento de energia em unidades hospitalares, associada à redução de custos e à sustentabilidade, demanda ferramentas robustas de avaliação técnico-econômica de sistemas híbridos compostos por Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), Grupo Motor Gerador (GMG) e Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (Battery Energy Storage System – BESS). Nesse contexto, este trabalho apresenta a plataforma web *HospEnergy*, desenvolvida para análise integrada desses sistemas em hospitais, considerando cargas críticas, modelagem estocástica de falhas da rede, estruturas tarifárias dos Grupos A e B e a Lei 14.300/2022. Por meio de interface interativa e acesso remoto, a plataforma permite simular diferentes cenários operacionais e financeiros, integrando o balanço energético horário entre SFCR, GMG, BESS e rede elétrica à avaliação econômica por Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e *Payback* descontado, incluindo financiamento. A aplicação em estudo de caso em hospital de médio porte demonstrou viabilidade econômica em todos os cenários analisados, com VPL positivo, TIRM superior à taxa mínima de atratividade e *Payback* reduzido, além da eliminação de energia não atendida com o uso de BESS e da redução de custos pelo despacho estratégico do GMG no horário de ponta. A *HospEnergy* configura-se, assim, como ferramenta de apoio ao planejamento energético hospitalar, com acessibilidade, flexibilidade e aplicabilidade prática.

Palavras-chave

Plataforma web; Hospitais; Análise técnico-econômica; Sistemas fotovoltaicos; Armazenamento de energia; Grupo motor gerador.

Abstract

Title: Computational Tool for Techno-Economic Feasibility Analysis of Photovoltaic Systems with Energy Storage and Diesel Generators in Healthcare Facilities

Author: Markos Vinicius Pedroso da Silva

Advisor: Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto

Coadvisor: Prof. Dra. Alana da Silva Magalhaes

The need for high reliability in the energy supply of hospital facilities, combined with cost reduction and sustainability objectives, requires robust techno-economic assessment tools for hybrid systems composed of a Grid-Connected Photovoltaic System (GCPS), Diesel Generator Set (DGS), and Battery Energy Storage System (BESS). In this context, this work presents the web-based platform HospEnergy, developed for the integrated analysis of these systems in hospitals, considering critical loads, stochastic modeling of grid outages, tariff structures for Groups A and B, and Law 14,300/2022. Through an interactive interface and remote access, the platform enables the simulation of different operational and financial scenarios, integrating the hourly energy balance among the GCPS, DGS, BESS, and the utility grid with an economic evaluation based on Net Present Value (NPV), Modified Internal Rate of Return (MIRR), and discounted Payback, including financing options. The application to a case study in a medium-sized hospital demonstrated economic feasibility in all evaluated scenarios, with positive NPV, MIRR above the minimum attractiveness rate, and reduced discounted Payback, in addition to eliminating unmet energy through the use of BESS and reducing costs via the strategic dispatch of the DGS during peak periods. Therefore, HospEnergy constitutes a decision-support tool for hospital energy planning, offering accessibility, flexibility, and practical applicability.

Keywords

Web platform; Hospitals; Techno-economic analysis; Photovoltaic generation; Energy storage; Diesel generator set.

Lista de Figuras

Figura 1 – Fluxograma esquemático NBR 13.534.	34
Figura 2 – Panorama da solar fotovoltaica no Brasil.	43
Figura 3 – Sistema híbrido de energia em uma unidade hospitalar	45
Figura 4 – Fluxograma da estrutura funcional do HospEnergy.	66
Figura 5 – Fluxo de energia	74
Figura 6 – Estrutura de arquivos do projeto <i>HospEnergy</i>	93
Figura 7 – Página Home (01 de 02).	95
Figura 8 – Página Home (02 de 02).	96
Figura 9 – Página Simular (01 de 13).	96
Figura 10 – Página Simular (02 de 13).	97
Figura 11 – Página Simular (03 de 13).	98
Figura 12 – Página Simular (04 de 13).	99
Figura 13 – Página Simular (05 de 13).	99
Figura 14 – Página Simular (06 de 13).	100
Figura 15 – Página Simular (07 de 13).	100
Figura 16 – Página Simular (08 de 13).	101
Figura 17 – Página Simular (09 de 13).	101
Figura 18 – Página Simular (10 de 13).	102
Figura 19 – Página Simular (11 de 13).	103
Figura 20 – Página Simular (12 de 13).	103
Figura 21 – Página Simular (13 de 13).	104
Figura 22 – Página Resultado.	105
Figura 23 – Página Sobre – <i>HospEnergy</i>	106
Figura 24 – Página Contato – <i>HospEnergy</i>	107

Lista de Tabelas

Tabela 1	– Comparativo de Programas de Financiamento.	50
Tabela 2	– Principais características de softwares	57
Tabela 3	– Parâmetros de entrada fornecidos pelo usuário.	67
Tabela 4	– Horários postos tarifários de diferentes distribuidoras	70
Tabela 5	– Estrutura do Fluxo de Caixa.	88
Tabela 6	– Estrutura de arquivos.	94
Tabela 7	– Caracterização da unidade consumidora.	109
Tabela 8	– Caracterização dos cenários avaliados no estudo de caso.	110
Tabela 9	– Dados consolidados de consumo	111
Tabela 10	– Dados de entrada fornecidos pelo usuário.	112
Tabela 11	– Indicadores técnicos.	113
Tabela 12	– Resultados econômicos.	115

Lista de Quadros

Quadro 1	– Normas e Regulamentos – MS.	32
Quadro 2	– Aspectos técnicos regulamentados – MS.	33
Quadro 3	– Características e regras de faturamento.	36
Quadro 4	– Comparativo entre as modalidades do Grupo A.	37
Quadro 5	– Equipamentos hospitalares.....	38
Quadro 6	– Tensões e requisitos elétricos por tipo de equipamento.	39
Quadro 7	– Tipos de Tecnologias – Baterias.	44

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANVISA	Agência Nacional de Vigilância Sanitária
API	<i>Application Programming Interface</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BIM	<i>Building Information Modeling</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CAD	<i>Computer-Aided Design</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
CD	Custo de Disponibilidade
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
COE	<i>Cost of Energy</i>
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
EAS	Estabelecimentos Assistenciais de Saúde
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GMG	Grupo Motor-Gerador
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MS	Ministério da Saúde
MVP	<i>Model-View-Presenter</i>
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NDCs	Contribuições Nacionalmente Determinadas
NPC	<i>Net Present Cost</i>
NR	Norma Regulamentadora
O&M	<i>Operation and Maintenance</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PR	<i>Performance Ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>

RDC	Resolução da Diretoria Colegiada
RN	Resolução Normativa
RX	Raios X
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SDK	<i>Software Development Kit</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TNPC	<i>Total Net Present Cost</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UPA	Unidade de Pronto Atendimento
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
UTI	Unidade de Terapia Intensiva

Lista de Símbolos

I	Investimento inicial (R\$)
FC_i	Fluxo de caixa no período i (R\$)
n	Vida útil do projeto (anos)
TMA	Taxa mínima de atratividade - taxa de desconto (%)
PD	<i>Payback</i> Descontado (meses ou anos)
F_{CP_i}	Fluxo de caixa positivo no período i (R\$)
T_r	Taxa de reinvestimento (%)
FC_{N_i}	Fluxo de caixa negativo no período i (R\$)
T_f	Taxa de financiamento (%)
$C_{\text{fora-ponta},m}^{\text{ajustado}}$	Consumo fora ponta mensal ajustado no mês m (kWh)
$C_{\text{fora-ponta},m}$	Consumo fora ponta mensal no mês m (kWh)
$C_{\text{intermediário},m}$	Consumo intermediário mensal no mês m (kWh)
$C_{\text{ponta},m}$	Consumo ponta mensal no mês m (kWh)
$C_{\text{intermediário},m}^{\text{ajustado}}$	Consumo intermediário mensal ajustado no mês m (kWh)
$C_{\text{ponta},m}^{\text{ajustado}}$	Consumo ponta mensal ajustado no mês m (kWh)
E_{GMG}	Consumo diário de energia do GMG (kWh)
η_{GMG}	Consumo específico do GMG (kWh/L)
$E_{SF,j}$	Energia gerada pelo SFCR no dia j (kWh)
P_{SF}	Potência nominal do SFCR (kWp)
I_{painel}	Irradiação solar diária média recebida no plano dos painéis fotovoltaicos (kWh/m ² /dia)
I_{ref}	Irradiação solar de referência (1 kW/m ²)
PR	<i>Performance Ratio</i>
δ_{SF}	Fator de degradação diária do SFCR (%)
$P(t)$	Função que descreve a curva de produção fotovoltaica ao longo do dia
$t_{\text{início}}$	Tempo inicial da geração fotovoltaica (min)
t_{fim}	Tempo final da geração fotovoltaica (min)
t_{meio}	Tempo em que a geração fotovoltaica é máxima (min)
$E(t)$	Energia fotovoltaica gerada em cada minuto (kWh)
E_{total}	Energia fotovoltaica total produzida diariamente (kWh)
$E_{SF-EDIF_h}$	Energia gerada pelo SFCR e consumida pelas cargas da edificação na hora h (kWh)
E_{SF_h}	Energia gerada pelo SFCR na hora h (kWh)
E_{EDIF_h}	Consumo da edificação na hora h (kWh)
E_{SF-VE_h}	Energia disponível do SFCR para recarregar a bateria na hora h (kWh)
C_{total}	Capacidade total da bateria (kWh)

E_{BAT_h}	Energia armazenada na bateria na hora h (kWh)
SOC_{max}	Estado de carga máximo da bateria (%)
η_c	Eficiência do processo de carga da bateria (%)
L	Energia limite (ou máxima) de carga/descarga do carregador (kW)
$E_{SF-REDE_h}$	Energia excedente do SFCR injetada na rede da concessionária na hora h (kWh)
$E_{VE-EDIF_h}$	Energia da bateria fornecida para as cargas da edificação na hora h (kWh)
η_d	Eficiência do processo de descarga da bateria (%)
SOC_{min}	Estado de carga mínimo da bateria (%)
$E_{VE-REDE_h}$	Energia da bateria injetada na rede da concessionária na hora h (kWh)
$N_{funcionamento}$	Número de horas em que o GMG está em operação (h)
$E_{REDE-EDIF_h}$	Energia da rede da concessionária para as cargas da edificação na hora h (kWh)
$E_{REDE-VE_h}$	Energia da rede da concessionária utilizada para recarregar a bateria na hora h (kWh)
$E_{PERDA-C_h}$	Perda de energia associada ao processo de carga da bateria na hora h (kWh)
$E_{PERDA-D_h}$	Perda de energia associada ao processo de descarga da bateria na hora h (kWh)
$E_{INJ-REDE_h}$	Energia injetada na rede na hora h (kWh)
$E_{CONS-REDE_h}$	Energia consumida da rede na hora h (kWh)
$E_{INJ-REDE_d}^{Conv}$	Energia injetada na rede no dia representativo d (kWh)
$E_{CONS-REDE_d}^{Conv}$	Energia consumida da rede no dia representativo d (kWh)
$E_{INJ-REDE_m}^{Conv}$	Energia mensal injetada na rede no mês m (kWh)
$E_{CONS-REDE_m}^{Conv}$	Energia mensal consumida da rede no mês m (kWh)
$E_{INJ-REDE_d}^i$	Energia total injetada na rede no dia representativo d no posto tarifário i (kWh)
$E_{CONS-REDE_d}^i$	Energia total consumida da rede no dia representativo d no posto tarifário i (kWh)
$E_{INJ-REDE}(t)$	Energia injetada na rede no minuto t (kWh)
$E_{CONS-REDE}(t)$	Energia consumida da rede no minuto t (kWh)
$\mathbf{1}_i(t)$	Função indicadora que assume valor 1 quando o minuto t está dentro do intervalo tarifário i (ponta, intermediário ou fora ponta) e 0 caso contrário
$E_{INJ-REDE_m}^u$	Energia injetada na rede no mês m e no posto tarifário u , intermediário ou ponta (kWh)
$E_{INJ-REDE_d}^u$	Energia injetada na rede no dia representativo d e no posto tarifário u (kWh)
$E_{CONS-REDE_m}^u$	Energia consumida da rede no mês m e no posto tarifário u , intermediário ou ponta (kWh)
$E_{CONS-REDE_d}^u$	Energia consumida da rede no dia representativo d e no posto tarifário u (kWh)
$E_{INJ-REDE_m}^{fora-ponta}$	Energia injetada na rede no mês m e no posto tarifário <i>fora – ponta</i> (kWh)
$E_{INJ-REDE_d}^{fora-ponta}$	Energia injetada na rede no dia representativo d e no posto tarifário <i>fora – ponta</i> (kWh)

Sumário

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Contextualização	20
1.2	Trabalhos correlatos	22
1.3	Justificativa	28
1.4	Objetivo geral.....	29
1.5	Objetivos específicos.....	29
1.6	Contribuições do trabalho	29
1.7	Estrutura da dissertação	30
2	REFERENCIAL TEÓRICO	31
2.1	Sistema elétrico nas unidades de saúde	31
2.2	Sistema híbrido de energia	41
2.3	Sistema de compensação de energia.....	45
2.4	Financiamento	47
2.5	Análise de viabilidade econômica	51
2.6	Softwares para sistemas fotovoltaicos e microrredes.....	54
3	MODELAGEM TÉCNICO-ECONÔMICA DOS SISTEMAS HÍBRIDOS	65
3.1	Dados de entrada	66
3.2	Consumo de energia da edificação	66
3.3	Sistema fotovoltaico	71
3.4	Grupo motor gerador.....	72
3.5	Fluxo de energia	73
3.5.1	Contabilização energética	74
3.6	Simulação de falhas da rede	79
3.7	Indicadores de desempenho técnico	81
3.8	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	82
3.9	Faturamento	84
3.9.1	Consumidores do Grupo B	85
3.9.2	Consumidores do Grupo A	86
3.10	Fluxo de caixa e indicadores econômicos	87
4	FERRAMENTA DESENVOLVIDA	90
4.1	Tecnologia, arquitetura e organização do software.....	91
4.1.1	Arquitetura da aplicação	91
4.1.2	Estrutura do Código-Fonte	91
4.2	Interface do usuário	92
4.2.1	Página <i>Home</i>	92

4.2.2	Página Simular	92
4.2.3	Página Resultado	104
4.2.4	Página Sobre	105
4.2.5	Página de Contato	106
5	ESTUDO DE CASO	108
5.1	Caracterização da unidade consumidora.....	108
5.2	Caracterização dos cenários	109
5.3	Parametrização	110
5.4	Resultados técnicos	113
5.5	Resultados econômicos	114
5.6	Demais resultados	116
6	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	118
6.1	Limitações	119
6.2	Trabalhos futuros	120
	REFERÊNCIAS	121
	APÊNDICE A – RELATÓRIO DO HOSPENERGY PARA O CENÁRIO 1	129
	APÊNDICE B – RELATÓRIO DO HOSPENERGY PARA O CENÁRIO 2	135
	APÊNDICE C – RELATÓRIO DO HOSPENERGY PARA O CENÁRIO 3	141
	APÊNDICE D – RELATÓRIO DO HOSPENERGY PARA O CENÁRIO 4	148

Introdução

Este capítulo apresenta a contextualização do problema relacionado à confiabilidade e à continuidade do fornecimento de energia elétrica em unidades de saúde, destacando os riscos que interrupções, ainda que momentâneas, podem causar ao funcionamento de equipamentos médico-hospitalares, à integridade das instalações e à segurança do atendimento aos pacientes e às equipes. Na sequência, discute-se o enquadramento desse problema no contexto dos compromissos ambientais assumidos pelo Brasil, em especial o Acordo de Paris e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), que reforçam a importância da adoção de fontes limpas e eficientes no setor de saúde. Por fim, são apresentados os principais trabalhos correlatos, a justificativa do estudo, os objetivos geral e específicos e a estrutura dos capítulos que compõem esta dissertação.

1.1 Contextualização

O Brasil, em alinhamento com a comunidade internacional, comprometeu-se a adotar medidas urgentes para combater a mudança climática e mitigar seus impactos socioeconômicos e ambientais, em consonância com as diretrizes da Agenda 2030 e dos ODS, com destaque para o ODS 13, que trata da ação contra a mudança global do clima. Nesse contexto, o país assume a meta de reduzir de forma significativa as emissões de gases de efeito estufa, em especial o CO₂, por meio da expansão de fontes renováveis, do aumento da eficiência energética e da transformação gradual de sua matriz produtiva, com reflexos diretos no planejamento energético nacional e setorial. Tais compromissos são formalizados em suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), submetidas no âmbito do Acordo de Paris (Organização das Nações Unidas, 2015).

O país estabeleceu, em suas NDCs, a meta de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025 e 43% até 2030, tomando como referência os níveis verificados em 2005. Essas metas envolvem, de forma articulada, o combate sistemático ao desmatamento e à degradação de biomas, o incentivo ao uso de fontes de energia renováveis e a ampliação de programas de eficiência energética em diferentes setores da economia, incluindo o setor elétrico. Ao perseguir esse conjunto de ações, o Brasil busca

contribuir para o esforço global de limitação do aumento da temperatura média do planeta a 1,5°C, em consonância com os objetivos climáticos estabelecidos pelo Acordo de Paris (Casa Civil da Presidência da República, 2021).

Dentre os diversos setores que enfrentam desafios para contribuir de forma efetiva com as metas de redução das emissões de CO₂, destaca-se o setor de saúde, em especial os hospitais, cuja operação contínua demanda elevada confiabilidade energética. Nesse contexto, a adoção de tecnologias de cogeração, capazes de produzir simultaneamente energia elétrica e térmica com maior eficiência global, ainda enfrenta barreiras significativas à sua implementação. Entre os principais obstáculos podem ser citados: a escassez de recursos financeiros para os investimentos iniciais, a falta de capacitação técnica e gerencial por parte dos administradores hospitalares, as dificuldades para integrar novos equipamentos à infraestrutura física e elétrica existente e a baixa articulação entre o setor hospitalar e os fornecedores de insumos, como gás natural e eletricidade (Szklo; Soares; Tolmasquim, 2004; Lazo; Escobar; Watts, 2023).

O fornecimento ininterrupto de energia elétrica constitui condição essencial para assegurar a qualidade e a segurança dos serviços de saúde, em especial no que tange à continuidade assistencial e à oferta de energia acessível e limpa, em consonância com o ODS 7. Em unidades hospitalares, falhas no suprimento elétrico podem comprometer desde atividades rotineiras, como iluminação e climatização, até procedimentos críticos, como o funcionamento de respiradores e equipamentos de imagem, a conservação de vacinas e a realização de cirurgias de urgência e emergência. Em regiões remotas ou em países em desenvolvimento, como apontado por Olatomiwa *et al.* (2018) e Dangond *et al.* (2020), a ausência de redes elétricas confiáveis representa importante entrave à garantia do direito à saúde, contribuindo para o aumento da mortalidade materno-infantil e para o comprometimento do atendimento hospitalar básico.

Nesse contexto, os sistemas híbridos de energia renovável configuram-se como alternativa técnica e economicamente viável para ampliar a autonomia energética de instalações hospitalares e reduzir sua vulnerabilidade a falhas no suprimento convencional. Tecnologias como Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) associados a Grupo Motor-Gerador (GMG) e sistema de armazenamento como o *Battery Energy Storage System* (BESS) têm demonstrado resultados promissores na redução da dependência de fontes fósseis, no aumento da confiabilidade do fornecimento e na melhoria da resiliência operacional de instituições de saúde, conforme evidenciado em estudos recentes (Lazo; Escobar; Watts, 2023; Stromm; Danielsson; Farret, 2023). A combinação dessas soluções com estratégias adequadas de otimização técnica e gestão da demanda pode assegurar o fornecimento contínuo de energia em locais isolados e de difícil acesso, ao mesmo tempo em que contribui para a redução de custos operacionais e impactos ambientais.

As projeções para as novas tecnologias de geração fotovoltaica e de armazena-

mento de energia são amplamente promissoras, indicando que, nos próximos anos, haverá uma adoção crescente de sistemas híbridos que combinam usinas solares fotovoltaicas com baterias de armazenamento em diferentes tipos de edificações. Essa expansão tende a ser impulsionada, sobretudo, pela redução contínua dos custos desses equipamentos, pela melhoria de sua eficiência energética e pelo aperfeiçoamento de estratégias de operação e controle. No contexto hospitalar, a expectativa é de que a combinação entre geração local e armazenamento permita elevar significativamente a autossuficiência energética, especialmente nos meses de maior irradiação solar, podendo alcançar patamares próximos a 70% de independência em relação à rede convencional (Lima; Impinnisi, 2023).

Apesar do potencial apresentado, a adoção em larga escala dessas tecnologias ainda enfrenta desafios técnicos, econômicos e institucionais, entre os quais se destacam os elevados custos de investimento inicial, a ausência ou insuficiência de incentivos financeiros específicos e as incertezas regulatórias associadas à inserção de geração distribuída em ambientes hospitalares. Soma-se a isso a dificuldade de muitos gestores em tomar decisões estratégicas sobre sistemas energéticos, em razão da limitada expertise na área elétrica e da necessidade de conciliar restrições orçamentárias com exigências assistenciais. Nesse cenário, torna-se fundamental o desenvolvimento de ferramentas computacionais capazes de apoiar a simulação e a análise de viabilidade de diferentes configurações de sistemas híbridos, oferecendo suporte prático à gestão e promovendo maior eficiência e sustentabilidade nas instituições de saúde.

1.2 Trabalhos correlatos

Esta seção apresenta e discute estudos nacionais e internacionais que investigam a viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos baseados em fontes renováveis e baterias em unidades de saúde, com ênfase em hospitais de pequeno e médio porte. Os trabalhos analisados abordam temas como integração com microrredes, confiabilidade do suprimento, impacto ambiental, políticas públicas de incentivo à geração distribuída e à eficiência energética, bem como a importância da autonomia e da resiliência energética em cenários de vulnerabilidade da rede convencional. A análise crítica desses estudos permite identificar avanços, limitações e lacunas de pesquisa, além de evidenciar oportunidades para a adoção e o aperfeiçoamento dessas tecnologias no setor hospitalar, fornecendo subsídios para a modelagem e para a proposta metodológica desenvolvida nesta dissertação.

Dufo-López *et al.* (2016) propõem uma metodologia de otimização estocástica para o suprimento elétrico de instalações de saúde *off-grid* por meio de sistemas híbridos SFCR–GMG–BESS, incorporando incertezas de irradiação e de carga via simulação de Monte Carlo. O procedimento é orientado ao menor custo, minimizando o *Net Present Cost* (NPC) ao considerar instalação, operação e manutenção, reposição de

componentes e, sobretudo, a vida útil das baterias, tratada por um modelo avançado de envelhecimento (*weighted Ah-throughput*) mais realista que abordagens clássicas por ciclos equivalentes. A aplicação em um hospital em Kalonge, República Democrática do Congo, avalia configurações e estratégias de controle, mostrando que a adição e o dimensionamento ótimo de SFCR e armazenamento podem reduzir o custo nivelado de energia em cerca de 28% e o consumo de diesel em aproximadamente 54%, com redução concomitante de emissões, reforçando a importância de ferramentas probabilísticas para decisões técnico-econômicas em ambientes críticos.

Isa *et al.* (2016) realizam uma avaliação tecnoeconômica de uma arquitetura de cogeração *Combined Heat and Power* (CHP) aplicada a um hospital na Malásia, propondo um arranjo conectado à rede que integra geração fotovoltaica, célula a combustível e banco de baterias, e comparando-o com configurações alternativas por meio do *software* HOMER. A comparação é conduzida com base em métricas econômicas e energéticas, com destaque para o *Total Net Present Cost* (TNPC), o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), a fração renovável, a energia excedente e o desempenho ambiental. Os resultados indicam que o sistema proposto é viável, apresentando o menor TNPC (\$ 98,318) e o menor LCOE (\$ 0,084), além de gerar excedentes que podem ser exportados e monetizados via *Feed-in Tariff*, enquanto o armazenamento por baterias aumenta a segurança operacional como suprimento de emergência. Adicionalmente, a análise de emissões evidencia redução substancial de poluentes em relação ao cenário a diesel, reforçando a atratividade da solução para cargas críticas hospitalares.

Olatomiwa *et al.* (2018) analisam e otimizam sistemas híbridos de energia para unidades de saúde rurais na Nigéria, combinando geração solar e eólica com GMG e bancos de baterias, com o objetivo de assegurar suprimento elétrico confiável em locais sem rede ou com fornecimento instável. Os autores empregam o *software* HOMER para simular diferentes configurações em seis localidades, a partir de dados climáticos reais e perfis de carga representativos de clínicas, identificando arranjos com menor custo nivelado de energia e maior participação renovável. Os resultados indicam viabilidade técnica e econômica dos sistemas híbridos, com destaque para Jos e Sokoto, que apresentaram menores custos e maior fração renovável no atendimento das cargas essenciais. O estudo também evidencia desafios associados à intermitência das fontes, ao elevado investimento inicial e à necessidade de planejamento e políticas de apoio, apontando que incentivos e gestão qualificada podem ampliar a resiliência dos serviços de saúde e melhorar o atendimento em áreas remotas.

Lagrange *et al.* (2020) apresentam contribuições relevantes sobre o uso de microrredes e a resiliência energética em ambientes hospitalares, destacando o papel central das baterias no armazenamento de energia e na manutenção de cargas críticas. O estudo discute a capacidade de microrredes operarem de forma autônoma, a partir da combinação

entre geração fotovoltaica local e sistemas de baterias, garantindo a continuidade do fornecimento em situações de falha da rede. Nesse contexto, a integração coordenada entre SFCR, BESS e, quando necessário, fontes complementares despacháveis é apontada como solução promissora para elevar a resiliência e a autossuficiência energética dessas instituições, ao mesmo tempo em que reduz a dependência de combustíveis fósseis e contribui para a diminuição dos custos operacionais.

Dangond *et al.* (2020) apresentam uma revisão abrangente sobre a análise e aplicação de energias renováveis em unidades de saúde, com ênfase em sistemas híbridos que combinam geração solar fotovoltaica, bancos de baterias e GMG, discutindo demanda, eficiência energética e estratégias de otimização para dimensionamento e operação em contextos hospitalares. A partir de dados reais de consumo, os autores comparam arquiteturas de microgeração e destacam que soluções híbridas otimizadas por métodos heurísticos e meta-heurísticos, como algoritmos genéticos e *Particle Swarm Optimization* (PSO), podem reduzir custos de eletricidade e emissões de gases de efeito estufa, mantendo a confiabilidade exigida em ambientes críticos. Entre os principais entraves, apontam-se o elevado *Capital Expenditure* (CAPEX), a complexidade de modelagem e a falta de políticas públicas consistentes, recomendando-se a priorização dessas soluções em regiões isoladas, com suporte de ferramentas como o HOMER e abordagens multicritério para ampliar a resiliência e a sustentabilidade energética hospitalar.

Ani (2021) apresentam um guia de modelagem e simulação, via HOMER, de sistemas alternativos (SFCR, eólica, BESS e GMG), para eletrificação de unidades de saúde *off-grid* na Nigéria, com estudos de caso hipotéticos representativos de distintos climas. O trabalho descreve, em abordagem passo a passo, a parametrização de recursos renováveis, custos, confiabilidade e impactos ambientais, bem como a simulação anual hora a hora (8 760 h) do balanço energético e dos fluxos entre componentes do sistema. As configurações factíveis são, então, ordenadas por custo de ciclo de vida, destacando-se o NPC e o *Cost of Energy* (COE) como saídas centrais para comparação com o caso base a diesel. Os resultados evidenciam forte dependência espacial de fração renovável, custos e emissões, recomendando arranjos por região (por exemplo, SFCR/GMG e SFCR/eólica/GMG em zonas equatoriais e tropicais, e combinações adicionais em zonas áridas), concluindo que o HOMER apoia o dimensionamento e a seleção de arquiteturas adequadas a clínicas rurais, fortalecendo o planejamento técnico-econômico.

Souza, Bandeira e Souza (2021) não tratam diretamente dos desafios técnicos e econômicos do armazenamento de energia e da geração fotovoltaica em hospitais; entretanto, oferecem uma visão introdutória sobre a relevância das tecnologias renováveis no setor da saúde, servindo como base conceitual para análises posteriores mais aprofundadas. O trabalho enfatiza a ampliação da integração de soluções sustentáveis como estratégia para aumentar a eficiência energética e reduzir custos operacionais em ambientes

hospitales, destacando o papel geral da energia solar fotovoltaica na sustentabilidade dessas instituições. Ainda assim, os autores ressaltam que a implementação em larga escala demanda estudos específicos de viabilidade técnica, econômica e regulatória, capazes de orientar decisões de investimento e o desenho de políticas públicas adequadas.

Lazo, Escobar e Watts (2023) discutem a criticidade do fornecimento elétrico confiável para o setor de saúde durante a pandemia de COVID-19, mostrando que, enquanto países desenvolvidos conseguiram adaptar a infraestrutura hospitalar ao aumento abrupto da demanda, regiões pobres ou remotas sofreram com a ausência de eletricidade contínua. Nessas localidades, a indisponibilidade de energia comprometeu funções assistenciais essenciais, como ventilação mecânica, suprimento de oxigênio, refrigeração e armazenamento de vacinas, além de serviços diagnósticos e terapêuticos críticos. Os autores evidenciam que a pandemia alterou significativamente os perfis de carga e expôs vulnerabilidades associadas a apagões e interrupções prolongadas, reduzindo a capacidade de atendimento seguro. Como perspectiva, defendem a expansão de sistemas híbridos com fontes renováveis (especialmente SFCR), integrados a BESS e à produção local de oxigênio, com inserção no mercado e remuneração por serviços auxiliares, como estratégia para eletrificar hospitais remotos, elevar a resiliência e apoiar a transição energética.

Alkulaib *et al.* (2023) discutem a sustentabilidade e a eficiência energética em ambientes hospitalares, oferecendo uma visão introdutória sobre o papel das fontes renováveis nesse contexto, sem, contudo, aprofundar os desafios técnicos e econômicos específicos da adoção de sistemas de armazenamento de energia e geração fotovoltaica. O estudo contribui sobretudo para contextualizar o uso de tecnologias limpas no setor de saúde, ao destacar a necessidade de reduzir emissões de CO₂ e de fortalecer a resiliência energética das instalações. Embora não apresentem dados de dimensionamento ou análises de custo detalhadas, os autores apontam que a integração entre políticas públicas, instrumentos de incentivo financeiro e planejamento energético de longo prazo é fundamental para acelerar a adoção dessas tecnologias em hospitais e orientar pesquisas futuras mais aplicadas.

Stromm, Danielsson e Farret (2023) analisam a viabilidade econômica do armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, enfatizando o uso de simulações para otimizar a operação das baterias e comparar o custo-benefício sob diferentes estruturas tarifárias, como Tarifa Branca e Tarifa Convencional, em cenários com perfis de carga distintos. O estudo também incorpora a dimensão ambiental ao considerar o ciclo de vida das baterias, da produção à destinação final, como critério para avaliar a sustentabilidade de longo prazo, especialmente em edificações de uso intensivo, como hospitais. Os resultados indicam que o uso adequado do armazenamento pode reduzir a necessidade de fontes não renováveis em horários de pico, diminuir emissões de carbono e aliviar a rede elétrica. Assim, os autores recomendam que decisões de investimento

em instalações hospitalares sejam suportadas por ferramentas de simulação e análises integradas de custos, benefícios ambientais, confiabilidade e requisitos regulatórios.

Peirow, Astaraei e Asl (2023) realizam uma avaliação tecnoeconômica e ambiental de um sistema híbrido para um hospital em Teerã, integrando SFCR, turbina eólica, GMG e BESS, com modelagem no HOMER Pro a partir de perfis mensais de carga simulados. Na otimização econômica, a configuração SFCR/eólica/GMG apresenta o melhor desempenho de custo, com LCOE de 0,0543 USD/kWh. Ao incorporar critérios técnicos, econômicos e ambientais via método multicritério TOPSIS, a alternativa SFCR/eólica/GMG/BESS é priorizada, pois amplia a fração renovável, reduz a dependência do diesel e diminui os impactos ambientais em mais de 27%, com pequeno acréscimo no LCOE. A análise de sensibilidade destaca a influência da taxa de desconto, inflação e preço do diesel, reforçando a necessidade de avaliar a robustez econômica e ambiental do sistema sob incertezas paramétricas.

Islam *et al.* (2023) apresentam uma análise técnico-econômica de um sistema híbrido renovável para um centro de saúde rural em Bangladesh, composto por geração fotovoltaica em cobertura integrada à rede, inversor bidirecional, *net-metering* e gerador a diesel como contingência. A metodologia envolve levantamento detalhado das cargas hospitalares e simulações no HOMER e PVsyst para dimensionamento do sistema. Com demanda de pico de cerca de 25,29 kW, definiu-se um arranjo fotovoltaico de aproximadamente 32 kW e um gerador de 28 kW. Os resultados indicam viabilidade econômica, com custo de capital de US\$ 36,036, NPC de US\$ 33,818 e LCOE de US\$ 0,022/kWh. A geração fotovoltaica supre cerca de 99,5% da energia anual, permitindo exportação de excedentes à rede e reduzindo o uso do gerador, os custos operacionais e os impactos ambientais. Os indicadores financeiros, como *payback* simples de 7,53 anos e descontado de 6,95 anos, reforçam a atratividade da solução para unidades de saúde em regiões com instabilidade no fornecimento elétrico.

Felice *et al.* (2023) investigam a viabilidade técnico-econômica de reduzir e, em última instância, substituir grupos geradores a diesel de emergência por geração solar fotovoltaica, armazenamento de energia em baterias e gestão do lado da demanda, visando elevar a confiabilidade do suprimento e reduzir custos e emissões em uma instalação crítica. Para tanto, os autores formulam um problema de otimização do tipo programa quadrático com restrições e variáveis inteiras, que dimensiona as capacidades ótimas dos novos ativos e define o despacho ótimo do BESS e de cargas flexíveis, minimizando o LCOE. A metodologia é aplicada ao caso do St. Mary's Hospital Lacor e sua comunidade energética, em Gulu (Uganda), considerando cenários com flexibilidade e com maior penetração renovável. Os resultados indicam que a eliminação do diesel requer a expansão do sistema com 500 kWp adicionais de PV e 1591 kWh de BESS, reduzindo o LCOE em 26%, com *payback* simples de aproximadamente 6,2 anos e queda de 74% nas emissões

de Gases de Efeito Estufa (GEE), corroborando a atratividade de estratégias de transição para arquiteturas mais resilientes.

Abdulkarim *et al.* (2024) apresentam uma revisão abrangente sobre avanços em sistemas de energia renovável, com ênfase na integração de geração solar e eólica a microrredes apoiadas por baterias de armazenamento, voltados ao suprimento confiável de eletricidade para clínicas de saúde em áreas rurais isoladas. Os autores discutem desafios técnicos, econômicos e ambientais enfrentados por essas comunidades na ausência de rede elétrica convencional e propõem soluções baseadas em modelagens matemáticas, técnicas de otimização e análises de confiabilidade para o dimensionamento e a operação desses sistemas. O estudo examina diferentes tecnologias de baterias, configurações de microrredes, índices de desempenho e modelos de custos, além de apresentar estudos de caso internacionais e diretrizes práticas para o desenvolvimento sustentável de sistemas energéticos em unidades de saúde remotas, contribuindo para o aumento da resiliência e da segurança do atendimento.

Salau *et al.* (2024) desenvolvem o projeto, a modelagem e a simulação de um sistema híbrido autônomo SFCR/GMG/BESS para atendimento elétrico de um hospital *off-grid* na Etiópia (Shinshicho Primary Hospital), empregando o *software* HOMER como plataforma de otimização técnico-econômica. O trabalho parte da premissa de que a eletricidade confiável é condição necessária para a operação plena de unidades de saúde em regiões com indisponibilidade de rede, recorrência de falhas na rede e limitações para aquisição de combustível, motivando a integração coordenada entre SFCR, GMG e BESS. No processo de dimensionamento, considera-se demanda média diária de 276 kWh/d e potência de pico de 40 kW, resultando em um arranjo com CAPEX estimado em \$160,500, *Operation and Maintenance* (O&M) de \$14,824, $NPC = \$216,155$ em 20 anos e custo de energia de 0,187 \$/kWh, evidenciando viabilidade econômica e potencial de redução do consumo de diesel e dos custos de manutenção no horizonte de análise.

Gaurav *et al.* (2025) realizam uma análise de viabilidade para eletrificação de um centro comunitário de saúde na Ilha de Andrott (Lakshadweep, Índia), propondo e comparando dez configurações *off-grid* de sistemas híbridos com diferentes combinações de geração a diesel, *bio-genset*, turbinas eólicas, SFCR e BESS. As alternativas são dimensionadas e otimizadas no HOMER Pro e avaliadas por critérios econômicos (LCOE e TNPC), ambientais (emissões de CO₂) e energéticos (geração excedente), sendo posteriormente ranqueadas por técnicas de apoio multicritério implementadas em MATLAB. Os resultados apontam a configuração SFCR/eólica/BESS como a solução mais robusta sob diferentes ponderações, por combinar custo nivelado competitivo (US\$ 0,2325/kWh) com emissões desprezíveis e elevada energia anual atendida, reforçando o potencial de recursos locais para aumentar a confiabilidade e reduzir a dependência de combustíveis fósseis em instalações críticas insulares.

Embora os trabalhos correlatos revisados apresentem contribuições relevantes para a análise técnico-econômica de sistemas híbridos aplicados ao setor de saúde, observa-se, de modo recorrente, um conjunto de limitações que restringe sua aplicação direta ao contexto abordado nesta dissertação. Em muitos casos, os estudos concentram-se em cenários *off-grid*, em unidades rurais ou remotas, com forte ênfase no dimensionamento ótimo por meio de *softwares* consolidados, como o HOMER, privilegiando indicadores como NPC, LCOE e fração renovável, mas sem incorporar, de forma integrada, aspectos regulatórios e operacionais específicos do contexto brasileiro, tais como as modalidades tarifárias dos Grupos A e B, ou mesmo a exemplo, as regras da Lei nº 14.300/2022, o tratamento detalhado do faturamento da energia elétrica, a modelagem explícita de falhas da rede e sua repercussão sobre cargas críticas hospitalares, bem como a inclusão estruturada de financiamento na análise econômica. Além disso, parte da literatura assume perfis de carga hipotéticos, análises essencialmente conceituais ou revisões de caráter mais introdutório, sem disponibilizar uma ferramenta computacional própria, interativa e acessível ao usuário final, capaz de integrar, em uma mesma plataforma, a contabilização horária do fluxo energético entre rede, SFCR, GMG e BESS, a simulação de cenários operacionais diversos e a avaliação simultânea de indicadores técnicos e econômicos.

Além dos estudos acadêmicos revisados, este trabalho também se apoia em uma análise aprofundada das principais ferramentas computacionais utilizadas na modelagem, simulação e avaliação tecnoeconômica de sistemas fotovoltaicos e microrredes, apresentada de forma completa na Seção 2.6. Essa seção descreve, de maneira estruturada, o ecossistema atual de softwares que vai desde estimadores rápidos baseados na web até simuladores 3D de engenharia de detalhe, plataformas focadas em análise econômica e ambientes de otimização aplicados a sistemas híbridos. Embora essa discussão seja extensa para integrar a Introdução, seus resultados fundamentam diretamente a justificativa do estudo ao evidenciar lacunas importantes das ferramentas existentes — especialmente no que se refere à representação de cargas críticas, à integração entre fotovoltaica, baterias e geradores, e ao tratamento das regras tarifárias e regulatórias brasileiras. Assim, a Seção 2.6 oferece subsídios técnicos que sustentam a necessidade da ferramenta proposta neste trabalho.

1.3 Justificativa

O setor hospitalar exige elevada confiabilidade energética, especialmente para manter cargas críticas e garantir a continuidade de procedimentos assistenciais. As ferramentas atualmente disponíveis no mercado — nacionais ou internacionais — utilizam modelos genéricos, não incorporam as particularidades regulatórias brasileiras, como a Lei 14.300/2022, e desconsideram elementos essenciais da operação hospitalar, como definição

de cargas críticas, autonomia do gerador a diesel, comportamento real da demanda e falhas de rede baseadas em históricos da concessionária.

Essas limitações dificultam análises precisas de viabilidade técnico-econômica para sistemas híbridos em hospitais. Assim, torna-se necessário desenvolver uma ferramenta específica que considere simultaneamente aspectos técnicos, econômicos, regulatórios e assistenciais, permitindo apoiar o planejamento energético de hospitais dos Grupos A e B.

1.4 Objetivo geral

Desenvolver uma ferramenta computacional para avaliação técnico-econômica da implementação de sistemas híbridos fotovoltaico–diesel–baterias em unidades hospitalares, considerando cargas críticas, perfis reais de falhas da rede, legislação brasileira vigente e diferentes cenários de financiamento do investimento.

1.5 Objetivos específicos

- Modelar o fluxo energético entre sistemas fotovoltaicos, baterias, geradores a diesel e cargas críticas e não críticas, considerando perfis horários de consumo e regras da Lei 14.300/2022.
- Implementar rotinas de simulação de falhas da rede com base no histórico da concessionária local.
- Incorporar módulos de análise econômica, incluindo VPL, TIRM e *Payback* descontado, além de simulações de financiamento.
- Permitir a seleção de cargas críticas hospitalares pré-definidas e a inclusão de cargas personalizadas.
- Desenvolver interface gráfica intuitiva para facilitar a configuração dos sistemas e a interpretação dos resultados.

1.6 Contribuições do trabalho

- Desenvolvimento da primeira ferramenta computacional voltada especificamente para análise técnico-econômica de sistemas híbridos em hospitais brasileiros.
- Integração inédita de geração fotovoltaica, baterias, gerador a diesel, histórico de falhas, tarifas dos Grupos A e B e regras da Lei 14.300/2022.
- Simulação combinada de cenários técnicos e econômicos, com cálculo de indicadores financeiros e opções de financiamento.

- Implementação de alertas técnicos (como autonomia insuficiente do gerador ou carga crítica não atendida), auxiliando na definição de configurações adequadas.
- Suporte direto ao planejamento energético hospitalar, ampliando a confiabilidade, a segurança operacional e a sustentabilidade das instituições de saúde.

1.7 Estrutura da dissertação

O restante desta dissertação está organizada nos seguintes capítulos:

O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico do estudo, caracterizando as instalações de saúde, os perfis de demanda elétrica e as cargas críticas. São descritos os fundamentos de sistemas híbridos de suprimento energético, integrando SFCR, GMG e BESS, seus componentes, modos de operação e aplicações. Por fim, são apresentados os principais indicadores de análise econômica, como VPL, Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado.

O Capítulo 3 descreve a metodologia e a modelagem utilizadas para os cálculos internos da ferramenta computacional. São apresentados os modelos de consumo, geração fotovoltaica, geração do GMG, fluxo de energia, cálculo tarifário, financiamento, fluxo de caixa e indicadores econômicos.

O Capítulo 4 detalha a implementação da ferramenta, incluindo arquitetura, organização modular do código, estrutura de páginas, rotinas de cálculo e geração de saídas, evidenciando o fluxo operacional das simulações técnico-econômicas em ambiente web interativo.

O Capítulo 5 apresenta os resultados dos estudos de casos obtidos com o *HospEnergy*, avaliando a aplicabilidade da ferramenta e a consistência dos indicadores. São analisados cenários com SFCR, BESS, GMG e financiamento para uma unidade de saúde real.

O Capítulo 6 consolida as conclusões, sintetizando resultados, implicações técnicas e econômicas e contribuições do trabalho para o planejamento energético hospitalar, além de discutir limitações e perspectivas de aprimoramento.

Referencial teórico

Este capítulo apresenta os fundamentos teóricos relacionados ao SFCR, ao BESS e ao GMG, descrevendo sua arquitetura básica, principais componentes e modos de operação, com ênfase em aplicações voltadas a unidades de saúde. São discutidas as topologias de conexão, as estratégias de operação em regime normal e em contingência, bem como parâmetros de desempenho relevantes para a confiabilidade do suprimento elétrico hospitalar. Abordam-se, ainda, as normas técnicas e regulamentações aplicáveis às instalações elétricas em ambientes hospitalares, o funcionamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica vigente no Brasil e os conceitos fundamentais de análise de viabilidade técnica e econômica, que serão empregados ao longo da dissertação para avaliar cenários de implantação, custos e benefícios associados às diferentes configurações de sistemas híbridos.

2.1 Sistema elétrico nas unidades de saúde

No Brasil, a regulamentação das instalações elétricas em unidades de saúde é estabelecida principalmente pela Norma Brasileira Regulamentadora (NBR) 13.534/1995, que trata das instalações elétricas em estabelecimentos assistenciais de saúde. Elaborada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (1995), essa norma define requisitos mínimos para o projeto, a execução, a operação e a manutenção dos sistemas elétricos em Estabelecimentos Assistenciais de Saúde (EAS), como hospitais, clínicas, laboratórios e centros de diagnóstico. Seu objetivo central é assegurar a segurança de pacientes, profissionais e visitantes, bem como a continuidade do fornecimento e a qualidade da energia elétrica em ambientes com alto grau de criticidade. Para isso, estabelece critérios de classificação de áreas, redundância de alimentação, sistemas de aterramento e proteção, além de diretrizes específicas para circuitos essenciais que alimentam equipamentos médicos sensíveis e tecnologias de suporte à vida.

As Tabelas 1 e 2 consolidam, de forma complementar, os principais referenciais normativos e aspectos técnicos exigidos para instalações elétricas em unidades de saúde, evidenciando a complexidade e a criticidade desses ambientes. Na Tabela 1 são destacados

marcos regulatórios como a NBR 13534/1995, voltada à segurança e à continuidade do suprimento em estabelecimentos assistenciais, e a NBR 5410/2004 (Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 2004), referência básica para instalações de baixa tensão. Incluem-se ainda normas específicas, como a NBR 60601/2010 (Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 2010), que trata de requisitos de segurança para equipamentos eletromédicos, e a Resolução da Diretoria Colegiada (RDC) 50/2002 da Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA) (Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA), 2002), que orienta a infraestrutura elétrica no contexto do projeto físico arquitetônico hospitalar.

Por sua vez, a Tabela 2 descreve os requisitos técnicos operacionais derivados dessas normas, abordando desde a necessidade de continuidade de energia, com uso de *Uninterruptible Power Supply* (UPS) e grupos geradores, até a equipotencialização, o aterramento e a redundância de circuitos em áreas críticas, como unidades de terapia intensiva e salas cirúrgicas. Esses elementos visam assegurar não apenas a integridade e a disponibilidade dos equipamentos, mas, sobretudo, a segurança de pacientes e profissionais de saúde. A análise conjunta dessas tabelas fornece uma base normativa e técnica essencial para o planejamento, a execução e a manutenção de sistemas elétricos hospitalares, reforçando a centralidade da conformidade regulatória no âmbito da engenharia clínica e da infraestrutura hospitalar.

Quadro 1 – Normas e Regulamentos para Instalações Elétricas em Unidades de Saúde.

Norma/Regulamento	Descrição
NBR 13534/1995	Regulamenta as instalações elétricas em estabelecimentos assistenciais de saúde, garantindo a segurança e a continuidade do fornecimento de energia.
NBR 5410/2004	Norma geral para instalações elétricas de baixa tensão, aplicável também a unidades de saúde para garantir segurança e confiabilidade das instalações.
RDC 50/2002 (ANVISA)	Diretrizes para o planejamento físico de unidades de saúde, incluindo requisitos para infraestrutura elétrica, garantindo a adequação do espaço e equipamentos.
NBR 60601/2010	Normas específicas para equipamentos eletromédicos, assegurando que os dispositivos médicos possam operar de forma segura em ambientes hospitalares.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema elétrico em unidades de saúde no Brasil, especialmente em hospitais, é estruturado em múltiplas camadas de infraestrutura destinadas a garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia, em razão do caráter crítico dessas instituições. Essa estrutura envolve a separação entre circuitos essenciais e não essenciais, a existência

Quadro 2 – *Aspectos técnicos regulamentados para instalações elétricas em unidades de saúde.*

Aspecto Técnico	Descrição
Continuidade de energia	As unidades de saúde devem contar com sistemas de fornecimento contínuo, como geradores e nobreaks (UPS), para garantir a continuidade do funcionamento dos equipamentos críticos em casos de falha na energia elétrica.
Equipotencialização e aterramento	Sistema de aterramento e equipotencialização são essenciais para a segurança, reduzindo o risco de choques elétricos e assegurando o funcionamento seguro dos equipamentos em ambientes hospitalares.
Redundância de circuitos	Áreas críticas, como UTIs e salas de cirurgia, devem contar com sistemas de alimentação elétrica redundantes para garantir que falhas de energia não interrompam os serviços e procedimentos.
Proteção contra falhas	Utilização de dispositivos de proteção contra sobrecorrente e sobretensão em áreas críticas para prevenir danos aos equipamentos e riscos aos pacientes.
Zonas críticas	Classificação e proteção especial para “zonas críticas”, onde a segurança elétrica é fundamental, como em UTIs e salas de cirurgia, exigindo medidas adicionais de segurança e continuidade de energia.

Fonte: Elaborado pelo autor.

de painéis dedicados a cargas de suporte à vida, a adoção de sistemas de alimentação ininterrupta e de grupos geradores para suprir falhas da rede pública. Além da redundância de fontes e trajetos, são empregados sistemas de supervisão e monitoramento contínuo do consumo, tensão e qualidade de energia, possibilitando a detecção precoce de anomalias. Em muitos casos, a arquitetura elétrica passa a incorporar também fontes renováveis, como sistemas fotovoltaicos e BESS, como estratégia adicional de eficiência e sustentabilidade energética.

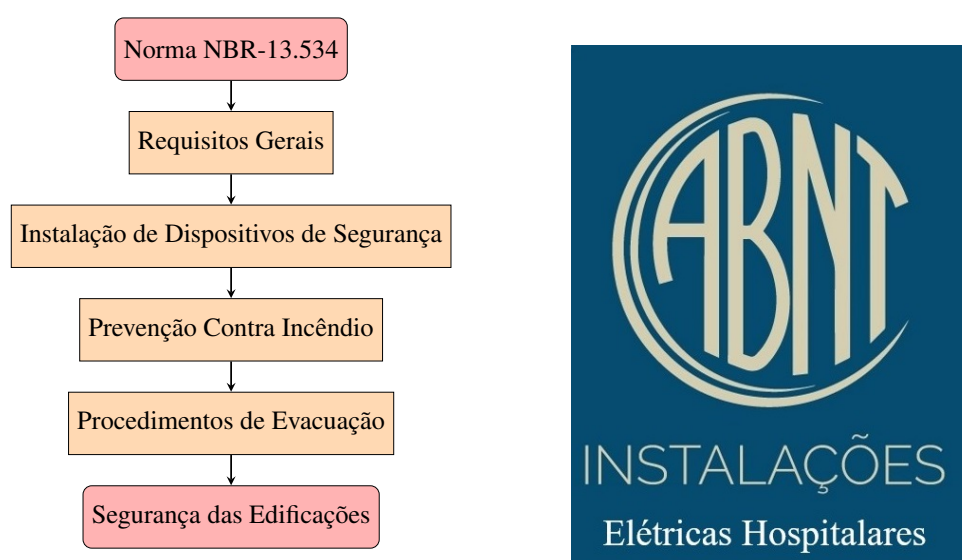
Em relação à redundância energética, grande parte das unidades hospitalares brasileiras depende da atuação coordenada de sistemas de *backup*, como GMG e BESS, para assegurar que os serviços essenciais permaneçam em funcionamento mesmo diante de interrupções ou variações severas na rede elétrica (Junior; Silva; Costa, 2019; Prudente, 2019). Paralelamente, diversas instituições de saúde têm incorporado esquemas de setorização elétrica e de medição individualizada de consumo, que permitem o acompanhamento em tempo real do desempenho energético de ambientes como enfermarias, Unidade de Terapia Intensiva (UTI) e centros cirúrgicos, viabilizando a construção de indicadores específicos por setor. Esses sistemas de monitoramento contribuem para a detecção precoce de anomalias, para a identificação de oportunidades de eficiência e para o planejamento de ações corretivas e preventivas voltadas à redução de custos e ao aumento da confiabilidade do suprimento (Prudente, 2019).

Além das abordagens tradicionais de suprimento elétrico e redundância com GMG e BESS, observa-se a crescente adoção de fontes renováveis, em particular a energia solar fotovoltaica, em unidades de saúde brasileiras. Diversos estabelecimentos já implementa-

ram SFCR com o objetivo principal de reduzir custos com eletricidade e, simultaneamente, promover maior eficiência energética e previsibilidade orçamentária. Quando adequadamente dimensionados ao perfil de carga da instalação, esses sistemas podem suprir parcela significativa da demanda, atenuando a dependência da rede convencional e de combustíveis fósseis. Como resultado, contribuem para ampliar a autonomia operacional, fortalecer a resiliência frente a falhas de fornecimento e alinhar a infraestrutura hospitalar a metas de sustentabilidade ambiental e responsabilidade socioeconômica (Prudente, 2019; Lisboa *et al.*, 2022).

No contexto regulatório brasileiro, as instalações elétricas em unidades de saúde devem atender rigorosamente às exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela regulação do setor elétrico, e da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que estabelece os referenciais normativos aplicáveis. Dentre essas referências, destaca-se a NBR 13534/1995, reconhecida por definir requisitos de segurança, continuidade e qualidade de energia em estabelecimentos assistenciais de saúde. Essa norma, em conjunto com outros regulamentos setoriais, orienta o dimensionamento de circuitos essenciais, a redundância de fontes, o aterramento e a proteção de equipamentos médico-hospitalares, contribuindo para a mitigação de riscos elétricos e para a proteção de pacientes e equipes. A Figura 1 sintetiza, de forma esquemática, os principais elementos abordados por esse marco normativo, reforçando sua relevância para a concepção de sistemas elétricos confiáveis no setor de saúde.

Figura 1 – Fluxograma esquemático NBR 13.534.



Fonte: Adaptado de Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (2025).

Além dos aspectos normativos já mencionados, destaca-se que o Ministério da Saúde (MS) também é responsável pela emissão de diretrizes relacionadas à infraestrutura

hospitalar, incluindo orientações específicas sobre a segurança das instalações elétricas. Essas diretrizes são reforçadas e complementadas pela Norma Regulamentadora (NR) nº 10 (NR-10) (Ministério do Trabalho e Emprego (Brasil), 2019), reconhecida por sua relevância e abrangência na promoção da segurança em instalações e serviços em eletricidade. Essa norma estabelece requisitos claros e rigorosos para a proteção dos trabalhadores, prevenindo acidentes e assegurando condições seguras de operação em atividades de projeto, montagem, operação e manutenção. No contexto hospitalar, a aplicação da NR-10 assume papel estratégico, pois, além de preservar a integridade física das equipes técnicas e de manutenção, contribui para a confiabilidade e a continuidade dos sistemas elétricos, elementos essenciais para a manutenção de serviços assistenciais críticos e para a segurança de pacientes e profissionais.

No contexto das regulamentações técnicas e institucionais, as principais entidades responsáveis pela normatização do setor elétrico hospitalar incluem a ANEEL, que regula o setor elétrico brasileiro e define diretrizes para o acesso à rede, tarifas e geração distribuída, e a ABNT, encarregada da elaboração de normas técnicas como a NBR 13534, voltada especificamente às instalações elétricas em unidades de saúde. Soma-se a essas instituições o MS, que emite diretrizes sobre infraestrutura física e segurança assistencial, orientando requisitos mínimos para ambientes críticos. Em conjunto, esses organismos, em articulação com outras instâncias regulatórias, estabelecem o arcabouço normativo que condiciona o projeto, a operação e a manutenção dos sistemas elétricos hospitalares.

Em termos de consumo de energia elétrica, as unidades de saúde no Brasil são, em geral, enquadradas nos grupos tarifários A ou B, de acordo com o perfil de demanda e as características de fornecimento. A classificação das unidades consumidoras nesses grupos é estabelecida pela ANEEL, principalmente por meio do Módulo 1 (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2023a) e do Módulo 2 (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2023b) dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que definem critérios técnicos e comerciais de enquadramento com base, entre outros fatores, na tensão de atendimento, na demanda contratada e no perfil de consumo ao longo do tempo. Esses documentos funcionam como referência normativa para concessionárias e consumidores em todo o território nacional, orientando a forma de faturamento, as condições de acesso à rede e a estruturação de contratos de fornecimento para estabelecimentos de grande porte, como hospitais e demais unidades de saúde.

A Tabela 3 sintetiza as principais características e regras de faturamento aplicáveis aos Grupos A e B de energia elétrica para unidades de saúde, evidenciando diferenças relevantes entre as estruturas tarifárias e as modalidades de contratação. Para fins de sistematização da análise desenvolvida neste estudo, adota-se, de forma geral, que hospitais de grande porte são enquadrados no Grupo A, em razão de sua maior demanda

contratada e do fornecimento em média tensão, enquanto clínicas, ambulatorios e centros de saúde de menor porte, usualmente atendidos em baixa tensão, integram o Grupo B. Eventuais situações que não se enquadrem nesse modelo de classificação serão discutidas pontualmente ao longo do texto, de modo a preservar a aderência às condições reais de fornecimento observadas em casos específicos.

Quadro 3 – Características e regras de faturamento dos Grupos A e B de energia elétrica para unidades de saúde.

Grupo de Faturamento	Características Técnicas	Forma de Faturamento	Cobrança Principal	Regulamentações Aplicáveis
Grupo A	Alta tensão (acima de 2,3 kV). Atendido em média ou alta tensão, com fornecimento trifásico. Unidades hospitalares de grande porte geralmente se enquadram nesse grupo.	Tarifa binômia: cobra-se separadamente a demanda contratada (kW) e o consumo de energia (kWh). Tarifas variam conforme horário (ponta/fora de ponta).	Demanda contratada (kW) + Consumo de energia (kWh). Multas podem ser aplicadas por ultrapassagem da demanda.	Resoluções Normativas ANEEL nº 414/2010 e 1.000/2021.
Grupo B	Baixa tensão (inferior a 2,3 kV). Atendimento monofásico, bifásico ou trifásico. Clínicas e pequenos centros de saúde normalmente se enquadram nesse grupo.	Tarifa monômia: cobra-se apenas com base no consumo de energia ativa (kWh), sem medição de demanda.	Consumo de energia (kWh). Sem exigência de demanda contratada.	Resoluções Normativas ANEEL nº 414/2010 e 1.000/2021.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A estrutura tarifária do Grupo A, que engloba consumidores atendidos em média ou alta tensão, como hospitais de grande porte, organiza-se em duas modalidades principais de faturamento: Tarifa Verde e Tarifa Azul. Ambas adotam estrutura binômia, com cobrança distinta da demanda contratada (*kW*) e do consumo de energia (*kWh*), mas diferem na forma de precificação ao longo do dia e entre períodos de ponta e fora de ponta. A escolha entre as modalidades deve considerar o perfil horário de carga, a previsibilidade da demanda máxima e a capacidade da instituição em realizar gestão ativa do consumo. Na Tabela 4 são sintetizadas as características de cada modalidade, permitindo comparar vantagens e limitações da Tarifa Verde e da Tarifa Azul para unidades de saúde.

Quadro 4 – Comparativo entre as modalidades tarifárias Verde e Azul do Grupo A.

Aspecto	Tarifa Verde	Tarifa Azul
Grupo consumidor	Exclusiva para consumidores do Grupo A (alta tensão, $\geq 2,3$ kV)	Exclusiva para consumidores do Grupo A (alta tensão, $\geq 2,3$ kV)
Cobrança da demanda	Valor único para a demanda contratada, independentemente do horário de uso (ponta ou fora de ponta)	Demanda contratada diferenciada para os horários de ponta e fora de ponta
Cobrança do consumo	Tarifa diferenciada para consumo nos horários de ponta e fora de ponta	Tarifa diferenciada para consumo nos horários de ponta e fora de ponta
Horários considerados	Definição dos períodos de ponta e fora de ponta segue critérios da distribuidora local e da ANEEL	Idem à tarifa verde; porém, com exigência de controle mais rigoroso da demanda por horário
Vantagens	Estrutura tarifária mais simples de administrar. Adequada quando o consumo é relativamente constante ao longo do dia	Permite maior economia se o consumo for deslocado para fora do horário de ponta
Desvantagens	Pode não ser vantajosa quando o consumo é concentrado fora do horário de ponta, pois a demanda é cobrada igualmente	Requer gestão energética rigorosa e controle das cargas nos horários tarifários distintos
Aplicabilidade hospitalar	Indicado para hospitais com perfil de consumo constante durante o dia e sem controle refinado de horários	Indicado para hospitais que possuem gerenciamento energético eficiente e conseguem evitar o uso intensivo de energia no horário de ponta
Base regulatória	Resolução Normativa ANEEL n° 414/2010; Resolução Normativa ANEEL n° 1.000/2021	Resolução Normativa ANEEL n° 414/2010; Resolução Normativa ANEEL n° 1.000/2021

Fonte: Elaborado pelo autor.

A correta escolha entre as modalidades tarifárias Verde e Azul pode impactar de forma significativa os custos operacionais de uma instituição hospitalar, especialmente em cenários de alta demanda contínua e presença de cargas críticas. Unidades com consumo energético mais previsível e relativamente distribuído ao longo do dia tendem a se beneficiar da Tarifa Verde, em razão de sua estrutura mais simples de gestão e menor necessidade de intervenções no perfil de carga. Por outro lado, hospitais que dispõem de capacidade técnica para monitorar em detalhe a demanda, adotar rotinas de gestão ativa e deslocar parcela relevante do consumo para fora do horário de ponta podem obter economias expressivas com a Tarifa Azul. Assim, a avaliação criteriosa do perfil de carga e das estratégias de uso da energia torna-se essencial para uma decisão tarifária eficiente, tanto sob o ponto de vista técnico quanto econômico.

O Grupo A abrange consumidores atendidos em alta tensão, em geral com níveis de fornecimento superiores a $2,3$ kV, nos quais se enquadram hospitais de grande porte,

Unidade de Pronto Atendimento (UPA), centros hospitalares e outras instituições de saúde com elevada demanda energética e operação ininterrupta. Esse patamar de consumo decorre, sobretudo, da potência instalada de equipamentos médico-hospitalares, sistemas de climatização, centrais de esterilização, laboratórios e demais cargas de suporte à vida. A Tabela 5 apresenta uma seleção dos principais equipamentos comuns em hospitais e seu impacto no perfil de carga. Esses consumidores estão sujeitos a estruturas tarifárias diferenciadas, calculadas com base na demanda contratada e no consumo efetivo de energia elétrica, o que torna a gestão do uso da energia um elemento central para o controle de custos operacionais.

Quadro 5 – *Equipamentos hospitalares, suas classificações, potência e funções.*

Tipo	Nome do Equipamento	Potência [W]	Função/Descrição
Diagnóstico por imagem	Tomógrafo computadorizado	20.000 – 50.000	Realiza imagens detalhadas em cortes axiais do corpo humano.
Diagnóstico por imagem	Aparelho de Raios-X	3.000 – 10.000	Produz imagens internas do corpo utilizando radiação ionizante.
Suporte à vida	Ventilador pulmonar	300 – 800	Fornecer suporte respiratório a pacientes com insuficiência respiratória.
Laboratorial	Centrífuga clínica	300 – 600	Separa componentes do sangue ou outras amostras por rotação.
Iluminação cirúrgica	Foco cirúrgico	100 – 300	Ilumina intensamente o campo operatório durante procedimentos.
Suporte médico	Bomba de infusão	50 – 100	Controla com precisão a administração de medicamentos via intravenosa.
Suporte hospitalar	Autoclave	2.000 – 4.000	Esteriliza instrumentos cirúrgicos por calor úmido e pressão.
Climatização	Ar-condicionado hospitalar	1.500 – 5.000	Controla temperatura e qualidade do ar em ambientes hospitalares.
Informática hospitalar	Computador médico	150 – 500	Utilizado para registro de prontuários, monitoramento e controle de dados clínicos.
Diagnóstico por imagem	Ultrassom	500 – 1.200	Utiliza ondas sonoras para produzir imagens em tempo real de órgãos internos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Por outro lado, o Grupo B compreende consumidores atendidos em baixa tensão, com fornecimento inferior a 2,3kV, geralmente conectados em redes de distribuição convencionais. Incluem-se nesse grupo pequenas clínicas, consultórios multiprofissionais, clínicas odontológicas com equipamentos radiográficos de pequeno porte (como aparelhos periapicais com demanda menor ou igual a 2kV) e unidades básicas de saúde, cuja demanda energética global é relativamente reduzida quando comparada à de hospitais de grande porte. Para esses consumidores, as tarifas de fornecimento são, em regra, estruturadas de forma

monômia, isto é, cobradas com base apenas no consumo de energia elétrica (kWh), sem necessidade de contratação prévia de demanda em (kW). Essa característica simplifica a gestão do faturamento e torna mais direta a avaliação de estratégias de eficiência energética e de eventual integração de geração fotovoltaica distribuída.

Unidades hospitalares de menor porte que utilizam equipamentos de Raios X (RX) podem ser enquadradas na modalidade tarifária do Grupo B, desde que apresentem perfil de carga compatível com as condições de atendimento em baixa tensão. Em geral, isso pressupõe que a demanda máxima da instalação seja moderada e que parte relevante do consumo possa ser deslocada para fora dos horários de ponta, evitando sobrecarga da rede local e custos excessivos. Além disso, é necessário que o fornecimento em baixa tensão seja tecnicamente viável e formalmente autorizado pela concessionária, por meio de solicitação de adesão acompanhada das informações elétricas da unidade consumidora. A Tabela 6 apresenta os principais tipos de equipamentos de RX atualmente disponíveis no mercado, bem como suas tensões de operação e configurações de fase, oferecendo subsídios para o adequado enquadramento tarifário (Vieira *et al.*, 2022).

Quadro 6 – Tensões e requisitos elétricos por tipo de equipamento de radiodiagnóstico.

Tipo de Equipamento	Tensão Típica (V)	Fases	Corrente (A)	Observações Técnicas
RX odontológico, portátil	220	Monofásico	10–20	Pode operar em circuito comum; estabilizador é recomendável em locais com variação de tensão.
Mamografia analógica	220/380	Trifásico	20–40	Necessita quadro dedicado; atenção à proteção contra surtos.
RX digital (CR/DR)	380	Trifásico	40–60	Requer circuito independente; CR usa digitalizador externo, DR é integrado ao detector.
Tomógrafo computadorizado	380–440	Trifásico	80–120	Transformador exclusivo e aterramento técnico são fortemente recomendados; sensível a oscilações.
Angiógrafo / Acelerador Linear	440	Trifásico	100–150	Alta demanda; exige infraestrutura dedicada: transformador próprio, DPS classe I e aterramento especial.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em manuais de fabricantes e normas NBR 13.534 e NBR 5.410.

As Tabelas 5 e 6 consolidam as principais características elétricas de diferentes categorias de equipamentos hospitalares e de radiodiagnóstico, oferecendo dados fundamentais para o dimensionamento da infraestrutura elétrica em ambientes de saúde. Observa-se que, à medida que aumenta a complexidade e a capacidade diagnóstica dos equipamentos, desde RX odontológicos até aceleradores lineares e angiógrafos, verifica-se elevação significativa tanto na tensão de alimentação quanto na corrente exigida, o que impacta diretamente o projeto de alimentação, proteção e distribuição desses sistemas.

Equipamentos de pequeno porte operam, em geral, com tensões monofásicas e correntes relativamente baixas, permitindo em alguns casos o compartilhamento de circuitos com outras cargas. Em contrapartida, equipamentos de médio e grande porte requerem alimentação trifásica, correntes superiores a 100 A e, frequentemente, transformadores exclusivos, aterramento técnico dedicado e dispositivos de proteção contra surtos. Essas exigências visam garantir estabilidade operacional, segurança elétrica e prevenção de falhas em sistemas de alta sensibilidade tecnológica. Dessa forma, as Tabelas 5 e 6 servem como guia prático para engenheiros clínicos, projetistas elétricos e gestores hospitalares no planejamento de instalações compatíveis com os requisitos normativos e operacionais vigentes.

Os equipamentos de radiodiagnóstico demandam fontes de energia com características específicas de tensão, corrente e estabilidade, de modo a assegurar operação segura, repetibilidade de exposição e proteção dos componentes eletrônicos sensíveis. A tensão de alimentação fornecida pela concessionária varia conforme o porte e a complexidade do equipamento instalado. Para dispositivos de pequeno porte, como aparelhos odontológicos, unidades portáteis de RX, mamógrafos analógicos e sistemas de radiologia convencional, a alimentação típica situa-se em torno de 220 V monofásico ou 220/380 V trifásico, com correntes nominais de até 30 A. Nesses casos, recomenda-se o uso de estabilizadores de tensão e sistemas de fornecimento ininterrupto de energia (*nobreaks*), a fim de mitigar variações da rede, reduzir a incidência de falhas e preservar a integridade dos circuitos internos (Sarsfield, 1934; Seibert, 2004; Hart *et al.*, 2010).

Aparelhos de RX operam tipicamente com tensões que variam de acordo com sua aplicação clínica. Modelos voltados à radiografia geral, como os desenvolvidos pela *Victor Corporation*, utilizam tensões de aproximadamente 90 kVp, suficientes para a maioria dos exames convencionais. Em aplicações mais exigentes, observam-se tensões na faixa de 100 kVp a 400 kVp, garantindo maior penetração e qualidade de imagem. Sistemas experimentais descritos no Memorial Hospital, em Nova York, alcançam tensões de até 900 kVp, enquanto um equipamento desenvolvido no Instituto de Tecnologia da Califórnia (*Caltech*) opera com envelope de porcelana em torno de 650 kVp (Sarsfield, 1934; Seibert, 2004; Hart *et al.*, 2010).

Além das tensões de operação, Sarsfield (1934) descreve que tubos rotativos de alta corrente trabalham, em geral, entre 50.000 e 60.000 V, com correntes de até 100 mA, exigindo sistemas de alimentação e isolamento rigorosos. O autor destaca o emprego de transformadores, retificadores e circuitos de controle dedicados para garantir estabilidade do feixe e proteção elétrica. São mencionados ainda tubos de RX com potência nominal entre 2,5 e 20 kW, geradores móveis com capacidade de 250 a 300 kVp dotados de proteção contra choques elétricos e aparelhos de diatermia projetados para operar com tensões de até 1.000 V, em frequências entre 10 e 20 MHz, utilizados em terapias baseadas em

aquecimento por campos eletromagnéticos (Sarsfield, 1934; Seibert, 2004; Hart *et al.*, 2010).

Equipamentos de médio porte, como sistemas de RX digital, aparelhos telecommandados, mamógrafos digitais, bem como CR e DR, operam tipicamente com tensões de alimentação trifásica de 220, 380 ou até 440 V, com correntes entre 40 e 100 A, a depender da configuração e da carga aplicada. A tensão aplicada internamente ao tubo de RX, responsável pela produção dos feixes de radiação ionizante, situa-se em geral na faixa de 50.000 a 150.000 V (50 – 150 kV). Em razão da elevada demanda energética e da sensibilidade operacional, esses dispositivos usualmente requerem transformadores dedicados, quadros de proteção exclusivos e esquemas específicos de aterramento, de forma a garantir estabilidade, segurança elétrica e compatibilidade com a infraestrutura da unidade de saúde (Sarsfield, 1934; Seibert, 2004; Hart *et al.*, 2010).

Por sua vez, equipamentos de grande porte, como tomógrafos computadorizados, angiógrafos, aceleradores lineares e arcos cirúrgicos de alta potência, operam, em geral, com tensões de alimentação entre 380 V e 440 V em sistemas trifásicos com neutro, utilizando configurações do tipo *Y* ou *delta*. Esses dispositivos demandam correntes superiores a 100 A, o que impõe requisitos rigorosos à infraestrutura elétrica da edificação e à qualidade da energia fornecida. Nessas situações, torna-se imprescindível a previsão de instalações elétricas dedicadas, com transformadores exclusivos, sistemas de aterramento técnico, Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS) adequadamente dimensionados e dispositivos de proteção seletiva, de forma a assegurar a estabilidade operacional, a segurança dos usuários e a integridade de equipamentos médicos de alta criticidade, em conformidade com as recomendações técnicas e normativas aplicáveis (Sarsfield, 1934; Seibert, 2004; Hart *et al.*, 2010).

2.2 Sistema híbrido de energia

O efeito fotovoltaico ocorre quando a radiação solar incide sobre um material semicondutor, como o silício, promovendo a excitação de seus elétrons. Nessa interação, os fótons transferem energia suficiente para que os elétrons saltem da banda de valência para a banda de condução, originando lacunas na estrutura cristalina. O campo elétrico interno estabelecido na junção *p – n* separa os pares elétron–lacuna, conduzindo os elétrons para uma região do dispositivo e as lacunas para a região oposta, o que resulta no surgimento de uma diferença de potencial. A corrente elétrica gerada é então coletada por contatos metálicos e conduzida a um circuito externo, constituindo o princípio de funcionamento dos módulos fotovoltaicos (Lima *et al.*, 2019).

A energia fotovoltaica apresenta um amplo espectro de aplicações em diferentes setores da sociedade contemporânea. No setor residencial, é empregada na geração

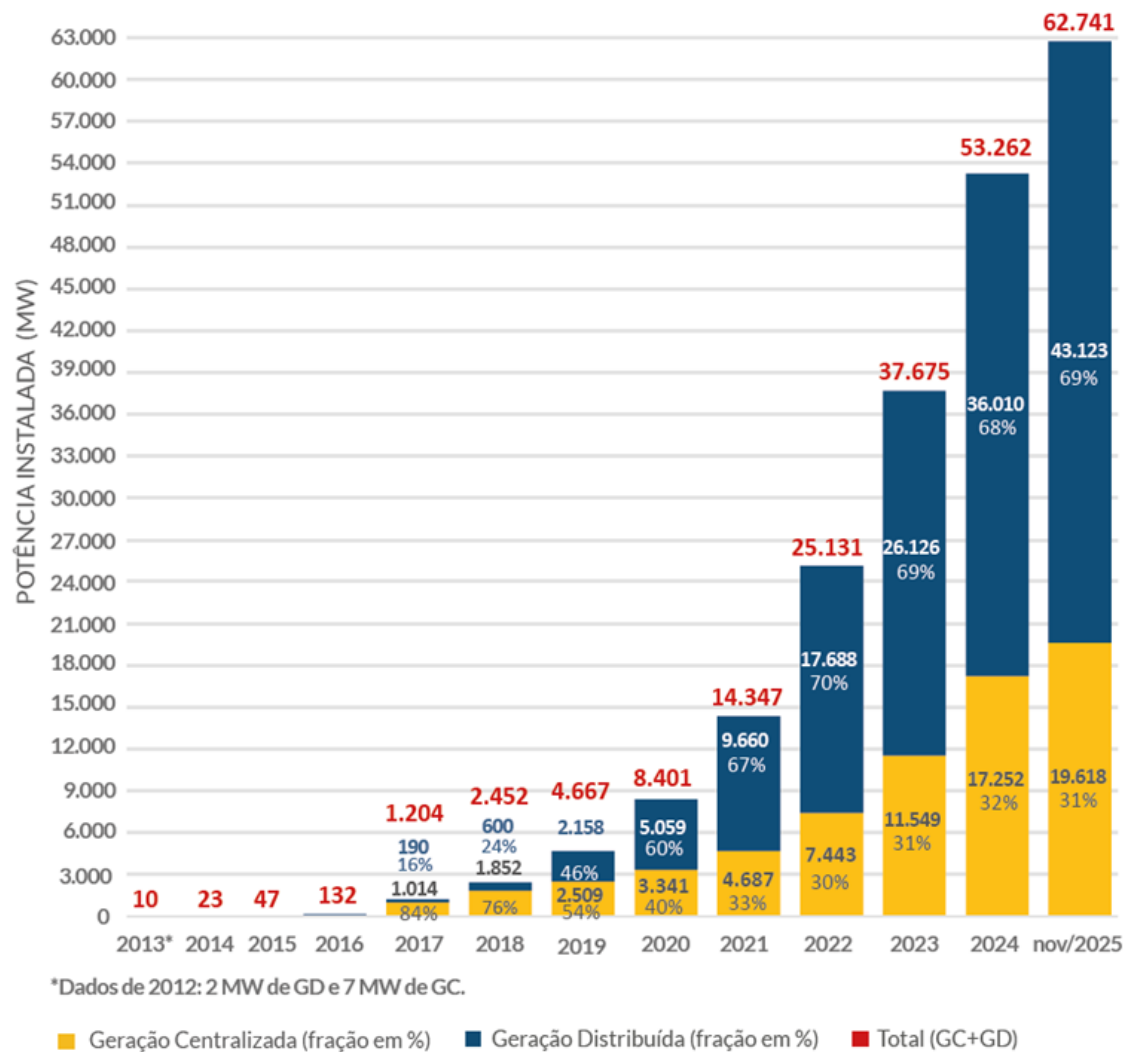
de eletricidade em unidades consumidoras individuais, reduzindo a fatura de energia, aumentando a previsibilidade de gastos e promovendo maior independência frente às concessionárias. No setor industrial e de serviços, sistemas fotovoltaicos de maior porte são utilizados para mitigar custos operacionais, reduzir a exposição a variações tarifárias e apoiar estratégias de sustentabilidade corporativa. No setor público, a energia solar é incorporada a edifícios governamentais, escolas, hospitais, sistemas de iluminação pública e estações de recarga de veículos elétricos, contribuindo para a universalização do acesso à energia, para a eficiência energética e para a mitigação de emissões associadas ao uso de fontes fósseis (Silva *et al.*, 2020).

A adoção de sistemas fotovoltaicos em larga escala traz benefícios ambientais, econômicos e estratégicos para o setor elétrico. Do ponto de vista ambiental, contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, diminui a necessidade de expansão de usinas termoeletricas fósseis, preserva recursos naturais e reduz a pegada de carbono associada ao consumo de eletricidade. Sob a perspectiva econômica, a geração distribuída fotovoltaica permite reduzir a fatura de energia, conferir maior previsibilidade aos custos, valorizar imóveis e dinamizar cadeias produtivas locais por meio da geração de empregos verdes. Adicionalmente, a diversificação da matriz elétrica por meio da energia solar fortalece a segurança energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e os custos operacionais de infraestruturas públicas, em direção a um futuro mais sustentável (Silva *et al.*, 2020).

A Figura 2 ilustra a evolução da potência instalada de energia solar no Brasil entre 2013 e novembro de 2025, distinguindo a Geração Distribuída (GD) e a Geração Centralizada (GC). Observa-se trajetória de crescimento acentuado, especialmente a partir de 2020, quando a GD passa a representar parcela majoritária da matriz fotovoltaica, atingindo cerca de 70% em 2022. Esse avanço decorre da popularização dos sistemas de micro e minigeração nos setores residencial, comercial e institucional. Paralelamente, a GC também se expande, consolidando grandes usinas fotovoltaicas como componente relevante da matriz elétrica. O cenário projetado para 2025, com mais de 62 GW instalados, reforça o papel estratégico da energia solar no atendimento da demanda elétrica de forma limpa, sustentável e economicamente vantajosa, contribuindo para a redução de emissões de gases de efeito estufa e para o fortalecimento da segurança energética nacional.

Os sistemas fotovoltaicos autônomos (*off-grid*) constituem uma alternativa relevante para o suprimento de energia em contextos com acesso limitado ou inexistente à rede pública. Ao operar de forma independente, esses arranjos reduzem a vulnerabilidade a interrupções do sistema convencional, aumentando a confiabilidade do fornecimento em áreas remotas, comunidades isoladas ou instalações com infraestrutura elétrica instável. Além disso, permitem economia a longo prazo, em função da redução de gastos com combustíveis fósseis e da baixa necessidade de manutenção de seus principais componentes.

Figura 2 – Panorama da solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Adaptado de Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2025).

Por utilizarem fonte renovável e não emissora em sua etapa de operação, contribuem para a mitigação das emissões de carbono e para o cumprimento de metas ambientais, podendo ser dimensionados e ampliados de forma modular conforme a demanda de carga evolui (Vásquez, 2019).

As fontes de energia renovável, em especial a solar e a eólica, consolidam-se como elementos centrais na transição para um sistema elétrico sustentável, embora apresentem o desafio da intermitência associada à variabilidade natural dos recursos. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento por baterias assumem papel estratégico ao reter a energia gerada em momentos de excedente e liberá-la em períodos de baixa geração ou alta demanda. A Tabela 7 apresenta os principais tipos de baterias utilizados pelo mercado, com suas características e aplicações típicas. O uso dessa tecnologia contribui para a estabilidade da rede, ao auxiliar no controle de tensão e frequência, além de viabilizar

aplicações como fornecimento de *backup* e arbitragem de energia, tornando a integração das renováveis mais resiliente, segura e economicamente equilibrada (Marin-Garcia *et al.*, 2020).

Quadro 7 – Tipos de tecnologias de armazenamento em baterias.

Tipo de Bateria	Características	Aplicações Comuns
Chumbo-Ácido	Custo relativamente baixo, fácil reciclagem, vida útil curta, baixa densidade de energia	Aplicações estacionárias, UPS (sistema de alimentação ininterrupta), arranque de veículos
Íon de Lítio	Alta densidade de energia, vida útil prolongada, custo elevado, sensível à temperatura	Eletrônicos portáteis, veículos elétricos, armazenamento residencial e comercial
Sódio-Enxofre	Alta eficiência de carga e descarga, operação em alta temperatura, adequada para armazenamento em larga escala	Armazenamento de energia para estabilização da rede elétrica e integração de fontes renováveis
Níquel-Cádmio	Vida útil longa, boa tolerância a ciclos de carga profunda, efeito memória	Equipamentos industriais, aviação, ferramentas elétricas
Níquel-Metal Hidreto (<i>NiMH</i>)	Maior densidade de energia em comparação com <i>NiCd</i> , menor efeito memória	Eletrônicos portáteis, substituição de baterias alcalinas em aparelhos comuns
Fluxo-Redox (Vanádio)	Separação entre armazenamento de energia e capacidade de potência, longa vida útil, alta eficiência	Armazenamento em larga escala para a rede elétrica, integração com energias renováveis
Zinco-Ar	Alta densidade de energia, baixo custo, vida útil limitada pela degradação dos materiais	Aplicações de baixo consumo, dispositivos médicos, potencial para grandes sistemas estacionários

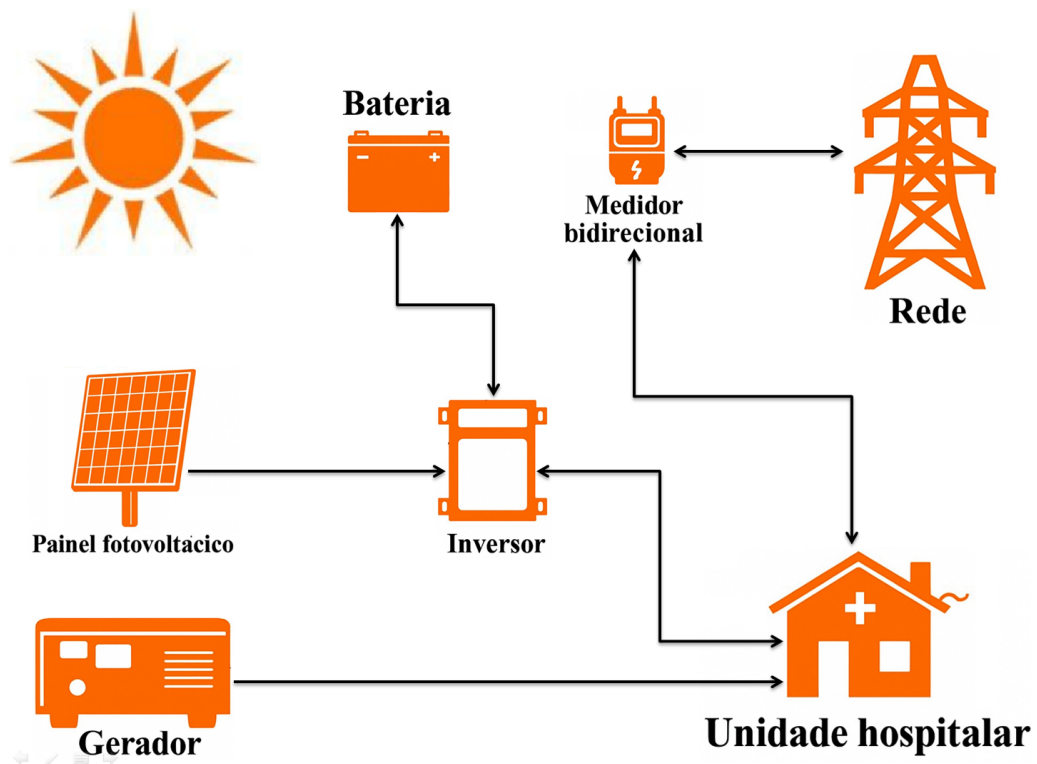
Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar do avanço das fontes renováveis e da difusão de sistemas de armazenamento, os GMG ainda desempenham papel estratégico em instalações críticas, especialmente em unidades de saúde. Esses equipamentos são utilizados como fontes de energia de *backup*, assegurando a continuidade do fornecimento elétrico em falhas da rede pública, em períodos de baixa geração fotovoltaica ou de esgotamento das baterias. Os GMG apresentam resposta rápida à demanda, elevada confiabilidade operacional e relativa facilidade de abastecimento, atributos essenciais em contextos nos quais a interrupção do suprimento pode comprometer a segurança dos pacientes e o funcionamento de equipamentos médicos sensíveis. Por outro lado, o uso prolongado implica maior consumo de combustível, custos operacionais elevados e impactos ambientais, recomendando-se sua integração em sistemas híbridos apenas como suporte emergencial e complementar às fontes renováveis (Yamegueu *et al.*, 2011).

A Figura 3 apresenta um sistema híbrido de energia (SFCR + BESS + GMG) alimentando uma unidade hospitalar, no qual diferentes fontes atuam de forma complementar para garantir continuidade no suprimento elétrico. O inversor é responsável por converter a

Corrente Contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em Corrente Alternada (CA), compatível com os padrões da rede elétrica e com os equipamentos médicos utilizados em ambientes assistenciais. Além da conversão, inversores modernos incorporam funções de monitoramento, controle de tensão, sincronização com a rede pública e proteção contra surtos, aumentando a eficiência e a segurança operacional. Em sistemas híbridos, inversores bidirecionais permitem o gerenciamento integrado de bancos de baterias e geradores auxiliares, assegurando o funcionamento contínuo mesmo em situações de falha da rede, o que torna sua correta especificação, o dimensionamento e a instalação etapas críticas para a estabilidade e a qualidade da energia em hospitais (Garg, 2023).

Figura 3 – Sistema híbrido de energia em uma unidade hospitalar



Fonte: Adaptado de Renewable Energy Resources Philippines (2025).

2.3 Sistema de compensação de energia

Os sistemas de compensação, conhecidos como *net metering*, permitem que consumidores que geram sua própria energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos injetem na rede de distribuição o excedente de energia produzido em determinados períodos. Esse montante é contabilizado sob a forma de créditos, que podem ser utilizados posteriormente em momentos de maior demanda ou de menor geração local, reduzindo a fatura de energia e aumentando a previsibilidade dos custos. Tal mecanismo regula a

relação de troca entre a unidade consumidora-geradora e a concessionária, favorecendo a inserção da geração distribuída na matriz elétrica. Além de incentivar o uso de fontes renováveis e a adoção de sistemas solares em pequena e média escala, o *net metering* contribui para a descentralização do sistema elétrico e para o alívio de cargas em redes sobrecarregadas (Scarabelot; Rampinelli, 2019).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) constitui o principal mecanismo regulamentado no Brasil para viabilizar a inserção da microgeração e minigeração distribuída na matriz elétrica. Por meio desse arranjo, consumidores que dispõem de sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem injetar a energia excedente na distribuidora local e, em contrapartida, receber créditos de energia. Tais créditos são utilizados para abater o consumo em períodos subsequentes, permitindo que a energia gerada seja efetivamente deslocada no tempo em relação ao instante de geração. Esse modelo amplia a autonomia energética do consumidor, confere maior previsibilidade aos custos com eletricidade e incentiva investimentos em geração distribuída, contribuindo para a diversificação da matriz, a redução de perdas na rede e o fortalecimento da sustentabilidade do setor elétrico (Torres *et al.*, 2022).

A inserção da geração distribuída por meio do sistema de compensação de energia elétrica produz impactos econômicos relevantes para consumidores e distribuidoras. Para unidades residenciais e comerciais, a autoprodução com compensação de excedentes reduz a fatura de energia, aumenta a previsibilidade de gastos e mitiga a exposição a reajustes tarifários. Por outro lado, para as distribuidoras, observa-se potencial perda de receita associada à diminuição do consumo faturado, ao mesmo tempo em que permanecem os custos fixos de operação e manutenção da rede. Nessa perspectiva, torna-se necessário aperfeiçoar o arcabouço regulatório, equilibrando os benefícios da geração distribuída com a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras (Simone, 2019).

A regulamentação original do sistema de compensação de energia elétrica foi estabelecida pela Resolução Normativa (RN) ANEEL n°482/2012, posteriormente consolidada e atualizada pela RN ANEEL n°1.000/2021, que sistematizou diversos atos normativos relativos à relação entre consumidores e distribuidoras. Contudo, o marco legal mais recente e estruturante do setor é a Lei n°14.300, de 6 de janeiro de 2022, que institui o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil. Essa legislação define regras de transição para as unidades consumidoras já conectadas ao SCEE antes de sua publicação, estabelece as condições de acesso para novos empreendimentos e reorganiza a forma de valoração dos créditos de energia, conferindo maior segurança jurídica e previsibilidade regulatória ao setor (Torres *et al.*, 2022).

Segundo a Lei n°14.300/2022, os consumidores que solicitaram acesso ao sistema de compensação até 7 de janeiro de 2023 permanecerão, até 2045, enquadrados nas regras anteriores, que preveem a compensação integral da energia elétrica injetada na rede. Para

as unidades que protocolaram o pedido de conexão após essa data, vigora um regime de transição, no qual encargos e componentes tarifários associados ao uso da infraestrutura passam a incidir, de forma gradual, sobre a energia compensada. Esse escalonamento tem por objetivo sinalizar, ao longo dos anos, o custo real dos serviços de distribuição, ao mesmo tempo em que preserva a atratividade econômica dos projetos de geração distribuída (Torres *et al.*, 2022).

A Resolução Normativa nº 1.000/2021, editada pela ANEEL, consolida em um único instrumento os direitos e deveres dos usuários dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica e disciplina, entre outros aspectos, o funcionamento do SCEE. Entre seus dispositivos, destacam-se aqueles relacionados aos prazos para atendimento das solicitações de acesso, às responsabilidades técnicas e comerciais de consumidores e distribuidoras e às condições de conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída. Essa resolução representa um esforço de simplificação e unificação regulatória, ao reunir e substituir mais de 90 atos normativos anteriores, conferindo maior transparência, segurança jurídica e padronização aos procedimentos vinculados à geração distribuída no país (Nóbrega; Arana, 2023).

O SCEE configura-se como instrumento central para a expansão da geração distribuída no Brasil, ao viabilizar modelos energéticos mais sustentáveis e economicamente vantajosos para o consumidor final. Ao permitir a compensação da energia excedente injetada na rede, o mecanismo favorece a inserção de sistemas fotovoltaicos em residências, comércios, indústrias e instituições públicas, alinhando-se às políticas de descarbonização e de eficiência energética. Seu aperfeiçoamento contínuo, entretanto, requer acompanhamento atento das evoluções normativas conduzidas pela ANEEL e pelo Congresso Nacional, de modo a atualizar regras de acesso, valoração de créditos e sinalização tarifária. Assim, busca-se equilibrar a atratividade econômica da geração distribuída com a sustentabilidade técnico-financeira do sistema elétrico nacional, preservando a qualidade do serviço e a modicidade tarifária (Mendonça, 2023).

2.4 Financiamento

Para avaliar a viabilidade financeira de um projeto de implantação de sistemas híbridos de energia em unidades de saúde, torna-se essencial realizar a análise comparativa de diferentes modalidades de financiamento amplamente adotadas por instituições bancárias nacionais e de fomento. Nesse contexto, existem dois sistemas de amortização comumente empregados em operações de longo prazo: o SAC e a Tabela *Price*. A comparação entre esses modelos permite avaliar o comportamento das parcelas ao longo do tempo, o impacto dos juros sobre o saldo devedor, a previsibilidade do fluxo de caixa e o custo efetivo total do financiamento.

O sistema de amortização pela Tabela *Price* caracteriza-se pela manutenção de prestações de valor constante ao longo de todo o período de pagamento do financiamento, o que confere maior previsibilidade financeira e facilita o planejamento orçamentário da instituição. Nas fases iniciais do contrato, entretanto, parcela expressiva de cada prestação é destinada ao pagamento de juros, de modo que a amortização do principal ocorre de forma mais lenta e o custo total do empréstimo tende a ser relativamente elevado. Com o passar do tempo, a proporção destinada à amortização aumenta progressivamente, enquanto a fração relativa aos juros diminui, promovendo a redução gradativa do saldo devedor até a quitação integral do financiamento.

Por outro lado, o SAC mantém um valor fixo para a parcela destinada à amortização do principal ao longo de todas as prestações, enquanto o montante referente aos juros decresce progressivamente à medida que o saldo devedor é reduzido. Essa estrutura resulta em uma liquidação mais acelerada da dívida quando comparada à Tabela *Price*, uma vez que, desde as primeiras parcelas, há maior abatimento do principal. Em contrapartida, as prestações iniciais tendem a ser mais elevadas, o que pode representar um desafio para orçamentos mais restritos, embora tais parcelas diminuam gradualmente ao longo do tempo, acompanhando a redução da componente de juros, até que o financiamento seja integralmente quitado.

A Tabela 1 apresenta um comparativo entre três programas de financiamento oferecidos por instituições financeiras com atuação nacional e regional, voltados à implementação de sistemas de energia renovável em unidades de saúde. Observa-se que, embora todos os programas possibilitem o financiamento de tecnologias associadas à geração fotovoltaica, como módulos, inversores e baterias, existem diferenças significativas quanto ao público-alvo, às condições de pagamento e aos requisitos exigidos. O programa Banco do Nordeste do Brasil S.A. (2025), do Banco do Nordeste, destaca-se por oferecer as menores taxas de juros (a partir de 0,5%a.a. + Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)) e longos prazos de pagamento, sendo direcionado a instituições localizadas na região Nordeste e no norte de Minas Gerais, o que o torna particularmente atrativo para hospitais públicos e filantrópicos dessas áreas.

Já o programa do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (2025) apresenta maior robustez técnica e prazos que podem alcançar até 20 anos, configurando-se como alternativa atrativa para empreendimentos de grande porte. Contudo, é direcionado prioritariamente a empresas com elevado faturamento, o que tende a restringir sua aplicabilidade a hospitais públicos ou filantrópicos de menor escala. O financiamento do Banco Santander (Brasil) S.A. (2025), por sua vez, caracteriza-se por maior flexibilidade operacional e abrangência nacional, embora suas condições específicas dependam de análise de crédito individualizada e não sejam plenamente transparentes nos canais oficiais. Esse conjunto de características evidencia a relevância de ferramentas que auxiliem

gestores hospitalares na comparação entre programas, considerando particularidades regionais, escala do projeto, perfil de risco e critérios técnicos e financeiros exigidos por cada instituição.

Tabela 1 – *Comparativo de programas de financiamento para sistemas de energia renovável em unidades de saúde.*

Instituição Financeira	Programa	Público-Alvo	Taxa de Juros (a.a.)	Prazos de Pagamento	Carência	Itens Financiáveis	Abrangência Geográfica	Requisitos Básicos
Santander	Santander Financiamentos Solar	Pessoas físicas e jurídicas	Sob consulta	Até 60 meses	Até 3 meses (varia)	Módulos fotovoltaicos, inversores, baterias, instalação	Nacional	Score de crédito, orçamento aprovado, cadastro simplificado
Banco do Nordeste (BNB)	FNE Sol	Empresas e produtores da Região NE	A partir de 0,5% + IPCA	Até 12 anos	Até 12 meses	Sistemas solares, baterias, eficiência energética, infraestrutura	Nordeste e norte de MG	Projeto básico, regularidade fiscal e ambiental
BNDES	BNDES FINEM Energia	Empresas com receita anual acima de R\$ 90 milhões	A partir de TLP + <i>spread</i>	Até 20 anos	Negociável	Equipamentos, obras civis, sistemas híbridos, engenharia	Nacional	Projeto técnico completo, cadastro e análise de viabilidade

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas informações públicas disponíveis nos sites institucionais: Santander, BNB e BNDES .

A expressão maior robustez técnica, no contexto do programa de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (2025), refere-se ao conjunto de características que o tornam mais estruturado e abrangente sob os pontos de vista operacional, financeiro e de suporte ao projeto. Isso engloba a disponibilidade de recursos para empreendimentos de grande porte, a adoção de critérios técnicos detalhados para análise e aprovação, o acompanhamento sistemático da execução e a possibilidade de incluir tecnologias complementares, como sistemas de monitoramento, automação e gestão energética. Soma-se a isso a oferta de prazos de pagamento mais extensos e condições contratuais mais estáveis, adequadas a projetos de infraestrutura em saúde. Tal robustez decorre da solidez institucional do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e de sua experiência consolidada no financiamento de projetos de energia, o que tende a reduzir riscos e aumentar a segurança dos investimentos.

2.5 Análise de viabilidade econômica

A viabilidade econômica de sistemas híbridos em unidades de saúde requer análise integrada de custos de investimento e operação, desempenho energético, condições locais de recurso, enquadramento regulatório e estrutura tarifária. Para apoiar a tomada de decisão, utilizam-se indicadores financeiros consolidados, como VPL, TIRM e *Payback* descontado, que permitem comparar cenários e avaliar os fluxos de caixa ao longo do tempo.

O VPL é utilizado para medir o valor atual dos fluxos de caixa futuros, trazendo-os ao presente por meio de uma taxa de atratividade previamente definida, sendo uma das técnicas mais difundidas para análise de viabilidade econômica de investimentos em energia. De acordo com a Equação (1), o VPL é obtido pela soma dos valores presentes dos fluxos de caixa ao longo da vida útil do projeto, descontados a uma taxa de atratividade ou Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (Remer; Nieto, 1995; Garvin; Cheah, 2004; Pivorienė, 2017). Quando o VPL é positivo, indica que o investimento tende a gerar riqueza adicional em relação à TMA adotada; quando negativo, sinaliza que o projeto destrói valor e, portanto, não é economicamente atrativo.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Na Equação (1), I é o investimento inicial do projeto (desembolso no instante $t = 0$); F_t representa o fluxo de caixa associado ao período t ; r refere-se à taxa de atratividade do projeto, também denominada taxa de desconto; t indica o período de tempo, variando de 1 até n ; e n corresponde à vida útil do projeto, isto é, ao número total

de períodos considerados na análise de viabilidade (Remer; Nieto, 1995; Garvin; Cheah, 2004; Pivorienė, 2017).

A interpretação do VPL baseia-se em três situações clássicas: quando $VPL > 0$, o projeto é considerado economicamente viável, pois gera retorno superior à taxa mínima de atratividade; quando $VPL = 0$, o projeto apenas iguala o retorno exigido, não criando valor adicional; e quando $VPL < 0$, o projeto é economicamente inviável, pois o retorno estimado fica aquém do requerido pelo investidor, recomendando-se sua rejeição.

A TIR é a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial, ou seja, a taxa para a qual o VPL do projeto é exatamente igual a zero. Em termos práticos, a TIR expressa a rentabilidade percentual média do investimento ao longo de sua vida útil, permitindo comparar alternativas com diferentes montantes de capital e horizontes de análise. Assim, um projeto é considerado economicamente atrativo quando sua TIR é superior à TMA adotada pelo investidor, sendo indiferente quando ambas coincidem. Por envolver um processo de solução iterativa, o cálculo da TIR é, em geral, realizado com o apoio de planilhas eletrônicas ou de ferramentas computacionais especializadas, que facilitam a aplicação em estudos de viabilidade econômica.

A TIR é calculada por meio da Equação (2), (Remer; Nieto, 1995; Garvin; Cheah, 2004; Pivorienė, 2017).

$$0 = -F_I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (2)$$

A Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) é um indicador de rentabilidade recomendado para projetos com fluxos de caixa não convencionais, isto é, com múltiplas inversões de sinal ao longo da vida útil. Em sistemas híbridos aplicados a edificações críticas, é comum observar um desembolso inicial elevado (CAPEX), seguido por períodos com economias/receitas operacionais positivas, e, posteriormente, novos desembolsos associados à reposição de componentes (por exemplo, inversores e/ou equipamentos do GMG), o que pode reintroduzir fluxos negativos e gerar multiplicidade de soluções na TIR tradicional. A TIRM contorna essa limitação ao separar o tratamento dos fluxos negativos (taxa de financiamento) e dos fluxos positivos (taxa de reinvestimento), produzindo uma única taxa de retorno economicamente interpretável para o projeto.

Formalmente, seja n o horizonte de análise (em períodos coerentes com a modelagem do fluxo de caixa) e seja $i \in \{0, 1, \dots, n\}$ o índice temporal. Considere a decomposição do fluxo de caixa do período i em duas parcelas: $FCP_i = \max(FC_i, 0)$ (fluxo positivo) e $FCN_i = \min(FC_i, 0)$ (fluxo negativo). Adotam-se T_r como a taxa de reinvestimento aplicável aos fluxos positivos e T_f como a taxa de financiamento aplicável aos fluxos negativos, conforme a notação consolidada no trabalho. A TIRM é então obtida a partir (i) do valor futuro dos fluxos positivos capitalizados até o período n a T_r e (ii) do

valor presente dos fluxos negativos descontados ao período zero a T_f , conforme:

$$FV^{(+)}(T_r) = \sum_{i=0}^n FCP_i (1 + T_r)^{n-i}, \quad (3)$$

$$PV^{(-)}(T_f) = \sum_{i=0}^n \frac{FCN_i}{(1 + T_f)^i}, \quad (4)$$

$$\text{TIRM} = \left(\frac{FV^{(+)}(T_r)}{|PV^{(-)}(T_f)|} \right)^{\frac{1}{n}} - 1. \quad (5)$$

A interpretação segue a mesma lógica decisória empregada para indicadores de retorno: ao comparar a TIRM com a TMA do investidor, conclui-se pela atratividade do projeto quando $\text{TIRM} \geq \text{TMA}$, mantendo-se consistência com o arcabouço de avaliação econômica adotado no trabalho (em conjunto com VPL e *Payback* descontado). Em termos práticos, T_f deve refletir o custo de captação/financiamento do capital (ou o custo de oportunidade para cobrir déficits), enquanto T_r deve representar a taxa realista de reinvestimento das sobras de caixa do projeto; essa distinção torna a TIRM especialmente adequada a projetos com reinvestimentos intermediários e flutuações operacionais, nos quais a TIR pode se tornar ambígua ou pouco representativa.

O *Payback* é o tempo necessário para recuperar o investimento inicial por meio dos fluxos de caixa do projeto. Seu cálculo baseia-se na soma acumulada desses fluxos até que o valor investido seja integralmente compensado, conforme a Equação (6). Trata-se de um indicador simples e de fácil interpretação, amplamente utilizado para estimar o período de retorno do capital, devendo ser analisado em conjunto com métricas como VPL e TIR para avaliação mais abrangente da viabilidade econômica (Remer; Nieto, 1995; Garvin; Cheah, 2004; Pivorienė, 2017).

$$\sum_{t=0}^T F_t = 0 \quad (6)$$

No *Payback* simples, os fluxos de caixa não são descontados. Já o *Payback* descontado incorpora a taxa de desconto r , trazendo os valores futuros a valor presente e refletindo o custo de oportunidade e o risco do capital, conforme a Equação (7).

$$-F_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1 + r)^t} = 0 \quad (7)$$

De modo geral, períodos menores indicam recuperação mais rápida do capital e menor exposição ao risco, enquanto períodos maiores implicam maior vulnerabilidade a incertezas econômicas, variações tarifárias e mudanças regulatórias ao longo do horizonte de análise.

2.6 Softwares para sistemas fotovoltaicos e microrredes

A Tabela 2 apresenta um panorama amplo e diversificado do ecossistema de softwares voltados à análise fotovoltaica e sistemas híbridos, abrangendo desde estimadores rápidos baseados na *web* e bancos de dados de recurso solar até simuladores detalhados com modelagem tridimensional, plataformas de otimização tecnoeconômica para *microgrids* e ambientes modulares de pesquisa multidomínio. Essa variedade constitui uma vantagem para pesquisadores e projetistas, pois permite combinar diferentes níveis de detalhamento, abordagens de modelagem e horizontes temporais de análise; por outro lado, impõe a necessidade de uma seleção criteriosa das ferramentas, orientada pelo propósito do estudo, pelo escopo do sistema em avaliação, pelos requisitos de qualidade dos dados de entrada e pelos indicadores de desempenho desejados, de modo a garantir resultados consistentes, comparáveis e tecnicamente robustos.

Um primeiro eixo de análise distingue as ferramentas cujo núcleo é o dado de recurso e a estimativa expedita de energia daquelas voltadas à modelagem físico-elétrica e de sombreamento em 3D e, por fim, das que priorizam a otimização econômica ou a simulação integrada de sistemas híbridos. PVGIS, PVWatts, SOLARGIS, Clean Power Estimator e Solar Estimate situam-se no polo da rapidez e da ampla cobertura geográfica, sendo particularmente adequados para pré-dimensionamento, triagens de viabilidade e exploração de cenários iniciais, com vantagens claras de acessibilidade e, em alguns casos, disponibilidade de *Application Programming Interface* (API) para automação. Contudo, a ausência de recursos de *Computer-Aided Design* (CAD) /3D, a simplificação das perdas e a representação limitada de estruturas tarifárias e incentivos restringem seu uso isolado em estudos bancáveis, nos quais a robustez do inventário de perdas, a fidelidade geométrica e a rastreabilidade das premissas precisam ser demonstráveis.

Por um outro lado, PVsyst, PV*SOL, HelioScope, Solar Pro, Archelios, Solarius PV e SOLERGO compõem o núcleo de ferramentas orientadas ao projeto detalhado, com ênfase na definição do *layout* elétrico, na organização de bancos de módulos e inversores e na modelagem tridimensional de sombreamento. Em geral, essas plataformas produzem relatórios aceitos por financiadores e permitem uma análise de perdas mais granular, com melhor rastreabilidade das premissas adotadas e dos resultados obtidos. As diferenças entre elas concentram-se sobretudo no grau de detalhamento geométrico, na ergonomia do fluxo de trabalho, na integração com ambientes CAD e na profundidade dos módulos de análise econômica.

PV*SOL e HelioScope se destacam pelos recursos avançados de modelagem 3D e pelo fluxo de trabalho mais moderno e intuitivo, enquanto o PVsyst mantém posição de referência pela tradição, pela robustez do inventário de perdas e pela extensa base de equipamentos. Solar Pro, Archelios, Solarius PV e SOLERGO agregam funcionalidades

específicas que podem ser decisivas em nichos, como o suporte a módulos bifaciais e a integração com plataformas *Building Information Modeling* (BIM) . A exigência de licenças pagas e a curva de aprendizado relativamente elevada representam o principal custo de entrada, em grande parte compensado, em estudos que demandam bancabilidade, pela consistência documental e pela ampla aceitação de suas saídas no mercado.

No conjunto de ferramentas analisadas, destacam-se aquelas cujo ponto forte reside na análise econômica e tarifária, com menor ambição em termos de modelagem elétrico-energética. *OnGrid* e, historicamente, *CPF Tools* e *Clean Power Estimator* respondem de maneira eficaz a questões de retorno do investimento, *payback* descontado e sensibilidade a diferentes estruturas tarifárias, sobretudo em contextos com tarifas horárias, créditos de energia e incentivos específicos. Essas plataformas são particularmente úteis quando o objetivo é elaborar propostas, testar hipóteses de preços e comunicar resultados a públicos não especialistas, apoiando processos de decisão em estágios preliminares de estudo. A advertência central, entretanto, é que o desempenho energético de referência deve ser obtido a partir de um simulador confiável ou de medições representativas, caso contrário os cálculos econômicos tendem a herdar vieses decorrentes de premissas frágeis ou pouco realistas.

No contexto de sistemas híbridos e *microgrids*, o quadro analítico se altera de forma substantiva. *HOMER*, *SAM* e *iHOGA*, bem como iniciativas acadêmicas como *RAPSIM* e legados como *Hybrid2*, *HySim* e *HySys*, abordam o despacho entre geração fotovoltaica, armazenamento e geradores térmicos, incorporando otimização multiobjetivo, análise de sensibilidade e, em alguns casos, interfaces para automação via *Software Development Kit* (SDK) . Esses ambientes mostram-se particularmente adequados quando a pergunta de pesquisa envolve confiabilidade de suprimento, restrições de estado de carga, curvas de consumo de diesel, degradação de baterias e custo nivelado de energia sob cenários variáveis de combustível e demanda. A principal limitação, já sinalizada na Tabela 2, é que alguns modelos de controle são simplificados ou mais voltados ao planejamento do que à emulação operacional fina, motivo pelo qual se recomenda explicitar, em manuscritos técnicos e acadêmicos, a estratégia de despacho adotada, as restrições impostas e a calibração das curvas de custo e eficiência de geradores e sistemas de armazenamento.

Um outro grupo reúne plataformas modulares e ambientes de pesquisa multi-domínio, como *Dymola/Modelica*, *TRNSYS*, *INSEL* e a *PVToolbox* em *MATLAB/Simulink*. Essas ferramentas são particularmente adequadas quando o objetivo é investigar acoplamentos térmico-elétricos, estratégias de controle avançado, dinâmica transitória ou projetar blocos customizados com transparência das equações e acesso direto aos parâmetros. A flexibilidade e o elevado grau de liberdade de modelagem, porém, vêm acompanhados de ônus relevantes: custos de licença em alguns casos, maior tempo de

desenvolvimento dos modelos, necessidade de competências específicas em programação e simulação numérica e, para fins de validação externa, esforço adicional de documentação em comparação com suítes de “clique-e-rote”. Em contrapartida, em contextos de pesquisa acadêmica e desenvolvimento, esses ambientes permitem formular e testar questões que softwares mais prescritivos não alcançam, além de favorecerem a reprodutibilidade por meio da disponibilização estruturada de modelos, parâmetros e arquivos de configuração.

A presença de ferramentas legadas cumpre papel predominantemente histórico e didático no ecossistema de softwares para análise de sistemas fotovoltaicos e híbridos. ARES, Hybrid Designer, HYBRIDS, HybSim, IPSYS, PVDesignPro e congêneres aparecem com frequência em revisões de literatura e em estudos clássicos, mas enfrentam problemas de descontinuação, documentação pública escassa e, em muitos casos, indisponibilidade de instaladores ou de suporte técnico. Em pesquisas atuais, seu uso deve ser cuidadosamente justificado, seja por razões de comparação histórica, replicação de resultados de referência ou aplicação em atividades de ensino e treinamento. Para trabalhos com foco em conclusões aplicadas, recomendações de política pública ou decisões de investimento, recomenda-se que a etapa final de análise seja migrada para ferramentas ativamente mantidas, auditáveis e aderentes às práticas contemporâneas de transparência e rastreabilidade de modelos.

Tabela 2 – Principais características de várias ferramentas de software para sistemas fotovoltaicos.

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
Archelios	Trace Software	Projeto/simulação FV (3D), estimativa de energia e análise econômica	Integração BIM/3D; biblioteca de equipamentos; relatórios bancáveis; fluxo de trabalho de engenharia	Licença comercial; curva de aprendizado; menos focado em microgrids híbridos	Comercial (Windows/Web)
ARES	University of Wales/Cardiff (legado)	Sistemas híbridos off-grid (PV/eólica/diesel) – simulação de desempenho	Bom para estudos clássicos de autonomia; cenários de recurso variáveis	Legado; documentação escassa; suporte descontinuado	Acadêmico (Legado)
Clean Power Estimator (CPE)	Clean Power Research	Estimativa econômica e de energia (web), <i>utility-scale</i> /residencial leve	Rápido; amplamente usado por concessionárias; simples para orçamentos	Não é simulador físico detalhado; forte dependência de premissas	SaaS (Web; licenças/white-label)
CPF Tools	Clean Power Finance (<i>Spruce Finance</i>)	Propostas/financiamento solar; modelagem econômica	Integração com produtos financeiros; automação de propostas	Plataforma reestruturada/legada; acesso restrito	SaaS (restrito)
Continuação na próxima página					

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
Dymola / Modelica	Dassault Systèmes / Modelica Association	Simulação dinâmica multi-domínio (linguagem Modelica); co-simulação FMI	Modelagem acausal poderosa; bibliotecas extensas; integração com CAD/PLM	Exige conhecimento de Modelica; Dymola é pago; overkill para casos FV simples	Comercial (Dymola); ecossistema Modelica aberto
HelioScope	Aurora Solar (ex-Folsom Labs)	Projeto FV C&I; energia e perdas; sombreamento 3D; economia básica	100% web; fluxo moderno; layout elétrico; banco de módulos/inversores	Assinatura; dependente de internet; análise econômica simplificada	Comercial (Web)
HOMER	UL Solutions (HOMER Energy)	Otimização tecnoeconômica e sensibilidade em microgrids (PV / diésel / eólica / armazenamento)	Otimização robusta; estudos de sensibilidade; amplamente adotado em microgrids	Licença paga; modelos simplificados de controle em alguns casos	Comercial (Windows)
Hybrid Designer	N/D (acadêmico/legado)	Híbridos (prov.) — dimensionamento e custo	Referenciado em revisões; abordagem prática	Pouca documentação pública; provável descontinuação	N/D
Hybrid2	NREL + University of Massachusetts (legado)	Simulação temporal de sistemas híbridos (controle/curtailment)	Bom para estudos históricos; bibliotecas de componentes	Interface antiga; suporte encerrado; não é 3D	Gratuito/Legado (Windows)

Continuação na próxima página

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
HYBRIDS	N/D (acadêmico)	Híbridos PV/eólica/diesel — estudo de caso/pesquisa	Citado em literatura; útil para ensino	Código/instalador indisponível; sem manutenção	Acadêmico/Legado
HybSim	N/D (acadêmico)	Co-simulação de sistemas híbridos (prov. tempo real)	Conceitos de co-simulação; integração com controladores	Difícil acesso; documentação limitada	N/D
HySim	N/D (acadêmico)	Híbridos — simulação/otimização (genérico)	Referências em revisões; baixo requisito computacional	Pouco difundido; sem pacote público	N/D
HySys	N/D (acadêmico)	Híbridos — análise técnica/econômica	Simples; didático	Legado; documentação mínima	N/D
iGRHYSO	Grupo acadêmico (derivado de GRHYSO)	Otimização de sistemas híbridos (algoritmos evolutivos)	Multiobjetivo; restrições de operação; custo nivelado	Pouco difundido; difícil obtenção	Acadêmico
iHOGA	Universidad de Zaragoza (Espanha)	Otimização tecnoeconômica (GA) para off-grid/híbridos	Forte em off-grid; multiobjetivo; bom para pesquisa	Interface clássica; curva de aprendizado	Gratuito/Acadêmico (Windows)
Continuação na próxima página					

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
INSEL	INSEL GmbH (origem acadêmica)	Simulação modular de sistemas energéticos (PV/solar térmica)	Fluxo modular; flexível; bibliotecas dedicadas	Ecossistema menor; licença paga	Comercial (Windows/Linux)
IPSYS	N/D (acadêmico)	Híbridos — dimensionamento/controle (genérico)	Didático; leve	Documentação escassa; indisponível publicamente	N/D
OnGrid	OnGrid (Andy Black)	Modelagem financeira/propostas (retorno, tarifas TOU)	Muito forte em tarifas e finanças residenciais EUA; personalizável	Não é simulador elétrico/3D; assinatura	Comercial (Windows/Web)
Polysun	Vela Solaris (Suíça)	PV + solar térmica + bombas de calor (dinâmico); economia	Integra tecnologias; relatórios; estudos sazonais	Licença comercial; menor foco em 3D avançado	Comercial (Windows/Web)
PV F-Chart	F-Chart Software (Univ. Wisconsin)	Simulação FV (média horária) + econômica	Leve e rápido; consagrado em ensino/engenharia aplicada	Menos detalhado que PVsyst/PV*SOL; sem 3D/sombreamento	Comercial (Windows)
PVDesignPro	Comunidade (SourceForge; legado)	Dimensionamento e relatórios básicos	Gratuito; leve	Sem suporte/validação recente; legado	Gratuito/Legado (Windows)

Continuação na próxima página

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
PVGIS	Comissão Europeia — JRC	Recurso solar global + simulação FV (web); TMY; perdas simples	Gratuito; base de dados ampla; API	Sem CAD/3D; econômica limitada	Gratuito (Web/API)
PVOptimize	N/D (legado)	Otimização de sistemas FV (genérico)	Foco em custo/geração	Provável descontinuação; ausência de instaladores	N/D
PVsyst	PVsyst SA (origem Univ. Genebra)	Simulação FV detalhada (perdas; layout; 3D básicos); econômica	Padrão de mercado; bancos de módulos/inversores; relatórios bancáveis	Licença paga; 3D menos avançado que suites CAD	Comercial (Windows)
PVToolbox	Comunidade acadêmica (MATLAB/Simulink)	Blocos de modelagem FV/eletrônica de potência para ensino/pesquisa	Flexível; transparente; integrável a controle	Requer MATLAB/Simulink; manutenção comunitária	Código aberto/Legado
PVWatts	NREL (EUA)	Estimativa de energia FV (web) com perdas padrão; cálculo rápido	Gratuito; simples; API	Sem layout 3D; sem detalhamento fino de perdas específicas	Gratuito (Web/API)
PV*SOL (Premium)	Valentin Software (Alemanha)	Projeto/simulação FV com 3D/sombreamento; economia	3D robusto; relatórios comerciais; grande base de equipamentos	Licença comercial; sem módulo de otimização multiobjetivo	Comercial (Windows)

Continuação na próxima página

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
RAPSIM	Univ. de Klagenfurt (AAU)	Microgrids (agentes/-fluxo de potência); pesquisa/ensino	Código aberto; iterativo; bom para ensino de microgrids	Não orientado a projetos bancáveis; econômica limitada	Open Source
RETScreen	Natural Resources Canada	Gestão de energia; viabilidade técnica/econômica; M&V; portfólio	Base climática global; treinamento abundante; análise econômica forte	Funções PRO por assinatura; menos foco em layout 3D	Viewer gratuito; PRO por assinatura (Windows)
SAM (Solar Advisor Model)	Laboratório Nacional de Energia Renovável (EUA)	Tecnoeconômico multi-tecnologias (FV, CSP, eólicas, etc.).	Gratuito; modelos detalhados; SDK/PySAM; benchmarking acadêmico	Curva de aprendizado; foco desktop; sem 3D nativo	Gratuito (Windows/Mac) sam.nrel.gov.
Solar Estimate	Solar-Estimate.org / SolarReviews	Estimador FV ao consumidor (EUA); incentivos/tarifas	Simples; rápido; útil para pré-dimensionamento	Foco em <i>lead-gen</i> ; não é simulador de engenharia	Gratuito (Web)
Solar Pro	Laplace System Co., Ltd. (Japão)	Simulação/projeto FV nível módulo/string; sombreamento 3D; economia	Alta precisão; suporte a bifaciais; relatórios detalhados	Comercial; documentação majoritária EN/JP	Comercial (Windows)

Continuação na próxima página

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
SOLARGIS	Solargis (Eslováquia)	Dados de recurso solar de alta resolução; avaliação PV; API	Dados de alta qualidade; serviços/portais; integração via API	Assinatura; custos por área/serviço	Comercial/SaaS (Web/API)
SOLARGIS <i>pvPlanner</i>	Solargis (módulo da plataforma)	Planejamento PV interativo (web): dimensionamento e energia	Interface amigável; gráficos/tabelas exportáveis	Econômica limitada; requer internet	Comercial/SaaS (Web)
Solarius PV	ACCA software (Itália)	Projeto FV + orçamento + sombreamento; relatórios normativos	Fluxo de projeto integrado; bibliotecas; relatórios normativos (UE)	Foco em normativa europeia/italiana; licença paga	Comercial (Windows)
SOLSIM	N/D (acadêmico; legado)	Simulação solar (térmica/FV) — ensino	Citado em revisões; leve	Indisponível publicamente; sem suporte	Acadêmico/Legado
SOLSTOR	N/D (acadêmico; legado)	Modelagem de armazenamento/solar (histórico)	Relevante em estudos antigos de armazenamento	Indisponível publicamente; sem manutenção	Acadêmico/Legado
Continuação na próxima página					

Software	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade
SOMES	N/D (acadêmico; legado)	Simulação/otimização energética multi-tecnologias (histórico)	Útil em revisões clássicas	Acesso difícil; documentação limitada	Acadêmico/Legado
SOLERGO	ElectroGraphics (Itália) / representante BR	Projeto FV com integração CAD; análise técnica/econômica (on-grid)	Integração com CAD elétrico; adaptação a fluxo de projeto	Dados climáticos resumidos; pouca sensibilidade/otimização	Comercial (Windows)
TRNSYS	Univ. Wisconsin–Madison (Solar Energy Lab) + TESS	Simulação transiente (térmico/energético); bibliotecas; co-simulação	Altamente flexível; padrão em pesquisa térmica/edificações; extensível	Licença comercial; configuração complexa	Comercial (Windows)

Notas de leitura e qualidade:

(a) Itens marcados como legado/N/D são ferramentas historicamente citadas na literatura comparativa (p. ex., revisões de softwares PV/híbridos), porém hoje com pouca disponibilidade pública; mantivemos para completude histórica do panorama.

(b) “Versão analisada” é apresentada no nível de família quando não há referência explícita e estável; versões pontuais mudam com frequência.

(c) Coluna “Tipo de Análise” resume o foco: técnica (energia/perdas/layout), econômica (NPV, LCOE, MIRR, PBT), 3D/sombreamento, híbridos/microgrids e gestão/M&V.

(d) Para estudos bancáveis, usualmente combinam-se: dados de recurso (p. ex., SOLARGIS/PVGIS) + simulação detalhada (PVsyst/PV*SOL/Solar Pro) + verificação econômica (RETScreen/SAM/HOMER/OnGrid), conforme escopo.

(e) Para ensino e pesquisa, RAPSIM, PVToolbox, SAM e TRNSYS oferecem transparência e extensibilidade maiores que suítes comerciais de *click-and-run*.

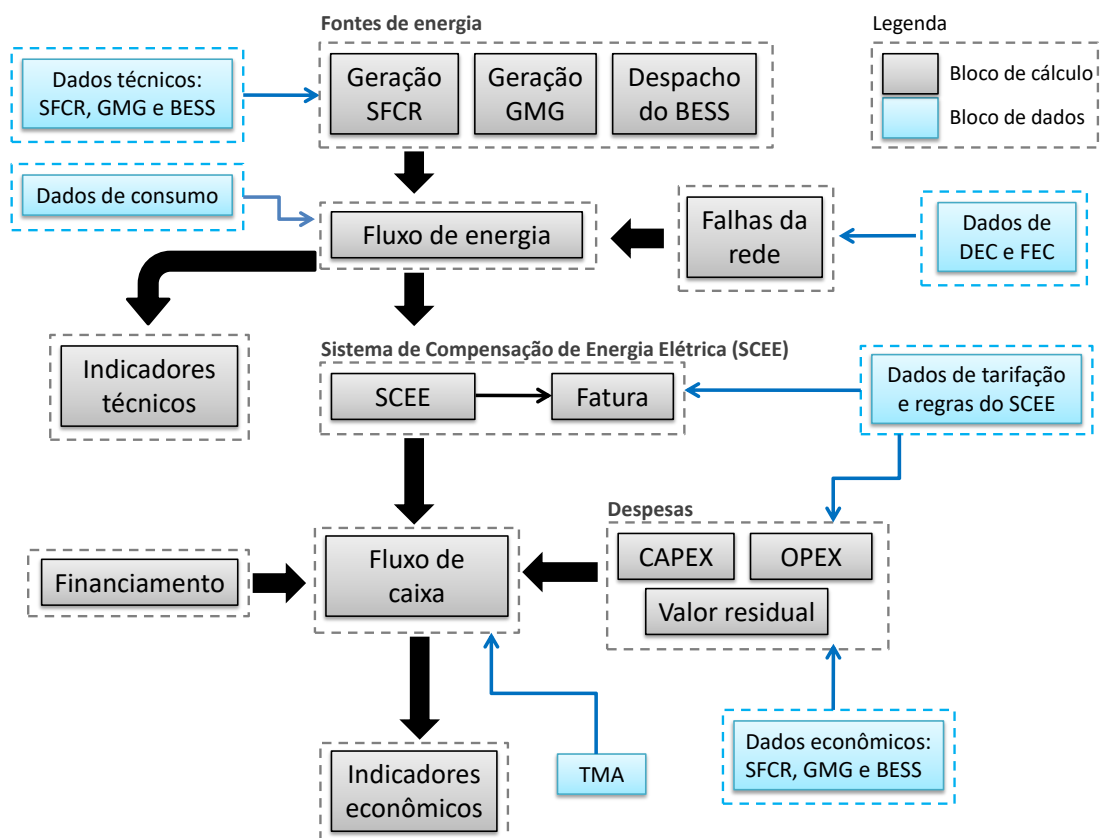
Fonte: Adaptado de Jesus, Neto e Domingues (2023a) .

Modelagem técnico-econômica dos sistemas híbridos

Este capítulo descreve a modelagem matemática e os procedimentos de cálculo empregados na ferramenta *HospEnergy* para a análise técnico-econômica de sistemas híbridos de suprimento energético em unidades de saúde. São apresentados os modelos de consumo elétrico, geração do SFCR, operação do GMG e BESS, bem como o balanço energético entre fontes, cargas e rede. Também são detalhados os métodos de cálculo tarifário, fluxo de caixa, financiamento e indicadores econômicos utilizados para avaliar a viabilidade dos cenários simulados. O foco recai sobre a formulação dos modelos e sua integração analítica, enquanto os aspectos de implementação computacional são tratados no Capítulo 4.

A disposição e organização dos módulos funcionais que compõem o *HospEnergy* são ilustradas na Figura 4, a qual apresenta um fluxograma que descreve a metodologia para avaliação técnico-econômica de sistemas híbridos em unidades hospitalares. O processo inicia-se com a definição de parâmetros de entrada, abrangendo dados de faturas de energia elétrica, características da instalação elétrica, informações do SFCR, do GMG e do BESS, bem como variáveis financeiras e econômicas gerais.

A partir dos dados de entrada, a ferramenta organiza o processamento em dois blocos: o modelo de fluxo de energia, responsável por simular o comportamento do sistema híbrido frente às demandas das cargas hospitalares, e o modelo de fluxo de caixa, encarregado de consolidar receitas, despesas e investimentos no horizonte de análise. As saídas desses modelos são integradas ao cálculo de indicadores de viabilidade econômica, como VPL, TIRM e *Payback* descontado. Com base nesses resultados, as configurações mais vantajosas, técnica e economicamente para a implantação de sistemas híbridos em ambientes de saúde podem ser identificadas.

Figura 4 – Fluxograma da estrutura funcional do HospEnergy.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1 Dados de entrada

A ferramenta *HospEnergy* solicita, no início da operação, a definição de parâmetros de entrada que orientam a interação do usuário e determinam os resultados das simulações. A Tabela 3 apresenta os dados a serem fornecidos, que incluem informações sobre a edificação, sistemas de geração e armazenamento de energia, estrutura tarifária, modalidades de financiamento e demais variáveis econômicas relevantes. Esses parâmetros permitem representar com precisão as características do hospital, personalizar as análises e suportar a avaliação técnico-econômica e o dimensionamento do sistema híbrido.

3.2 Consumo de energia da edificação

O cálculo do fluxo de energia é realizado em base diária, considerando as trocas de energia entre os diferentes componentes do sistema a cada hora ao longo do dia. Todavia, como as faturas de energia elétrica disponibilizadas pelas concessionárias normalmente apresentam apenas o consumo total consolidado em base mensal, sem discriminação detalhada por dia, torna-se necessário adotar, para cada mês, um “*dia representativo*”. Essa

Tabela 3 – Parâmetros de entrada fornecidos pelo usuário.

	Parâmetros	Unidades
Edificação	Valor da fatura de energia	R\$
	Consumo mensal - convencional	kWh
	Consumo mensal fora ponta, intermediário e ponta	kWh
	Tipo de conexão (mono, bi ou trifásico)	–
	Tarifação Grupo B (Convencional ou Branca)	–
	Tarifação Grupo A (Azul ou verde)	–
Sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR)	Irradiação solar diária média	kWh/m ² /dia
	Potência nominal do SFCR	kWp
	Performance Ratio	%
	Fator de degradação do SFCR	%/ano
	Vida útil do SFCR	anos
	Vida útil do inversor	anos
	Custo do SFCR	R\$/kWp
	Custo de troca dos inversores	R\$/kWp
	Operação e Manutenção do SFCR	R\$/ano
	Tipo de financiamento do SFCR	SAC ou <i>Price</i>
	Percentual financiado do SFCR	%
	Taxa de juros do financiamento do SFCR	%a.a.
Bateria (BESS)	Nº de prestações do financiamento do SFCR	meses
	Capacidade da bateria	kWh
	Potência de carga da bateria	kW
	Potência de descarga da bateria	kW
	Eficiência de carga e descarga da bateria	%
	Estado de carga mínimo e máximo da bateria	%
	Vida útil da bateria	anos
	Custo de aquisição da bateria	R\$
	Manutenção da bateria	R\$/ano
	Horários de carga, descarga e <i>standby</i>	–
	Tipo de financiamento da bateria	SAC ou <i>Price</i>
	Percentual financiado da bateria	%
Grupo Motor Gerador (GMG)	Taxa de juros do financiamento da bateria	%a.a.
	Nº de prestações do financiamento da bateria	meses
	Custo de aquisição do GMG	R\$
	Manutenção do GMG	R\$/ano
	Vida útil do GMG	anos
Tarifação	Custo do combustível	R\$/l
	Consumo do GMG	kWh/l
	Tarifa convencional	R\$/kWh ^a
	Tarifa fora ponta – Branca	R\$/kWh
	Tarifa intermediário – Branca	R\$/kWh
	Tarifa ponta – Branca	R\$/kWh
	Tarifa fora ponta – Verde e Azul	R\$/kWh
	Tarifa ponta – Verde e Azul	R\$/kWh
	Tarifa de demanda fora ponta – Verde e Azul	R\$/kW
	Tarifa de demanda ponta – Verde e Azul	R\$/kW
	Horários: fora-ponta, intermediário e ponta	h
	TUSD convencional, fora-ponta, intermediário, ponta	R\$/kWh
	Montante de Uso do Sistema de Distribuição da Geração	kW
Outros	Montante de Uso do Sistema de Distribuição da Carga	kW
	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - geração	R\$/kW
	Taxa Mínima de Atratividade	%a.a.
	Taxa de Financiamento para TIRM	%a.a.

^a Com impostos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

estratégia é empregada em função da ausência de dados medidos em nível diário, que permitiriam caracterizar com maior precisão o perfil de demanda ao longo do período de faturamento. Assim, utiliza-se esse dia representativo como referência para viabilizar a análise horária do fluxo de energia em um dia típico, compatibilizando a modelagem diária com os dados de consumo mensais disponíveis (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026).

Essa abordagem não apenas viabiliza a adaptação dos dados de consumo para o cálculo do fluxo de energia, como também simplifica o processo ao considerar, para cada mês, um único fluxo diário representativo. A partir desse fluxo, os valores de energia consumida da rede e injetada na rede, conforme registrados pelo medidor bidirecional, são convertidos em estimativas mensais por meio de metodologias específicas, definidas de acordo com o tipo de tarifação aplicável. Tais procedimentos serão detalhados nas seções subsequentes, de modo a explicitar as hipóteses adotadas e os critérios de cálculo. Com isso, torna-se possível compatibilizar os resultados obtidos na modelagem em base diária com os dados de faturamento mensal e viabilizar o cálculo do fluxo de caixa de acordo com o modelo de cobrança estabelecido pela distribuidora (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026).

O *HospEnergy* disponibiliza quatro modalidades para a inserção dos dados de consumo de energia: Tarifa Convencional e Tarifa Branca, aplicáveis a consumidores do Grupo B, e Tarifa Azul e Tarifa Verde, destinadas a unidades enquadradas no Grupo A. Cada uma dessas opções exige um procedimento específico para a definição do dia representativo, uma vez que a metodologia de cálculo do fluxo de energia e a forma de contabilização dos custos variam conforme o tipo de tarifação adotado.

Na Tarifa Convencional, o usuário informa o consumo mensal de energia para cada um dos 12 meses do ano. Com base nesse consumo anual fornecido, calcula-se o consumo médio diário dividindo cada valor mensal por 30,42, que corresponde à média de dias em um mês. Esse consumo diário é então distribuído de forma uniforme pelas 24 horas do dia, gerando um padrão horário representativo para cada mês. Dessa forma, cada “dia representativo” reflete o consumo que seria registrado em todos os dias correspondentes daquele mês (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026).

Para as Tarifas Branca, Verde e Azul, o consumo diário representativo é calculado a partir dos valores mensais fornecidos pelo usuário para cada posto tarifário ao longo dos 12 meses do ano. Na Tarifa Branca, os postos tarifários incluem fora ponta, intermediário e ponta, sendo o período de ponta definido pela distribuidora como três horas consecutivas por dia, não se aplicando em sábados, domingos e feriados nacionais. Para as Tarifas Verde e Azul, o posto intermediário não é considerado, sendo todo o consumo distribuído entre fora ponta e ponta.

O ajuste do consumo mensal considera, em média, 9,33 dias não úteis, nos quais

todo o consumo é tarifado como fora ponta, e 21,08 dias úteis, nos quais o consumo é alocado conforme os horários definidos para cada posto tarifário. O modelo adotado para o ajuste do consumo baseia-se nas referências (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026). Para construir o dia representativo de cada mês, os consumos mensais são ajustados utilizando as Equações (8), (9) e (10). Nestas Equações, $C_{\text{fora_ponta},m}$, $C_{\text{intermediário},m}$, e $C_{\text{ponta},m}$ representam os consumos originais para o mês m , enquanto $C_{\text{fora_ponta},m}^{\text{ajustado}}$, $C_{\text{intermediário},m}^{\text{ajustado}}$, e $C_{\text{ponta},m}^{\text{ajustado}}$ correspondem aos valores ajustados após a redistribuição. Para as Tarifas Verde e Azul, a parcela do posto intermediário é definida como zero, de modo que as mesmas equações podem ser aplicadas sem alterações, garantindo consistência metodológica entre todos os tipos de tarifação.

$$C_{\text{fora-ponta},m}^{\text{ajustado}} = C_{\text{fora-ponta},m} - 9,33 \cdot \left[\left(\frac{C_{\text{intermediário},m}}{21,08} \right) + \left(\frac{C_{\text{ponta},m}}{21,08} \right) \right] \quad (8)$$

$$C_{\text{intermediário},m}^{\text{ajustado}} = C_{\text{intermediário},m} + 9,33 \cdot \left(\frac{C_{\text{intermediário},m}}{21,08} \right) \quad (9)$$

$$C_{\text{ponta},m}^{\text{ajustado}} = C_{\text{ponta},m} + 9,33 \cdot \left(\frac{C_{\text{ponta},m}}{21,08} \right) \quad (10)$$

Na etapa seguinte, os consumos mensais ajustados para cada posto tarifário são convertidos em valores diários, dividindo cada valor por 30,42, média de dias por mês. Isso permite construir um dia representativo do consumo médio real, refletindo o perfil horário da unidade consumidora. Essa abordagem corrige uma limitação das faturas, que registram todo o consumo dos dias não úteis como fora ponta, independentemente do horário. Com a redistribuição, os valores medidos são alocados corretamente entre os postos tarifários, de acordo com os horários efetivos de consumo, garantindo um perfil horário representativo da realidade da edificação.

Em seguida, os consumos diários de cada posto tarifário são distribuídos ao longo do dia minuto a minuto, conforme os períodos definidos para cada faixa tarifária. A conversão para minutos é necessária devido à ausência de padronização nacional, já que cada concessionária define intervalos específicos para os postos tarifários, muitas vezes não coincidentes com horas inteiras, como exemplificado na Tabela 4.

Tabela 4 – *Horários dos postos tarifários de diferentes distribuidoras.*

Distribuidora	Intermediário 1	Horário Ponta	Intermediário 2
Amazonas Energia	19:00 – 20:00	20:00 – 23:00	23:00 – 0:00
Celesc-D	17:30 – 18:30	18:30 – 21:30	21:30 – 22:30
Equatorial PA	17:30 – 18:30	18:30 – 21:30	21:30 – 22:30
Celpe	16:30 – 17:30	17:30 – 20:30	20:30 – 21:30
Cemig-D	16:00 – 17:00	17:00 – 20:00	20:00 – 21:00
Coelba	16:00 – 18:00	18:00 – 21:00	–
Copel-DIS	17:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00
CPFL Paulista	16:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00
CPFL Piratininga	17:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00
EDP ES	17:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00
EDP SP	16:30 – 17:30	17:30 – 20:30	20:30 – 21:30
Elektro	16:30 – 17:30	17:30 – 20:30	20:30 – 21:30
Energisa MT	15:30 – 17:30	17:30 – 20:30	20:30 – 21:30
ENEL CE	16:30 – 17:30	17:30 – 20:30	20:30 – 21:30
ENEL RJ	16:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00
ENEL SP	16:30 – 17:30	17:30 – 20:30	20:30 – 21:30
Equatorial GO	16:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00
Light	–	17:30 – 20:30	20:30 – 22:30
RGE	16:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 – 22:00

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Solar (2024).

O modelo de dia representativo adotado nesta ferramenta, baseado em (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026), foi adaptado neste trabalho para incluir a redistribuição do consumo horário em função de falhas no fornecimento de energia, mantendo consistente o total de energia informado pelo usuário. Como o consumo mensal digitado corresponde ao valor medido pela concessionária, os períodos de falha não estão contemplados. Nessas horas, o modelo proposto zera a energia da hora afetada e, em seguida, redistribui a energia correspondente entre os horários sem interrupção, de forma a preservar o montante total informado pelo usuário. Essa estratégia de redistribuição de falhas é realizada diferenciando períodos de ponta e fora-ponta, garantindo que o consumo diário representativo reflita de forma fiel tanto o perfil horário da demanda quanto a energia efetivamente consumida, sem subestimar o montante total registrado na fatura.

3.3 Sistema fotovoltaico

A ferramenta *HospEnergy* disponibiliza, entre suas funcionalidades, a possibilidade de o usuário definir se deseja integrar um sistema fotovoltaico, com o objetivo de suprir parcial ou totalmente a demanda energética. Quando essa opção é ativada, a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico é prioritariamente consumida localmente no instante da produção, reduzindo o montante de energia requisitado da rede pública. Eventuais excedentes de geração são injetados na rede elétrica da concessionária, originando créditos de energia que podem ser utilizados para compensar o consumo não simultâneo, isto é, aquele retirado da rede em períodos distintos.

O modelo adotado para o cálculo da geração de energia do SFCR é baseado nas referências (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026). A energia gerada em cada mês é calculada de acordo com a Equação (11), em que $G_{FV,m}$ representa a geração fotovoltaica no mês m (kWh), P_{FV} é a potência nominal do sistema fotovoltaico (kW), I corresponde à irradiação solar diária média recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m²) e I_{ref} é a irradiação solar de referência adotada (1 kWh/m²). O termo PR denota o *Performance Ratio* do sistema, englobando perdas elétricas, térmicas e operacionais, enquanto δ_{FV} é o fator de degradação mensal aplicado à geração para representar a redução gradual de desempenho ao longo do tempo (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026).

$$G_{FV,m} = P_{FV} \cdot \left(\frac{I}{I_{ref}} \right) \cdot PR \cdot (1 - \delta_{FV})^{m-1} \cdot 30,42 \quad (11)$$

O *Performance Ratio* (PR) é um indicador do desempenho de sistemas fotovoltaicos que quantifica a eficiência global ao relacionar a energia elétrica efetivamente gerada com a energia que seria teoricamente produzida sob condições ideais de operação. Esse parâmetro incorpora, de forma sintética, perdas associadas à eficiência dos componentes, às influências das condições ambientais e a outros fatores operacionais que afetam o desempenho ao longo do tempo. Em aplicações práticas, seus valores situam-se, em geral, no intervalo de 0,75 a 0,85, variando em função da qualidade dos equipamentos, da estratégia de operação e das condições específicas de instalação (Jesus; Neto; Domingues, 2023b; Neto *et al.*, 2026).

O fator de degradação mensal do sistema fotovoltaico (δ_{FV}) corresponde à taxa de redução gradual da eficiência do arranjo ao longo do tempo, resultante do desgaste dos materiais, da degradação dos componentes eletrônicos e da exposição prolongada às condições ambientais adversas (Jesus; Neto; Domingues, 2023b; Neto *et al.*, 2026). Em geral, essa degradação é expressa como uma porcentagem anual da eficiência inicial do sistema e posteriormente convertida para uma taxa mensal equivalente, sendo incorporada ao modelo de geração de forma acumulativa ao longo da vida útil do projeto.

Para determinar a distribuição horária da geração fotovoltaica ao longo do dia

representativo de cada mês, a energia total diária é convertida em uma curva de geração intradiária. Assume-se que a produção ocorre entre 6h e 18h e apresenta comportamento aproximadamente parabólico, com valor máximo ao meio-dia, representando o perfil típico de irradiância solar ao longo do dia (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026).

A curva é normalizada de modo que a soma da geração ao longo do período corresponda exatamente à energia diária total estimada para o mês. Para isso, o intervalo de geração é discretizado minuto a minuto, resultando em um vetor temporal de 720 posições, no qual se calcula a parcela de energia associada a cada instante.

Essa discretização permite alocar a geração aos diferentes postos tarifários, por meio do somatório dos valores correspondentes aos respectivos horários (fora ponta, intermediário e ponta), possibilitando a integração consistente da geração fotovoltaica às análises energéticas e tarifárias do modelo.

3.4 Grupo motor gerador

O GMG desempenha um papel estratégico em sistemas híbridos de geração distribuída, especialmente em ambientes hospitalares, nos quais a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica são requisitos inegociáveis para a segurança do paciente. A estimativa da energia gerada por esses equipamentos é fundamental não apenas para o correto dimensionamento do sistema, mas também para o planejamento operacional e para a avaliação econômica do consumo de combustível, dos custos de manutenção e da substituição de componentes ao longo da vida útil. Além disso, a integração coordenada do GMG como fonte de apoio em situações de falha da rede ou de picos de demanda reforça a resiliência energética da unidade, reduz a vulnerabilidade a interrupções prolongadas e contribui diretamente para a robustez dos processos assistenciais críticos.

A modelagem utilizada para estimar a geração de energia elétrica do GMG apresentada nesta seção é uma proposta deste trabalho. O cálculo da potência ativa do GMG parte da potência aparente fornecida pelo usuário, que normalmente corresponde à capacidade nominal do equipamento indicada pelo fabricante. Como os fabricantes costumam especificar a potência em termos de capacidade máxima (aproximadamente 110%), é necessário aplicar um fator de ajuste para representar 100% da potência efetivamente disponível para operação contínua. Além disso, a conversão para potência ativa considera o fator de potência do GMG e o fator de potência da carga atendida. Dessa forma, a potência ativa do GMG, em kW, é calculada conforme a Equação (12):

$$P_{GMG} = S_{GMG} \cdot FP_{GMG} \cdot 0,91 \cdot FP_{carga} \quad (12)$$

em que P_{GMG} é a potência ativa do GMG (kW), S_{GMG} é a potência aparente informada pelo usuário (kVA), FP_{GMG} é o fator de potência do gerador, FP_{carga} é o fator de potência da carga atendida, e o coeficiente 0,91 ajusta a potência nominal de 110% para 100% de disponibilidade contínua.

A energia elétrica teórica que o GMG pode fornecer em cada mês m , $E_{teorica,m}$, é calculada considerando a potência ativa, a eficiência do gerador $\eta_{gerador}$, o número de horas de operação diária t_{oper} e a degradação mensal δ_{GMG} , conforme a Equação (13). O tempo de operação diária, t_{oper} , é determinado pelo número de horas em que o gerador está ativo, multiplicado pela média de dias por mês (30,42 dias).

$$E_{teorica,m} = P_{GMG} \cdot \frac{\eta_{gerador}}{100} \cdot t_{oper} \cdot (1 - \delta_{GMG})^{m-1} \quad (13)$$

Simultaneamente, a energia máxima disponível é limitada pelo combustível diário disponível, $E_{disp,m}$, considerando a capacidade do tanque de diesel, C_{diesel} , e o consumo específico do gerador, c_{diesel} :

$$E_{disp,m} = P_{GMG} \cdot C_{diesel} \cdot \frac{1}{c_{diesel}} \cdot 30,42 \quad (14)$$

A energia efetivamente gerada pelo GMG em cada mês é, portanto, o menor valor entre a energia teórica e a energia disponível pelo combustível:

$$E_{GMG,m} = \min(E_{teorica,m}, E_{disp,m}) \quad (15)$$

Este modelo garante que a geração mensal respeite simultaneamente a capacidade do gerador, a eficiência elétrica, o tempo de operação e a disponibilidade de combustível, além de incorporar a degradação mensal do equipamento ao longo de sua vida útil.

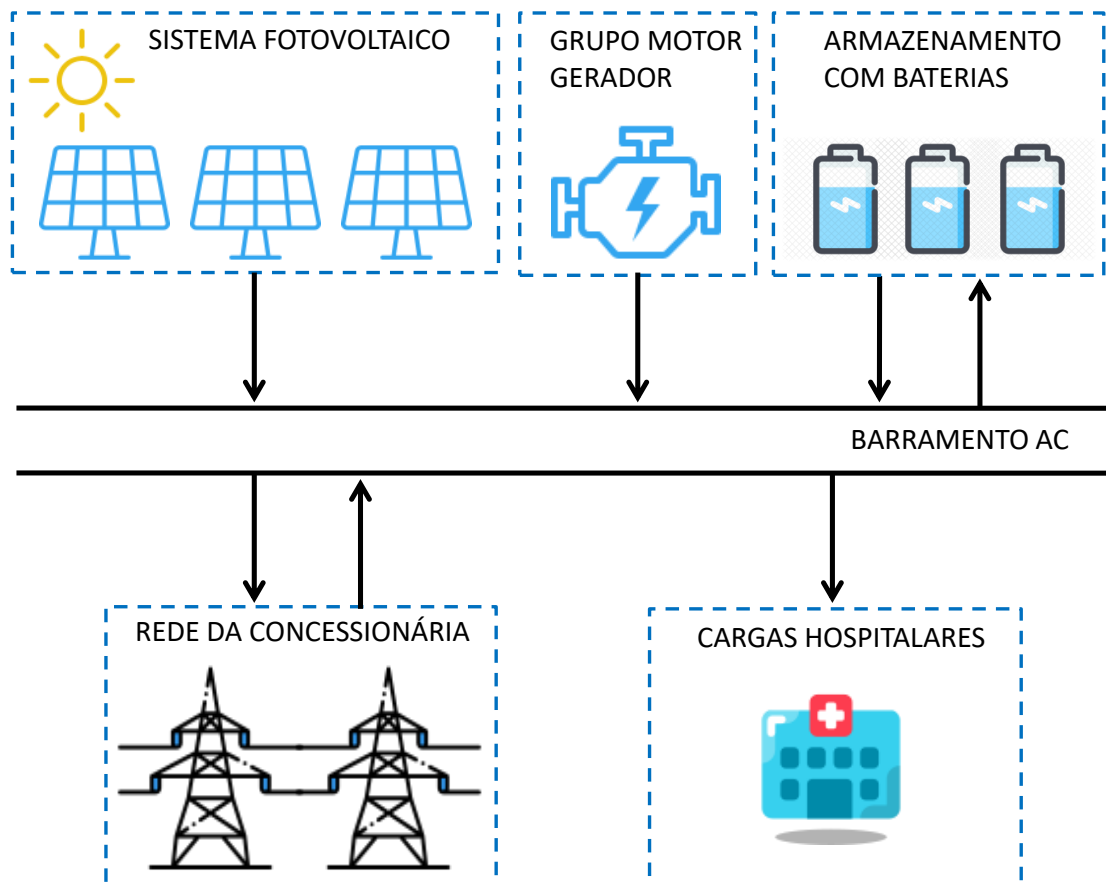
3.5 Fluxo de energia

A Figura 5 apresenta o fluxograma de operação de um sistema híbrido de energia elétrica aplicado a edificações com cargas críticas, como unidades de saúde, evidenciando a integração entre o SFCR, o GMG, o BESS e a rede da concessionária.

A energia gerada pelo SFCR é destinada prioritariamente ao atendimento do autoconsumo da edificação. Havendo excedente, esse montante pode ser direcionado ao carregamento do BESS e, posteriormente, exportado para a rede elétrica, conforme as condições operacionais do sistema.

O GMG é responsável pelo suprimento das cargas na ocorrência de falhas da rede ou pode ser acionado de forma programada, independentemente de interrupções, conforme o modo de operação definido pelo usuário para cada hora do dia. A ferramenta HospEnergy

Figura 5 – Fluxo de energia entre concessionária, cargas hospitalares, SFCR, GMG e BESS.



Fonte: Elaborado pelo autor.

disponibiliza os estados ligado ou desligado para essa programação. Em situações de falha da rede, o acionamento do GMG ocorre automaticamente, sobrepondo-se à configuração horária estabelecida, de modo a garantir a continuidade do atendimento às cargas críticas.

O BESS atua como sistema de armazenamento e suporte energético, podendo operar conforme três modos definidos pelo usuário – carga, descarga e *standby*. De forma análoga ao GMG, na ocorrência de falha da rede, a lógica de controle prioriza o suprimento das cargas críticas, desconsiderando temporariamente o modo programado e direcionando a energia armazenada para o atendimento da demanda.

3.5.1 Contabilização energética

O *HospEnergy* realiza a contabilização do fluxo de energia em base horária a partir de uma modelagem adaptada das referências (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026), a qual é detalhada a seguir.

A energia do SFCR consumida simultaneamente pelas cargas da edificação,

$E_{SF-EDIF_h}$, é calculada pela Equação (16), onde E_{SF_h} é a energia gerada pelo SFCR na hora h e E_{EDIF_h} é o consumo da edificação na hora h .

$$E_{SF-EDIF_h} = \min(E_{SF_h}, E_{EDIF_h}) \quad (16)$$

A energia do SFCR utilizada para recarregar o BESS ($E_{SF-BESS_h}$) é calculada pela Equação (17), onde C_{total} é a capacidade total da bateria, E_{BESS_h} é a energia armazenada no BESS na hora h , SOC_{max} é o estado de carga máximo do BESS, em %, η_c é a eficiência do processo de carga do BESS, em %, e L é a energia limite (ou máxima) de carga/descarga do carregador, limitada pela potência média de carregamento. Neste caso, o BESS é carregado com a energia resultante da Equação (17) subtraída da perda no processo de carga.

$$E_{SF-BESS_h} = \min\left(E_{SF_h} - E_{SF-EDIF_h}, \frac{C_{total} \cdot SOC_{max} - E_{BESS_h}}{\eta_c}, L\right) \quad (17)$$

O excesso de energia do SFCR injetado na rede da concessionária $E_{SF-REDE_h}$ é calculado pela Equação (18).

$$E_{SF-REDE_h} = \max(0, E_{SF_h} - E_{SF-EDIF_h} - E_{SF-BESS_h}) \quad (18)$$

De forma análoga ao SFCR, a energia gerada pelo GMG é alocada segundo uma hierarquia de despacho, priorizando o atendimento direto às cargas da edificação, seguida do carregamento do BESS e, por fim, a injeção do excedente na rede da concessionária.

A energia do GMG consumida simultaneamente pelas cargas da edificação na hora h , $E_{GMG-EDIF_h}$, corresponde à parcela da geração destinada a suprir a demanda remanescente após o atendimento pela geração fotovoltaica. Assim, essa energia é limitada pela geração horária do GMG, E_{GMG_h} , e pelo consumo ainda não atendido, conforme a Equação (19).

$$E_{GMG-EDIF_h} = \min(E_{GMG_h}, E_{EDIF_h} - E_{SF-EDIF_h}) \quad (19)$$

Quando o modo de operação do GMG estiver desativado, considera-se $E_{GMG_h} = 0$, implicando $E_{GMG-EDIF_h} = 0$.

A energia do GMG utilizada para recarregar o BESS, $E_{GMG-BESS_h}$, corresponde à parcela de geração excedente após o atendimento das cargas, respeitando simultaneamente a capacidade disponível de armazenamento, o limite máximo de carregamento do conversor e a energia já destinada ao carregamento proveniente do SFCR. Essa relação é expressa pela Equação (20), em que C_{total} é a capacidade total do BESS, SOC_{max} é o estado de carga máximo, E_{BESS_h} é a energia armazenada na hora h , η_c é a eficiência de carga e L é o limite de potência de carregamento.

$$E_{GMG-BESS_h} = \min \left(E_{GMG_h} - E_{GMG-EDIF_h}, \frac{C_{total} \cdot SOC_{max} - E_{BESS_h}}{\eta_c}, L - E_{SF-BESS_h} \right) \quad (20)$$

Por fim, o excedente de energia do GMG que não é consumido pela edificação nem armazenado no BESS é injetado na rede elétrica, $E_{GMG-REDE_h}$, conforme a Equação (21).

$$E_{GMG-REDE_h} = \max \left(0, E_{GMG_h} - E_{GMG-EDIF_h} - E_{GMG-BESS_h} \right) \quad (21)$$

Esse procedimento assegura a conservação de energia em cada passo horário, garantindo que toda a geração do GMG seja integralmente distribuída entre consumo local, armazenamento ou exportação para a rede.

A energia do BESS fornecida para as cargas da edificação $E_{BESS-EDIF_h}$ na hora h é calculada pela Equação (22), onde η_d é a eficiência do processo de descarga da bateria, em %, SOC_{min} é o estado de carga mínimo do BESS, em %. Neste caso, a bateria é descarregada com a energia resultante da Equação (22) somada da perda no processo de descarga.

$$E_{BESS-EDIF_h} = \min \left(\frac{E_{EDIF_h} - E_{SF-EDIF_h}}{\eta_d}, E_{BESS_h} - C_{total} \cdot SOC_{min}, L \right) \quad (22)$$

A energia do BESS injetada na rede da concessionária $E_{BESS-REDE_h}$ é calculada pela Equação (23). Neste caso, o BESS é descarregado com a energia resultante da Equação (23) somada da perda no processo de descarga.

$$E_{BESS-REDE_h} = \min \left(E_{BESS_h} - C_{total} \cdot SOC_{min}, L - E_{BESS-EDIF_h} \right) \cdot \eta_d \quad (23)$$

A energia da rede da concessionária para as cargas da edificação $E_{REDE-EDIF_h}$ é calculada pela Equação (24).

$$E_{REDE-EDIF_h} = E_{EDIF_h} - E_{SF-EDIF_h} - E_{GMG-EDIF_h} - E_{BESS-EDIF_h} \quad (24)$$

A energia da rede da concessionária utilizada para recarregar o BESS $E_{REDE-BESS_h}$ é calculada pela Equação (25). Neste caso, o BESS é carregado com a energia resultante da Equação (25) subtraída da perda no processo de carga.

$$E_{REDE-BESS_h} = \min \left(\frac{C_{total} \cdot SOC_{max} - E_{BESS_h}}{\eta_c}, L - E_{SF-BESS_h} - E_{GMG-BESS_h} \right) \quad (25)$$

A perda de energia associada ao processo de carga do BESS $E_{PERDA-C_h}$ em determinada hora é calculada pela Equação (26).

$$E_{PERDA-C_h} = (E_{SF-BESS_h} + E_{GMG-BESS_h} + E_{REDE-BESS_h}) \cdot (1 - \eta_c) \quad (26)$$

A perda de energia associada ao processo de descarga do BESS $E_{PERDA-D_h}$ em determinada hora é calculada pela Equação (27).

$$E_{PERDA-D_h} = (E_{BESS-EDIF_h} + E_{BESS-REDE_h}) \cdot (1 - \eta_d) \quad (27)$$

Ao fim de cada hora, a energia armazenada no BESS é atualizada conforme o modo de operação horário, considerando as perdas nos processos de carga e descarga.

Por fim, a energia injetada na rede na hora h ($E_{INJ-REDE_h}$) e a energia consumida da rede na hora h ($E_{CONS-REDE_h}$), são calculadas pelas Equações (28) e (29), respectivamente.

$$E_{INJ-REDE_h} = E_{SF-REDE_h} + E_{GMG-REDE_h} + E_{BESS-REDE_h} \quad (28)$$

$$E_{CONS-REDE_h} = E_{REDE-EDIF_h} + E_{REDE-BESS_h} \quad (29)$$

Após a contabilização horária do fluxo de energia, os resultados do dia representativo são convertidos em valores mensais de energia consumida e injetada na rede para fins de faturamento, conforme a modalidade tarifária adotada (Convencional, Branca, Verde ou Azul).

Para a modalidade tarifária Convencional, caracterizada pela existência de um único posto tarifário, a contabilização da energia consumida e injetada na rede é realizada diretamente a partir dos valores horários obtidos no balanço energético. A energia injetada na rede no dia representativo d , $E_{INJ-REDE_d}^{Conv}$, corresponde ao somatório das injeções horárias ao longo das 24 horas, conforme a Equação (30).

$$E_{INJ-REDE_d}^{Conv} = \sum_{h=1}^{24} E_{INJ-REDE_h} \quad (30)$$

De forma análoga, a energia consumida da rede no dia representativo d , $E_{CONS-REDE_d}^{Conv}$, é obtida pelo somatório dos consumos horários ao longo das 24 horas,

conforme a Equação (31).

$$E_{CONS-REDE_d}^{Conv} = \sum_{h=1}^{24} E_{CONS-REDE_h} \quad (31)$$

Para a obtenção dos valores mensais, adota-se a média de 30,42 dias por mês. Dessa forma, as energias mensais injetada e consumida da rede no mês m , $E_{INJ-REDE_m}^{Conv}$ e $E_{CONS-REDE_m}^{Conv}$, são calculadas pelas Equações (32) e (33), respectivamente:

$$E_{INJ-REDE_m}^{Conv} = E_{INJ-REDE_d}^{Conv} \cdot 30,42 \quad (32)$$

$$E_{CONS-REDE_m}^{Conv} = E_{CONS-REDE_d}^{Conv} \cdot 30,42 \quad (33)$$

Para os casos das Tarifas Branca, Verde e Azul, os fluxos de energia, tanto a energia injetada na rede quanto o consumo da rede, são distribuídos ao longo dos minutos do dia, considerando os horários específicos de cada posto tarifário.

Inicialmente, os horários de cada posto tarifário são convertidos para um índice de minutos, variando de 0 a 1439, correspondente ao minuto do dia. Em seguida, o fluxo energético, originalmente calculado em base horária, é expandido para essa base temporal, distribuindo-se uniformemente a energia de cada hora ao longo de seus 60 minutos.

Posteriormente, cada minuto é associado ao respectivo posto tarifário (ponta, intermediário ou fora ponta), e os valores de energia injetada e consumida são acumulados no período correspondente. Dessa forma, obtêm-se os montantes diários de energia por posto tarifário, conforme as Equações (34) e (35).

$$E_{INJ-REDE_d}^i = \sum_{t=0}^{1439} [E_{INJ-REDE}(t) \cdot \mathbf{1}_i(t)] \quad (34)$$

$$E_{CONS-REDE_d}^i = \sum_{t=0}^{1439} [E_{CONS-REDE}(t) \cdot \mathbf{1}_i(t)] \quad (35)$$

Nas Equações (34) e (35), $E_{INJ-REDE_d}^i$ é a energia total injetada na rede no dia representativo d no posto tarifário i , $E_{CONS-REDE_d}^i$ é a energia total consumida da rede no dia representativo d no posto tarifário i , $E_{INJ-REDE}(t)$ é a energia injetada na rede no minuto t , onde t varia de 0 a 1439 (correspondente aos 1440 minutos de um dia), $E_{CONS-REDE}(t)$ é a energia consumida da rede no minuto t , e $\mathbf{1}_i(t)$ é uma função indicadora que assume valor 1 quando o minuto t está dentro do intervalo tarifário i (ponta, intermediário ou fora ponta), e 0 caso contrário, permitindo a correta distribuição da energia nos respectivos postos tarifários.

Na etapa seguinte, os valores mensais de energia injetada e de energia consumida da rede são obtidos para fins de faturamento. Para os postos tarifários intermediário e ponta,

a conversão dos valores diários para a base mensal é realizada por meio da multiplicação pelo fator 21,08, que corresponde ao número médio de dias úteis em que se aplica a tarifação horária. Nessas condições, a energia mensal é determinada pelas Equações (36) e (37), em que $E_{INJ-REDE_m}^u$ representa a energia injetada na rede no mês m no posto tarifário u (intermediário ou ponta), e $E_{INJ-REDE_d}^u$ corresponde ao valor diário obtido para o respectivo posto no dia representativo d .

$$E_{INJ-REDE_m}^u = E_{INJ-REDE_d}^u \cdot 21,08 \quad (36)$$

$$E_{CONS-REDE_m}^u = E_{CONS-REDE_d}^u \cdot 21,08 \quad (37)$$

Para o posto tarifário fora ponta, o valor mensal é composto por duas contribuições. A primeira refere-se aos dias úteis, sendo obtida pela multiplicação do valor diário de energia fora ponta do dia representativo por 21,08. A segunda corresponde aos dias não úteis, nos quais não há diferenciação horária e, portanto, todo o consumo e a injeção de energia ao longo do dia são integralmente classificados como fora ponta. Nessa situação, a energia diária total é somada e multiplicada por 9,33, que representa o número médio de dias não úteis no mês. Essas etapas são descritas nas Equações (38) e (39), em que $E_{INJ-REDE_m}^{fora-ponta}$ indica a energia mensal injetada na rede no mês m no posto fora ponta, e $E_{INJ-REDE_d}^{fora-ponta}$ corresponde ao valor diário associado ao dia representativo d .

$$E_{INJ-REDE_m}^{fora-ponta} = E_{INJ-REDE_d}^{fora-ponta} \cdot 21,08 + \left(\sum E_{INJ-REDE_d}^i \right) \cdot 9,33 \quad (38)$$

$$E_{CONS-REDE_m}^{fora-ponta} = E_{CONS-REDE_d}^{fora-ponta} \cdot 21,08 + \left(\sum E_{CONS-REDE_d}^i \right) \cdot 9,33 \quad (39)$$

3.6 Simulação de falhas da rede

Neste trabalho, é proposta uma modelagem estocástica para simulação de falhas no fornecimento de energia elétrica da concessionária, incorporada ao *HospEnergy* com a finalidade de avaliar o desempenho operacional do sistema híbrido (SFCR–GMG–BESS) em condições de indisponibilidade da rede. A abordagem permite quantificar a contribuição do GMG e do BESS no atendimento às cargas críticas, bem como os impactos energéticos e econômicos associados às interrupções.

A modelagem utiliza, como dados de entrada mensais, os indicadores de continuidade do serviço disponibilizados pela ANEEL: a frequência equivalente de interrupções (FEC) e a duração equivalente de interrupções (DEC). O parâmetro FEC

representa o número médio de interrupções no mês, enquanto o DEC corresponde ao tempo total de indisponibilidade no mesmo período.

Inicialmente, estima-se a probabilidade diária de ocorrência de interrupção a partir da razão entre o FEC mensal e o número médio de dias do mês, adotado como 30,42. A simulação da ocorrência de falha em cada dia é então realizada por sorteio pseudoaleatório com o módulo random da linguagem Python. Do ponto de vista estatístico, esse procedimento corresponde a um ensaio de Bernoulli parametrizado pela probabilidade diária calculada, no qual a decisão sobre a ocorrência ou não da interrupção é obtida a partir da comparação entre essa probabilidade e uma variável pseudoaleatória uniformemente distribuída no intervalo $[0, 1)$, gerada pelo comportamento padrão do módulo.

Uma vez sorteada a ocorrência da falha, sua duração é estimada com base na duração média associada ao DEC, acrescida de uma componente aleatória destinada a reproduzir a dispersão observada em eventos reais, de modo que o modelo preserve não apenas o valor médio esperado das interrupções, mas também sua variabilidade temporal.

A soma das durações diárias resulta na duração total mensal de indisponibilidade, posteriormente convertida para um número inteiro de horas. Essas horas são distribuídas aleatoriamente ao longo das 24 horas do dia representativo, originando um vetor binário horário, no qual o valor 1 indica falha da rede e o valor 0 indica operação normal. Esse procedimento é repetido para todos os meses e para cada ano da vida útil do projeto, formando a série temporal completa de indisponibilidade utilizada nas simulações energéticas.

Durante os intervalos classificados como falha, o modelo de fluxo de energia prioriza automaticamente o suprimento das cargas críticas pelos recursos locais, de modo que GMG e BESS assumem o atendimento independentemente do modo de operação previamente definido. Assim, a condição de falha se sobrepõe às estratégias programadas de despacho, garantindo a continuidade do fornecimento às cargas prioritárias.

Os efeitos dessas interrupções são incorporados diretamente ao balanço energético horário, modificando os fluxos de consumo da rede, geração local, armazenamento e eventual injeção de energia. Os resultados obtidos alimentam as etapas subsequentes de agregação mensal e de cálculo do faturamento.

Para a modalidade Convencional, os valores horários são agregados diretamente. Para as modalidades com postos tarifários (Branca, Verde e Azul), a mesma lógica é aplicada, com segregação por posto tarifário antes da consolidação mensal. As modalidades Verde e Azul seguem a estrutura da Tarifa Branca, diferenciando-se apenas pela ausência do período intermediário, cuja parcela é assumida como nula.

Dessa forma, a modelagem proposta possibilita representar de maneira consistente a incerteza associada às falhas da rede, permitindo avaliar simultaneamente confiabilidade operacional, atendimento às cargas críticas e impactos econômicos do sistema híbrido.

3.7 Indicadores de desempenho técnico

Este trabalho propõe uma abordagem quantitativa para a avaliação do desempenho técnico de sistemas híbridos de suprimento energético aplicados a unidades hospitalares, integrando geração local distribuída, armazenamento de energia e fornecimento pela rede elétrica. Para essa finalidade, foram implementados, na ferramenta *HospEnergy*, indicadores técnicos destinados a quantificar a participação das fontes locais no atendimento da demanda, o grau de dependência da concessionária e a continuidade do suprimento de energia.

Esses indicadores permitem caracterizar o comportamento energético do sistema sob diferentes estratégias de operação, perfis de carga ou combinações tecnológicas, podendo ser empregados tanto na análise de uma configuração específica quanto na comparação entre diferentes arranjos. Em aplicações hospitalares, tais métricas assumem importância adicional, uma vez que a confiabilidade do fornecimento está diretamente relacionada à manutenção de cargas críticas e à segurança operacional da unidade, exigindo a minimização de ocorrências de energia não atendida.

Para a avaliação do desempenho técnico, são definidos três índices principais: participação do suprimento local (I_{local}), dependência da rede elétrica (I_{rede}) e atendimento da carga (I_{atend}).

O índice de participação local representa a fração da demanda total suprida diretamente pela geração instalada na própria unidade consumidora, sendo expresso por

$$I_{local} = \frac{E_{autoconsumo}}{E_{carga}} \times 100 \quad (40)$$

O índice de dependência da rede elétrica quantifica a parcela da energia demandada que necessita ser importada da concessionária, conforme

$$I_{rede} = \frac{E_{rede}}{E_{carga}} \times 100 \quad (41)$$

Por sua vez, o índice de atendimento da carga avalia a confiabilidade do suprimento, correspondendo à fração da demanda total efetivamente atendida por qualquer fonte disponível. Esse indicador é definido por

$$I_{atend} = \left(1 - \frac{E_{\text{não atendida}}}{E_{carga}} \right) \times 100 \quad (42)$$

em que E_{carga} representa a energia total demandada pela unidade consumidora no período de análise, $E_{autoconsumo}$ corresponde à parcela da geração local utilizada diretamente para suprir a carga, E_{rede} é a energia importada da rede elétrica e $E_{\text{não atendida}}$ indica a fração da demanda que não pôde ser suprida por nenhuma fonte disponível.

Destaca-se que, no contexto hospitalar, mesmo pequenas parcelas de energia não atendida podem implicar riscos à continuidade de cargas essenciais. Assim, valores de I_{atend} próximos de 100% indicam maior robustez operacional e maior capacidade do sistema em garantir a continuidade do serviço energético.

Os indicadores são calculados a partir dos balanços energéticos obtidos nas simulações temporais implementadas na ferramenta considerando toda a vida útil do projeto.

3.8 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Ao selecionar a inclusão de um sistema de geração distribuída, a fatura de energia elétrica passa a ser calculada com base nas diretrizes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conforme estabelecido pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (República Secretaria-Geral, 2022). Nessa configuração, o *HospEnergy* aplica as regras previstas no SCEE, possibilitando ao usuário o acúmulo de créditos referentes à energia excedente injetada na rede.

O SCEE atua como um mecanismo que permite abater, na fatura, o consumo de energia com base nos créditos gerados a partir da injeção de excedentes na rede elétrica. Esses créditos, gerenciados pela concessionária, podem ser utilizados em ciclos de faturamento posteriores e têm validade de até 60 meses. Após esse prazo, os créditos não utilizados expiram. A ferramenta *HospEnergy* está configurada para considerar esse limite temporal, realizando automaticamente o cancelamento dos créditos vencidos após o período estabelecido.

Especificamente nos casos em que a unidade de geração está conectada no mesmo ponto da unidade consumidora, o cálculo da fatura de energia elétrica para consumidores com geração distribuída segue as diretrizes estabelecidas pela Resolução Normativa nº 1.000/2021, com as alterações introduzidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 (ANEEL, 2023). As regras aplicáveis estão dispostas nos artigos 655-G a 655-S.

A energia elétrica injetada na rede durante um determinado período tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário) é primeiramente utilizada para compensar o consumo registrado nesse mesmo período. Se, após essa compensação, ainda houver excedentes, eles poderão ser utilizados para abater o consumo em outros períodos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento. Contudo, essa compensação entre períodos está condicionada à equivalência ou proporcionalidade entre as Tarifas de Energia (TE) aplicáveis a cada faixa horária.

A fatura de energia elétrica é calculada com base no saldo entre a energia consumida e a energia injetada na rede, considerando também os créditos acumulados

de ciclos anteriores, os encargos relacionados ao uso da infraestrutura elétrica, como os custos de transporte da energia compensada, quando aplicáveis, e a parcela correspondente à energia injetada no sistema de distribuição. Para consumidores do Grupo B, aplica-se um valor mínimo de cobrança, conhecido como Custo de Disponibilidade (CD) (República Secretaria-Geral, 2022), que representa o valor mínimo pelo uso da rede, independentemente do saldo de energia. Esse valor mínimo varia conforme o tipo de ligação: 30 kWh para unidades monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas, sendo calculado com base na Tarifa Convencional, mesmo quando o consumidor está sob a modalidade de Tarifa Branca. Já os consumidores do Grupo A estão sujeitos à cobrança da demanda contratada, além do consumo efetivo de energia, conforme as regras específicas da modalidade tarifária adotada (Verde ou Azul).

A modelagem adotada nesta etapa é baseada nas referências (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026). As Equações 43 a 46 descrevem o equacionamento matemático para a contabilização da energia, com base nas diretrizes do SCEE. O modelo é aplicável às diferentes modalidades tarifárias, abrangendo tanto consumidores do Grupo B nas modalidades Convencional, que considera um único posto tarifário, e Branca, que diferencia os períodos ponta, intermediário e fora de ponta, quanto consumidores do Grupo A, que utilizam as modalidades Verde ou Azul, com tarifas distintas por posto tarifário e cobrança de demanda contratada.

A compensação de energia é realizada prioritariamente no mesmo período tarifário em que ocorreu a injeção, conforme a Equação (43), onde $E_{COMP_m}^{i \rightarrow i}$ é a energia injetada no posto tarifário i e compensada no mesmo posto tarifário i no mês m .

$$E_{COMP_m}^{i \rightarrow i} = \min(E_{INJ-REDE_m}^i, E_{CONS-REDE_m}^i) \quad (43)$$

Se houver energia excedente após a compensação no mesmo período tarifário, essa energia é compensada em um período tarifário diferente, conforme Equação (44), onde $E_{COMP_m}^{i \rightarrow j}$ é a energia injetada no mês m e no posto tarifário i e compensada no posto tarifário j no mês m e $FA^{i \rightarrow j}$ é o fator de ajuste da energia injetada no posto tarifário i e compensada no posto tarifário j .

$$E_{COMP_m}^{i \rightarrow j} = \min((E_{INJ-REDE_m}^i - E_{COMP_m}^{i \rightarrow i}) \cdot FA^{i \rightarrow j}, E_{CONS-REDE_m}^j - E_{COMP_m}^{j \rightarrow j}) \quad (44)$$

O fator de ajuste é calculado conforme a Equação (45), onde TE^i é a tarifa de energia no posto tarifário i e TE^j é a tarifa de energia no posto tarifário j .

$$FA^{i \rightarrow j} = \frac{TE^i}{TE^j} \quad (45)$$

Caso ainda haja energia injetada na rede que não tenha sido integralmente

compensada, o excedente é convertido em crédito de energia para utilização em ciclos de faturamento futuros. O valor do crédito acumulado no período tarifário i durante o mês m é determinado conforme a Equação (46).

$$E_{creditom}^i = E_{INJ-REDEm}^i - E_{COMPm}^{i \rightarrow i} - E_{COMPm}^{i \rightarrow j} - E_{COMPm}^{i \rightarrow k} \quad (46)$$

3.9 Faturamento

O termo faturamento refere-se ao processo de contabilização e cobrança do consumo e da geração de energia elétrica de uma unidade consumidora, considerando as regras específicas aplicáveis a cada grupo tarifário. Esse faturamento engloba tanto a energia efetivamente consumida da rede quanto a energia injetada no SCEE, a qual é abatida ou creditada conforme os critérios estabelecidos pela legislação vigente, como a Lei nº 14.300/2022.

Na *HospEnergy*, as análises são aplicáveis tanto a consumidores pertencentes ao Grupo A quanto ao Grupo B. De acordo com a Lei nº 14.300, consumidores que operam com geração distribuída em média tensão podem optar pelo regime de faturamento do Grupo B, desde que a geração ocorra no mesmo local da unidade consumidora e que a soma das potências nominais de seus transformadores não exceda 112,5 kVA (§1º, do art. 11 da Lei nº 14.300). Nesse contexto, unidades básicas de saúde equipadas com aparelhos de raio-X (50–125 kVp) podem se enquadrar nesse critério, assim como estabelecimentos que realizam atendimento periapical e procedimentos odontológicos que operam com tensões de até 2000 V, permitindo sua classificação no Grupo B (VILAR *et al.*, 2011; DENTAL, 2018; Oliveira; Brunoni, 2007).

A Lei nº 14.300/2022 (República Secretaria-Geral, 2022) define as normas para o faturamento das unidades consumidoras inseridas no SCEE, incluindo a incidência da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio B sobre a energia ativa injetada na rede. Essa cobrança é implementada de forma gradual, iniciando-se com um percentual de % em 2023 e aumentando progressivamente até atingir 90% em 2028. A partir do ano de 2029, caberá à ANEEL estabelecer os novos critérios e o percentual aplicável da TUSD Fio B. Essa tarifa tem como finalidade a remuneração dos ativos da distribuidora, incluindo a depreciação regulatória (quota de reintegração), além dos custos operacionais e de manutenção do serviço.

Com o objetivo de simplificar o processo de simulação na *HospEnergy* e evitar atualizações frequentes, bem como a necessidade de inserção de valores anuais da TUSD Fio B por parte do usuário, adota-se um valor constante de 90% dessa tarifa ao longo de todo o período de análise financeira.

3.9.1 Consumidores do Grupo B

Os consumidores pertencentes ao Grupo B são faturados exclusivamente com base na energia consumida (kWh), não havendo cobrança por demanda (kW). Para unidades sob a modalidade Convencional, aplica-se uma estrutura tarifária com um único período. Por outro lado, consumidores enquadrados na modalidade Tarifa Branca são tarifados conforme diferentes faixas horárias, com valores distintos para os períodos fora de ponta, intermediário e ponta.

A modelagem adotada para o cálculo da fatura do Grupo B, Convencional e Branca, é baseada nas referências (Siqueira, 2024; Magalhães, 2024; Neto *et al.*, 2026).

Para os consumidores atendidos pela Tarifa Convencional, a *HospEnergy* realiza o cálculo da fatura de energia com base na Equação (47), onde $Fatura_{B,m}^{Conv}$ é o valor da fatura Convencional com SFCR e/ou VE, em R\$, no mês m , $E_{CONS-REDE_m}^{Conv}$ é a energia consumida da rede, para a Tarifa Convencional, no mês m , em kWh, $E_{COMP_m}^{Conv}$ é a energia compensada, para a Tarifa Convencional, no mês m , em kWh, TAR^{Conv} é a tarifa completa de consumo (TE + TUSD)¹, com impostos, para a Tarifa Convencional, em R\$/kWh, e $TUSD_{fioB}^{Conv}$ é a parcela Fio B da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição da Tarifa Convencional, com impostos, em R\$/kWh.

$$Fatura_{B,m}^{Conv} = \left(E_{CONS-REDE_m}^{Conv} - E_{COMP_m}^{Conv} \right) \cdot TAR^{Conv} + E_{COMP_m}^{Conv} \cdot TUSD_{fioB}^{Conv} \quad (47)$$

Para os consumidores enquadrados na modalidade Tarifa Branca, o *HospEnergy* realiza o cálculo da fatura de energia com base nas Equações (48) e (49), onde $Fatura_{B,m}^{Branca}$ é o valor da fatura Branca com SFCR e/ou VE, em R\$, no mês m , V_m^i representa o valor a ser pago, em reais (R\$), pelo consumo em kWh no mês m e posto tarifário i , ponta, intermediário e fora de ponta, TAR^i é a tarifa (TE + TUSD), com impostos, no posto tarifário i , em R\$/kWh, e $TUSD_{fioB}^i$ é a parcela Fio B da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição no período tarifário i , com impostos, em R\$/kWh.

$$Fatura_{B,m}^{Branca} = \sum_{i=1}^M V_m^i \quad (48)$$

¹A tarifa total aplicada ao consumo de energia elétrica é composta por duas parcelas: a Tarifa de Energia (TE), que remunera a geração e a comercialização da energia, e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobre os custos relacionados à operação, manutenção e depreciação da infraestrutura de distribuição.

$$V_m^i = \left(E_{CONS-REDE_m}^i - E_{COMP_m}^{i \rightarrow i} - E_{COMP_m}^{j \rightarrow i} - E_{COMP_m}^{k \rightarrow i} \right) \cdot TAR^i \quad (49)$$

$$+ \left(E_{COMP_m}^{i \rightarrow i} + E_{COMP_m}^{j \rightarrow i} + E_{COMP_m}^{k \rightarrow i} \right) \cdot TUSD_{fioB}^i$$

Os valores das tarifas de energia e das tarifas $TUSD_{fioB}$, referentes a todas as concessionárias do país, estão disponíveis publicamente no site da ANEEL: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/.

3.9.2 Consumidores do Grupo A

Para os consumidores do Grupo A, enquadrados nas modalidades tarifárias Verde e Azul, a modelagem empregada para o cálculo da fatura foi desenvolvida especificamente neste trabalho.

A fatura dos consumidores do Grupo A é composta por duas parcelas, sendo: *i*) Parcela de demanda, e *ii*) Parcela de consumo, conforme a Equação (50).

$$Fatura_A = V_A^{demanda} + V_A^{consumo} \quad (50)$$

Para unidades consumidoras com geração de energia junto à carga, a contratação e o faturamento de demanda devem seguir as normas estabelecidas no §2º do art. 127, no §3º do art. 149 e no inciso II do §1º do art. 294 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. Assim, a unidade consumidora realizará dois tipos de contrato com a distribuidora: *i*) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) para a demanda de consumo, que representa o montante de energia que a infraestrutura da rede precisa disponibilizar para atender ao consumidor, e *ii*) CUSD para a demanda de geração, que representa o montante de energia que a infraestrutura da rede precisa suportar para a injeção de energia gerada.

Com isso, a contratação e o faturamento para consumidores com usinas de geração junto à carga se enquadram em uma das duas situações a seguir: *i*) Caso 1 – Demanda de carga maior ou igual à demanda de geração, e *ii*) Caso 2 – Demanda de carga menor que a demanda de geração.

No Caso 1, a contratação inclui um CUSD com o montante de uso da carga e outro com o montante de uso da geração, mas o consumidor paga apenas a demanda de carga. O valor do faturamento da demanda do Grupo A é dado conforme a Equação (51), onde $MUSD_{c_i}$ é o Montante de Uso do Sistema de Distribuição da Carga, em kW, no posto tarifário i , $TUSD_{c_i}$ é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição referente à carga, em R\$/kW, no posto tarifário i , e M é o número de postos tarifários (ponta e fora ponta). Importante ressaltar que para a Tarifa Verde a demanda contratada é faturada em posto tarifário único, enquanto que para a Tarifa Azul a demanda contratada é faturada nos postos

tarifários ponta e fora ponta.

$$V_A^{demanda} = \sum_{i=1}^M MUSD_{c_i} \cdot TUSD_{c_i} \quad (51)$$

No Caso 2, o consumidor-gerador também contrata um CUSD para cada tipo de montante. No entanto, o faturamento inclui o valor da demanda de carga e a diferença entre a demanda de geração e de carga. O valor do faturamento da demanda é dado pela Equação (52), onde $MUSD_g$ é o Montante de Uso do Sistema de Distribuição da Geração, em kW, $MUSD_{c_{fp}}$ é o Montante de Uso do Sistema de Distribuição da Carga, em kW, no posto tarifário fora ponta, e $TUSD_g$ é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição referente à geração, em R\$/kW.

$$V_A^{demanda} = \sum_{i=1}^M MUSD_{c_i} \cdot TUSD_{c_i} + (MUSD_g - MUSD_{c_{fp}}) \cdot TUSD_g \quad (52)$$

O valor a ser pago pelo consumo de energia elétrica dos consumidores do Grupo A, considerando a compensação, é a soma dos valores pagos nos diferentes postos tarifários, descontando as compensações aplicadas. O cálculo é dado pelas Equações (53) e (54), onde $TUSD_{fioB_i}^k$ é a parcela Fio B da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, na modalidade tarifária k (Verde ou Azul), no posto tarifário i , em R\$/kWh.

$$V_A^{consumo} = \sum_{i=1}^M V_{A_i}^{consumo} \quad (53)$$

$$V_{A_i}^{consumo} = (C_{rede_i} - E_{i \rightarrow i}^{comp} - E_{j \rightarrow i}^{comp}) \cdot TE_i^k + (E_{i \rightarrow i}^{comp} + E_{j \rightarrow i}^{comp}) \cdot TUSD_{fioB_i}^k \quad (54)$$

No caso da tarifa Azul, a totalidade da TUSD Fio B já é incorporada no valor da demanda contratada (tanto no horário de ponta quanto no fora de ponta). Dessa forma, não há cobrança adicional de TUSD Fio B sobre o consumo de energia elétrica em nenhum posto tarifário.

Na tarifa Verde, a TUSD Fio B do horário fora de ponta também já está contemplada na demanda contratada, que é única. Contudo, no horário de ponta, a TUSD Fio B não está incluída na demanda contratada, de modo que incide cobrança de TUSD Fio B sobre o consumo de energia elétrica nesse período.

3.10 Fluxo de caixa e indicadores econômicos

A avaliação econômica dos cenários simulados na ferramenta considera a construção do fluxo de caixa do projeto ao longo do horizonte de análise, permitindo estimar a viabilidade financeira do investimento por meio de indicadores econômicos

consolidados. A estrutura adotada para o fluxo de caixa está apresentada na Tabela 5, a qual organiza, de forma sistemática, as entradas e saídas monetárias associadas à implantação e à operação do sistema híbrido.

Tabela 5 – Estrutura do Fluxo de Caixa.

(+) Receita Bruta
Economia da fatura de energia
Economia de diesel
Valor residual do SFCR
Valor residual do GMG
Valor residual do BESS
(-) Custos Operacionais
Manutenção do SFCR
Manutenção do GMG
Manutenção do BESS
Financiamento do SFCR
Financiamento do GMG
Financiamento do BESS
(=) Lucro Operacional Líquido
(+) Financiamento
Valor financiado SFCR
Valor financiado GMG
Valor financiado BESS
(-) Custos de Investimento
Custo do SFCR
Custo do GMG
Custo do BESS
Troca de inversor
(=) Fluxo de caixa líquido

Fonte: Elaborado pelo autor.

A receita bruta é composta pelas economias obtidas na fatura de energia elétrica e na redução do consumo de diesel, além dos valores residuais dos equipamentos ao final da vida útil do projeto. Esses valores residuais representam a parcela recuperável do investimento inicial, considerando a possibilidade de revenda ou aproveitamento dos ativos ao término do período de análise.

Os custos operacionais englobam as despesas recorrentes necessárias para manter o funcionamento do sistema, incluindo manutenção preventiva e corretiva dos equipamentos e os encargos associados aos financiamentos contratados. Tais custos

são contabilizados anualmente, refletindo os dispêndios para garantir a continuidade operacional e o desempenho esperado dos sistemas.

O lucro operacional líquido é obtido pela diferença entre a receita bruta e os custos operacionais. Em seguida, são incorporadas ao fluxo as entradas relacionadas aos valores financiados e, posteriormente, descontados os custos de investimento, que compreendem a aquisição dos equipamentos e eventuais substituições programadas ao longo do horizonte do projeto, como a troca de inversores.

Por fim, o fluxo de caixa líquido resulta do balanço entre todas as entradas e saídas financeiras de cada período, constituindo a base para o cálculo dos indicadores econômicos, tais como VPL, TIRM e *Payback* Descontado. Esses indicadores permitem comparar alternativas tecnológicas e apoiar a tomada de decisão quanto à adoção do sistema híbrido proposto.

Ferramenta desenvolvida

Este capítulo descreve o desenvolvimento e a implementação da ferramenta *HospEnergy*, com foco nos aspectos computacionais e estruturais do *software*. O código-fonte foi desenvolvido em *Python*, e a interface foi implementada como aplicação *web* utilizando o *microframework Flask*, segundo o padrão arquitetural *Model-View-Presenter* (MVP). Essa organização promove modularidade, separação de responsabilidades e clareza na organização do sistema. Ao longo do capítulo, são apresentados a base tecnológica adotada, a arquitetura da aplicação, a estrutura do código-fonte e a interface do usuário, evidenciando como a ferramenta implementa as simulações técnico-econômicas propostas.

A aplicação foi concebida como uma interface *web* interativa, com execução centralizada no servidor, eliminando a necessidade de instalação local e simplificando suporte e manutenção. O acesso ocorre por meio de navegador, seja via publicação em ambiente remoto, execução local ou servidor institucional, conforme o contexto de uso.,+

A abordagem *web* permite atualização centralizada do sistema, assegurando consistência entre versões, reduzindo discrepâncias de resultados e facilitando a incorporação de melhorias. Adicionalmente, viabiliza a implementação de rotinas de verificação, registro de execução e tratamento de falhas, contribuindo para a estabilidade operacional e a padronização da manutenção.

A arquitetura do *HospEnergy* é modular, com componentes responsáveis por funções específicas de processamento, modelagem e interface. Essa estrutura facilita validação, manutenção e evolução incremental, permitindo a incorporação de novos cenários, regras tarifárias e modelos de equipamentos. Também favorece a integração com bases externas, como dados de tarifas, irradiação e monitoramento, ampliando o potencial de aplicação da ferramenta.

O *HospEnergy* foi projetado com foco em usabilidade, incluindo organização estruturada dos campos de entrada, validações de consistência e recursos visuais para interpretação dos resultados. O sistema permite simular diferentes configurações de geração híbrida, integrando fotovoltaica, armazenamento e grupo motor-gerador, e analisar indicadores de desempenho técnico e econômico. As saídas incluem métricas de viabilidade e comparações entre cenários, apoiando a tomada de decisão.

4.1 Tecnologia, arquitetura e organização do software

Esta seção apresenta a base tecnológica e a organização do *HospEnergy*, incluindo arquitetura, estrutura modular, fluxo de processamento e interface. A ferramenta foi projetada para executar simulações técnico-econômicas de sistemas híbridos em unidades de saúde, integrando rotinas de cálculo, consolidação de resultados e geração de relatórios.

A aplicação segue o modelo cliente-servidor, com interface *web* acessada por navegador e processamento realizado no servidor, garantindo compatibilidade com diferentes dispositivos e eliminando a necessidade de instalação local.

O *back-end* foi desenvolvido em Python com Flask para gerenciamento de rotas, requisições e integração entre módulos. O *front-end* utiliza HTML, CSS e JavaScript, com renderização dinâmica por Jinja2. A visualização de resultados utiliza Matplotlib e Plotly, e os relatórios são exportados em PDF por WeasyPrint. A confiabilidade operacional é suportada por validação de entradas, tratamento de exceções, registro de logs e uso de HTTPS para proteção dos dados em trânsito.

4.1.1 Arquitetura da aplicação

A arquitetura do *HospEnergy* adota o padrão *Model-View-Presenter* (MVP), estruturando a aplicação em três camadas responsáveis pela lógica de negócio, interface e controle de requisições:

- **Model:** responsável pelo processamento e manipulação de dados, incluindo importação de planilhas, execução de cálculos técnicos e econômicos, simulação de cenários, dimensionamento de sistemas híbridos e geração de saídas gráficas e relatórios.
- **View:** composta por templates HTML renderizados com Jinja2, responsáveis pela apresentação de formulários, tabelas, gráficos e relatórios.
- **Controller:** gerencia requisições HTTP, valida entradas, aciona rotinas do *Model* e retorna as respostas ao usuário, sendo implementado por rotas definidas com *decorators* do Flask.

Os dados utilizados são provenientes de planilhas eletrônicas, importadas e processadas em tempo de execução pela aplicação.

4.1.2 Estrutura do Código-Fonte

O diretório raiz do projeto *HospEnergy* contém o arquivo principal da aplicação, responsável pelo controle das rotas e pela integração dos módulos de cálculo, além de rotinas destinadas à simulação de fluxos de energia, faturamento, financiamento, geração de gráficos e análise de falhas, conforme ilustra a Figura 6. A estrutura também inclui os

diretórios típicos de aplicações *web* desenvolvidas em *Flask*, com pastas para *templates*, arquivos estáticos (CSS, JavaScript e imagens) e um diretório de dados com planilhas utilizadas como parâmetros de entrada. Essa organização favorece a modularidade do código, a separação de responsabilidades e a manutenção do sistema. A Tabela 6 apresenta a estrutura de arquivos e pastas do projeto, bem como a função de cada componente.

4.2 Interface do usuário

A interface de usuário da ferramenta é organizada em páginas de acesso: *i)* Home, *ii)* Simular, *iii)* Sobre e *iv)* Contato. A descrição das funcionalidades de cada página, bem como suas particularidades são comentadas a seguir.

4.2.1 Página *Home*

A página inicial da ferramenta, Figura 7, apresenta no topo um menu de navegação com os botões: *Home*, *Simular*, *Sobre* e *Contato*. Logo abaixo, há uma seção de boas-vindas que introduz o *HospEnergy* como uma solução voltada à análise técnico-econômica de sistemas híbridos de geração e armazenamento de energia para unidades de saúde. O texto destaca funcionalidades como simulação de geração fotovoltaica, geração com grupo motor-gerador, armazenamento de energia, análise de fluxo de energia, simulação de falhas da rede, cálculo de financiamento, fluxo de caixa e indicadores econômicos, e elaboração de relatórios detalhados para auxiliar gestores hospitalares na tomada de decisões e no planejamento estratégico.

Ainda na página inicial, a seção Destaques da Ferramenta apresenta, de forma breve e organizada, as principais funcionalidades do *HospEnergy*, listadas nos seguintes itens: *i)* Sistema Fotovoltaico, *ii)* Grupo Motor Gerador, *iii)* Baterias, *iv)* Sistema de Compensação de Energia, *v)* Simulação de Falhas da Rede Elétrica, *vi)* Financiamento, *vii)* Indicadores Econômicos, e *viii)* Relatório Detalhado. Cada item é acompanhado por um ícone ilustrativo e um texto descritivo, conforme ilustra a Figura 8.

Ao final da página inicial, o botão *Iniciar Simulação* direciona o usuário para os formulários onde podem ser inseridos os dados de entrada necessários para execução das análises e geração dos resultados personalizados pela ferramenta.

4.2.2 Página *Simular*

A página Simular concentra as funcionalidades centrais da ferramenta, reunindo todos os formulários e parâmetros necessários para configurar, processar e apresentar os

Figura 6 – *Estrutura de arquivos do projeto HospEnergy.*

```
HospEnergy-main/  
|-- data/  
|   |-- cargas_criticas.xlsx  
|   |-- dados_irradiancia.xlsx  
|   \-- DEC_FEC_EQUATORIAL_GO.xlsx  
|-- share  
|-- static/  
|   |-- css/  
|   |   |-- styles.css  
|   |-- images  
|   \-- js/  
|       |-- scripts.js  
|-- templates/  
|   |-- contato.html  
|   |-- home.html  
|   |-- resultado.html  
|   |-- resultado_pdf.html  
|   |-- simular.html  
|   \-- sobre.html  
|-- .gitignore  
|-- falhas.py  
|-- fatura_azul.py  
|-- fatura_branca.py  
|-- fatura_convencional.py  
|-- fatura_verde.py  
|-- financiamento.py  
|-- fluxo_caixa.py  
|-- fluxo_caixa_teste.py  
|-- fluxo_energia.py  
|-- fotovoltaico.py  
|-- fotovoltaico_diario.py  
|-- gerador_diesel.py  
|-- gmg_diario.py  
|-- graficos.py  
|-- HospEnergy.py  
|-- README.md  
|-- requirements.txt  
|-- separar_fluxos_branca.py  
|-- separar_fluxos_verde_azul.py  
|-- sist_comp_convencional.py
```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6 – *Arquivos principais e módulos do projeto HospEnergy e suas funções.*

Arquivo/Pasta	Descrição
HospEnergy-main/	Diretório raiz do projeto
data/cargas_criticas.xlsx	Listagem de cargas críticas da unidade de saúde
data/dados_irradiancia.xlsx	Dados de irradiância solar para cálculo fotovoltaico
data/DEC_FEC_EQUATORIAL_GO.xlsx	Indicadores de continuidade do fornecimento
static/css/styles.css	Estilos visuais principais da interface
static/js/scripts.js	Rotinas JavaScript da interface
templates/home.html	Página inicial
templates/simular.html	Formulário de entrada de dados
templates/resultado.html	Página de resultados
templates/resultado_pdf.html	Template para geração de relatório PDF
templates/sobre.html	Página de informações sobre a ferramenta
templates/contato.html	Página de contato
HospEnergy.py	Script principal que integra módulos e gerencia rotas Flask
falhas.py	Simulação de falhas na rede elétrica
fluxo_energia.py	Cálculo do balanço energético entre geração, consumo, armazenamento e rede
fotovoltaico.py	Cálculo de geração fotovoltaica mensal
fotovoltaico_diario.py	Perfis horários/diários de geração solar
gerador_diesel.py	Modelo de operação e consumo do gerador a diesel
gmg_diario.py	Perfil diário de despacho do gerador
fatura_convencional.py	Cálculo da fatura convencional
fatura_branca.py	Cálculo da fatura branca
fatura_verde.py	Cálculo da fatura verde
fatura_azul.py	Cálculo da fatura azul
financiamento.py	Simulação de financiamento
fluxo_caixa.py	Cálculo do fluxo de caixa
graficos.py	Geração de gráficos e visualizações
separar_fluxos_branca.py	Separação de fluxos energéticos por posto horário (branca)
separar_fluxos_verde_azul.py	Separação de fluxos por posto horário (verde/azul)
sist_comp_convencional.py	Simulação do sistema de compensação convencional
requirements.txt	Arquivo de dependências do Python
README.md	Documentação de uso e instalação
.gitignore	Arquivo para ignorar itens no controle de versão

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 7 – Página Home (01 de 02).

Fonte: Elaborado pelo autor.

resultados de viabilidade técnico-econômica de sistemas híbridos de geração e gestão de energia elétrica para unidades de saúde. Logo ao acessar a página, o usuário encontra um menu de opções que permite incluir ou remover módulos de análise, personalizando a simulação de acordo com as necessidades do projeto.

O menu inicial, Figura 9 apresenta as seguintes opções: *i)* Incluir Sistema Solar; *ii)* Incluir Gerador Diesel; *iii)* Incluir Sistema de Bateria; *iv)* Incluir Financiamento do Sistema Solar; *v)* Incluir Financiamento do Gerador Diesel; e *vi)* Incluir Financiamento do Sistema de Bateria

Cada opção habilita formulários específicos organizados em blocos: Dados da Fatura de Energia, Dados do Sistema Fotovoltaico, Dados do Sistema de Baterias, Dados do Gerador a Diesel, Dados de Financiamento e Análise Econômica. A disposição e exibição de cada bloco seguem a lógica das escolhas feitas pelo usuário, mantendo sempre visível os blocos de Dados da Fatura de Energia, Equipamentos Hospitalares e Análise Econômica.

Na Tarifa Convencional, Figura 10, o consumo de energia é informado de forma agregada, com um único valor mensal para cada mês do ano, sem segmentação por postos horários. Essa estrutura representa um modelo de faturamento simplificado, no qual não há diferenciação de preços conforme o período de utilização.

No bloco Tarifário, são inseridos a tarifa de energia e o encargo de uso da rede (Fio B), aplicados uniformemente sobre todo o consumo mensal para o cálculo do custo da fatura.

Figura 8 – Página Home (02 de 02).

Destaques da HospEnergy



Sistema Fotovoltaico

Simulação técnica e econômica da implantação de geração fotovoltaica, com estimativa de produção de energia, redução de custos e impacto na fatura de energia da unidade hospitalar.



Grupo Motor-Gerador

Avaliação do desempenho técnico e dos custos operacionais do grupo motor-gerador, considerando acionamento em contingências, atendimento à carga crítica e integração com o sistema de armazenamento.



Baterias

Análise da aplicação de sistemas de armazenamento de energia para gerenciamento da demanda, suporte a cargas essenciais, mitigação de falhas da rede e gestão do uso da energia armazenada.



Sistema de Compensação de Energia

Modelagem do fluxo energético entre rede da concessionária, unidade consumidora, geração local, armazenamento e geração de contingência, com contabilização conforme a Lei nº 14.300.



Simulação de Falhas da Rede Elétrica

Modelagem probabilística das interrupções no fornecimento de energia com base nos indicadores históricos de DEC e FEC da concessionária, permitindo a análise da continuidade do serviço, avaliação de riscos operacionais e apoio ao dimensionamento de sistemas de backup e armazenamento.



Financiamento

Simulação de cenários de financiamento para os sistemas energéticos, incluindo comparação entre modalidades de amortização SAC e Price e seus impactos no fluxo de caixa do projeto.



Indicadores Econômicos

Cálculo automático de métricas de viabilidade econômica, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e Payback Descontado, para suporte à tomada de decisão.



Relatório Detalhado

Geração de relatório consolidado com resultados de fluxo de energia, custos operacionais, faturamento, financiamento, fluxo de caixa e indicadores técnico-econômicos.

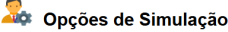
[Iniciar Simulação](#)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 9 – Página Simular (01 de 13).



Home Simular Sobre Contato



☒ Incluir Sistema Solar

☒ Incluir Gerador Diesel

☒ Incluir Sistema de Bateria

☐ Incluir Financiamento do Sistema Solar

☐ Incluir Financiamento do Gerador Diesel

☐ Incluir Financiamento do Sistema de Bateria

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tarifa Branca, Figura 11, o consumo mensal de energia é informado separadamente para os postos fora ponta, intermediário e ponta, permitindo caracterizar o perfil

Figura 10 – Página Simular (02 de 13).

Dados da Fatura de Energia

Tipo de Instalação

- ☐ Monofásica
- ☐ Bifásica
- ☒ Trifásica

Tipo de Tarifação

- ☒ Convencional
- ☐ Tarifa Branca
- ☐ Tarifa Verde
- ☐ Tarifa Azul

Tarifário

Tarifa de energia (R\$/kWh): ⓘ

TUSD_{fioB} (R\$/kWh): ⓘ

Consumo Mensal (kWh) - Convencional

JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO
4500	4500	4500
ABRIL	MAIO	JUNHO
4500	4500	4500
JULHO	AGOSTO	SETEMBRO
4500	4500	4500
OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
4500	4500	4500

Fonte: Elaborado pelo autor.

horário de uso ao longo do ano. O usuário também define os intervalos de início e término de cada posto, conforme a concessionária.

No bloco Tarifário, são inseridos os valores de energia e os encargos de uso da rede para cada posto, além de uma tarifa convencional de referência, os quais são utilizados para o cálculo do custo mensal da fatura.

Para as modalidades do Grupo A, o formulário solicita o consumo mensal de energia segregado por postos de ponta e fora ponta, bem como a definição dos horários do período de ponta conforme a concessionária. A diferença entre as tarifas está na forma de contratação da demanda, que pode ser única ou segmentada por posto horário.

Na Tarifa Verde, Figura 12, a demanda é contratada como um valor único para todo o período, sendo possível comparar a demanda atual com uma nova proposta de demanda para simulação. O consumo permanece discriminado por posto horário, porém sem separação de demanda entre ponta e fora ponta.

No botão Avançado, Figura 13, são inseridos os valores tarifários de consumo, encargos de uso da rede e custos de demanda e geração necessários ao cálculo da fatura.

Na Tarifa Azul, Figura 14, a demanda é contratada separadamente para ponta e fora ponta, exigindo registros distintos para cada posto, o que resulta em maior detalhamento do faturamento. O consumo também é informado por posto horário. No botão Avançado, Figura 15, são parametrizadas tarifas e encargos específicos de consumo e demanda para cada período, refletindo essa diferenciação.

No bloco Equipamentos Hospitalares, Figura 16, as cargas elétricas são clas-

Figura 11 – Página Simular (03 de 13).

 **Dados da Fatura de Energia**

Tipo de Instalação

☐ Monofásica

☐ Bifásica

☒ Trifásica

Tipo de Tarificação

☐ Convencional

☒ Tarifa Branca

☐ Tarifa Verde

☐ Tarifa Azul

Tarifário

Tarifa fora ponta (R\$/kWh)	Tarifa intermediário (R\$/kWh)	Tarifa ponta (R\$/kWh)	Tarifa convencional (R\$/kWh)
0,80	1,31	2,04	1,01
TUSD _{fora} ponta (R\$/kWh)	TUSD _{fora} intermediário (R\$/kWh)	TUSD _{fora} ponta (R\$/kWh)	
0,21 Ⓢ	0,63 Ⓢ	1,05 Ⓢ	

Postos Tarifários

Intermediário Início 1 16:00 Ⓢ	Ponta Início 18:00 Ⓢ	Intermediário Início 2 21:00 Ⓢ
Intermediário Fim 1 18:00 Ⓢ	Ponta Fim 21:00 Ⓢ	Intermediário Fim 2 22:00 Ⓢ

Consumo Mensal (kWh) - Tarifa Branca

JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO
Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900
Intermediário: 700	Intermediário: 700	Intermediário: 700
Ponta: 700	Ponta: 700	Ponta: 700
ABRIL	MAIO	JUNHO
Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900
Intermediário: 700	Intermediário: 700	Intermediário: 700
Ponta: 700	Ponta: 700	Ponta: 700
JULHO	AGOSTO	SETEMBRO
Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900
Intermediário: 700	Intermediário: 700	Intermediário: 700
Ponta: 700	Ponta: 700	Ponta: 700
OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900	Fora Ponta: 900
Intermediário: 700	Intermediário: 700	Intermediário: 700
Ponta: 700	Ponta: 700	Ponta: 700

Fonte: Elaborado pelo autor.

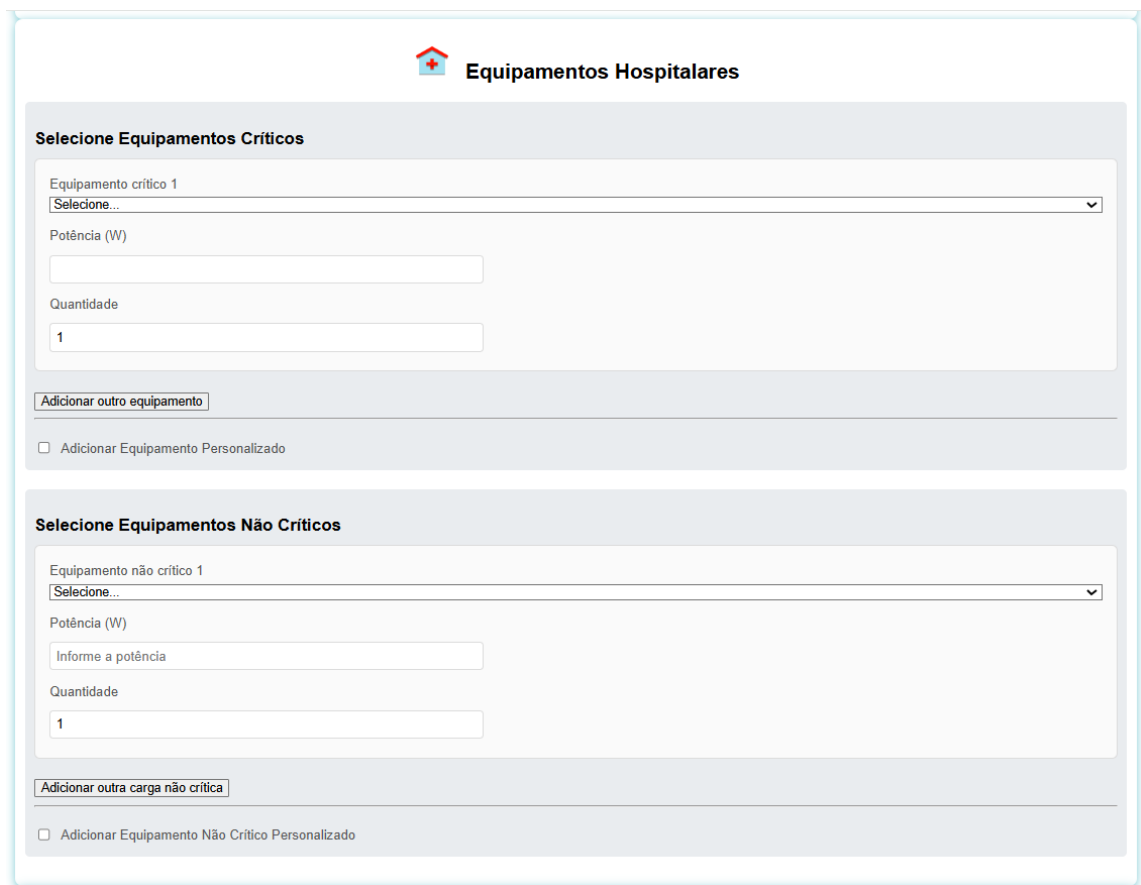
sificadas em críticas e não críticas, permitindo diferenciar os equipamentos que devem ser priorizados em situações de contingência ou falha no fornecimento de energia. Para cada item, o usuário seleciona o tipo de equipamento ou insere uma carga personalizada, informando a potência nominal e a respectiva quantidade.

O formulário possibilita a inclusão de múltiplos equipamentos em ambas as categorias, permitindo compor o levantamento detalhado da demanda elétrica da unidade e subsidiar as análises de consumo, dimensionamento e priorização de atendimento energético.

No bloco Dados do Sistema Solar, Figura 17, são informados os parâmetros técnicos e econômicos do sistema fotovoltaico. Na seção técnica, o usuário seleciona a localidade do projeto, define a irradiação solar média e a potência nominal instalada, que servem de base para a estimativa de geração de energia.

No botão Avançado, são configurados parâmetros de desempenho e vida útil, incluindo o desempenho global do sistema, a taxa de degradação anual dos módulos e os tempos de operação previstos para módulos e inversores, permitindo modelar a redução

Figura 14 – Página Simular (06 de 13).

Figura 16 – Página Simular (08 de 13).


Equipamentos Hospitalares

Selecione Equipamentos Críticos

Equipamento crítico 1
 Selezione...
 Potência (W)
 Quantidade
 1

Adicionar outro equipamento

☐ Adicionar Equipamento Personalizado

Selecione Equipamentos Não Críticos

Equipamento não crítico 1
 Selezione...
 Potência (W)
 Informe a potência
 Quantidade
 1

Adicionar outra carga não crítica

☐ Adicionar Equipamento Não Crítico Personalizado

Fonte: Elaborado pelo autor..

Figura 17 – Página Simular (09 de 13).


Dados do Sistema Solar

Dados Técnicos

Cidade
 Seleccione a cidade
 Irradiação solar média (kWh/m²/dia)
 Potência nominal (kWp)
 10
☐ Avançado

Dados Econômicos

Investimento total no sistema (R\$)
 50000
 Custo de substituição dos inversores (R\$/kWp)
 800
 Custo anual de manutenção (R\$/ano)
 100

Fonte: Elaborado pelo autor..

apenas em contingências, operação contínua em condições normais ou programação horária personalizada, possibilitando simular diferentes estratégias de despacho do gerador.

No bloco Dados do Sistema de Armazenamento com Bateria, Figura 19, são informados os parâmetros técnicos do sistema, incluindo capacidade de armazenamento e limites de potência de carga e descarga, utilizados para modelar a operação energética e o atendimento às cargas da edificação.

Figura 18 – Página Simular (10 de 13).


Dados do Grupo Motor Gerador

Dados Técnicos

Potência do grupo motor gerador (kVA)
25

Capacidade do reservatório de diesel (Litros)
50

☒ Avançado

Eficiência do gerador (%)
92,5

Fator de degradação anual (%)
1

Vida útil do sistema (anos)
20

Tempo de partida do gerador (s)
15

Consumo de diesel (L/h)
6

Fator de potência do gerador
0,80

Fator de potência da carga da edificação
0,92

Dados Econômicos

Investimento total no sistema (R\$)
10000

Manutenção anual (R\$/ano)
500

Seguro anual (R\$/ano)
150

Custo diesel (R\$/Litro)
5,50

Modo de Operação do Gerador

☐ Utilizar o gerador somente em caso de falhas da rede

☒ Utilizar o gerador em condições normais, sem falha da rede, e atender a carga total do hospital

☒ Personalizar

Hora	Ligado	Desligado
0:00	☐ Ligado	☒ Desligado
1:00	☐ Ligado	☒ Desligado
2:00	☐ Ligado	☒ Desligado
3:00	☐ Ligado	☒ Desligado
4:00	☐ Ligado	☒ Desligado
5:00	☐ Ligado	☒ Desligado
6:00	☐ Ligado	☒ Desligado
7:00	☐ Ligado	☒ Desligado
8:00	☐ Ligado	☒ Desligado
9:00	☐ Ligado	☒ Desligado
10:00	☐ Ligado	☒ Desligado
11:00	☐ Ligado	☒ Desligado
12:00	☐ Ligado	☒ Desligado
13:00	☐ Ligado	☒ Desligado
14:00	☐ Ligado	☒ Desligado
15:00	☐ Ligado	☒ Desligado
16:00	☐ Ligado	☒ Desligado
17:00	☐ Ligado	☒ Desligado
18:00	☒ Ligado	☐ Desligado
19:00	☒ Ligado	☐ Desligado
20:00	☒ Ligado	☐ Desligado
21:00	☐ Ligado	☒ Desligado
22:00	☐ Ligado	☒ Desligado
23:00	☐ Ligado	☒ Desligado

Fonte: Elaborado pelo autor..

Em Dados avançados, o usuário define eficiência, limites mínimo e máximo de estado de carga e vida útil, permitindo representar restrições operacionais e degradação ao longo do tempo. Na seção econômica, são inseridos os custos de investimento, manutenção e seguro, empregados na avaliação financeira.

O modo de operação pode ser configurado para uso apenas em falhas da rede, operação contínua ou programação horária personalizada, com definição de períodos de carga, descarga ou espera, possibilitando simular diferentes estratégias de gerenciamento da energia armazenada.

No bloco Falha de Energia da Rede, Figura 20, são definidas as estratégias de suprimento das cargas durante interrupções no fornecimento da concessionária. O usuário seleciona a lógica de atendimento entre o BESS e o GMG, estabelecendo a prioridade de cada fonte no regime de contingência.

As opções permitem configurar o BESS para atender temporariamente apenas as cargas críticas durante o período transitório, enquanto o gerador pode assumir o suprimento de toda a edificação ou restringir-se somente às cargas críticas, possibilitando avaliar diferentes níveis de confiabilidade e consumo de combustível.

Figura 19 – Página Simular (11 de 13).

Dados do Sistema de Armazenamento com Bateria

Dados Técnicos

Capacidade de armazenamento (kWh)
13,5 ⓘ

Potência máxima de carga (kW)
3,68 ⓘ

Potência máxima de descarga (kW)
5,00 ⓘ

☒ Dados avançados

Eficiência de carga/descarga (%)
90 ⓘ

Estado de carga mínimo (%)
20 ⓘ

Estado de carga máximo (%)
90 ⓘ

Vida útil da bateria (anos)
15

Dados Econômicos

Investimento total no sistema (R\$):
15000 ⓘ

Manutenção anual (R\$/ano):
300 ⓘ

Seguro anual (R\$/ano):
150 ⓘ

Modo de Operação da Bateria

☐ Utilizar a bateria somente em caso de falhas da rede
☒ Utilizar a bateria em condições normais, sem falha da rede, e atender a carga total do hospital
☒ Personalizar

Hora	Ligado	Desligado
0:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
1:00	☐ Carga	☐ Descarga ☒ Standby
2:00	☐ Carga	☐ Descarga ☒ Standby
3:00	☐ Carga	☐ Descarga ☒ Standby
4:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
5:00	☐ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
6:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
7:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
8:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
9:00	☐ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
10:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
11:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
12:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
13:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
14:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
15:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
16:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
17:00	☐ Carga	☒ Descarga ☐ Standby
18:00	☐ Carga	☒ Descarga ☐ Standby
19:00	☐ Carga	☒ Descarga ☐ Standby
20:00	☐ Carga	☒ Descarga ☐ Standby
21:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
22:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby
23:00	☒ Carga	☐ Descarga ☐ Standby

Fonte: Elaborado pelo autor..

Figura 20 – *Página Simular (12 de 13).*

 **Falha de Energia da Rede**

Opções de atendimento em caso de falha da rede

- ☒ BESS atende somente carga crítica durante o regime transitório e GMG atende toda a carga da edificação
- ☐ BESS atende somente carga crítica durante o regime transitório e GMG atende apenas carga crítica

Fonte: Elaborado pelo autor..

No bloco Dados do Financiamento, Figura 21, são definidos os parâmetros de crédito para cada tecnologia do projeto, incluindo grupo motor gerador, sistema fotovoltaico e sistema de baterias. Para cada item, o usuário seleciona o sistema de amortização (SAC ou Price), o percentual do investimento a ser financiado, a taxa anual de juros e o número de parcelas, permitindo estimar o fluxo de pagamentos ao longo do período contratado.

No bloco Análise Econômica, Figura 21, são configurados os indicadores de desempenho financeiro, como VPL, *Payback* Descontado e TIRM, além da taxa mínima de atratividade utilizada como referência.

Figura 21 – Página Simular (13 de 13).

Dados do Financiamento

Gerador Diesel
 Tipo de Financiamento: ☒ SAC ☐ Price
 Percentual do investimento a ser financiado (%) 80
 Taxa anual de juros (%) 15
 Número de prestações 36

Sistema Solar
 Tipo de Financiamento: ☒ SAC ☐ Price
 Percentual do investimento a ser financiado (%) 80
 Taxa anual de juros (%) 15
 Número de prestações 24

Sistema de Bateria
 Tipo de Financiamento: ☒ SAC ☐ Price
 Percentual do investimento a ser financiado (%) 80
 Taxa anual de juros (%) 15
 Número de prestações 36

Análise Econômica

Indicadores Econômicos
☒ Valor Presente Líquido
☐ Payback Descontado
☐ Taxa Interna de Retorno Modificada
☐ Análise de sensibilidade

Valor Presente Líquido (VPL)
 Taxa Mínima de Atratividade (%) 16

Simular

Fonte: Elaborado pelo autor..

Ao final do conjunto de formulários, é disponibilizado o botão Simular, responsável por consolidar todos os dados técnicos, operacionais, tarifários e econômicos informados e iniciar o processamento dos cálculos. A partir dessa ação, o sistema executa a simulação energética e financeira do projeto, gerando os resultados e indicadores de desempenho correspondentes.

4.2.3 Página Resultado

Após o acionamento do botão Simular, a ferramenta redireciona automaticamente o usuário para a Página de Resultados, Figura 22, onde são apresentados os resultados técnicos e econômicos calculados a partir dos dados informados nos formulários.

A visualização é controlada por caixas de seleção (*checkboxes*), que permitem exibir individualmente cada resultado. Ao selecionar uma opção, o respectivo conteúdo é apresentado dinamicamente na tela, possibilitando a análise isolada ou combinada de múltiplos indicadores. Há também a opção Todas as opções, que seleciona automaticamente todos os resultados disponíveis.

Adicionalmente, a página disponibiliza o botão Gerar PDF, que consolida as informações exibidas em um relatório único para exportação em formato PDF, conforme ilustrado nos Apêndices A, B, C e D.

Figura 22 – Página Resultado.

A imagem mostra a interface de usuário da página 'Resultado'. No topo, há uma barra de navegação com os links 'Home', 'Simular', 'Sobre' e 'Contato'. Abaixo, o título 'Opções de visualização de resultados' precede uma lista de opções, cada uma com um ícone de caixa de seleção preenchida. As opções são: 'Todas as opções', 'Resultados de Consumo', 'Resultados do Sistema Fotovoltaico', 'Resultados do Grupo Motor Gerador', 'Resultados do Sistema de Armazenamento de Energia', 'Resultados de Fluxo de Energia', 'Resultados de Financiamento do Sistema Fotovoltaico', 'Resultados de Financiamento do Sistema Gerador Diesel', 'Resultados de Financiamento do Sistema de Baterias', 'Resultados de Fluxo de Caixa' e 'Resultados de Indicadores Econômicos'. Na base da lista, há um botão azul com o texto 'Gerar PDF'.

Opções de visualização de resultados	
☒	Todas as opções
☒	Resultados de Consumo
☒	Resultados do Sistema Fotovoltaico
☒	Resultados do Grupo Motor Gerador
☒	Resultados do Sistema de Armazenamento de Energia
☒	Resultados de Fluxo de Energia
☒	Resultados de Financiamento do Sistema Fotovoltaico
☒	Resultados de Financiamento do Sistema Gerador Diesel
☒	Resultados de Financiamento do Sistema de Baterias
☒	Resultados de Fluxo de Caixa
☒	Resultados de Indicadores Econômicos

Gerar PDF

Fonte: Elaborado pelo autor..

4.2.4 Página Sobre

A página Sobre, Figura 23, apresenta informações institucionais e de contextualização da ferramenta. Nela, é informado que a HospEnergy foi desenvolvida no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade (PPGTGS) do Instituto Federal de Goiás (IFG), caracterizando-se como um produto tecnológico voltado à análise técnica e econômica de sistemas energéticos aplicados ao ambiente hospitalar.

Figura 23 – Página Sobre – HospEnergy.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Também é indicada a origem acadêmica do projeto, registrando que a ferramenta resulta do trabalho de mestrado de Markos Vinicius Pedroso da Silva, realizado sob orientação do Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto e coorientação da Profa. Dra. Alana da Silva Magalhães.

4.2.5 Página de Contato

A página Contato, Figura 24, disponibiliza um canal direto de comunicação para esclarecimento de dúvidas, envio de sugestões ou solicitação de informações adicionais sobre a ferramenta. O contato deve ser realizado por e-mail, por meio do endereço institucional informado na página.

Figura 24 – *Página Contato – HospEnergy.*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Estudo de caso

Este capítulo apresenta os resultados de um estudo de caso aplicado a uma unidade hospitalar real de médio porte. A análise técnico-econômica foi conduzida por meio da ferramenta desenvolvida, HospEnergy, com o objetivo de avaliar sua aplicabilidade em unidades de saúde, bem como a adequação dos indicadores gerados para o apoio à tomada de decisão em investimentos e na operação de sistemas híbridos de energia.

5.1 Caracterização da unidade consumidora

O estudo de caso foi conduzido para o Hospital Municipal Dona Sinhá (HMDS), unidade hospitalar de médio porte localizada no município de Mossâmedes, Goiás. A instituição apresenta infraestrutura assistencial compatível com sua tipologia, dispondo de centros cirúrgicos destinados a procedimentos de média complexidade, incluindo partos e cirurgias locais, área de atendimento crítico (sala vermelha), leitos de internação e serviços de apoio diagnóstico, como radiografia, ultrassonografia, laboratório de análises clínicas e sala de eletrocardiografia (ECG). A unidade conta ainda com setores de apoio, tais como farmácia e demais dependências operacionais típicas de um hospital municipal.

O HMDS possui GMG já instalado, condição que influencia o arranjo do sistema híbrido analisado, especialmente no que se refere ao atendimento das cargas prioritárias em situações de interrupção do fornecimento de energia elétrica pela rede.

O município de Mossâmedes é caracterizado como de pequeno porte demográfico e, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), apresentou população estimada de 4.655 habitantes em 2024. Para a realização do estudo e das simulações, a prefeitura municipal disponibilizou as faturas de energia elétrica referentes ao período de agosto de 2024 a julho de 2025, totalizando 12 faturas completas. A partir dos dados presentes nessas faturas, foram obtidas as informações necessárias para a caracterização da unidade consumidora, incluindo parâmetros associados ao consumo de energia elétrica, à demanda contratada e às tarifas aplicáveis, os quais serviram de base para a análise econômica e para o pré-dimensionamento do SFCR.

A Tabela 7 apresenta a caracterização da unidade consumidora utilizada no estudo de caso no HMDS, reunindo as informações iniciais necessárias à aplicação da ferramenta HospEnergy, conforme os dados constantes nas faturas de energia elétrica.

Tabela 7 – *Caracterização da unidade consumidora.*

Campo	Informação (conforme dados fornecidos)
Unidade	Hospital Municipal Dona Sinhá [HMDS] – Mossâmedes
Classificação	Grupo A — Subgrupo A4 (Poder Público Municipal).
Enquadramento	Tarifa Verde.
Tensão nominal	13,8 kV.
Fornecimento	Trifásico.
Distribuidora	Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 Caracterização dos cenários

A ferramenta HospEnergy permite a avaliação de diferentes configurações de sistemas energéticos, contemplando, de forma combinada ou individual, a integração de SFCR, GMG e BESS, bem como a consideração de mecanismos de financiamento associados a cada tecnologia. Adicionalmente, a ferramenta possibilita a definição de distintas estratégias operacionais, incluindo o acionamento programado do GMG e do BESS em qualquer período do dia, não se restringindo apenas a situações de falha da rede elétrica. Também é possível estabelecer se o atendimento energético será destinado exclusivamente às cargas críticas ou à carga total da unidade consumidora.

Esse conjunto de opções permite um amplo espectro de cenários de análise para uma mesma unidade consumidora. Contudo, considerando o objetivo deste trabalho de demonstrar a aplicabilidade da ferramenta desenvolvida e avaliar seu desempenho em um contexto real, não se realizou a exploração exaustiva de todas as combinações possíveis.

O estudo de caso foi estruturado em quatro cenários representativos, definidos a partir de diferentes arranjos de integração entre os recursos energéticos. Em todos os cenários, considera-se a condição atual do hospital, que já dispõe de um GMG instalado. Adicionalmente, para todos os cenários, é realizada a adequação da demanda contratada ao valor médio de demanda medida registrado nas faturas de energia elétrica, de modo a refletir uma condição operacional mais aderente ao perfil real de consumo.

Os cenários variam quanto à estratégia de inserção do SFCR e do BESS, bem como quanto à forma de atendimento das cargas no horário de ponta pelo acionamento do GMG. A caracterização de cada cenário é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8 – Caracterização dos cenários avaliados no estudo de caso.

Cenário	Configuração	Estratégia operacional	Função do BESS
1	GMG + SFCR	SFCR dimensionado para compensar integralmente o consumo de energia nos períodos fora ponta e ponta. O GMG permanece apenas como fonte de contingência.	Não aplicável
2	GMG + SFCR	SFCR destinado ao abatimento apenas do consumo fora ponta. No horário de ponta, o atendimento é realizado pelo GMG.	Não aplicável
3	GMG + SFCR + + BESS	Mesma lógica do Cenário 1, com compensação do consumo fora ponta e ponta pelo SFCR.	Suprimento de cargas críticas durante falhas da rede até a entrada em operação do GMG
4	GMG + SFCR + + BESS	Mesma lógica do Cenário 2, com SFCR para fora ponta e acionamento do GMG no horário de ponta.	Suprimento de cargas críticas durante falhas da rede até a entrada em operação do GMG

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Parametrização

A parametrização inicial da ferramenta HospEnergy é realizada por meio da inserção dos dados de caracterização da unidade consumidora, apresentados na Tabela 7, bem como do histórico de consumo, demanda e faturamento das 12 faturas mensais, consolidado na Tabela 9, por meio do formulário de fatura de energia elétrica. Essas informações estabelecem o perfil de consumo da instalação, o enquadramento tarifário e as condições de fornecimento consideradas nas análises técnicas e econômicas.

A Tabela 10 apresenta os parâmetros técnicos e econômicos organizados por blocos tecnológicos correspondentes ao SFCR, ao GMG e ao BESS.

Para cada cenário, a potência do SFCR é calculada visando compensar integralmente o consumo de energia nos períodos fora ponta e/ou ponta, conforme a estratégia adotada no respectivo cenário, utilizando como base as 12 faturas analisadas. O dimensionamento busca, portanto, neutralizar o consumo mensal faturado sob o regime de compensação de energia elétrica vigente.

Considera-se a distinção entre os períodos tarifários, sendo a geração fotovoltaica concentrada majoritariamente fora ponta. Assim, o consumo em ponta é compensado por créditos gerados fora ponta, ajustados por um fator que representa a relação entre as tarifas desses períodos. Como a tarifa de ponta é superior, sua compensação exige maior volume de energia gerada fora ponta para manter a equivalência econômica.

A estratégia de operação do BESS é definida para atuação prioritária em eventos de

Tabela 9 – *Dados consolidados de consumo, demanda e faturamento da unidade consumidora.*

Mês (ciclo)	Fora Ponta (kWh)	Ponta (kWh)
Jan (08/2024)	3427,20	518,28
Fev (09/2024)	4011,00	578,17
Mar (10/2024)	5691,00	829,08
Abr (11/2024)	5493,00	780,15
Mai (12/2024)	4405,80	513,57
Jun (01/2025)	5901,00	703,12
Jul (02/2025)	5556,60	726,39
Ago (03/2025)	4939,20	621,18
Set (04/2025)	5909,40	736,80
Out (05/2025)	5455,80	724,33
Nov (06/2025)	4834,20	591,48
Dez (07/2025)	3192,00	441,84
Média Fora Ponta (kWh)		4.901,35
Média Ponta (kWh)		647,03
Demanda contratada (kW)		150
Tarifa Fora Ponta (R\$/kWh)		0,48
Tarifa ponta (R\$/kWh)		2,60
TUSD demanda (R\$/kW)		32,82
TUSD geração (R\$/kW)		19,44
TUSD _{fioB} ponta (R\$/kWh)		1,69
Horário de Ponta		18h as 21h

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados extraídos das faturas de energia elétrica.

interrupção do fornecimento de energia elétrica, com o objetivo de suprir temporariamente as cargas críticas até o acionamento e a estabilização do GMG. Para o estudo de caso, a carga crítica considerada corresponde exclusivamente a um aparelho de raio-X, com potência nominal de 8 kW, fabricante GE Healthcare, modelo Optima XR240amx.

Assim, o principal critério de dimensionamento do BESS é a potência de descarga, que deve ser suficiente para atender integralmente essa demanda. Foi adotado o modelo SAJ B3-5.0-LV, com potência de descarga nominal de 5,12 kW por unidade, sendo necessárias duas unidades em paralelo para garantir potência mínima superior a 8 kW.

Como o tempo de suprimento requerido é da ordem de poucos segundos até o máximo de um minuto, apenas até a entrada em operação do gerador, a energia demandada é aproximadamente 0,16 kWh, valor significativamente inferior à capacidade energética do sistema selecionado. Dessa forma, a capacidade de energia não se configura como critério limitante, sendo o dimensionamento definido predominantemente pelo requisito de

potência.

Tabela 10 – Dados técnicos e econômicos - SFCR, GMG e BESS.

	Parâmetros	Valores
SFCR	Modelo do painel	HJT M210-66N
	Modelo do inversor convencional	SAJ R5-7.5K-S2-15
	Modelo do inversor híbrido	SAJ H2 5-10K
	Irradiação solar diária média	5,273 kWh/m ² /dia
	Potência nominal do SFCR - Cenários 1 e 3	66 kWp
	Potência nominal do SFCR - Cenários 2 e 4	39 kWp
	<i>Performance Ratio</i>	0,8 %
	Fator de degradação do SFCR	0,75 %/ ano
	Vida útil do SFCR	25 anos
	Vida útil do inversor	15 anos
	Custo do SFCR com inversor convencional	2454,00 R\$/kWp
	Custo do SFCR com inversor híbrido	3298,00 R\$/kWp
	Custo de troca do inversor convencional	414,00 R\$/kWp
	Custo de troca do inversor híbrido	1258,00 R\$/kWp
	Operação e Manutenção do SFCR	50,00 R\$/kW/ano
	Tipo de financiamento do SFCR	SAC
	Percentual financiado do SFCR	80 %
	Taxa de juros do financiamento do SFCR	16%a.a.
	Nº de prestações do financiamento do SFCR	60 meses
BESS	Modelo	SAJ B3-5.0-LV
	Quantidade	2 unidades
	Capacidade total	10,24 kWh
	Potência total de carga	10,24 kW
	Potência total de descarga	10,24 kW
	Eficiência de carga e descarga	90%
	Estado de carga mínimo	20%
	Estado de carga máximo	80%
	Vida útil	20 anos
	Custo de aquisição	18947,00 R\$
	Manutenção	13,00 R\$/kW/ano
	Modo de utilização	Carga crítica / falha da rede
	Tipo de financiamento	SAC
	Percentual financiado	80%
	Taxa de juros do financiamento	16%a.a.
	Nº de prestações do financiamento	60 meses
GMG	Potência nominal	250 kVA
	Capacidade do reservatório	100 L
	Custo de aquisição do GMG	00,00 R\$
	Manutenção do GMG	2000,00 R\$/ano
	Vida útil do GMG	20 anos
	Custo do combustível	6,12 R\$/L
	Eficiência do gerador (%)	92,5
	Fator de degradação anual (%)	1
	Vida útil do sistema (anos)	20
	Tempo de partida do gerador (s)	15
	Consumo de diesel (L/h)	6
	Fator de potência do gerador	0,80
	Fator de potência da carga da edificação	0,92

Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso do GMG, a parametrização considera a existência prévia desse equipamento na unidade analisada, razão pela qual não é atribuído custo de aquisição ou investimento inicial ao sistema. Assim, são incluídos apenas os parâmetros relacionados à sua operação e manutenção, tais como consumo de combustível, custos recorrentes e demais despesas associadas à sua permanência em serviço, em conformidade com as condições observadas no estudo de caso.

Para fins de análise econômica, correspondente ao último formulário da ferramenta HospEnergy, são selecionados os indicadores de VPL, TIRM e *Payback* Descontado. Adota-se uma taxa mínima de atratividade de 16% ao ano, de modo a refletir um cenário de juros elevados no contexto econômico brasileiro, compatível com o custo de oportunidade do capital e com as condições observadas para investimentos de médio e longo prazo no período analisado.

5.4 Resultados técnicos

Esta seção apresenta a análise do desempenho técnico dos quatro cenários avaliados, considerando a participação das fontes locais no atendimento da carga, a dependência da rede elétrica e a continuidade do suprimento da unidade hospitalar. A avaliação baseia-se nos indicadores técnicos definidos na Seção 3.7, cujos resultados são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Indicadores técnicos.

Cenário	I_{local} (%)	I_{rede} (%)	I_{atend} (%)
1	49,05	50,92	99,96
2	61,72	38,25	99,97
3	49,19	50,81	100,00
4	62,38	37,62	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

De forma geral, observa-se elevado nível de atendimento da carga em todos os cenários, com valores de I_{atend} superiores a 99,9%. Nos Cenários 3 e 4, que incorporam o BESS, o atendimento é integral, evidenciando eliminação completa da energia não suprida. Embora as parcelas de energia não atendida nos Cenários 1 e 2 sejam quantitativamente reduzidas, sua ocorrência assume relevância técnica no contexto hospitalar, uma vez que interrupções, ainda que de curta duração, podem afetar o funcionamento de cargas críticas e comprometer a segurança operacional. Nesse sentido, a supressão total da energia não atendida constitui um ganho técnico relevante dos cenários com armazenamento.

No Cenário 1 (GMG + SFCR com compensação integral fora ponta e ponta), a geração fotovoltaica responde por aproximadamente metade do atendimento da carga,

resultando em $I_{local} = 49,05\%$ e dependência semelhante da rede elétrica ($I_{rede} = 50,92\%$). O acionamento do GMG é limitado, implicando baixa participação de geração térmica, enquanto a injeção de excedentes na rede decorre da estratégia de compensação energética.

O Cenário 2 (GMG + SFCR com acionamento do GMG no período de ponta) apresenta aumento expressivo da participação do suprimento local, com $I_{local} = 61,72\%$, e redução correspondente da dependência da rede ($I_{rede} = 38,25\%$). Esse desempenho resulta do despacho mais frequente do GMG nos períodos tarifários mais onerosos, reduzindo a importação de energia da concessionária, ainda que à custa de maior consumo de combustível.

Nos cenários com inserção do BESS, observa-se melhora significativa na continuidade do suprimento. O Cenário 3 (GMG + SFCR + BESS, sem uso programado do GMG) mantém valores de I_{local} e I_{rede} próximos aos do Cenário 1, porém elimina completamente a energia não atendida, evidenciando a contribuição do armazenamento para o atendimento das cargas críticas durante falhas da rede.

Por sua vez, o Cenário 4 (GMG + SFCR + BESS com uso do GMG no período de ponta) combina elevada participação local ($I_{local} = 62,38\%$), redução da dependência da rede ($I_{rede} = 37,62\%$) e atendimento integral da carga. Nesse arranjo, o BESS atua como elemento de transição durante interrupções, enquanto o GMG contribui para a gestão dos períodos de ponta, resultando em desempenho técnico superior sob a ótica da confiabilidade.

Em síntese, os resultados técnicos evidenciam que a utilização do GMG reduz a dependência da rede elétrica, enquanto a inserção do BESS é determinante para a eliminação da energia não atendida. Assim, a definição do arranjo energético mais adequado para a unidade hospitalar deve considerar não apenas a participação das fontes e o consumo de combustível, mas sobretudo os requisitos de continuidade e segurança do suprimento.

5.5 Resultados econômicos

A análise comparativa dos quatro cenários, apresentada na Tabela 12, evidencia que todas as configurações avaliadas apresentam viabilidade econômica, uma vez que os valores de VPL são positivos, os tempos de retorno do investimento permanecem inferiores à vida útil dos sistemas e as taxas internas de retorno modificadas superam a taxa mínima de atratividade adotada. Dessa forma, sob a ótica estritamente financeira, todas as alternativas resultam em benefícios econômicos líquidos para a unidade hospitalar.

Cabe destacar que um fator de influência significativa para o desempenho econômico positivo observado em todos os cenários está associado ao ajuste da demanda contratada. Para as simulações, a demanda foi reduzida de 150 kW, valor originalmente contratado pela unidade hospitalar, para 40 kW, correspondente à média da demanda

medida nas faturas dos últimos 12 meses. Essa adequação reduz de forma direta os custos fixos relacionados à parcela de demanda da tarifa de energia elétrica, promovendo economia recorrente ao longo de todo o horizonte de análise. Como consequência, há aumento do fluxo de caixa anual do projeto, refletindo-se em maiores valores de VPL, menores tempos de retorno e elevação da TIRM, independentemente da configuração tecnológica adotada. Dessa forma, parte relevante da viabilidade econômica observada decorre não apenas da inserção de recursos energéticos distribuídos, mas também da otimização contratual associada à gestão da demanda.

Tabela 12 – Resultados econômicos.

Cenário 1		
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL (R\$)	269.572,40	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback Descontado (anos)	3,00	Projeto viável (Payback dentro da vida útil)
TIRM Anual (%)	21,79	Projeto viável (TIRM maior do que a TMA)
Cenário 2		
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL (R\$)	454.047,86	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback Descontado (anos)	1,25	Projeto viável (Payback dentro da vida útil)
TIRM Anual (%)	26,56	Projeto viável (TIRM maior do que a TMA)
Cenário 3		
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL (R\$)	181.470,16	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback Descontado (anos)	4,92	Projeto viável (Payback dentro da vida útil)
TIRM Anual (%)	20,49	Projeto viável (TIRM maior do que a TMA)
Cenário 4		
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL (R\$)	374.886,52	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback Descontado (anos)	2,00	Projeto viável (Payback dentro da vida útil)
TIRM Anual (%)	26,20	Projeto viável (TIRM maior do que a TMA)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre os cenários avaliados, o Cenário 2 (GMG + SFCR com compensação apenas no período fora ponta e acionamento do GMG no horário de ponta) apresentou o melhor desempenho econômico, com VPL de R\$ 454.047,86, *payback* de 1,25 anos e TIRM anual de 26,56%. Esse resultado indica maior eficiência na redução de custos operacionais, possivelmente associada ao menor dimensionamento do SFCR e ao uso estratégico do GMG no período tarifário mais oneroso, reduzindo o investimento inicial sem comprometer as economias obtidas.

O Cenário 4 (GMG + SFCR + BESS, com a mesma lógica operacional do Cenário 2) também apresentou desempenho elevado, com VPL de R\$ 374.886,52, *payback* de 2,00 anos e TIRM de 26,20%. Embora inferior ao Cenário 2, o resultado permanece expressivo, indicando que a inclusão do BESS, apesar de elevar o investimento inicial, não inviabiliza o projeto e agrega benefícios operacionais relacionados à continuidade do atendimento das cargas críticas.

Por outro lado, os cenários com compensação integral do consumo em ponta por meio do SFCR (Cenários 1 e 3) apresentaram indicadores econômicos relativamente inferiores. O Cenário 1 obteve VPL de R\$ 269.572,40 e *payback* de 3,00 anos, enquanto o Cenário 3, que incorpora o BESS, apresentou o menor VPL (R\$ 181.470,16) e o maior *payback* (4,92 anos). Esse comportamento pode ser atribuído ao maior dimensionamento do SFCR necessário para compensar o consumo em ponta por meio de créditos gerados fora ponta, o que aumenta o investimento inicial e reduz a atratividade econômica.

De forma geral, observa-se que estratégias que priorizam o uso do GMG no período de ponta tendem a apresentar melhor desempenho financeiro, enquanto a compensação fotovoltaica integral desse período implica maior custo de implantação. A inserção do BESS reduz marginalmente os indicadores econômicos, em função do acréscimo de capital investido, porém amplia a confiabilidade do sistema ao garantir o suprimento das cargas críticas durante falhas da rede, característica relevante para ambientes hospitalares.

Assim, a escolha do arranjo mais adequado não deve considerar apenas os indicadores econômicos, mas também os requisitos de segurança energética e continuidade operacional, podendo justificar a adoção de configurações com BESS mesmo quando o retorno financeiro é ligeiramente inferior.

5.6 Demais resultados

Além dos indicadores energéticos e econômicos nas seções anteriores, a ferramenta *HospEnergy* disponibiliza um conjunto mais amplo de resultados técnicos e financeiros para cada cenário avaliado. Entretanto, visando manter a objetividade e a síntese deste capítulo de resultados, optou-se por não apresentar todas as saídas detalhadas no corpo principal do texto.

Dessa forma, os relatórios completos gerados automaticamente pela ferramenta foram disponibilizados em formato PDF nos Apêndices A, B, C e D, um para cada cenário analisado. Esses relatórios reúnem, de forma estruturada, informações detalhadas que subsidiam a interpretação técnica, econômica e operacional do sistema híbrido.

De modo geral, em sua parte inicial, cada relatório contempla: (i) indicadores econômicos consolidados; (ii) caracterização da unidade consumidora e gráficos de

consumo; (iii) parâmetros de dimensionamento e custos do SFCR; (iv) especificações técnicas e econômicas do GMG; e (v) características técnicas e econômicas do BESS.

Adicionalmente, os relatórios apresentam resultados de simulação horária do fluxo de energia, discriminando as parcelas de geração, armazenamento, importação e exportação de energia entre rede, SFCR, GMG, BESS e cargas do hospital, bem como eventuais perdas e consumo de combustível. São também fornecidos indicadores técnicos, tais como autoconsumo local, dependência da rede e atendimento da carga, além do fluxo de caixa anual detalhado, acompanhado de gráfico e tabela do fluxo de caixa com receitas, custos operacionais, investimentos, reposições de equipamentos e saldo líquido ao longo do horizonte de análise.

Assim, os apêndices complementam os resultados sintetizados neste capítulo, permitindo ao leitor acessar informações técnicas completas para auditoria dos cálculos, rastreabilidade das premissas adotadas e análises adicionais específicas de cada cenário.

Conclusões e considerações finais

O presente trabalho teve como objetivo desenvolver uma ferramenta computacional para avaliação técnico-econômica da implementação de sistemas híbridos SFCR–GMG–BESS em unidades hospitalares, incorporando cargas críticas, histórico real de falhas da rede, regras da Lei 14.300/2022, estruturas tarifárias dos Grupos A e B e diferentes cenários de financiamento. A ferramenta *HospEnergy* foi estruturada a partir de modelagem matemática integrada dos fluxos energéticos e econômicos, com posterior implementação em ambiente web utilizando *Python*, *Flask* e arquitetura MVP, garantindo modularidade, rastreabilidade e escalabilidade. Além de sua contribuição técnica, o desenvolvimento da ferramenta alinha-se aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas, especialmente ao ODS 7 (Energia Acessível e Limpa), ao promover a inserção de fontes renováveis e maior eficiência energética no setor hospitalar.

Do ponto de vista técnico, os resultados do estudo de caso evidenciaram que todos os cenários avaliados apresentaram elevados índices de atendimento da carga ($I_{atend} > 99,9\%$). Contudo, a inserção do BESS mostrou-se determinante para a eliminação completa da energia não atendida, elevando o indicador I_{atend} a 100% nos Cenários 3 e 4. Em ambiente hospitalar, mesmo pequenas parcelas de energia não suprida assumem relevância operacional, dada a presença de cargas críticas associadas à segurança assistencial. Nesse contexto, o armazenamento de energia desempenha função estratégica como elemento de transição durante falhas da rede até a entrada em operação do GMG, aumentando a confiabilidade do sistema.

Observou-se ainda que o uso programado do GMG no horário de ponta reduz a dependência da rede elétrica, elevando o índice de participação local (I_{local}) e reduzindo I_{rede} . Essa estratégia mostrou-se particularmente eficiente nos Cenários 2 e 4, nos quais o despacho do gerador térmico nos períodos tarifários mais onerosos contribuiu para melhorar simultaneamente os indicadores técnicos e econômicos, ainda que com maior consumo de combustível.

Sob a ótica econômica, todos os cenários apresentaram viabilidade, com VPL positivo, *Payback* descontado inferior à vida útil e TIRM superior à TMA. Destaca-se que

parte expressiva da viabilidade observada decorre da adequação da demanda contratada ao perfil real medido, evidenciando que a gestão contratual constitui variável de alto impacto no desempenho financeiro do projeto. Assim, a ferramenta demonstrou capacidade de evidenciar não apenas os efeitos da inserção de geração distribuída e armazenamento, mas também ganhos associados à otimização tarifária.

Entre os cenários analisados, o Cenário 2 apresentou o melhor desempenho econômico, enquanto o Cenário 4 combinou desempenho financeiro elevado com atendimento integral da carga, configurando alternativa tecnicamente mais robusta. Já os cenários com compensação fotovoltaica integral do período de ponta exigiram maior dimensionamento do SFCR, elevando o investimento inicial e reduzindo a atratividade relativa.

De forma geral, os resultados confirmam que a definição do arranjo energético hospitalar não deve ser baseada exclusivamente em indicadores financeiros. A confiabilidade do suprimento, a segurança das cargas críticas e a mitigação de riscos operacionais constituem critérios igualmente relevantes no processo decisório. A *HospEnergy* demonstrou ser capaz de integrar essas dimensões em uma única plataforma de simulação, oferecendo suporte estruturado ao planejamento energético hospitalar.

Como contribuição, o trabalho apresenta uma ferramenta inédita voltada ao contexto regulatório e operacional brasileiro, integrando modelagem energética, tarifária e financeira em ambiente computacional acessível. A arquitetura modular adotada permite futuras expansões, como inclusão de novas regras regulatórias, estratégias de operação, bases externas de dados e integração com sistemas de monitoramento.

Por fim, conclui-se que a ferramenta desenvolvida atende aos objetivos propostos, demonstrando aplicabilidade prática em unidades hospitalares e potencial de apoio à tomada de decisão técnico-econômica em projetos de sistemas híbridos, contribuindo para o aumento da confiabilidade, eficiência e sustentabilidade energética no setor de saúde.

6.1 Limitações

Apesar da abrangência técnico-econômica alcançada, algumas limitações devem ser reconhecidas.

A modelagem adotada baseia-se em perfis históricos de consumo e falhas da rede, assumindo que os dados históricos utilizados são representativos do comportamento futuro ao longo do horizonte de análise. Alterações estruturais no perfil assistencial, ampliação da infraestrutura hospitalar ou mudanças regulatórias podem impactar os resultados projetados.

O modelo econômico considera premissas determinísticas para tarifas, custos de investimento, taxa mínima de atratividade e parâmetros financeiros, não incorporando

explicitamente incertezas macroeconômicas, volatilidade cambial ou variações futuras nos preços de equipamentos e combustíveis.

Além disso, a operação do GMG e do BESS foi modelada segundo estratégias pré-definidas de despacho, não contemplando algoritmos de otimização dinâmica ou controle preditivo baseados em previsão de carga e geração.

Por fim, embora a modelagem de falhas da rede seja estocástica e baseada em dados históricos da concessionária, não foram incorporados cenários extremos de baixa probabilidade e alto impacto, como eventos climáticos severos ou falhas sistêmicas prolongadas.

6.2 Trabalhos futuros

Como desdobramentos da pesquisa, destacam-se as seguintes possibilidades de evolução:

- Inclusão de análise de sensibilidade, permitindo avaliar o impacto da variação de parâmetros críticos (tarifas, custo do BESS, preço do diesel, taxa de desconto, fator de degradação, entre outros) sobre os indicadores econômicos e técnicos.
- Implementação de rotinas de otimização técnico-econômica, visando determinar automaticamente o dimensionamento ótimo do SFCR, do BESS e da potência do GMG, bem como estratégias de despacho que maximizem o VPL ou minimizem o custo total do ciclo de vida.
- Análise probabilística de risco econômico, incorporando simulações para avaliar a robustez dos indicadores financeiros frente à incerteza de variáveis como inflação tarifária, custo de capital e preço do combustível.
- Integração com bases externas de dados, como séries históricas de irradiância e atualização automatizada de tarifas, ampliando o grau de automação e reduzindo a necessidade de inserção manual de parâmetros.
- Avaliação ambiental ampliada, incluindo estimativas quantitativas de emissões evitadas de gases de efeito estufa, comparação entre cenários sob a perspectiva de intensidade de carbono e incorporação de indicadores ambientais, sociais e de governança aplicáveis à gestão energética institucional.
- Disponibilizar a ferramenta como API.

Referências

ABDULKARIM, Abubakar; FARUK, Nasir; ALOZIE, Emmanuel; OLAGUNJU, Hawau; ALIYU, Ruqayyah Yusuf; IMOIZE, Agbotiname Lucky; ADEWOLE, Kayode S; IMAMFULANI, Yusuf Olayinka; GARBA, Salisu; BABA, Bashir Abdullahi *et al.* Advances in the design of renewable energy power supply for rural health clinics, case studies, and future directions. **Clean Technologies**, MDPI, v. 6, n. 3, p. 921–953, 2024. 27

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 1: Introdução**. Brasília, 2023. Estabelece conceitos, definições e disposições gerais aplicáveis aos demais módulos do PRODIST, incluindo critérios para classificação de unidades consumidoras em Grupo A ou Grupo B. 35

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 2: Caracterização das Unidades Consumidoras**. Brasília, 2023. Define os critérios de classificação das unidades consumidoras em Grupo A ou Grupo B, bem como os requisitos técnicos e comerciais para seu enquadramento. 35

Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVISA). **Resolução RDC nº 50, de 21 de fevereiro de 2002: Regulamento Técnico para Planejamento, Programação, Elaboração e Avaliação de Projetos Físicos de Estabelecimentos Assistenciais de Saúde**. Brasília, 2002. Dispõe sobre requisitos e diretrizes para o projeto físico de estabelecimentos assistenciais de saúde no Brasil. 32

ALKULAIB, M; ALAQIL, MA; AHMED, I; AL-BAA'DANI, Ahmed; SHAWKI, A; ALMULHIM, A; BOUZGUENDA, M. Technical and economic feasibility of solar pv systems supported by energy storage in hospitals in ksa. **Materials Research Proceedings**, Materials Research Forum LLC, v. 31, 2023. 25

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. [s.n.], 2023. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. 82

ANI, Vincent A. Strategies for modeling and simulation of alternative energy systems for powering health facilities using homer application. **Glob. J. Res. Eng. J. Gen. Eng.**, v. 21, p. 61–83, 2021. 24

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). **Panorama da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. 2025. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 14 maio 2025. 43

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). **Norma Brasileira Regulamentadora NBR 13.534: Instalações Elétricas em Estabelecimentos Assistenciais de Saúde**. Rio de Janeiro, 1995. Revisada em 1995, estabelece requisitos para projeto, execução e manutenção de instalações elétricas em estabelecimentos assistenciais de saúde. 31

_____. **NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2004. Estabelece condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão, visando segurança e funcionamento adequado. 32

_____. **NBR IEC 60601-1: Equipamento Eletromédico – Parte 1: Requisitos Gerais para Segurança Básica e Desempenho Essencial**. Rio de Janeiro, 2010. Adaptação nacional da norma IEC 60601-1, estabelece requisitos gerais para segurança e desempenho essencial de equipamentos eletromédicos. 32

_____. **Site oficial da ABNT**. 2025. <https://abnt.org.br/>. Acesso em: 14 maio 2025. 34

Banco do Nordeste do Brasil S.A. **FNE Sol - Crédito para Investimento**. 2025. Acesso em: 15 maio 2025. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-sol>. 48

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). **BNDES Finem - Geração de Energia**. 2025. Acesso em: 15 maio 2025. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. 48, 51

Banco Santander (Brasil) S.A. **Energia Solar | Santander Financiamentos**. 2025. Acesso em: 15 maio 2025. Disponível em: <https://www.santander.com.br/hotsite/santanderfinanciamentos/energia-solar-fotovoltaica.html>. 48

Casa Civil da Presidência da República. **Brasil se compromete a reduzir emissões de carbono em 50% até 2030**. novembro 2021. Notícia publicada em 03 de novembro de 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2021/novembro/brasil-se-compromete-a-reduzir-emissoes-de-carbono-em-50-ate-2030>. 21

DANGOND, Juan David Acosta; PANTOJA, Ingrid Oliveros; SOTO, Jose D; SOLANO, Lácides Ripoll; LÓPEZ, Luis. A review of use of non-conventional renewable energies in healthcare facilities and hospitals. **2020 IEEE ANDESCON**, IEEE, p. 1–6, 2020. 21, 24

DENTAL, PATIENT DOSIMETRY IN. **Group Biomedical Sciences Faculty of Medicine Department of Imaging and Pathology Medical Physics and Quality Assessment**. Tese (Doutorado) — KU LEUVEN, 2018. 84

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; PÉREZ-CEBOLLADA, Eduardo; BERNAL-AGUSTÍN, José L; MARTÍNEZ-RUIZ, Ignacio. Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using monte carlo simulation. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 113, p. 321–330, 2016. 22

FELICE, Alex; BARBIERI, Jacopo; ALONSO, Ander Martinez; MESSAGIE, Maarten; COOSEMANS, Thierry. Challenges of phasing out emergency diesel generators: the case study of lacor hospital's energy community. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 3, p. 1369, 2023. 26

GARG, Ajay. Electrical works of the hospital building. *In: Monitoring Tools for Setting up the Hospital Project: Initial Planning, Building and Equipment*. [S.l.]: Springer, 2023. p. 179–193. 45

GARVIN, Michael J; CHEAH, Charles YJ. Valuation techniques for infrastructure investment decisions. **Construction management and economics**, Taylor & Francis, v. 22, n. 4, p. 373–383, 2004. 51, 52, 53

GAURAV, Avinash; TYAGI, Arjun; JHA, SK; KUMAR, Bhavnesh. Feasibility analysis using mcdm techniques of hybrid energy systems powering healthcare facility on island. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 327, p. 119549, 2025. 27

HART, D; WALL, BF; HILLIER, MC; SHRIMPTON, PC. Frequency and collective dose for medical and dental x-ray examinations in the uk, 2008. **Health Protection Agency**, 2010. 40, 41

ISA, Normazlina Mat; DAS, Himadry Shekhar; TAN, Chee Wei; YATIM, AHM; LAU, Kwan Yiew. A techno-economic assessment of a combined heat and power photovoltaic/-fuel cell/battery energy system in malaysia hospital. **Energy**, Elsevier, v. 112, p. 75–90, 2016. 23

ISLAM, Md Mahai Menul; KOWSAR, Abu; HAQUE, AKM Mahmudul; HOSSAIN, M Khalid; ALI, Md Hasan; RUBEL, MHK; RAHMAN, Md Ferdous. Techno-economic analysis of hybrid renewable energy system for healthcare centre in northwest bangladesh. **Process Integration and Optimization for Sustainability**, Springer, v. 7, n. 1, p. 315–328, 2023. 26

JESUS, Ábio Xavier Cardoso de; NETO, Daywes Pinheiro; DOMINGUES, Elder Geraldo. Computational tool for technical-economic analysis of photovoltaic microgeneration in brazil. **Energy**, Elsevier, v. 271, p. 126962, 2023. 64

JESUS Ábio Xavier Cardoso de; NETO, Daywes Pinheiro; DOMINGUES, Elder Geraldo. Computational tool for technical-economic analysis of photovoltaic microgeneration in brazil. **Energy**, v. 271, p. 126962, 2023. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223003560>. 71

JUNIOR, Elder Alves de Sousa; SILVA, Francisco Jeandson Rodrigues da; COSTA, Douglas Aurélio Carvalho. Análise de carga, geração e distribuição de energia elétrica em um barco hospital do estaleiro inace: Desenvolvimento do dimensionamento de geradores em uma embarcação. **Encontros de Iniciação Científica UNI7**, v. 9, n. 1, 2019. 33

LAGRANGE, Alexis; SIMÓN-MARTÍN, Miguel de; GONZÁLEZ-MARTÍNEZ, Alberto; BRACCO, Stefano; ROSALES-ASENSIO, Enrique. Sustainable microgrids with energy storage as a means to increase power resilience in critical facilities: An application to a hospital. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 119, p. 105865, 2020. 23

LAZO, Joaquín; ESCOBAR, Carolina; WATTS, David. From blackouts to breakthroughs: Examining electricity's relevance in healthcare during covid-19 and the future role of renewable energy. **Energy Research & Social Science**, Elsevier, v. 103, p. 103224, 2023. 21, 25

LIMA, Ariane A; MENEZES, Natalia Pereira; SANTOS, Sthefany; AMORIM, Byanca; THOMAZI, Fabiano; ZANELLA, Fernando; HEILMANN, Armando; BURKARTER, E; DARTORA, Cesar A. Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, SciELO Brasil, v. 42, p. e20190191, 2019. 41

LIMA, José Fárlei Olivera; IMPINNISI, Patrício Rodolfo. Estudo de viabilidade técnico-econômica para inserção de sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia em uma indústria brasileira. **RCMOS-Revista Científica Multidisciplinar O Saber**, v. 3, n. 1, p. 1–14, 2023. 22

LISBOA, Guilherme Willames de Queiroz *et al.* Viabilidade técnica-financeira da implantação de energia solar fotovoltaica no processo de redução de gastos com energia elétrica no hospital municipal de petrolândia-pe. **Universidade Federal de Alagoas**, 2022. 34

MAGALHÃES, Isabela Lopes. **EcoV2G: Software para Análise Técnica e Econômica da Integração de Sistemas Fotovoltaicos e Veículos Elétricos com Uso da Tecnologia**

Vehicle-to-Grid. Mestrado Profissional em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia, Goiânia, 2024. 68, 69, 70, 71, 72, 74, 83, 85

MARIN-GARCIA, G; VAZQUEZ-GUZMAN, G; SOSA, JM; LOPEZ, Adolfo R; MARTINEZ-RODRIGUEZ, PR; LANGARICA, D. Battery types and electrical models: A review. *In: IEEE. 2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC).* [S.l.], 2020. v. 4, p. 1–6. 44

MENDONÇA, Diego da Silva. O marco legal do sistema de compensação de energia elétrica-scee-na geração distribuída solar fotovoltaica. **repositorio UFRN**, 2023. 47

Ministério do Trabalho e Emprego (Brasil). **Norma Regulamentadora NR-10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.** Brasília, 2019. Estabelece requisitos e condições mínimas para garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que interajam com instalações e serviços em eletricidade. 35

NETO, Daywes Pinheiro; COIMBRA, António Paulo; MOURA, Pedro; de Almeida, Tony Richard; de Almeida, Aníbal Traça. Multi-objective techno-economic optimization of hybrid photovoltaic and battery energy storage systems for electric vehicle charging stations. **Renewable Energy**, v. 259, p. 125138, 2026. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148125028022>. 68, 69, 70, 71, 72, 74, 83, 85

NÓBREGA, Marcelo de Jesus Rodrigues da; ARANA, Andressa Maria Freire da Rocha. O papel do engenheiro-perito: Uma abordagem aplicada a instalações elétricas em residências. **RECIMA21-Revista Científica Multidisciplinar-ISSN 2675-6218**, v. 4, n. 1, p. e412529–e412529, 2023. 47

OLATOMIWA, Lanre; BLANCHARD, Richard; MEKHILEF, Saad; AKINYELE, Daniel. Hybrid renewable energy supply for rural healthcare facilities: An approach to quality healthcare delivery. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 30, p. 121–138, 2018. 21, 23

OLIVEIRA, Gustavo Fontoura de; BRUNONI, Rafael Enrico. Criação de uma ferramenta para gerenciamento do consumo da energia contratada na universidade federal do rio de janeiro. **Repositorio UFRJ**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007. 84

Organização das Nações Unidas. **Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável.** Nova York: [s.n.], 2015. <https://www.agenda2030.com.br>. Resolução da Assembleia Geral da ONU A/RES/70/1. 20

PEIROW, Setare; ASTARAEI, Fatemeh Razi; ASL, Amirali Saifoddin. Techno-economic and environmental assessment of a hybrid renewable energy system for a hospital using multi-criteria decision-making method. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 4, p. 1916, 2023. 26

PIVORIENÉ, Agnè. Real options and discounted cash flow analysis to assess strategic investment projects. **Economics and Business**, v. 30, p. 91–101, 2017. 51, 52, 53

PRUDENTE, Thiago Awad. Gestão da energia elétrica no hospital santa izabel (ba): Eficientização do consumo e autogeração renovável. **Hospital Santa Izabel - Santa Casa da Bahia**, 2019. 33, 34

REMER, Donald S; NIETO, Armando P. A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. part 1: Net present value and rate of return methods. **International journal of production economics**, Elsevier, v. 42, n. 1, p. 79–96, 1995. 51, 52, 53

Renewable Energy Resources Philippines. **Hybrid Setup: Solar and Battery Storage System**. 2025. <https://renewable-energy.ph/services/hybrid-setup/>. Acesso em: 14 maio 2025. 45

REPÚBLICA SECRETARIA-GERAL, Subchefia para Assuntos Jurídicos Presidência da. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Publicado no Diário Oficial da União em 7 de janeiro de 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2022-2023/2022/lei/L14300.htm. 82, 83, 84

SALAU, Ayodeji Olalekan; MAITRA, Sumit Kumar; KUMAR, Ashwini; MANE, Arjun; DUMICHO, Robel Wachemo. Design, modeling, and simulation of a pv/diesel/battery hybrid energy system for an off-grid hospital in ethiopia. **e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy**, Elsevier, v. 8, p. 100607, 2024. 27

SARSFIELD, LGH. Radiological and electro-medical apparatus. **Journal of the Institution of Electrical Engineers**, IET, v. 75, n. 451, p. 33–40, 1934. 40, 41

SCARABELOT, Letícia Toreti; RAMPINELLI, Giuliano Arns. Desenvolvimento de software de dimensionamento e análise do sistema de compensação de geração distribuída em unidades prosumidoras. **Brazilian Journal of Business**, v. 1, n. 3, p. 1237–1251, 2019. 46

SEIBERT, J Anthony. X-ray imaging physics for nuclear medicine technologists. part 1: Basic principles of x-ray production. **Journal of nuclear medicine technology**, Society of Nuclear Medicine, v. 32, n. 3, p. 139–147, 2004. 40, 41

SILVA, Matheus Segundo da; LANA, Thiago Rocha; JÚNIOR, José Antonio Silva; TALARICO, Matheus G. Energia solar fotovoltaica: Revisão bibliográfica. **Revista Mythos**, v. 14, n. 2, p. 51–61, 2020. 42

SIMONE, Lucas Fernandes Camilo. **Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019. 46

SIQUEIRA, Heloene Fernandes. **SuinoPower: Ferramenta Computacional para Análise Técnica e Econômica da Geração de Energia Elétrica com Sistema Híbrido Solar-Biogás em Suinoculturas**. Mestrado Profissional em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação, Câmpus Goiânia, Goiânia, 2024. 68, 69, 70, 71, 72, 74, 83, 85

SOLAR, Canal. **Tarifa Branca: conceitos e especificações na medição de energia elétrica**. 2024. Acesso em: 22 nov. 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tarifa-branca-conceitos-e-especificacoes-na-medicao-de-energia-eletrica/>. 70

SOUZA, Ricardo Moura de; BANDEIRA, Camila Mendes; SOUZA, Gustavo Henrique Matias de. Avaliação de alternativas para adequação da se bongi considerando sistema de armazenamento por baterias. In: GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL). **XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: CIGRÉ-Brasil, 2021. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/378692869_AVALIACAO_DE_ALTERNATIVAS_PARA_ADEQUACAO_DA_SE_BONGI_CONSIDERANDO_SISTEMA_DE_ARMAZENAMENTO_POR_BATERIAS. 24

STROMM, Kamila Cassol; DANIELSSON, Gabriel Henrique; FARRET, Felix Alberto. Comparison of the economic feasibility of electric energy storage between white versus conventional tariffs. In: IEEE. **2023 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)**. [S.l.], 2023. p. 1–6. 21, 25

SZKLO, Alexandre Salem; SOARES, Jeferson Borghetti; TOLMASQUIM, Mauricio Timomno. Energy consumption indicators and chp technical potential in the brazilian hospital sector. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 45, n. 13-14, p. 2075–2091, 2004. 21

TORRES, Ricardo Silva; HADDAD, Jamil; ANDRADE, Gilberto Capistrano Cunha de; SANTOS, Afonso Henriques Moreira; RENNO, Peter Luiz Pereira. Comparisons between brazilian-germany legal framework about in mini and microgeneration regulatory policies. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, SciELO Brasil, v. 66, p. e23220413, 2022. 46, 47

VÁSQUEZ, Eduar J Mejía. Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de ingeniería mecánica de la universidad politécnica amazónica. **Revista Científica Pakamuros**, v. 7, n. 2, 2019. 43

VIEIRA, Elder Faria *et al.* Gestão de energia em hospitais: estudo de caso no hospital são marcos. **Repositorio IFG**, Insitituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2022. 39

VILAR, Pablo Bezerra *et al.* Uma análise energética do hospital pedro i. **Repositorio UFCG**, Universidade Federal de Campina Grande, 2011. 84

YAMEGUEU, D; AZOUMAH, Y; PY, X; ZONGO, N. Experimental study of electricity generation by solar pv/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas. **Renewable energy**, Elsevier, v. 36, n. 6, p. 1780–1787, 2011. 44

Apêndice A – Relatório do HospEnergy para o Cenário 1



HospEnergy

Data: 13/02/2026

Relatório de Simulação

1. Indicadores Econômicos

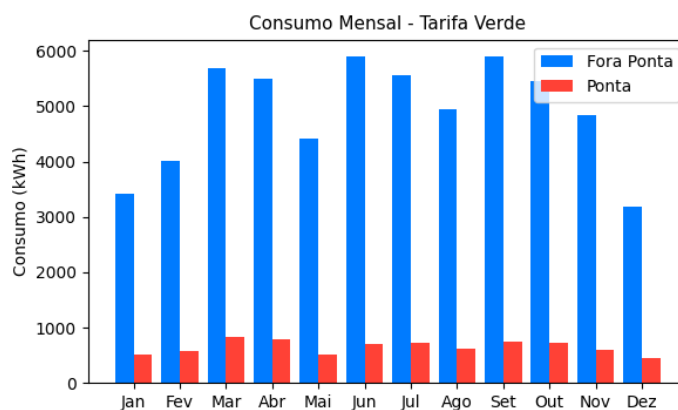
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL	269572,40	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback (anos)	3,00	Projeto viável ($Payback \leq \text{Vida útil}$)
TIRM Anual (%)	21,79	Projeto viável ($TIRM \geq TMA$)

2. Unidade Consumidora

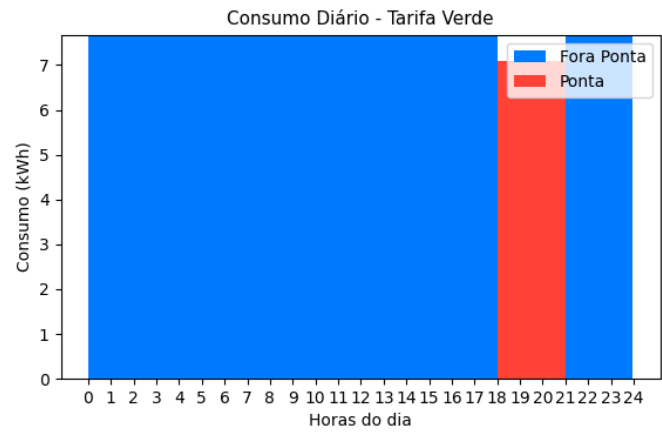
2.1 Caracterização da Unidade Consumidora

Parâmetro	Valor
Cidade	Mossâmedes
Tipo de Instalação	Trifásica
Tipo de Tarifação	Tarifa Verde

2.2 Consumo Mensal de Energia



2.3 Consumo Diário de Energia

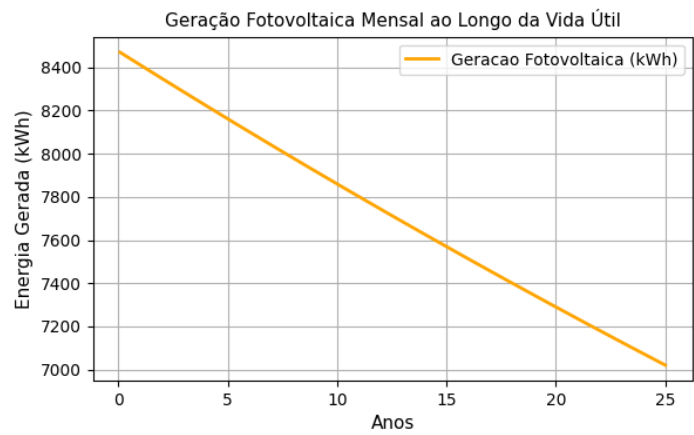


3. Sistema Fotovoltaico

3.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Cidade	Mossâmedes
Potência do SF (kW)	66,0
Irradiância do Pannel (kW/m²)	5,27
Performance Ratio (%)	80,0
Fator de Degradação Anual (%)	0,8
Vida Útil do SF (anos)	25
Vida Útil do Inversor (anos)	15
Custo do Sistema FV (R\$)	161.964,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	3.300,00
Custo de Troca do Inversor (R\$)	27.324,00

3.2 Geração de Energia

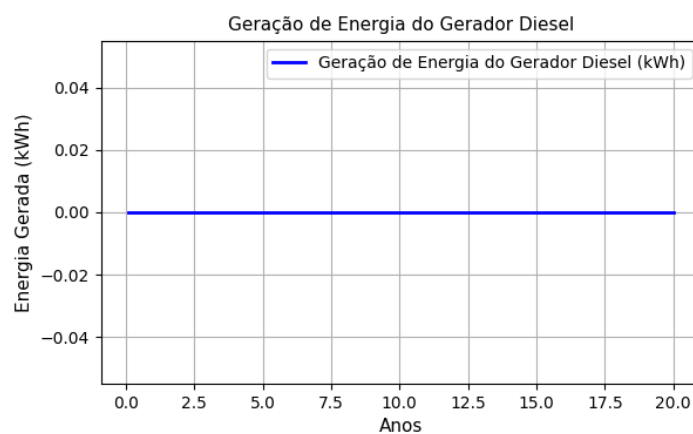


4. Gerador Motor-Gerador a Diesel (GMG)

4.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Potência Aparente do GMG (kVA)	250,0
Potência Ativa Disponível (kW)	167,4
Fator de Potência do Gerador	0,8
Fator de Potência da Carga	0,92
Rendimento do Gerador Elétrico (%)	92,5
Consumo de Diesel (L/h)	6,0
Capacidade do Tanque (L)	100,0
Tempo de Partida (s)	15,0
Fator de Degradação Anual (%)	1,0
Vida Útil do GMG (anos)	20,0
Custo do Sistema GMG (R\$)	0,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	2.000,00
Custo do Diesel (R\$/L)	6,12

4.2 Geração de Energia



5. Resultados de Fluxo de Energia

5.1 Fluxo de energia diária

Hora	Modo do Gerador Diesel	Modo da Bateria	Geração Fotovoltaica	Geração Gerador Diesel	Carga da Bateria	Falha da Rede	Carga Hospital	Carga Não Atendida	PV → BESS	PV → Grid	GMG → Load	GMG → BESS	GMG → Grid	BESS → Load	BESS → Grid	Grid → Load	Grid → BESS	Autoconsumo	Energia Consumida da Rede	Energia Injetada na Rede	Perda Carga BESS	Perda Descarga BESS	Diesel Consumido
0	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
1	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Desligado	-	5,4	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,48	0	5,4	0,48	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Desligado	-	15,1	0	0	Não	5,88	0,0	0	9,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	9,22	0,0	0,0	0,0
8	Desligado	-	22,86	0	0	Não	5,88	0,0	0	16,99	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	16,99	0,0	0,0	0,0
9	Desligado	-	28,68	0	0	Não	5,88	0,0	0	22,81	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	22,81	0,0	0,0	0,0
10	Desligado	-	32,56	0	0	Não	5,88	0,0	0	26,69	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	26,69	0,0	0,0	0,0
11	Desligado	-	34,51	0	0	Não	5,88	0,0	0	28,63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	28,63	0,0	0,0	0,0
12	Desligado	-	34,51	0	0	Não	5,88	0,0	0	28,63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	28,63	0,0	0,0	0,0
13	Desligado	-	32,56	0	0	Não	5,88	0,0	0	26,69	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	26,69	0,0	0,0	0,0
14	Desligado	-	28,68	0	0	Não	5,88	0,0	0	22,81	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	22,81	0,0	0,0	0,0
15	Desligado	-	22,86	0	0	Não	5,88	0,0	0	16,99	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	16,99	0,0	0,0	0,0
16	Desligado	-	15,1	0	0	Não	5,88	0,0	0	9,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	9,22	0,0	0,0	0,0
17	Desligado	-	5,4	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,48	0	5,4	0,48	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Desligado	-	0,0	0	0	Não	9,14	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0	0,0	9,14	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Desligado	-	0,0	0	0	Não	9,14	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0	0,0	9,14	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Desligado	-	0,0	0	0	Não	9,14	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0	0,0	9,14	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0

5.2 Indicadores operacionais

Indicador operacional	Valor (%)
Autoconsumo local (l_local)	49,05
Dependência da rede (l_rede)	50,92
Atendimento da carga (l_atend)	99,96

Apêndice B – Relatório do HospEnergy para o Cenário 2



HospEnergy

Data: 13/02/2026

Relatório de Simulação

1. Indicadores Econômicos

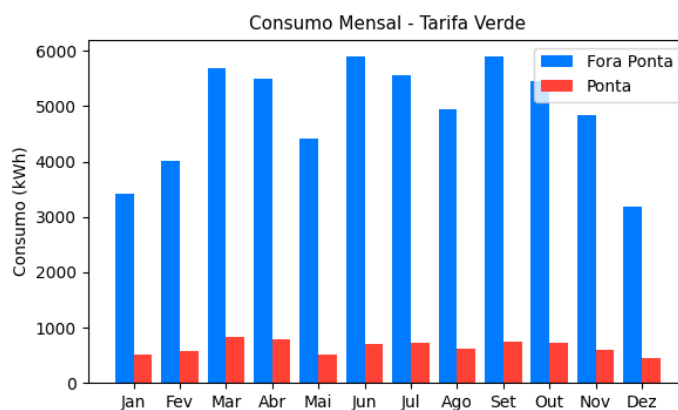
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL	454047,86	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback (anos)	1,25	Projeto viável ($Payback \leq \text{Vida útil}$)
TIRM Anual (%)	26,56	Projeto viável ($TIRM \geq TMA$)

2. Unidade Consumidora

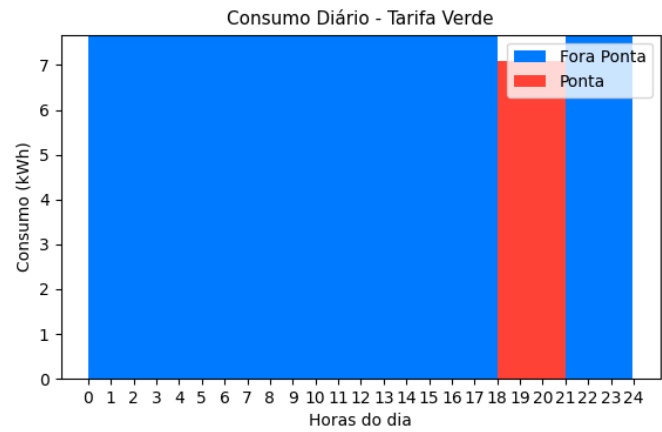
2.1 Caracterização da Unidade Consumidora

Parâmetro	Valor
Cidade	Mossâmedes
Tipo de Instalação	Trifásica
Tipo de Tarifação	Tarifa Verde

2.2 Consumo Mensal de Energia



2.3 Consumo Diário de Energia

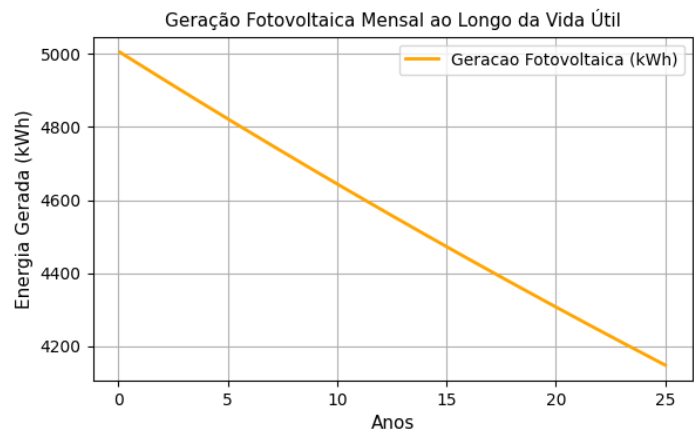


3. Sistema Fotovoltaico

3.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Cidade	Mossâmedes
Potência do SF (kW)	39,0
Irradiância do Pannel (kW/m²)	5,27
Performance Ratio (%)	80,0
Fator de Degradação Anual (%)	0,8
Vida Útil do SF (anos)	25
Vida Útil do Inversor (anos)	15
Custo do Sistema FV (R\$)	95.706,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	1.950,00
Custo de Troca do Inversor (R\$)	16.146,00

3.2 Geração de Energia

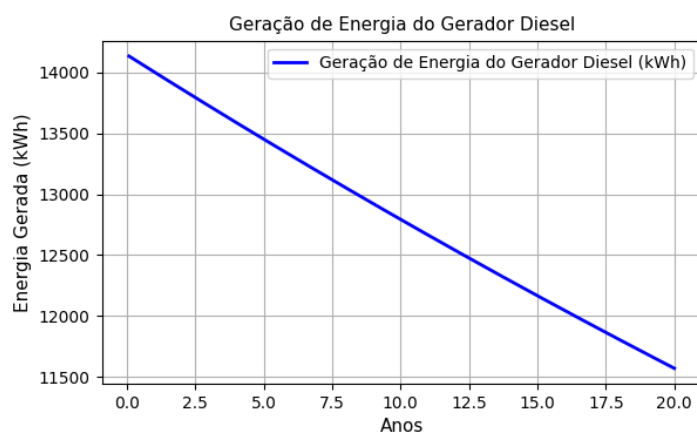


4. Gerador Motor-Gerador a Diesel (GMG)

4.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Potência Aparente do GMG (kVA)	250,0
Potência Ativa Disponível (kW)	167,4
Fator de Potência do Gerador	0,8
Fator de Potência da Carga	0,92
Rendimento do Gerador Elétrico (%)	92,5
Consumo de Diesel (L/h)	6,0
Capacidade do Tanque (L)	100,0
Tempo de Partida (s)	15,0
Fator de Degradação Anual (%)	1,0
Vida Útil do GMG (anos)	20,0
Custo do Sistema GMG (R\$)	0,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	2.000,00
Custo do Diesel (R\$/L)	6,12

4.2 Geração de Energia



5. Resultados de Fluxo de Energia

5.1 Fluxo de energia diária

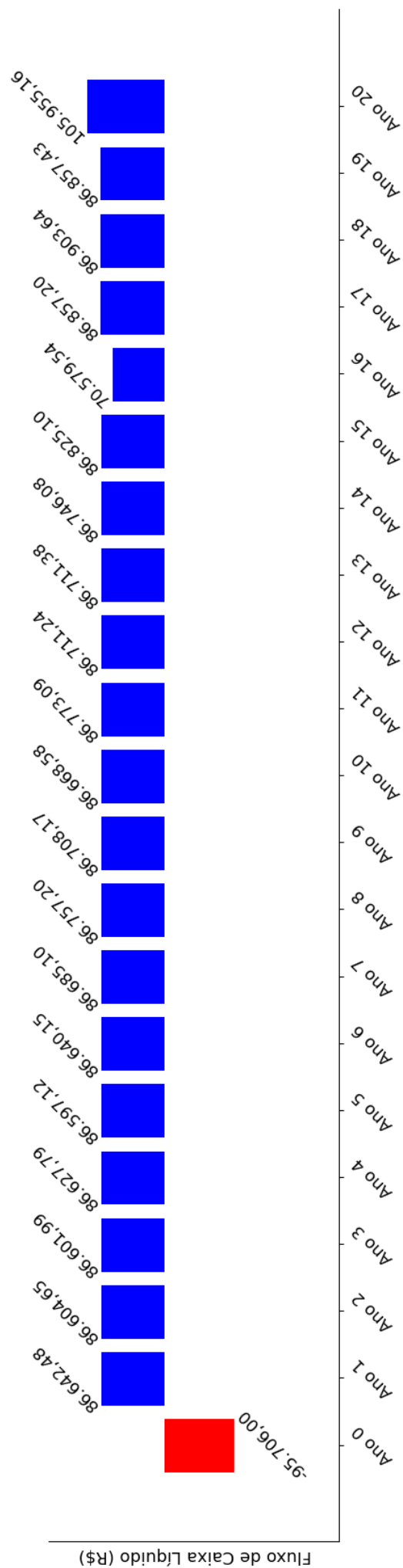
Hora	Modo do Gerador Diesel	Modo da Bateria	Gerção Fotovoltaica	Gerção Gerador Diesel	Carga da Bateria	Falha da Rede	Carga Hospital	Carga Não Atendida	PV → BESS	PV → Grid	GMG → Load	GMG → BESS	GMG → Grid	BESS → Load	BESS → Grid	Grid → Load	Grid → BESS	Autoconsumo	Energia Consumida da Rede	Energia Injetada na Rede	Perda Carga BESS	Perda Descarga BESS	Diesel Consumido
0	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
1	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Desligado	-	3,19	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	2,69	0	3,19	2,69	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Desligado	-	8,92	0	0	Não	5,88	0,0	0	3,05	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	3,05	0,0	0,0	0,0
8	Desligado	-	13,51	0	0	Não	5,88	0,0	0	7,63	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	7,63	0,0	0,0	0,0
9	Desligado	-	16,95	0	0	Não	5,88	0,0	0	11,07	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	11,07	0,0	0,0	0,0
10	Desligado	-	19,24	0	0	Não	5,88	0,0	0	13,36	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	13,36	0,0	0,0	0,0
11	Desligado	-	20,39	0	0	Não	5,88	0,0	0	14,51	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	14,51	0,0	0,0	0,0
12	Desligado	-	20,39	0	0	Não	5,88	0,0	0	14,51	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	14,51	0,0	0,0	0,0
13	Desligado	-	19,24	0	0	Não	5,88	0,0	0	13,36	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	13,36	0,0	0,0	0,0
14	Desligado	-	16,95	0	0	Não	5,88	0,0	0	11,07	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	11,07	0,0	0,0	0,0
15	Desligado	-	13,51	0	0	Não	5,88	0,0	0	7,63	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	7,63	0,0	0,0	0,0
16	Desligado	-	8,92	0	0	Não	5,88	0,0	0	3,05	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	5,88	0,0	3,05	0,0	0,0	0,0
17	Desligado	-	3,19	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	2,69	0	3,19	2,69	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Ligado	-	0,0	154,75	0	Não	9,14	0,0	0	0	9,14	0	145,61	0,0	0,0	0,0	0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	5,55
19	Ligado	-	0,0	154,75	0	Não	9,14	0,0	0	0	9,14	0	145,61	0,0	0,0	0,0	0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	5,55
20	Ligado	-	0,0	154,75	0	Não	9,14	0,0	0	0	9,14	0	145,61	0,0	0,0	0,0	0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	5,55
21	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Desligado	-	0,0	0	0	Não	5,88	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	5,88	0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0

5.2 Indicadores operacionais

Indicador operacional	Valor (%)
Autoconsumo local (l_local)	61,72
Dependência da rede (l_rede)	38,25
Atendimento da carga (l_atend)	99,97

7. Fluxo de Caixa

7.1 Gráfico do Fluxo de Caixa



7.2 Tabela do Fluxo de Caixa

[illegible]

Apêndice C – Relatório do HospEnergy para o Cenário 3


HospEnergy

Data: 13/02/2026

Relatório de Simulação

1. Indicadores Econômicos

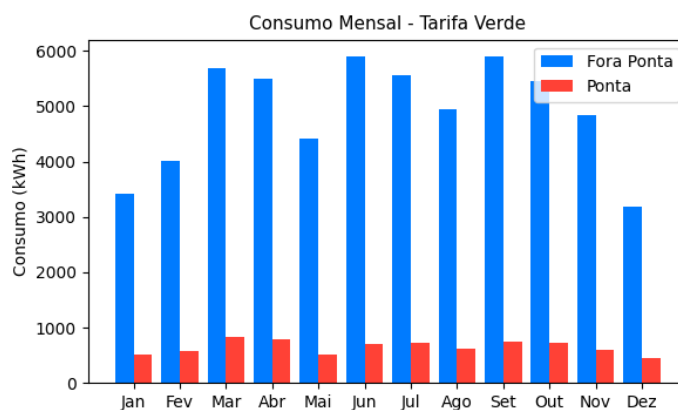
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL	181470,16	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback (anos)	4,92	Projeto viável ($Payback \leq \text{Vida útil}$)
TIRM Anual (%)	20,49	Projeto viável ($TIRM \geq TMA$)

2. Unidade Consumidora

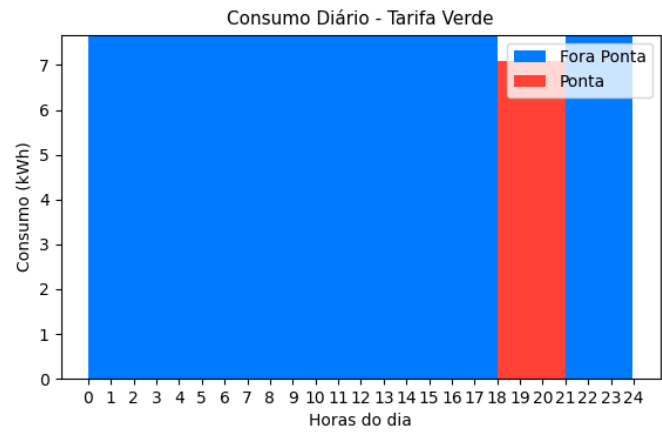
2.1 Caracterização da Unidade Consumidora

Parâmetro	Valor
Cidade	Mossâmedes
Tipo de Instalação	Trifásica
Tipo de Tarifação	Tarifa Verde

2.2 Consumo Mensal de Energia



2.3 Consumo Diário de Energia

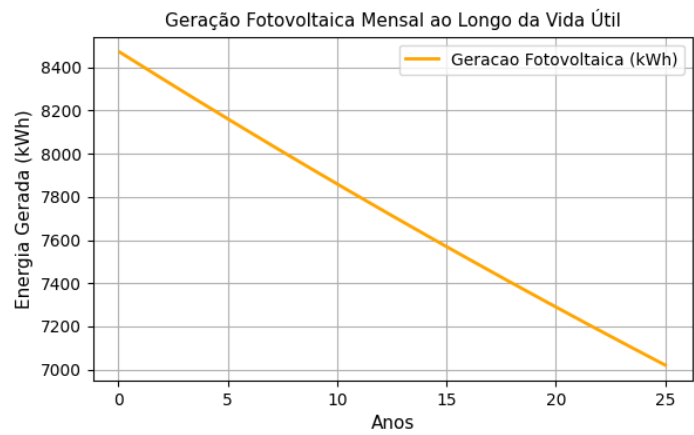


3. Sistema Fotovoltaico

3.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Cidade	Mossâmedes
Potência do SF (kW)	66,0
Irradiância do Pannel (kW/m²)	5,27
Performance Ratio (%)	80,0
Fator de Degradação Anual (%)	0,8
Vida Útil do SF (anos)	25
Vida Útil do Inversor (anos)	15
Custo do Sistema FV (R\$)	217.668,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	3.300,00
Custo de Troca do Inversor (R\$)	83.028,00

3.2 Geração de Energia

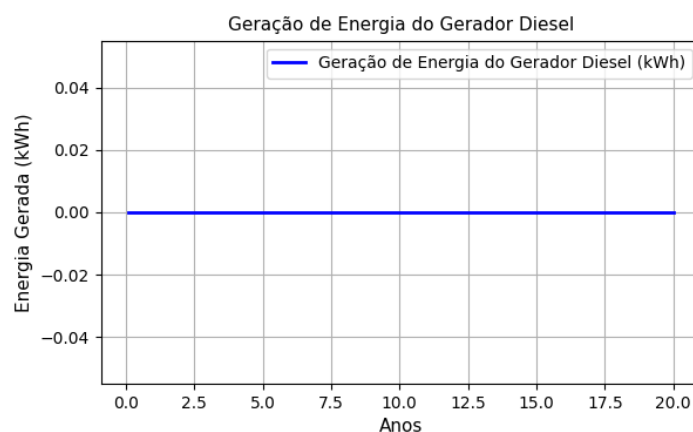


4. Gerador Motor-Gerador a Diesel (GMG)

4.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Potência Aparente do GMG (kVA)	250,0
Potência Ativa Disponível (kW)	167,4
Fator de Potência do Gerador	0,8
Fator de Potência da Carga	0,92
Rendimento do Gerador Elétrico (%)	92,5
Consumo de Diesel (L/h)	6,0
Capacidade do Tanque (L)	100,0
Tempo de Partida (s)	15,0
Fator de Degradação Anual (%)	1,0
Vida Útil do GMG (anos)	20,0
Custo do Sistema GMG (R\$)	0,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	2.000,00
Custo do Diesel (R\$/L)	6,12

4.2 Geração de Energia



5. Sistema de Armazenamento em Baterias (BESS)

5.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Capacidade Nominal (kWh)	10,2
Limite de Carga (kW)	10,2
Limite de Descarga (kW)	10,2
Eficiência de Carga (%)	90,0
Eficiência de Descarga (%)	90,0
SoC Mínimo (%)	20,0
SoC Máximo (%)	80,0
Vida Útil (anos)	15,0
Custo do Sistema (R\$)	18.947,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	133,00

5.1 Atendimento à carga

O sistema de armazenamento em baterias (BESS) conseguiu atender a carga durante as falhas de energia da rede da concessionária.

6. Resultados de Fluxo de Energia

6.1 Fluxo de energia diária

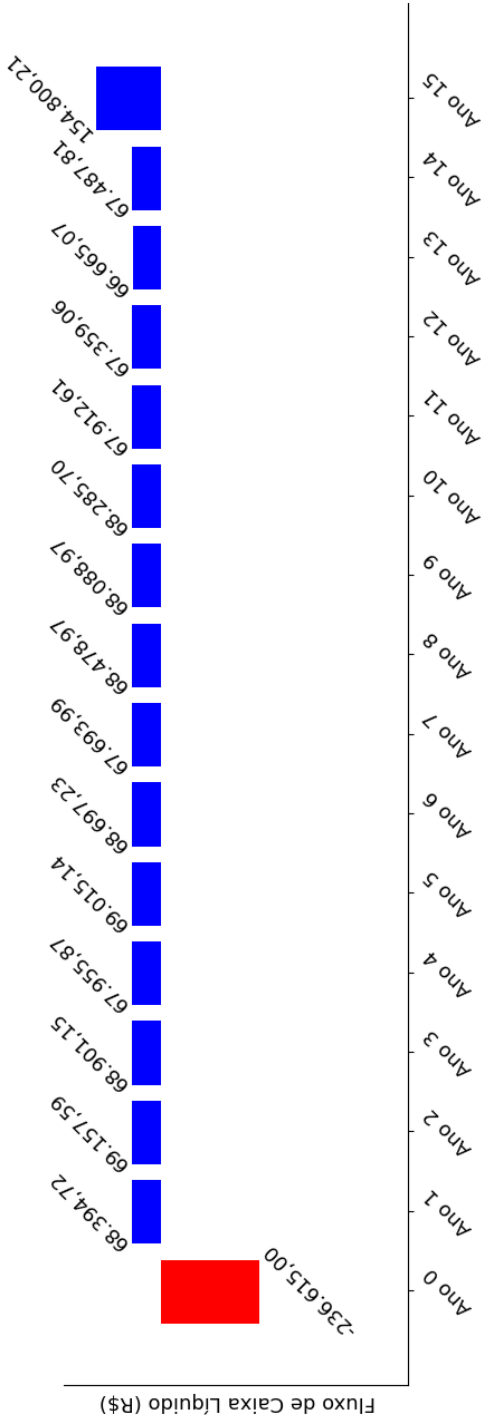
Hora	Modo do Gerador Diesel	Modo da Bateria	Geração Fotovoltaica	Geração Gerador Diesel	Carga da Bateria	Falha da Rede	Carga Hospital	Carga Não Atendida	PV → BESS	Grid → BESS	GMG → Load	GMG → BESS	GMG → Grid	BESS → Load	BESS → Grid	Grid → Load	Grid → BESS	Autoconsumo	Energia Consumida da Rede	Energia Injetada na Rede	Perda Carga BESS	Perda Descarga BESS	Diesel Consumido
0	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
1	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Desligado	Carga	5,4	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,48	0,0	5,4	0,48	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Desligado	Carga	15,1	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	9,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	9,22	0,0	0,0	0,0
8	Desligado	Carga	22,86	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	16,99	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	16,99	0,0	0,0	0,0
9	Desligado	Carga	28,68	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	22,81	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	22,81	0,0	0,0	0,0
10	Desligado	Carga	32,56	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	26,69	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	26,69	0,0	0,0	0,0
11	Desligado	Carga	34,51	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	28,63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	28,63	0,0	0,0	0,0
12	Desligado	Carga	34,51	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	28,63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	28,63	0,0	0,0	0,0
13	Desligado	Carga	32,56	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	26,69	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	26,69	0,0	0,0	0,0
14	Desligado	Carga	28,68	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	22,81	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	22,81	0,0	0,0	0,0
15	Desligado	Carga	22,86	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	16,99	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	16,99	0,0	0,0	0,0
16	Desligado	Carga	15,1	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	9,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	9,22	0,0	0,0	0,0
17	Desligado	Carga	5,4	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,48	0,0	5,4	0,48	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	9,14	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0,0	0,0	9,14	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	9,14	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0,0	0,0	9,14	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	9,14	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0,0	0,0	9,14	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	5,88	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	5,88	0,0	0,0	0,0	0,0

6.2 Indicadores operacionais

Indicador operacional		Valor (%)
Autoconsumo local (l_local)		49,19
Dependência da rede (l_rede)		50,81
Atendimento da carga (l_atend)		100,00

8. Fluxo de Caixa

8.1 Gráfico do Fluxo de Caixa



8.2 Tabela do Fluxo de Caixa

Descrição	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
(+) Receita Bruta																
Economia da fatura de energia	0,00	73869,86	74625,71	74390,34	73427,50	74479,75	74163,60	73177,92	73941,82	73551,82	73739,78	73375,46	72848,26	72161,29	72959,44	73202,89
Economia de combustível	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87067,20
Economia de manutenção do GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Economia de IPVA do GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Economia de seguro do GMG	0,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00
Valor residual do SFCR	0,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00
(-) Custos Operacionais																
Manutenção do SFCR	0,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00
Prestações Financiamento GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Prestações Financiamento SFCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(+) Financiamento																
Valor Financiado GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Financiado SFCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Custos de Investimento																
Diferença de custo entre GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo do SFCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Troca de inversor	217668,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Fluxo de caixa líquido	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Apêndice D – Relatório do HospEnergy para o Cenário 4


HospEnergy

Data: 13/02/2026

Relatório de Simulação

1. Indicadores Econômicos

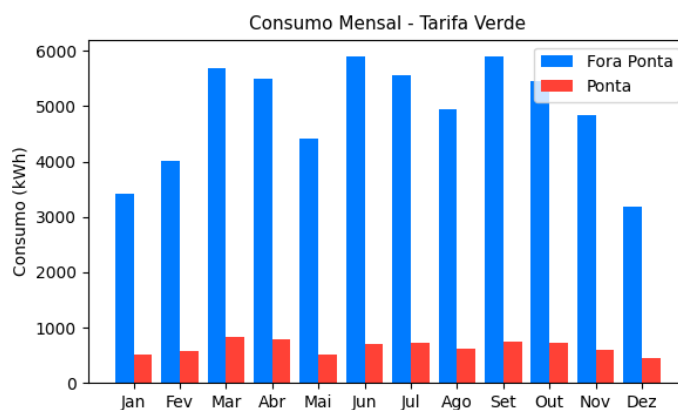
Indicador Econômico	Valor	Interpretação
VPL	374886,52	Projeto viável ($VPL \geq 0$)
Payback (anos)	2,00	Projeto viável ($Payback \leq \text{Vida útil}$)
TIRM Anual (%)	26,20	Projeto viável ($TIRM \geq TMA$)

2. Unidade Consumidora

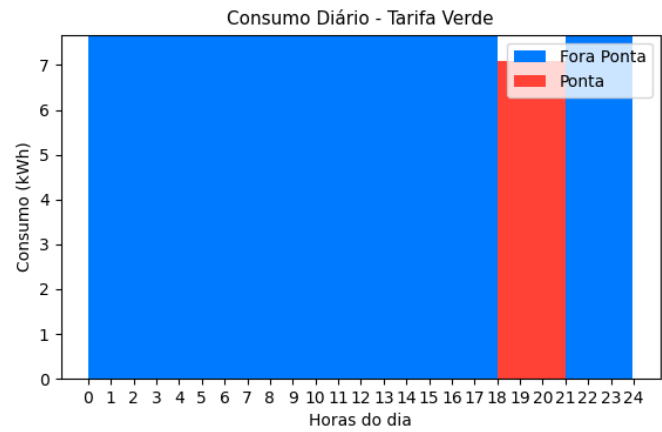
2.1 Caracterização da Unidade Consumidora

Parâmetro	Valor
Cidade	Mossâmedes
Tipo de Instalação	Trifásica
Tipo de Tarifação	Tarifa Verde

2.2 Consumo Mensal de Energia



2.3 Consumo Diário de Energia

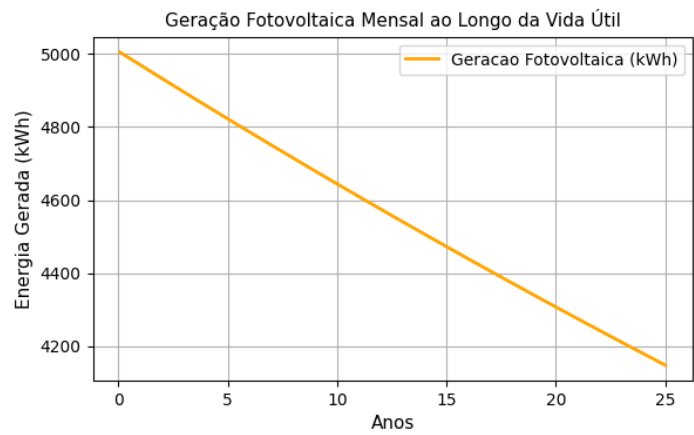


3. Sistema Fotovoltaico

3.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Cidade	Mossâmedes
Potência do SF (kW)	39,0
Irradiância do Pannel (kW/m²)	5,27
Performance Ratio (%)	80,0
Fator de Degradação Anual (%)	0,8
Vida Útil do SF (anos)	25
Vida Útil do Inversor (anos)	15
Custo do Sistema FV (R\$)	128.622,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	1.950,00
Custo de Troca do Inversor (R\$)	49.062,00

3.2 Geração de Energia

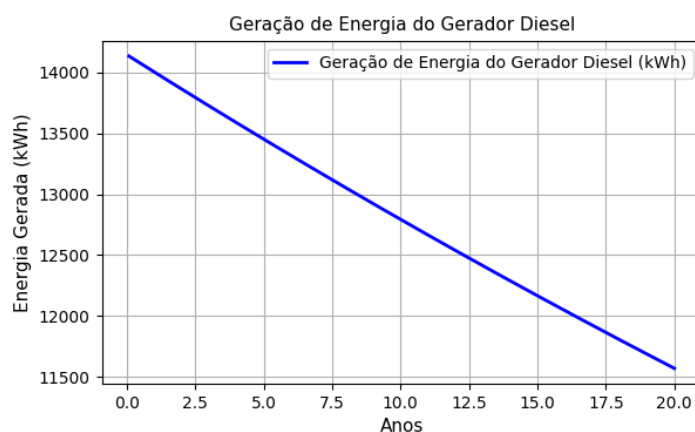


4. Gerador Motor-Gerador a Diesel (GMG)

4.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Potência Aparente do GMG (kVA)	250,0
Potência Ativa Disponível (kW)	167,4
Fator de Potência do Gerador	0,8
Fator de Potência da Carga	0,92
Rendimento do Gerador Elétrico (%)	92,5
Consumo de Diesel (L/h)	6,0
Capacidade do Tanque (L)	100,0
Tempo de Partida (s)	15,0
Fator de Degradação Anual (%)	1,0
Vida Útil do GMG (anos)	20,0
Custo do Sistema GMG (R\$)	0,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	2.000,00
Custo do Diesel (R\$/L)	6,12

4.2 Geração de Energia



5. Sistema de Armazenamento em Baterias (BESS)

5.1 Dados do Sistema

Descrição	Valor
Capacidade Nominal (kWh)	10,2
Limite de Carga (kW)	10,2
Limite de Descarga (kW)	10,2
Eficiência de Carga (%)	90,0
Eficiência de Descarga (%)	90,0
SoC Mínimo (%)	20,0
SoC Máximo (%)	80,0
Vida Útil (anos)	15,0
Custo do Sistema (R\$)	18.947,00
Custo de Manutenção Anual (R\$)	133,00

5.1 Atendimento à carga

O sistema de armazenamento em baterias (BESS) conseguiu atender a carga durante as falhas de energia da rede da concessionária.

6. Resultados de Fluxo de Energia

6.1 Fluxo de energia diária

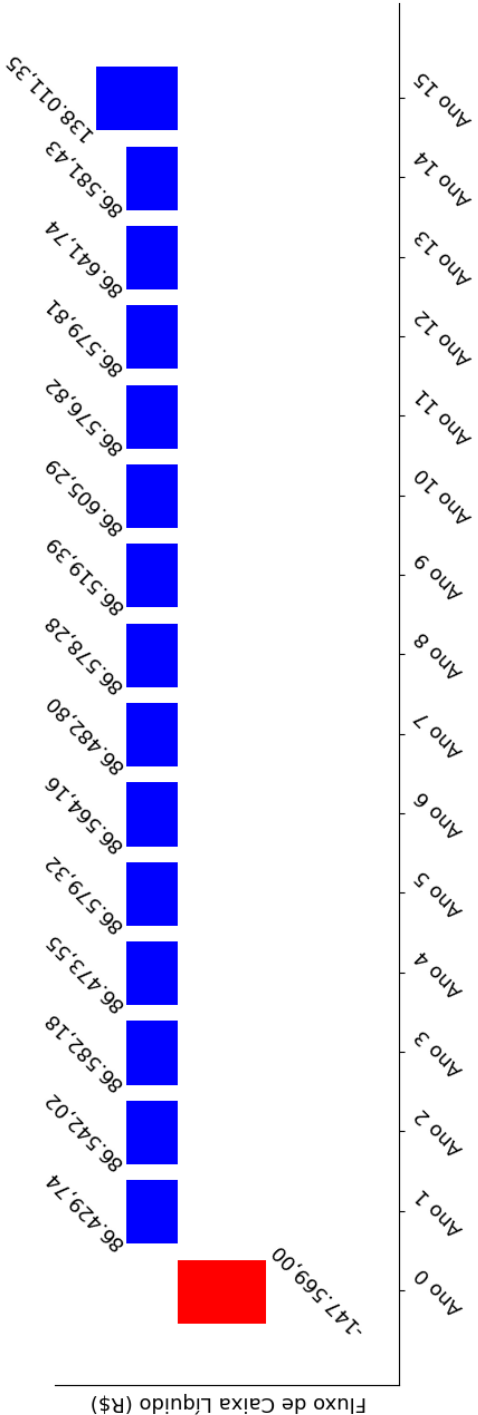
Hora	Modo do Gerador Diesel	Modo da Bateria	Gerção Fotovoltaica	Gerção Gerador Diesel	Carga da Bateria	Falha da Rede	Carga Hospital	Carga Não Atendida	PV → BESS	PV → Grid	GMG → Load	GMG → BESS	GMG → Grid	BESS → Load	BESS → Grid	Grid → Load	Grid → BESS	Autoconsumo	Energia Consumida da Rede	Energia Injetada na Rede	Perda Carga BESS	Perda Descarga BESS	Diesel Consumido
0	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
1	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Desligado	Carga	3,19	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	4,52	0,0	3,19	4,52	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Ligado	Carga	0	8,01	8,19	Sim	8,0	0,0	0	0	7,97	0,04	0	0,03	0	0	0	0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,29
8	Desligado	Carga	13,51	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	5,79	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,72	0,0	5,79	0,0	0,0	0,0
9	Desligado	Carga	16,95	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	9,23	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,72	0,0	9,23	0,0	0,0	0,0
10	Desligado	Carga	19,24	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	11,53	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,72	0,0	11,53	0,0	0,0	0,0
11	Ligado	Carga	0	8,01	8,19	Sim	8,0	0,0	0	0	7,97	0,04	0	0,03	0	0	0	0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,29
12	Desligado	Carga	20,39	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	12,67	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,72	0,0	12,67	0,0	0,0	0,0
13	Desligado	Carga	19,24	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	11,53	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,72	0,0	11,53	0,0	0,0	0,0
14	Ligado	Carga	0	8,01	8,19	Sim	8,0	0,0	0	0	7,97	0,04	0	0,03	0	0	0	0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,29
15	Desligado	Carga	13,51	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	5,79	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,72	0,0	5,79	0,0	0,0	0,0
16	Ligado	Carga	0	8,01	8,19	Sim	8,0	0,0	0	0	7,97	0,04	0	0,03	0	0	0	0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,29
17	Desligado	Carga	3,19	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	4,52	0,0	3,19	4,52	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Ligado	Carga	0,0	154,75	8,19	Não	9,14	0,0	0,0	0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	5,55
19	Ligado	Carga	0,0	154,75	8,19	Não	9,14	0,0	0,0	0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	5,55
20	Ligado	Carga	0,0	154,75	8,19	Não	9,14	0,0	0,0	0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	0,0	0,0	9,14	0,0	145,61	0,0	0,0	5,55
21	Ligado	Carga	0	8,01	8,19	Sim	8,0	0,0	0	0	7,97	0,04	0	0,03	0	0	0	0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,29
22	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Desligado	Carga	0,0	0	8,19	Não	7,72	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	7,72	0,0	0,0	0,0	0,0

6.2 Indicadores operacionais

Indicador operacional	Valor (%)
Autoconsumo local (l_local)	62,38
Dependência da rede (l_rede)	37,62
Atendimento da carga (l_atend)	100,00

8. Fluxo de Caixa

8.1 Gráfico do Fluxo de Caixa



8.2 Tabela do Fluxo de Caixa

Descrição	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
(+) Receita Bruta																
Economia da fatura de energia	0,00	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59	91741,59
Economia de combustível	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51448,80
Economia de manutenção do GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Economia de IPVA do GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Economia de seguro do GMG	0,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00	1950,00
Valor residual do SFCR	0,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00
(-) Custos Operacionais																
Manutenção do SFCR	0,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00
Prestações Financiamento GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Prestações Financiamento SFCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(+) Financiamento																
Valor Financiamento GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Financiamento SFCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Custos de Investimento																
Diferença de custo entre GMG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo do SFCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Troca de inissor	128622,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Fluxo de caixa líquido	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00