



Universidade Federal de Goiás
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

Marcelo Nogueira Bousquet

Sistema de geração fotovoltaica com armazenamento
em baterias Íon-Li para suprimento de serviços
auxiliares em subestações de transmissão

Goiânia
2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES

E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a [Lei 9.610/98](#), o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo das Teses e Dissertações disponibilizado na BDTD/UFG é de responsabilidade exclusiva do autor. Ao encaminhar o produto final, o autor(a) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do material bibliográfico

Dissertação Tese Outro*: _____

*No caso de mestrado/doutorado profissional, indique o formato do Trabalho de Conclusão de Curso, permitido no documento de área, correspondente ao programa de pós-graduação, orientado pela legislação vigente da CAPES.

Exemplos: Estudo de caso ou Revisão sistemática ou outros formatos.

2. Nome completo do autor

Marcelo Nogueira Bousquet

3. Título do trabalho

Sistema de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias Íon-Li para suprimento de serviços auxiliares em subestações de transmissão

4. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador)

Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante:

a) consulta ao(à) autor(a) e ao(à) orientador(a);

b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

Obs. Este termo deverá ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Enes Goncalves Marra, Professor do Magistério Superior**, em 14/10/2025, às 16:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Nogueira Bousquet, Usuário Externo**, em 14/10/2025, às 16:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5722529** e o código CRC **BDA58DF1**.

Referência: Processo nº 23070.046203/2025-81

SEI nº 5722529

Marcelo Nogueira Bousquet

Sistema de geração fotovoltaica com armazenamento
em baterias Íon-Li para suprimento de serviços
auxiliares em subestações de transmissão

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica e de Computação, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica.
Linha de pesquisa: Sistemas Eletroeletrônicos.

Orientador: Prof. Dr. Enes Gonçalves Marra

Goiânia
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Bousquet, Marcelo Nogueira

Sistema de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias Íon-Li para suprimento de serviços auxiliares em subestações de transmissão [manuscrito] / Marcelo Nogueira Bousquet. - 2025. CXXXIV, 134 f.

Orientador: Prof. Dr. Enes Gonçalves Marra.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2025.

Bibliografia. Apêndice.

Inclui siglas, fotografias, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Armazenamento de energia. 2. Baterias íon-Lítio. 3. Geração fotovoltaica. 4. Serviços auxiliares. 5. Subestações de transmissão. I. Marra, Enes Gonçalves, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Ata nº 28 da sessão de Defesa de Dissertação de MARCELO NOGUEIRA BOUSQUET, que confere o título de Mestre em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia Elétrica**.

Aos **dezenove dias do mês de setembro de dois mil e vinte e cinco**, a partir das **9 horas**, na **sala Caryocar brasileiro - Bloco A - Piso 3 - EMC/UFG**, realizou-se a sessão pública de Defesa de Dissertação intitulada “**Sistema de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias Íon-Li para suprimento de serviços auxiliares em subestações de transmissão**”. Os trabalhos foram instalados pelo Orientador, Professor Doutor **Enes Gonçalves Marra - (EMC/UFG)** com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professor Doutor **Pedro José Abrão - (IFG)**, Membro Titular Externo, Professor Doutor **Bernardo Pinheiro de Alvarenga - (EMC/UFG)** membro titular Interno, **cujas participações ocorreram presencialmente**. O candidato, Marcelo Nogueira Bouquet, apresentou, em cerca de quarenta minutos, os objetivos, as atividades realizadas, os resultados e as contribuições da dissertação de mestrado. Após a apresentação, a Banca Examinadora arguiu o candidato, solicitou esclarecimentos e debateu acerca dos resultados e contribuições da dissertação. Os membros da banca **não fizeram** sugestão para alteração do título do trabalho. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Dissertação, tendo sido o candidato **aprovado**. Proclamados os resultados pelo Professor Doutor **Enes Gonçalves Marra**, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora e pelo discente, aos **dezenove dias do mês de setembro de dois mil e vinte e cinco**.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA



Documento assinado eletronicamente por **Enes Goncalves Marra, Professor do Magistério Superior**, em 19/09/2025, às 11:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bernardo Pinheiro De Alvarenga, Professor do Magistério Superior**, em 19/09/2025, às 11:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro José Abrão, Usuário Externo**, em 19/09/2025, às 11:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Nogueira Bousquet, Usuário Externo**, em 19/09/2025, às 12:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5650852** e o código CRC **553301A5**.

Referência: Processo nº 23070.046203/2025-81

SEI nº 5650852

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador(a).

Marcelo Nogueira Bousquet

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (2005). Possui MBA em Gestão de Projetos em Engenharia e Arquitetura pelo Instituto de Pós-Graduação - IPOG (2013) e Especialização em Gestão de Negócios pela Fundação Dom Cabral - FDC (2018). Participou da construção e operação de empreendimentos de geração e transmissão. Atualmente é empreendedor do ramo de locação de geradores e gestor/executor de projetos de pesquisa e desenvolvimento no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Este trabalho é dedicado à minha esposa e
filhas, aos meus pais e ao meu irmão.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me conceder uma vida cheia de oportunidades.

Aos meus pais, Jadson e Márcia, por me direcionarem no caminho e ao meu irmão, Flávio, por me ensinar o valor da simplicidade.

À minha esposa e filhas, Pérola, Lorena e Sofia, pelo suporte e carinho.

Ao meu orientador, prof. Dr. Enes Gonçalves Marra, pela oportunidade de capacitação através da realização deste mestrado e pela confiança em meu potencial.

Ao empreendedor Célio de Oliveira, pelo incentivo à inovação tecnológica como ferramenta de potencialização de resultados para o setor elétrico.

Às empresas Goiás Transmissão, MGE Transmissão, Transenergia Renovável, Transenergia São Paulo, Triângulo Mineiro Transmissora de Energia, Vale do São Bartolomeu Transmissão de Energia e Firminópolis Transmissão pelo financiamento do projeto PD-07351-0001/2022 ANEEL, pelo qual este trabalho se concretizou. Um agradecimento especial aos diretores dessas empresas, notadamente aos cordiais Antônio Costa e Cássio Vieira.

Às empresas Pantanal Transmissão, Caldas Novas Transmissão, Firminópolis Transmissão, Transenergia Goiás e Lago Azul Transmissão, financiadoras do projeto PD-08554-0001/2020 ANEEL, e aos seus respectivos diretores, em especial Dirceu e Lauriston.

À toda a equipe de pesquisa e desenvolvimento, em especial aos professores Sérgio Pimentel (EMC/UFG), José Wilson (EMC/UFG), Bernardo Pinheiro (EMC/UFG) e Leovir Junior (IFG), pelo apoio nas pesquisas.

Ao experiente chefe do Centro de Operações de Sistemas Elétricos, Francisco Bitencourt, pelos sábios aconselhamentos técnicos.

Por fim, agradeço a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para esta conquista.

“O segredo do sucesso é a constância do propósito.”

(Benjamin Disraeli)

Resumo

BOUSQUET, M.N., Sistema de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias íon-Li para suprimento de serviços auxiliares em subestações de transmissão. Goiânia, 2025. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás.

Subestações e linhas de transmissão possibilitam o fluxo de energia desde as fontes de geração até os centros de distribuição. Esses ativos dispõem de sistemas auxiliares, providos por fontes internas ou externas de energia, que devem ser capazes de manter sua continuidade operativa. Este trabalho investiga a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias de íons de lítio (LiBESS-PV) como fonte de suprimento para os sistemas auxiliares de subestações de transmissão. A pesquisa empregou uma revisão sistemática da literatura e simulações com HOMER Pro, comparando a solução proposta com fontes convencionais como o gerador a diesel (GMG) e a rede de distribuição. Atuando como fonte exclusiva, o LiBESS-PV apresentou um Custo Nivelado de Energia (LCOE) de R\$ 2,28/kWh e um Custo Presente Líquido (CPL) de R\$ 1,40 milhão. Tais valores são significativamente inferiores aos R\$ 5,84/kWh e R\$ 3,59 milhões do GMG, o que evidencia a vantagem econômica da alternativa renovável. Em arranjos de múltiplas fontes, o LiBESS-PV demonstrou superioridade econômica em relação aos ramais de distribuição com extensões maiores que 7 km, apresentando um LCOE de R\$ 1,76/kWh e um NPC de R\$ 1,24 milhão para configurações com dimensionamento otimizado. A investigação valida a viabilidade da proposta, destacando sua capacidade de assegurar a resiliência do sistema elétrico e reduzir as emissões de carbono, especialmente em subestações isoladas ou que não disponham de fontes internas.

Palavras-chave: armazenamento de energia, baterias íon-Lítio, geração fotovoltaica, serviços auxiliares, subestações de transmissão.

Abstract

BOUSQUET, M.N., Photovoltaic Generation System with Lithium-ion Battery Storage for Auxiliary Services Supply in Transmission Substations. Goiânia, 2025. MSc. Dissertation. Graduate Program in Electrical and Computer Engineering, School of Electrical, Mechanical and Computer Engineering, Federal University of Goiás.

Substations and transmission lines facilitate the flow of energy from generation sources to distribution centers. These assets are equipped with auxiliary systems, powered by internal or external energy sources, that must be able to maintain their operational continuity. This work investigates the technical and economic feasibility of a photovoltaic system with lithium-ion battery storage (LiBESS-PV) as a supply source for transmission substation auxiliary systems. The research used a systematic literature review and simulations with HOMER Pro, comparing the proposed solution with conventional sources such as the diesel generator (GMG) and the distribution grid. Operating as a single source, the LiBESS-PV presented a Levelized Cost of Energy (LCOE) of R\$ 2.28/kWh and a Net Present Cost (NPC) of R\$ 1.40 million. These values are significantly lower than the R\$ 5.84/kWh and R\$ 3.59 million of the GMG, which highlights the economic advantage of the renewable alternative. In multi-source arrangements, the LiBESS-PV demonstrated economic superiority over distribution lines with extensions longer than 7 km, presenting an LCOE of R\$ 1.76/kWh and an NPC of R\$ 1.24 million for configurations with optimized sizing. The investigation validates the proposal's feasibility, emphasizing its ability to ensure the resilience of the electrical system and reduce carbon emissions, especially in isolated substations or those without internal sources.

Keywords: auxiliary services, energy storage, Lithium-ion batteries, photovoltaic generation, transmission substations.

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Fluxograma do procedimento metodológico da revisão de literatura.....	29
Figura 3.1 – Vista aérea da SE Trindade e vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis.....	36
Figura 3.2 – Planta do edifício de comando da Firminópolis Transmissão na SE Trindade....	38
Figura 3.3 – Esquema das fontes de alimentação dos serviços auxiliares.....	39
Figura 3.4 – Medições de campo utilizando o analisador Fluke 435-II da UFG	42
Figura 3.5 – Dispersão dos registros diários das potências elétricas máximas	43
Figura 3.6 – Gráfico dos valores diários do consumo de energia dos serviços auxiliares	45
Figura 3.7 – Solução proposta como quarta fonte de alimentação dos serviços auxiliares.....	46
Figura 3.8 – Concepção inicial de conexão do LiBESS-PV aos serviços auxiliares	50
Figura 3.9 – Topologia adotada para a conexão da nova fonte LiBESS-PV aos serviços auxiliares.....	50
Figura 3.10 – Esquema de alimentação dos serviços auxiliares em corrente alternada	52
Figura 3.11 – Ausência de fontes CA: casos de dificuldade no atendimento aos Procedimentos de Rede	52
Figura 3.12 – Modelagem da carga elétrica dos serviços auxiliares	54
Figura 3.13 – Esquema elétrico 1: GMG como fonte exclusiva dos serviços auxiliares	56
Figura 3.14 – Esquema elétrico 2: LiBESS-PV como fonte exclusiva dos serviços auxiliares	58
Figura 3.15 – Registros horários da potência ativa total máxima dos serviços auxiliares	59
Figura 3.16 – Registros da região 3: energia ativa diária consumida e potência ativa total	60
Figura 3.17 – Ajuste de parâmetros e nova modelagem da carga elétrica dos serviços auxiliares	61
Figura 3.18 – Modelagem da rede de distribuição com parametrização dos custos por quilômetro.....	64
Figura 4.1 – Sumário elétrico do cenário GMG Principal e Reserva	70
Figura 4.2 – Carga elétrica atendida e não atendida e potência de saída dos GMGs Principal e Reserva	71
Figura 4.3 – Detalhe do não atendimento à carga elétrica pelos GMGs Principal e Reserva ..	72
Figura 4.4 – Sumário elétrico do cenário LiBESS-PV-PCS	73

Figura 4.5 – Mapa de calor da potência de saída da geração PV e Inversor do PCS	74
Figura 4.6 – Mapa de calor do estado de carga do LiBESS e potência de saída do Retificador do PCS	75
Figura 4.7 – Carga elétrica atendida e não atendida e estado de carga (SOC) do LiBESS	77
Figura 4.8 – Detalhe do não atendimento à carga elétrica pelos LiBESS-PV.....	78
Figura 4.9 – Esquema elétrico da Rodada 2: Rede, GMG e LiBESS-PV-PCS.....	82
Figura A.1 – Etapas da Revisão Sistemática de Literatura	103
Figura A.2 – Resultados da busca inicial por base científica pesquisada.....	109
Figura A.3 – Identificação de resultados únicos e duplicados por científica	110
Figura A.4 – Resultados únicos selecionados para formação da base do referencial teórico	110
Figura A.5 – Questionário de qualidade de um dos estudos avaliados	111
Figura A.6 – Formulário de extração de dados na ferramenta Parsifal	112
Figura A.7 – Número de resultados encontrados em cada base digital por estratégia de busca	113
Figura A.8 – Critérios de inclusão (à esquerda) e de exclusão dos estudos selecionados	115
Figura A.9 – Quantidade de estudos por nota de qualidade	116
Figura B.1 – Equipamentos de pátio do vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis na SE Trindade.....	118
Figura B.2 – Layout do edifício de comando	121

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Estudos que integram o referencial teórico deste trabalho	30
Tabela 3.1 – Equipamentos do vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis na SE Trindade .	37
Tabela 3.2 – Painéis e equipamentos instalados no edifício de comando	38
Tabela 3.3 – Classificação das cargas elétricas em corrente alternada dos serviços auxiliares	40
Tabela 3.4 – Levantamento e classificação das cargas dos serviços auxiliares	41
Tabela 3.5 – Consumo diário de energia pelas cargas providas pelos dos serviços auxiliares	44
Tabela 3.6 – Dimensionamento da nova fonte de energia dos serviços auxiliares	51
Tabela 3.7 – Parâmetros financeiros do GMG utilizados na simulação.....	56
Tabela 3.8 – Parâmetros financeiros do sistema LiBESS-PV utilizados na simulação	58
Tabela 3.9 – Composição de custos de execução de ramal de linha de distribuição.....	62
Tabela 3.10 – Custo total do ramal de linha de distribuição por nível de tensão e por extensão	63
Tabela 4.1 – Indicadores econômicos das fontes GMG e LiBESS-PV.....	79
Tabela 4.2 – Esquema elétrico da Rodada 2: Rede, GMG e LiBESS-PV-PCS	82
Tabela 4.3 – Matriz de resultados da Rodada 2: Custo Presente Líquido (NPC).....	84
Tabela 4.4 – Matriz de resultados da Rodada 2: Custo Nivelado de Energia (LCOE)	86
Tabela 4.5 – Matriz SWOT: Forças e Fraquezas - Oportunidades e Ameaças	90
Tabela A.1 – Perguntas de pesquisa e seus respectivos códigos atribuídos	103
Tabela A.2 – Horizonte de busca, palavras-chave e repositórios digitais de literatura.....	104
Tabela A.3 – Estratégias de busca: palavras-chave combinadas por operadores booleanos..	105
Tabela A.4 – Critérios de seleção de estudos para base referencial da revisão.....	106
Tabela A.5 – Questionário de avaliação da qualidade dos estudos selecionados.....	107
Tabela A.6 – Formulário de extração de dados dos estudos selecionados	108
Tabela A.7 – Distribuição dos estudos encontrados de acordo com a base de dados	114
Tabela B.1 – Listagem dos equipamentos de pátio	120
Tabela B.2 – Carga elétrica instalada dos serviços auxiliares.....	122

Lista de Abreviaturas e Símbolos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de armazenamento de energia em baterias)
CA	Corrente Alternada
Cbat	Capacidade Nominal de cada elemento de Bateria
CC	Corrente Contínua
DG	<i>Diesel Generator</i> (Gerador a diesel)
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de Descarga)
EA	Energia Armazenada no Banco de Baterias
EAbat	Energia Armazenada em cada elemento da Bateria
Edia	Energia Diária
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FP	Fator de Potência
GMG	Grupo Motor Gerador
HSP	Horas de Sol Pleno
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IRR	<i>Internal rate of return</i> (Taxa Interna de Retorno)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LiBESS	<i>Lithium-ion Battery Energy Storage System</i> (Sistema de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio)

LiBESS-PV	<i>Lithium-ion Battery Energy Storage System with Photovoltaic Integration</i> (Sistema de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio com integração fotovoltaica)
LiFePO4	Fosfato de lítio ferro
Íon-Li	<i>Lithium-ion</i> (Íons de Lítio)
LT	Linha de transmissão
NPC	<i>Net Present Cost</i> (Custo Presente Líquido)
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
Pcatrif	Potência Trifásica em Corrente Alternada
PCS	<i>Power Converter System</i> (Sistema Conversor de Potência)
PerBat	Perdas Internas no Banco de Baterias
Pfv _{mín}	Potência Fotovoltaica Mínima
P _{inv}	Potência do Inversor Fotovoltaico
P _{med}	Potência média
P _{pcs}	Potência Nominal do PCS
PR	<i>Performance Ratio</i> (Rendimento Global do Sistema Fotovoltaico)
P _{saux}	Potência instalada dos Serviços Auxiliares
P _{sfv}	Potência instalada do Sistema Fotovoltaico
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
QSA-CA	Quadro de Serviço Auxiliar em Corrente Alternada

ROI	<i>Return on Investment</i> (Retorno do Investimento)
RSL	Revisão Sistemática de Literatura
Saux	Serviços Auxiliares
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TD	Taxa de Desempenho
TDesc	Tempo de Descarga
TP	Transformador de Potencial
TRL	<i>Technology Readiness Level</i> (Nível de Maturidade Tecnológica)
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
Vcc	Tensão em Corrente Contínua
Vcel	Tensão Nominal da Célula de Bateria
Vef	Tensão eficaz
Vp	Tensão de pico
η	Rendimento

Trabalhos Submetidos e Publicados

Trabalhos aprovados e/ou publicados:

- BOUSQUET, M. N.; ALELUIA JUNIOR, L. C.; GOMES, L. C.; MARRA, E. G. *Powering Substations: a Comparative Analysis*. In: *International Symposium on Energy: Energy Transition, Green Hydrogen and Sustainable Industry - ISE 2024*, Goiânia, Goiás, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.55592/ise.v2i1.11201>. Acesso em: 18 jul. 2025. **DOI: 10.55592/ise.v2i1.11201**
- PIMENTEL, S. P.; BOUSQUET, M. N.; ROSA, T. A. B.; ALELUIA JUNIOR, L. C.; MARRA, E. G.; NERYS, J. W. L.; GOMES, L. C. A Systematic Literature Review on Li-Ion BESSs Integrated with Photovoltaic Systems for Power Supply to Auxiliary Services in High-Voltage Power Stations. *Energies*, [S. l.], v. 18, n. 13, p. 3544, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en18133544>. Acesso em: 18 jul. 2025. **DOI: 10.3390/en18133544**
- ROSA, T. A. B.; BOUSQUET, M. N.; ALELUIA JUNIOR, L. C.; MARRA, E. G.; GOMES, L. C. **Simulation of Photovoltaic System with Battery Storage for Supply of Auxiliary Services in High Voltage Substation**. In: *International Symposium on Energy: Energy Transition, Green Hydrogen and Sustainable Industry - ISE 2025*, Fortaleza, Ceará, 2025. **Artigo aceito para apresentação e publicação nos anais do evento.**

Sumário

CAPÍTULO 1.....	23
Introdução	23
1.1 Contexto	24
1.2 Objetivo Geral	25
1.3 Objetivos Específicos	26
1.4 Justificativa.....	26
1.5 Estrutura	27
CAPÍTULO 2.....	28
Revisão Bibliográfica.....	28
2.1 Referencial Teórico	31
2.2 Considerações Finais.....	34
CAPÍTULO 3.....	35
Materiais e Métodos.....	35
3.1 O Caso de Aplicação	35
3.2 Levantamento de Dados	39
3.3 Dimensionamento e Topologia da Solução.....	45
3.4 Simulações Computacionais	51
3.4.1 Rodada 1: LiBESS-PV ou GMG como fonte exclusiva de suprimento do Saux	53
3.4.2 Rodada 2: Arranjo Rede-LiBESS-PV-GMG como solução de suprimento do Saux....	58
3.5 Estudo de Viabilidade e Análise de Sensibilidade	65
3.6 Considerações Finais.....	67
CAPÍTULO 4.....	68
Resultados e Discussões.....	68
4.1 Rodada 1: LiBESS-PV ou GMG como fonte exclusiva de suprimento dos serviços auxiliares em corrente alternada (Saux).....	69
4.1.1 Análise Técnica	69

4.1.2	Análise Econômica.....	79
4.2	Rodada 2: Arranjo Rede-LiBESS-PV-GMG como solução de suprimento do Saux.....	81
4.2.1	Análise Técnica.....	81
4.2.2	Análise Econômica.....	83
4.2.3	Análise SWOT.....	87
4.3	Considerações Finais.....	91
CAPÍTULO 5.....		93
Conclusões e Perspectivas.....		93
5.1	Perspectivas para Trabalhos Futuros.....	96
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		98
APÊNDICE A.....		102
Revisão Sistemática de Literatura.....		102
A.1	Revisão Sistemática de Literatura.....	102
A.1.1	Planejamento.....	103
A.1.2	Condução.....	108
A.2	Análise Bibliométrica.....	112
APÊNDICE B.....		117
Projetos Executivos do Caso Modelo.....		117
B.1	Equipamentos de pátio do vão de linha.....	117
B.2	Edifício de comando da Firminópolis Transmissão na SE Trindade.....	121
APÊNDICE C.....		123
Resultados das Simulações.....		123
C.1	Rodada 1: GMG como fonte exclusiva do Saux.....	123
C.2	Rodada 1: LiBESS-PV como fonte exclusiva do Saux.....	129

Capítulo 1

Introdução

Políticas de incentivo ao desenvolvimento das denominadas tecnologias verdes são uma tendência no cenário mundial. Através de subsídios e regulamentações específicas, governos de diversos países têm promovido a implementação de fontes renováveis de geração e, progressivamente, alterando a característica de seus parques geradores. Esse movimento, conhecido como transição energética, promove a diversificação das matrizes geradoras, diminuindo a participação de usinas baseadas em combustíveis fósseis e contribuindo com a resiliência dos sistemas elétricos. Porém, a natureza intermitente das fontes de geração solar fotovoltaica e eólica adiciona insegurança e imprevisibilidade de suprimento ao sistema. Por isso, a integração de tecnologias de armazenamento de energia garante a previsibilidade do atendimento à demanda, melhora a qualidade do fornecimento, permite postergar investimentos em infraestrutura de geração, transmissão e distribuição e fomenta inovações nos modelos de comercialização de energia e prestação de serviços ancilares¹ à rede.

Entre as diversas alternativas para o armazenamento de energia, as baterias de íons de lítio (íon-Li) vêm se destacando como uma das principais tecnologias a ser utilizada nas matrizes elétricas futuras. Devido à sua alta densidade de energia e vida útil alongada, essa tecnologia, que passou a ser comercializada na década de 1990, veio a se tornar a escolha padrão para dispositivos eletrônicos portáteis a partir dos anos 2000. Na década de 2010, principalmente com o desenvolvimento dos veículos elétricos, surgiu um forte impulsionamento da pesquisa e da produção em larga escala das baterias íon-Li.

Atualmente, melhorias na densidade de energia, durabilidade, profundidade de descarga, capacidade de armazenamento, ciclo de vida, segurança e custo contribuíram para tornar

¹ Serviços que garantem a operação adequada e a segurança do Sistema Interligado Nacional. Exemplos: controle de frequência, suporte de reativos, reserva de potência operativa, autorrestabelecimento etc.

as baterias de íons de lítio uma escolha interessante para situações críticas. Assim, aplicações em armazenamento estacionário, sobretudo em redes elétricas e sistemas de energia renovável, começam a ser mais amplamente exploradas.

Esse trabalho analisa aspectos técnicos e econômicos de uma forma alternativa de suprimento de energia elétrica para serviços auxiliares de subestações de transmissão com a utilização de um sistema de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio (LiBESS) e geração fotovoltaica (PV) associada. Este capítulo traz o contexto geral do Sistema Interligado Nacional, destacando-se os desafios e a importância de se assegurar a continuidade operativa dos ativos de transmissão. Também são apresentados os objetivos e justificativas da pesquisa, além da estrutura da dissertação.

1.1 Contexto

No Brasil, a malha formada pelas fontes de geração centralizada e as redes de transmissão de energia elétrica recebe a denominação de Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa rede interconectada possibilita o intercâmbio de energia entre diferentes regiões do país, suprindo o mercado consumidor com segurança e economia (ONS, 2024a). A coordenação e o controle operativo do SIN são responsabilidades do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que atua sob a regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Na operação em tempo real, os sistemas elétricos estão suscetíveis à ocorrência de diversos tipos de perturbações. Parte desses distúrbios culminam na interrupção do fornecimento de energia, cujo grau de impacto resulta de fatores como a causa, a duração, a recorrência, a abrangência geográfica, o montante de carga afetado, entre outros (ONS, 2024b).

As Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL determinam que a qualidade do serviço seja aferida conforme disponibilidade e capacidade operativa das linhas de transmissão (LT) e subestações (SE). Um mecanismo chamado Parcela Variável vincula um sinal econômico ao desempenho operacional das instalações de transmissão, impondo um ônus financeiro sobre a remuneração da concessionária (ANEEL, 2022; Aquino e Vale, 2009).

As subestações de alta tensão desempenham um papel fundamental no SIN. Com seus equipamentos de manobra, controle e proteção, elas compõem as extremidades das linhas de transmissão, possibilitando o fluxo de energia elétrica para todo o país. As subestações podem ainda realizar a função de transformação, por meio da elevação ou rebaixamento do nível de tensão da energia transmitida (ONS, 2020). Seu funcionamento rotineiro é garantido por um

conjunto de painéis e equipamentos denominado de serviços auxiliares (Saux). Em condições de restrição, esses sistemas devem manter o suprimento das cargas essenciais de forma a garantir a continuidade operativa até que as equipes de manutenção restabeleçam a normalidade da operação (Mamede Filho, 2022).

O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE, [s.d.]) indica como fontes mais usuais de alimentação dos sistemas auxiliares o terciário do transformador de potência, o barramento da subestação, uma linha de distribuição ou um gerador de emergência. Em ordem de prioridade, a mais confiável é eleita como fonte principal. A segunda funciona como redundância da principal. Caso esteja disponível ou se faça necessário, uma terceira fonte será utilizada como emergencial, se faltarem as duas primeiras (IEEE, 2017).

O operador do sistema elétrico brasileiro determina que sejam utilizadas, no mínimo, duas fontes em corrente alternada (CA) para suprimento dos serviços auxiliares. Podem-se empregar uma externa, oriunda da distribuidora local, e outra interna da própria subestação ou duas internas. Na impossibilidade de se estabelecer uma das configurações, o agente de transmissão deve submeter ao ONS uma proposta alternativa contendo duas fontes independentes de suprimento de energia em CA para os serviços auxiliares (ONS, 2020).

Os geradores a diesel (DG) são comumente utilizados como fonte emergencial de energia. Em subestações situadas em áreas distantes da rede de distribuição (ausência de fonte externa) ou sem o elemento de transformação (ausência de fonte interna), geradores podem figurar como fonte principal e de emergência para os serviços auxiliares. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atualmente 238 subestações do SIN não fazem a função de transformação (EPE, 2024a). Nesse contexto, as tecnologias de armazenamento renovável de energia possibilitam novas alternativas de alimentação dos serviços auxiliares de subestações, agregando maior sustentabilidade.

1.2 Objetivo Geral

Considerando o contexto apresentado, o objetivo geral desse trabalho é avaliar a viabilidade do uso de uma fonte de geração fotovoltaica com armazenamento de energia em baterias íons de lítio (LiBESS-PV), em operação isolada da rede de distribuição, visando o suprimento dos serviços auxiliares de subestações de transmissão.

1.3 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral proposto, serão necessários os seguintes objetivos específicos:

i. Levantamento do Marco Teórico: mapear o estado da arte sobre a utilização de geração fotovoltaica ou outras fontes locais associadas a sistemas de armazenamento de energia em baterias para o suprimento de serviços auxiliares de subestações;

ii. Simulação Computacional: desenvolver e realizar simulações computacionais da topologia e arquitetura de fontes de alimentação e cargas dos serviços auxiliares de uma subestação de transmissão. As simulações considerarão tanto as fontes tradicionais quanto a nova alternativa proposta, com o intuito de avaliar o custo, a confiabilidade e a resiliência das diferentes configurações.

iii. Estudo de Viabilidade e Análise Comparativa: conduzir um estudo de viabilidade do uso de LiBESS-PV como fonte de suprimento dos serviços auxiliares de subestações de transmissão, incluindo uma análise comparativa entre o sistema proposto e as fontes tradicionalmente utilizadas no setor elétrico brasileiro, considerando aspectos técnicos e econômicos.

1.4 Justificativa

Esse estudo se justifica, primeiramente, pela proposta de assegurar a resiliência da rede de transmissão, essencial para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica em situações adversas. Além disso, a pesquisa abre caminho para uma nova alternativa de atendimento aos Procedimentos de Rede (ONS, 2020), oferecendo uma fonte de energia inovadora e sustentável.

Por fim, considerando as fontes tradicionais de suprimento de serviços auxiliares de subestações, essa abordagem também apresenta potencial para mitigar os problemas de baixo desempenho das redes de distribuição rurais e superar as limitações técnico-operacionais dos geradores de emergência a diesel, que apresentam altos custos operacionais e impactos ambientais negativos. Ao abordar esses desafios, essa dissertação deve contribuir para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, promovendo a adoção de tecnologias mais eficientes e sustentáveis.

1.5 Estrutura

Essa dissertação está estruturada em cinco capítulos. O Capítulo 1 faz uma introdução, contextualizando o problema de pesquisa, definindo os objetivos geral e específicos e apresentando a justificativa e estrutura do trabalho. O Capítulo 2 levanta os referenciais teóricos da pesquisa através de uma revisão sistemática de literatura, descrevendo a metodologia empregada nesse processo e oferecendo uma análise bibliométrica dos resultados. No Capítulo 3, está descrita a metodologia empregada no desenvolvimento da pesquisa. O Capítulo 4 traz resultados e discussões e, por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica é de extrema importância em qualquer trabalho científico, pois fornece o contexto teórico e empírico que embasa o estudo em questão. Neste capítulo, serão apresentadas as principais teorias, estudos e pesquisas relevantes ao tema desse trabalho, visando identificar as lacunas existentes na literatura e justificar a importância da presente pesquisa. Além disso, serão discutidos os conceitos-chave e as abordagens metodológicas adotadas por estudos anteriores, fornecendo uma base sólida a construção deste trabalho.

A robustez do setor elétrico depende não só da capacidade de transporte de energia, mas da disponibilidade e continuidade operativa das instalações de transmissão. Conforme explicado no Capítulo 1, as subestações de transmissão são essenciais para o Sistema Interligado Nacional. A indisponibilidade de operação desses ativos pode gerar desdobramentos de grande abrangência à medida que afeta diretamente uma grande quantidade de unidades consumidoras.

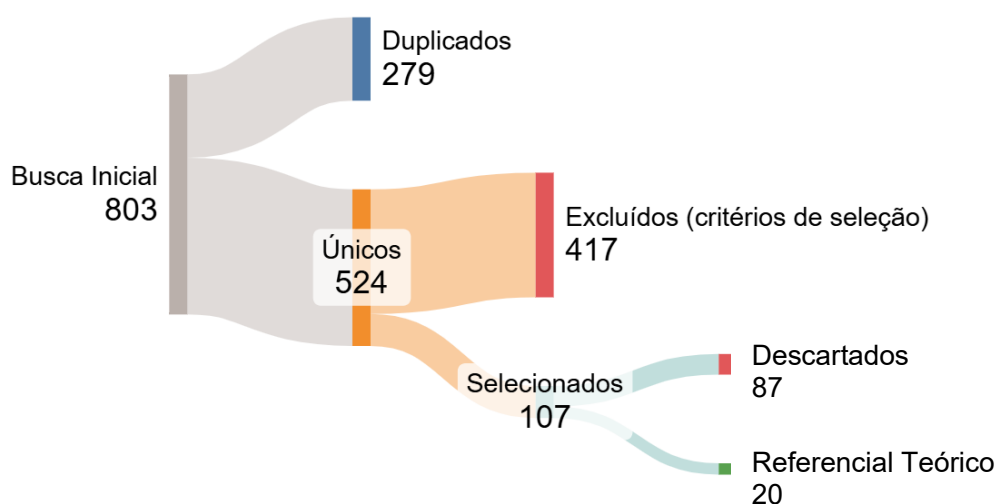
No Brasil, os requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos, descritos pelo ONS (ONS, 2020), delegam ao agente de transmissão a responsabilidade da proposição de fonte alternativa, em corrente alternada, para suprimento dos serviços auxiliares de subestações que não tenham acesso à fonte externa e/ou internas. A ausência do elemento de transformação ou nos casos em que a subestação está localizada distante dos grandes centros urbanos e, portanto, afastada da rede de distribuição, configuram-se exemplos onde geradores a diesel, comumente empregados como fontes emergenciais, também são utilizados como fonte principal de energia.

Nesse contexto, o mapeamento do estado da arte sobre a utilização de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias de íons de lítio como fonte de energia para subestações foi realizado com base na metodologia de Revisão Sistemática de Literatura (RSL) proposta por (Kitchenham e Charters, 2007). Através de um processo de três etapas, contemplando o planejamento, a condução e a documentação dos resultados, a RSL conta com uma abordagem que permite identificar estudos relevantes enquanto minimiza erros sistemáticos e aleatórios

(Demerval et. al., 2020). A adoção dessa técnica de revisão, além de contribuir para o levantamento do referencial teórico deste pesquisa, também possibilitou a publicação do artigo “*A Systematic Literature Review on Li-Ion BESSs Integrated with Photovoltaic Systems for Power Supply to Auxiliary Services in High-Voltage Power Stations*” (Pires Pimentel et al., 2025). O detalhamento da metodologia empregada encontra-se no **Apêndice A**.

A investigação buscou identificar os artigos mais relevantes publicados na última década que demonstram a possibilidade de uso de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias de Íons de Lítio (LiBESS) associados à geração Fotovoltaica (PV) como fonte de energia para subestações. Isso direcionou as estratégias de busca de artigos científicos para quatro renomados repositórios digitais de literatura: IEEE Xplore, Science Direct, Scopus e Web of Science. Neles, foram encontrados 803 resultados iniciais que, após eliminação de duplicatas, resultaram em 524 estudos únicos. Critérios de seleção, listados na **Tabela A.4**, foram aplicados nessa amostra para identificar os estudos que tratavam da operação integrada de LiBESS com geração fotovoltaica, além da utilização desses sistemas em aplicações isoladas da rede ou na oferta de serviços ancilares. Dessa forma, 107 estudos considerados elegíveis para a formação do corpo bibliográfico foram, então, submetidos a uma avaliação de qualidade. A avaliação os ranqueou conforme sua menor ou maior relevância e aderência ao tema da pesquisa. Após leitura criteriosa, foram identificados os 20 trabalhos mais pertinentes ao tema deste trabalho, compondo assim a fundamentação teórica apresentada a seguir. A **Figura 2.1** apresenta o fluxograma do procedimento metodológico descrito, enquanto a **Tabela 2.1** relaciona os estudos que integram o referencial teórico.

Figura 2.1 – Fluxograma do procedimento metodológico da revisão de literatura



Fonte: autor.

Tabela 2.1 – Estudos que integram o referencial teórico deste trabalho

#	Título	Referência
1	Characterization of the Operation of a BESS with a Photovoltaic System as a Regular Source for the Auxiliary Systems of a High-Voltage Substation in Brazil	(Araujo Silva Júnior, de <i>et al.</i> , 2023)
2	Development of a Method for Sizing a Hybrid Battery Energy Storage System for Application in AC Microgrid	(Costa <i>et al.</i> , 2023)
3	Grid Independent (Renewable) Hybrid Power Sources for the Supply of Transmission Switching Substation Auxiliaries	(Letebele e Coller, 2021)
4	Optimal Sizing of a Photovoltaic/Battery Energy Storage System to Supply Electric Substation Auxiliary Systems under Contingency	(Gonçalves <i>et al.</i> , 2023)
5	Case Studies for Supplying the Alternating Current Auxiliary Systems of Substations with a Voltage Equal to or Higher than 230 kV	(Cavalcanti <i>et al.</i> , 2023)
6	Design and Dynamic Performance Analysis of a Stand-alone Microgrid - A Case Study of Gasa Island, South Korea	(Husein <i>et al.</i> , 2017)
7	Research on application of photovoltaic-energy storage micro-grid in 500kv substation station power system	(J. Mu <i>et al.</i> , 2017)
8	Feasibility and optimal sizing analysis of stand-alone hybrid energy systems coupled with various battery technologies: A case study of Pelee Island	(Babaei, Ting e Carriveau, 2022)
9	Influence of battery energy storage system on generation adequacy and system stability in hybrid micro grids	(Stanojevic, Djordjevic e Mitrovic, 2016)
10	Power system restoration with large renewable Penetration: State-of-the-Art and future trends	(Liang <i>et al.</i> , 2024)
11	Restoration of extra-high voltage power grids through synchronous and asynchronous hydro units during blackout - A comprehensive review and case study	(Verma e Chelliah, 2024)
12	IEEE Guide for the Design of Low-Voltage Auxiliary Systems for Electric Power Substations	(IEEE, 2017)
13	New auxiliary services system in a transmission substation in the presence of a renewable energy source PV	(Dib, Nejmi e Ramzi, 2020)
14	Power Voltage Transformers for Renewable Energy Substations Auxiliary Services Supply	(Sastre, Demes e Garcia, 2019)
15	Global energy transformation: a roadmap to 2050	(IRENA, 2019)
16	Energy Storage Grand Challenge Roadmap December 2020	(U.S. Department of Energy, 2020)
17	Progress in Energy Storage Technologies and Methods for Renewable Energy Systems Application	(Wei <i>et al.</i> , 2023a)
18	Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application	(Kebede <i>et al.</i> , 2021)
19	Research on application of wind-photovoltaic-energy storage micro-grid in 500kv substation station power system	(H. Zhang <i>et al.</i> , 2017)
20	Optimal capacity sizing for the integration of a battery and photovoltaic microgrid to supply auxiliary services in substations under a contingency	(Tabares, 2020)

2.1 Referencial Teórico

Este item apresenta o Referencial Teórico que fundamenta a presente dissertação, constituindo-se como a base conceitual e empírica a partir da qual a pesquisa foi conduzida. A seguir, está compilado o arcabouço do conhecimento científico extraído dos 20 artigos selecionados durante a revisão da literatura. Os estudos, em conjunto, delineiam o estado da arte atual sobre o tema central desta investigação: a utilização de sistemas LiBESS-PV como fonte de energia para serviços auxiliares de subestações. Dessa forma, busca-se proporcionar uma compreensão aprofundada das contribuições, lacunas e consensos identificados na literatura especializada, oferecendo a base necessária para a contextualização e o desenvolvimento metodológico do trabalho subsequente.

Subestações (SE) e linhas de transmissão (LTs) possibilitam a integração de vários elementos de uma rede elétrica, como transformadores, geradores, linhas de distribuição, entre outros. De modo geral, esses ativos correspondem ao caminho físico e regulado para o fluxo de energia e a troca de potência entre os dispositivos da rede. Qualquer evento previsto que cause a descontinuidade do serviço de transmissão, seja para manutenção regular ou testes operacionais internos, deve ser programado com antecedência junto ao operador do sistema, para que um plano alternativo seja operacionalizado, garantindo um fluxo contínuo de energia através das LTs. No entanto, desconexões não intencionais, também conhecidas como interrupções forçadas, podem ocorrer e seus efeitos devem ser minimizados durante a restauração da rede de transmissão (Liang *et al.*, 2024; Verma e Chelliah, 2024).

O controle, comando e supervisão de uma subestação são serviços gerenciados por um conjunto de equipamentos e painéis conhecidos como sistemas auxiliares ou serviços auxiliares (Saux). Mesmo durante uma desconexão, cargas essenciais devem ser constantemente alimentadas para permitir a restauração rápida da operação. A Norma IEEE 1818-2017 prevê que a alimentação em corrente alternada dos serviços auxiliares seja realizada por meio de uma fonte interna, como o enrolamento terciário do transformador de potência ou o barramento da subestação, ou de uma fonte externa, como uma linha de distribuição, utilizando um gerador a diesel (DG) como emergência. Essas fontes devem ser hierarquizadas segundo o nível de confiabilidade de cada uma. A mais confiável recebe a denominação de fonte primária ou padrão. A fonte secundária serve como retaguarda dessa e a terceira fonte é usada apenas nos casos de indisponibilidade concomitante da primária e da secundária. Fatores como a localização da subestação, o tipo de equipamento e as configurações dos barramentos irão direcionar a definição da hierarquia e dos tipos de fontes a serem empregadas (IEEE, 2017).

Prover energia aos serviços auxiliares de uma subestação pode se tornar um desafio, especialmente quando suas características não permitem o uso do enrolamento terciário do transformador de potência, como nas subestações de chaveamento (Cavalcanti *et al.*, 2023; Dib, Nejmi e Ramzi, 2020). Nessas circunstâncias, outro fator complicador pode surgir, caso seja utilizado dois alimentadores externos oriundos da mesma subestação de distribuição, comprometendo assim a confiabilidade do fornecimento (Costa *et al.*, 2023). Portanto, soluções não convencionais têm sido empregadas na tentativa de mitigar os desafios de fornecimento de subestações de transmissão, especialmente aquelas afastadas de centros urbanos ou onde as fontes de energia não estejam disponíveis.

Transformadores de Potencial (TPs) são um exemplo de equipamento amplamente utilizado na América do Norte e que se tornou ainda mais frequente com a expansão das energias renováveis. Esses dispositivos podem fornecer baixa tensão de saída enquanto estão diretamente conectados a uma linha de alta tensão, eliminando a necessidade de um transformador auxiliar (Sastre *et al.*, 2019).

A crescente adoção de fontes renováveis e o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia, especialmente em baterias (BESS), impulsionados pelo movimento de transição energética, abrem novos caminhos ao fornecimento e armazenamento de energia no setor elétrico. Devido à sua alta densidade de energia e eficiência, as baterias de íons de lítio têm sido usadas em redes elétricas para armazenar energia, gerenciar a demanda de pico e melhorar a confiabilidade da infraestrutura crítica (Global energy transformation, 2019; U.S. Department of Energy, 2020; Wei *et al.*, 2023b).

Numa simulação para atendimento a perfis de cargas comerciais, considerando sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento em baterias estacionárias, uma análise de viabilidade técnico-econômica demonstrou menores valores de custo nivelado de energia (LCOE) e custo presente líquido (NPC) para o armazenamento em baterias de íons-lítio quando comparado às baterias chumbo-ácido (Kebede *et al.*, 2021).

De forma semelhante, o estudo sobre a viabilidade e dimensionamento ideal de sistemas híbridos com fontes de geração eólica, fotovoltaica e a diesel para a Ilha Pelee, no Canadá, verificou que o armazenamento em baterias de íon-Li mantém o menor LCOE e NPC quando comparado com as tecnologias chumbo-ácido e PowerSafe, mesmo que haja variações no preço do combustível, irradiância solar e carga requerida (Babaei, Ting e Carriveau, 2022).

Através de simulações computacionais, outro estudo de caso, considerando a Ilha de Gasa na Coreia do Sul, concluiu que o uso de armazenamento de energia em baterias de íon-Li em uma microrrede autônoma com fontes de geração eólica, fotovoltaica e a diesel resulta em

melhor desempenho dinâmico, permitindo alta penetração de energia renovável e redução no consumo de combustível fóssil (Husein *et al.*, 2017).

Em outro trabalho, modelos dinâmicos de geradores a diesel, turbina eólica, planta fotovoltaica e BESS foram representados computacionalmente em uma microrrede rede híbrida para analisar a influência do armazenamento no equilíbrio entre oferta e demanda de energia e na estabilidade do sistema. As conclusões apontam que, além de melhorar a adequação da geração, principalmente em períodos de baixa produção renovável, o BESS contribui para a estabilidade do sistema fornecendo rápida resposta durante os primeiros ciclos transitórios, melhorando a recuperação de tensão e reduzindo oscilações de frequência após falhas (Stanojevic, Djordjevic e Mitrovic, 2016).

Na rede de transmissão, a adoção de microrredes formadas por geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia em baterias (PV-BESS) está surgindo como alternativa tecnicamente viável para suprir os serviços auxiliares de subestações tanto em condições normais como em restrição operativa. Para promover o uso de fontes renováveis em subestações, Zhang e Mu (H. Zhang *et al.*, 2017; J. Mu *et al.*, 2017) utilizaram a subestação de 500 kV em Lizhou, China, como estudo de caso para discutir a aplicação de microrredes com armazenamento em baterias chumbo-ácido sem manutenção, combinadas com geração fotovoltaica e eólica, como fonte de fornecimento suplementar de energia dos serviços auxiliares. As conclusões indicam que a solução é promissora, embora o investimento seja alto.

Em outro caso, ao observarem o alto custo e baixa confiabilidade das opções de fornecimento de energia para serviços auxiliares de subestações de chaveamento, Letebele e Coller (Letebele e Coller, 2021) modelaram uma microrrede isolada formada por energia fotovoltaica, baterias de íon-Li e gerador diesel de emergência, para fornecer energia confiável e econômica às cargas auxiliares da subestação de chaveamento Pegasus da Eskom Transmission, localizada em Dundee, KwaZulu-Natal, na África do Sul. A solução foi simulada em computador e otimizada para maximizar a capacidade solar e de armazenamento, e minimizar o uso do gerador diesel, melhorando a confiabilidade e reduzindo custos. Os autores concluem ser essa uma solução viável, porém análises de custo ainda são necessárias para comparar com métodos convencionais. Além disso, o trabalho sugere considerar a inclusão de energia eólica e outras tecnologias de armazenamento em estudos futuros.

Para determinar o dimensionamento ideal de componentes de sistemas LiBESS-PV em arranjos que garantam o suprimento de potência aos serviços auxiliares de subestações durante situações de contingência, Gonçalves e Tabares (Gonçalves *et al.*, 2023; Tabares, 2020) utili-

zam simulações e técnicas de otimização multiobjetivo com algoritmos genéticos, busca exaustiva e método de Monte Carlo.

Uma proposta de fonte autônoma para os serviços auxiliares da subestação Teotônio Vilela, da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), foi estudada por Araújo Silva Júnior (Araújo Silva Júnior, de *et al.*, 2023). Testes de laboratório validaram a eficácia de uma microrrede formada por geração fotovoltaica e armazenamento híbrido de íon-Li e chumbo-ácido em manter a tensão e a frequência da rede formada, sem a necessidade de corte de carga. Os resultados experimentais demonstraram que, em operação ilhada, o conversor bidirecional tem a capacidade de manter a formação da rede mesmo com variações na saída de potência ativa do sistema fotovoltaico. Além disso, o sistema de bateria absorve e injeta energia rapidamente sem afetar a qualidade de energia da microrrede, mostrando que a solução proposta se configura numa fonte de alimentação autônoma auto despachável e confiável.

Um método de dimensionamento de BESS híbrido para aplicação em microrredes de corrente alternada foi proposto por Costa (Costa *et al.*, 2023). A combinação de duas tecnologias de baterias oferece melhores custos e melhor desempenho na formação de microrredes para fornecimento de energia ininterrupta às cargas auxiliares de subestações. As baterias de íons de lítio têm custo elevado, porém rápida resposta. Em contrapartida, as baterias de chumbo-ácido são de baixo custo e guardam boa disponibilidade de energia para descargas prolongadas. A metodologia de compensação de energia desenvolvida no estudo visa equilibrar as diferenças de tecnologia das baterias, que possuem densidades variadas. O método é validado por Araújo Silva Júnior em trabalho.

2.2 Considerações Finais

A revisão da literatura apresentada neste capítulo identificou o estado da arte acerca de sistemas de geração fotovoltaica integrados com armazenamento de energia em baterias de íon-Li para suprimento de cargas auxiliares em subestações de transmissão. Foi apresentado o referencial teórico do assunto, composto por 20 estudos publicados em periódicos e eventos internacionais no decorrer da última década.

O próximo capítulo descreve a metodologia utilizada no estudo de caso do suprimento dos serviços auxiliares da casa de controle da LT Trindade-Firminópolis, localizada na SE Trindade, por um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias de íon-Li.

Capítulo 3

Materiais e Métodos

A metodologia deste trabalho está baseada no estudo de caso do suprimento dos serviços auxiliares da casa de comando da linha de transmissão que conecta a SE Trindade 500/230 kV (Goiás Transmissão S/A), à SE Firminópolis 230/138 kV (EDP Transmissão Goiás S/A), ambas subestações situadas no estado de Goiás. A casa de comando em questão está instalada no vão de saída da LT em 230 kV Trindade – Firminópolis (Firminópolis Transmissão S/A), localizado na SE Trindade, no município de Trindade-GO.

O desenvolvimento do estudo foi realizado a partir de medições de grandezas elétricas em campo e análise da solução, incluindo o dimensionamento e proposição da topologia do sistema LiBESS-PV para suprimento dos serviços auxiliares em corrente alternada. Posteriormente, foram realizadas simulações computacionais e análises de viabilidade da solução proposta. A seguir, cada etapa será abordada.

3.1 O Caso de Aplicação

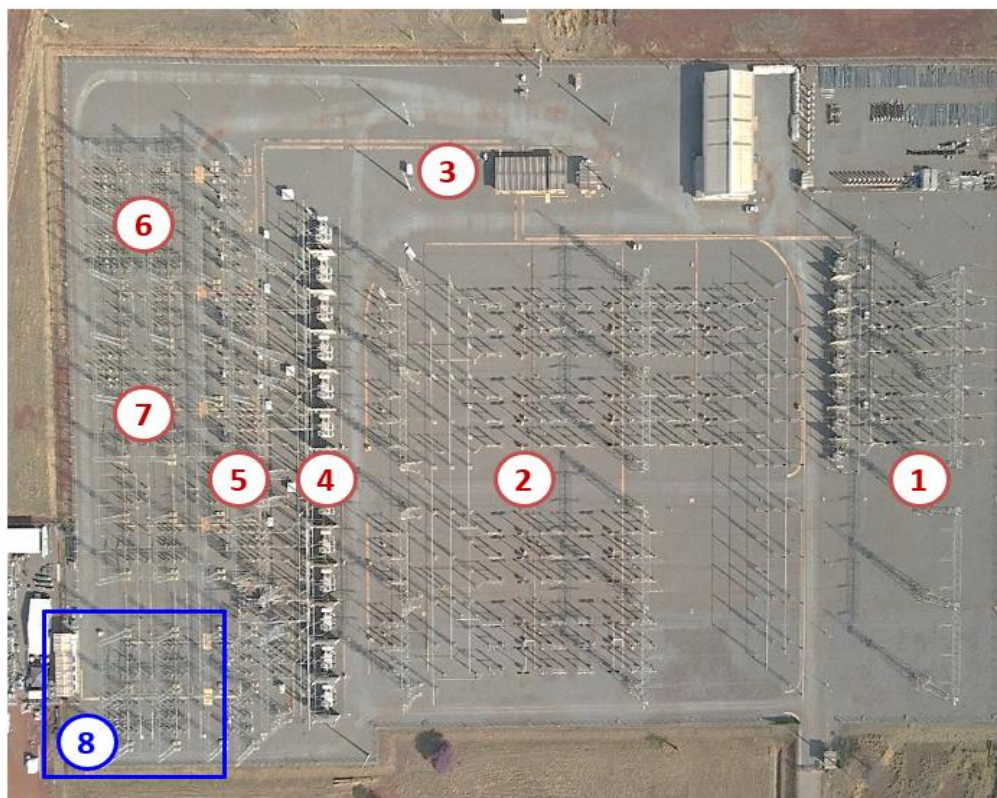
O projeto realizado neste estudo propõe uma alternativa de suprimento de energia para subestações de transmissão de energia elétrica em alta tensão e se caracteriza pelo desenvolvimento de uma inovação experimental na área de transmissão de energia no setor elétrico. O objetivo é que a proposta alcance nível de maturidade tecnológica com o grau TRL 8, indicando uma tecnologia testada e qualificada para ambiente real (Mankins, 1995). O resultado esperado é a obtenção de um sistema de armazenamento de energia em baterias do tipo fosfato de lítio ferro (LiFePO₄), combinado a um sistema fotovoltaico e respectivos conversores necessários à conexão com os serviços auxiliares de subestações. O sistema deve ser capaz de garantir o auto restabelecimento dos ativos de transmissão em condições de restrição das fontes de suprimento

das cargas essenciais, mantendo a capacidade operacional da subestação até que a operação normal seja reestabelecida.

O caso de aplicação do projeto foi utilizado como modelo de estudo por essa pesquisa. Trata-se da casa de comando que opera e supervisiona a LT de 230 kV Trindade – Firminópolis, da concessionária Firminópolis Transmissão S/A, localizada dentro da SE Trindade.

Os equipamentos do sistema LiBESS-PV serão conectados aos serviços auxiliares do edifício de comando que opera e supervisiona a LT de 230 kV Trindade – Firminópolis, da concessionária Firminópolis Transmissão S/A, localizada dentro da SE Trindade (SE acessada). A subestação faz parte da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e possui uma potência total de transformação de 1.600 MVA, com duas entradas de linha em tensão de 500 kV, quatro bancos compostos de três autotransformadores monofásicos de 500/230-13,8 kV e 133 MVA cada, casa de comando e quatro saídas de linha em 230 kV, além de 36 Mvar de capacidade de reatores. A **Figura 3.1** mostra uma vista aérea da SE Trindade, listando os principais setores e destacando o vão utilizado como estudo de caso pelo projeto.

Figura 3.1 – Vista aérea da SE Trindade e vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis



1. Entradas de linha em 500 kV; 2. Setor de 500 kV; 3. Casa de Comando da SE Trindade; 4. Bancos de auto-transformadores monofásicos 500/230-13,8 kV, 133 MVA (cada); 5. Setor de 230kV; 6. Vão LT 230kV Trindade–Carajás; 7. Vão LT1/LT2 230kV Trindade–Xavantes; e 8. Vão LT 230kV Trindade–Firminópolis.

Fonte: autor.

A Firminópolis Transmissão é proprietária da LT 230 kV Trindade – Firminópolis, em circuito simples, com aproximadamente 83 km de extensão e respectivos vãos de linha nas duas extremidades. Seu edifício de controle atende exclusivamente o vão de saída de linha e está representado pelo número 8 dentro do quadro de borda azul na figura da vista aérea. A **Tabela 3.1** apresenta os equipamentos de pátio que são comandados e supervisionados pela casa de comando da Firminópolis Transmissão na SE Trindade. Desenhos do projeto executivo que detalham o vão e seus equipamentos podem ser consultados na **Figura B.1** do **Apêndice B**.

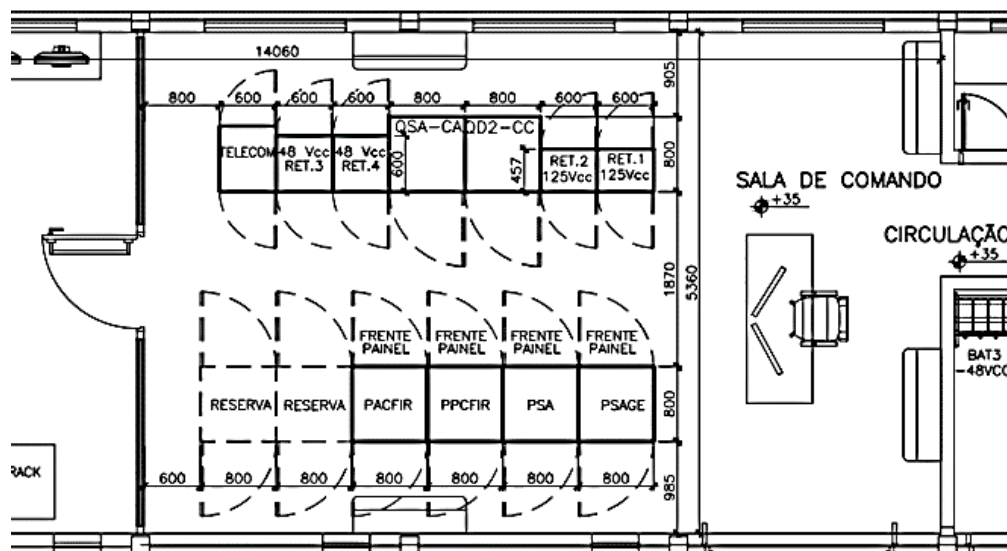
Tabela 3.1 – Equipamentos do vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis na SE Trindade

Equipamento	Quantidade
Chave seccionadora 230 kV tripolar com lâmina de terra	1
Disjuntor 230 kV tripolar	1
Chave seccionadora 230 kV tripolar sem lâmina de terra	3
Transformador de corrente monopolar	3
Transformador de potencial monopolar	3
Para-raios monopolar	3

Em geral, as instalações de transmissão têm seus equipamentos de pátio, como chaves seccionadoras e disjuntores, operados e supervisionados através de uma variedade de painéis e equipamentos elétricos instalados em seus edifícios de comando. Os sistemas compostos por painéis e equipamentos diversos que fornecem energia elétrica para a operação de dispositivos auxiliares dentro das subestações, garantindo a operação confiável e eficiente dos equipamentos principais são denominados de serviços auxiliares. Esses equipamentos são fundamentais para evitar interrupções no fornecimento de energia e assegurar que todos os dispositivos os requisitos exigidos pelo operador do sistema.

A **Figura 3.2** traz um recorte de um dos projetos executivos da Firminópolis Transmissão, evidenciando o arranjo do edifício de comando localizado na SE Trindade. Na **Tabela 3.1** e na **Figura 3.2** estão destacados os quadros e equipamentos dos serviços auxiliares, além dos painéis que controlam, supervisionam e protegem o vão da linha Trindade-Firminópolis em 230 kV. Destaca-se que o banco de transformação assim como os reatores de linha são equipamentos pertencentes à SE Trindade e, por isso, operados pela casa de comando principal da subestação. A planta do edifício de comando e outros documentos que compõem o projeto executivo do vão da LT estudada encontram-se no **Apêndice B**.

Figura 3.2 – Planta do edifício de comando da Firminópolis Transmissão na SE Trindade



Fonte: Projeto CE328-E-403 Arranjo do Edifício de Comando, da Firminópolis Transmissão

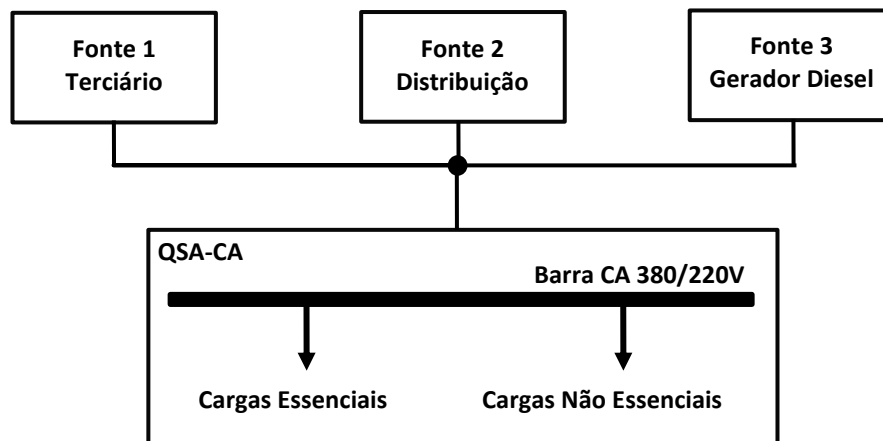
A relação dos equipamentos instalados dentro do edifício de comando encontra-se na **Tabela 3.2**, com sigla e descrição de cada um dos elementos envolvidos na operação do vão de linha. Entre os equipamentos relacionados, o Quadro de Serviço Auxiliar em Corrente Alternada (QSA-CA) é o componente responsável por receber os circuitos alimentadores provenientes das fontes de energia e suprir as cargas auxiliares em corrente alternada. O quadro tem a função de manter a continuidade da operação, suprimindo a demanda e protegendo os circuitos que energizam os demais sistemas do edifício de comando.

Tabela 3.2 – Painéis e equipamentos instalados no edifício de comando

Sigla	Descrição do equipamento
TELECOM	Painel de telecomunicações
RET. 3 - 48 Vcc	Retificador do banco de baterias principal, em 48 Vcc, do painel de telecomunicações
RET. 4 - 48 Vcc	Retificador do banco de baterias redundante, em 48 Vcc, do painel de telecomunicações
QSA-CA	Quadro de distribuição dos Serviços Auxiliares em Corrente Alternada
QD2-CC	Quadro de distribuição dos Serviços Auxiliares em Corrente Contínua
RET. 1 - 125 Vcc	Retificador do banco de baterias principal, em 125Vcc, dos serviços auxiliares
RET. 2 - 125 Vcc	Retificador do banco de baterias redundante, em 125Vcc, dos serviços auxiliares
PSAGE	Painel do SAGE (sistema de comunicação com o centro de operações e com o ONS)
PSA	Painel de supervisão dos serviços auxiliares
PPCFIR	Painel principal de comando do vão de linha
PACFIR	Painel alternativo de comando do vão de linha

Atendendo ao disposto no Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020), os serviços auxiliares da casa de comando da Firminópolis Transmissão são providos por duas fontes de alimentação, sendo uma interna e outra externa, além de uma fonte de emergência. Todas são monitoradas através de medidores instalados no QSA-CA. A alimentação principal dos serviços auxiliares da casa de comando provém de um circuito que deriva do enrolamento terciário de um dos transformadores da SE Trindade e alimenta um transformador de serviços auxiliares denominado TSA1, que transforma a tensão de entrada, em 13,8 kV, para 380/220 V. A segunda fonte de suprimento das cargas elétricas provém da rede de distribuição local, em 34,5 kV, através de outro transformador de serviços auxiliares, denominado TSA2, que reduz a tensão e alimenta o QSA. Por fim, na falta das duas primeiras, a fonte redundante é o grupo motor-gerador a diesel. A **Figura 3.3** mostra um esquema de como estão configuradas as fontes de alimentação dos serviços auxiliares da casa de comando.

Figura 3.3 – Esquema das fontes de alimentação dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

3.2 Levantamento de Dados

Conhecer as cargas elétricas que são alimentadas pelas fontes dos serviços auxiliares é crucial no dimensionamento adequado do sistema LiBESS-PV proposto como fonte alternativa de suprimento de energia para subestações. Mamede Filho (Mamede Filho, 2022) define que o serviço auxiliar em corrente alternada é aquele que deve fornecer tensão alternada nos terminais de um certo número de cargas, tais como iluminação e tomadas da casa de comando, iluminação do pátio de manobra, motores para operação de chaves e disjuntores etc.

Como visto anteriormente, o vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis possui uma casa de comando na SE Trindade onde estão os sistemas e equipamentos que possibilitam a operação e realizam a proteção da linha. Anteriormente, foi vista a relação de equipamentos de pátio do vão (**Tabela 3.1**) que são operados e supervisionados pelos painéis e equipamentos instalados no edifício de comando (**Tabela 3.2**). Nos projetos executivos, o documento CE328-C-XXX Memorial Cálculo Serviços Auxiliares CA R1 mostra que o somatório das cargas elétricas instaladas na casa de comando para atendimento ao vão da linha é aproximadamente 32 kVA, conforme **Tabela B.2** do **Apêndice B**.

Ao discutir o dimensionamento das fontes de suprimento dos serviços auxiliares de subestações de alta tensão, Mamede Filho (Mamede Filho, 2022) ressalta que as cargas em CA podem ser selecionadas e agrupadas, a critério do projetista, conforme **Tabela 3.3**.

Tabela 3.3 – Classificação das cargas elétricas em corrente alternada dos serviços auxiliares

Cargas	Essenciais	Não Essenciais
Permanentes	(PE) Imprescindíveis para o funcionamento contínuo da subestação. Ex.: retificadores, iluminação e climatização da sala dos painéis etc.	(PNE) Quando utilizadas, operam continuamente. Ex.: Circuito Fechado de Televisão (CFTV) e tomadas para geladeira e similares.
Intermitentes	(IE) Acionadas em intervalos aperiódicos de tempo. Ex.: ventilação forçada do transformador, iluminação de pátio e pré-aquecimento do óleo gerador diesel.	Não se aplica.
Eventuais	(EE) Acionadas eventualmente, embora essenciais. Ex.: bobina de fechamento e motor de carregamento de mola das chaves seccionadoras e disjuntores.	(ENE) Operam eventualmente. Ex.: tomada de pátio para alimentação do filtro de óleo do transformador.

No memorial de cálculo dos serviços auxiliares em corrente alternada do vão de linha da Firminópolis Transmissão foi observado que o projetista, a critério próprio, classificou todas as cargas elétricas como sendo essenciais, além de não realizar a separação delas em permanentes, intermitentes e eventuais. Possivelmente, isso se deu devido ao reduzido número de equipamentos de pátio do vão, cenário que se configura diferente numa casa de comando de uma subestação completa. Nesse estudo, foi seguida a metodologia de Mamede Filho (Mamede Filho, 2022), e todas as cargas dos serviços auxiliares do vão de linha foram classificadas e agrupadas antes dos cálculos de dimensionamento da nova fonte de energia proposta. As cargas foram classificadas em permanentes (P), intermitentes (I) e eventuais (E) e agrupadas em essenciais e não essenciais. O resultado está apresentado na **Tabela 3.4**.

Tabela 3.4 – Levantamento e classificação das cargas dos serviços auxiliares

Descrição	Potência Instalada (VA)	Cargas Essenciais (VA)			Cargas Não Essenciais (VA)		
		P	I	E	P	I	E
3x Seccionadoras 230 kV s/ lâmina de terra	1.145	180	0	0	0	0	965
1x Seccionadora 230 kV c/ lâmina de terra	540	110	0	0	0	0	430
1x Disjuntor 230 kV	1.949	640	0	0	0	0	1.309
6x Transformadores de Corrente e Potencial	100	100	0	0	0	0	0
Painéis Controle, Serv. Auxiliares e Telecom	2.080	2.080	0	0	0	0	0
2x Retificadores 125 Vcc	8.152	8.152	0	0	0	0	0
2x Retificadores 48 Vcc	3.261	3.261	0	0	0	0	0
Casa de Comando - Iluminação e tomadas	3.447	3.447	0	0	0	0	0
Casa de Comando - Ar-Condicionado	6.233	6.233	0	0	0	0	0
Casa de Comando - Chuveiro	2.240	0	0	0	0	0	2.240
Casa de Comando - Bomba d'água	347	0	0	0	0	347	0
Pátio de 230 kV - Iluminação	1.250	0	1.250	0	0	0	0
Pátio de 230 kV - Tomadas	1.200	0	0	0	0	0	1.200
Total das Cargas Instaladas	31.945 VA	24.203	1.250	0	0	347	6.144
Cargas essenciais e Não Essenciais		25.435 VA			6.491 VA		

Como forma de validar os dados levantados e complementar as informações extraídas dos projetos executivos da transmissora, um equipamento de análise de qualidade de potência e energia, marca Fluke e modelo 435-II, foi utilizado para realizar medições de campo. O dispositivo foi conectado à barra principal do quadro de serviços auxiliares em corrente alternada, conforme ilustra a **Figura 3.4**. O analisador foi parametrizado para registrar as medidas das tensões, correntes (e seus ângulos), potências aparente, ativa e reativa, fator de potência entre outras, em intervalos de amostragem de um minuto. O período de registro das grandezas elétricas compreendeu 19 dias corridos, sendo 17 dias completos, com aquisição de dados durante 24 horas contínuas, entre 09 e 27 de março de 2023. O período de medições, embora breve, abarcou situações como a manobra de chaves e disjuntor. Tratando-se de cargas de um vão de linha, em número reduzido de equipamentos e sem a presença de demandas elétricas como ventilação forçada de transformadores e uso de tomadas de pátio para manutenções, como no caso do tratamento de óleo isolante, as grandezas aferidas em campo foram consideradas suficientes para o estudo em questão.

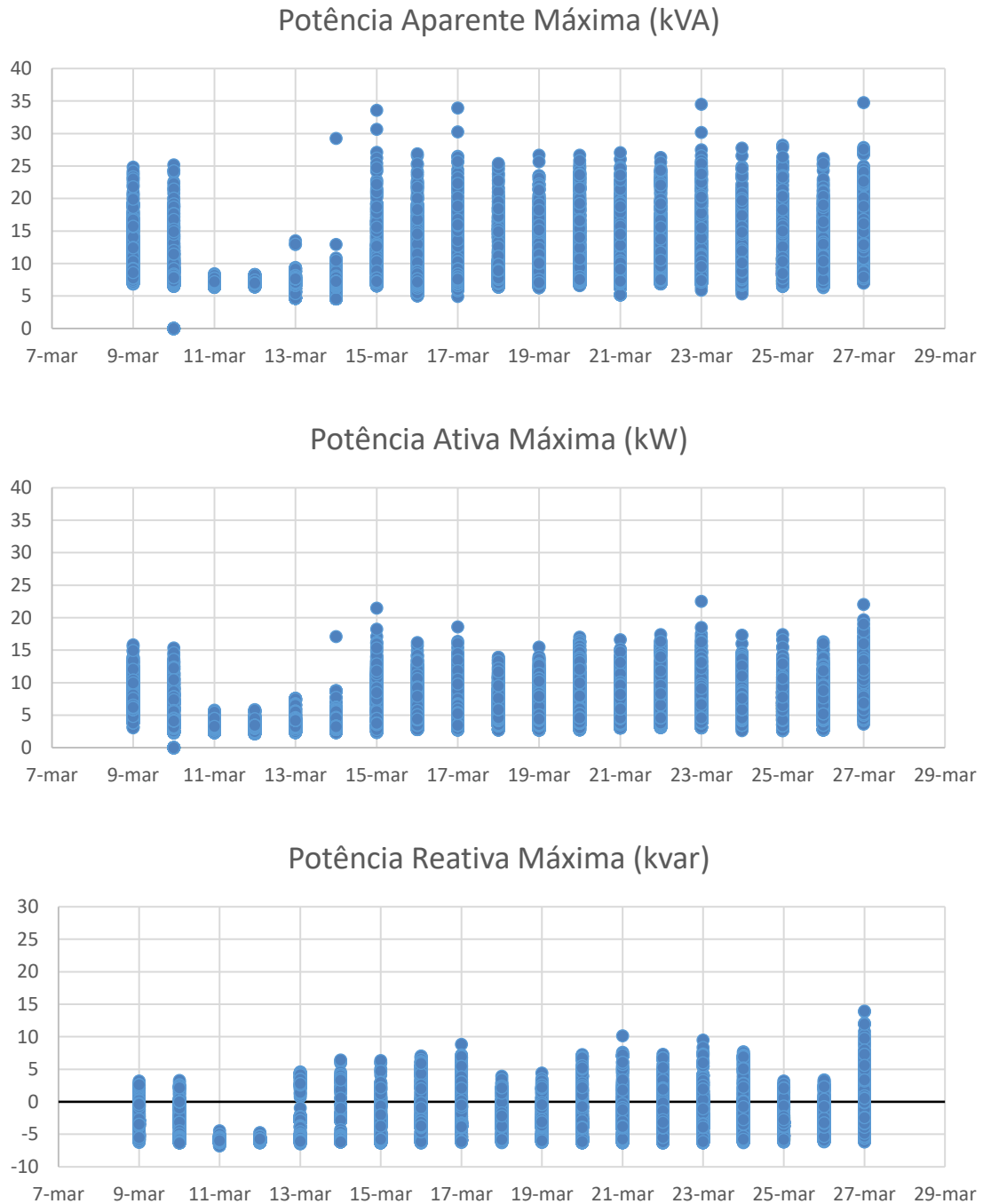
Figura 3.4 – Medições de campo utilizando o analisador Fluke 435-II da UFG



Fonte: autor.

Em termos de potência elétrica, observou-se uma ampla variação de valores nos três tipos. Pelos gráficos de dispersão das potências, conforme mostra a **Figura 3.5**, é possível observar uma diferença de amplitude de valores entre os dados registrados nos seis primeiros dias e aqueles do restante do período medido. A potência aparente total (kVA) teve registros variando entre 4,08 kVA e 34,77 kVA, indicando flutuações significativas na demanda instantânea da instalação. Importante destacar que valores nulos de potência, sinalizando falta de alimentação em corrente alternada nos serviços auxiliares, foram descartados na seleção do valor mínimo de potência do período de medições. Os valores de potência ativa trifásica total (kW) também apresentaram variações significativas, oscilando entre 1,35 kW e 22,53 kW, refletindo a diversidade e a intermitência das cargas conectadas ao barramento, confirmando a classificação das cargas como essenciais e não essenciais, agrupadas em permanentes, intermitentes e eventuais. Quanto à potência reativa trifásica total (kVAr), os registros indicaram uma variação de -6,90 kvar a 13,95 kvar, resultado da presença de componentes indutivos e capacitivos, o que influencia a troca de energia entre as fontes e as cargas. Nos registros do fator de potência (FP), observou-se um valor mínimo de 0,24 capacitivo e máximo de 0,97 indutivo no período.

Figura 3.5 – Dispersão dos registros diários das potências elétricas máximas



Fonte: autor.

Para a análise do consumo de energia, foram descartados o primeiro e o último dia de registros por não terem medições completas das 24 horas do dia. Assim como ocorreu com as potências, foram observados valores de consumo de energia menores ao longo dos primeiros dias. Posteriormente, os valores se ajustaram em um patamar de pouca variação até o final do período. Os registros diários das energias ativa, reativa e aparente são mostrados na **Tabela 3.5**. Sabe-se que a média da potência reativa em um período de 60 Hz nula, assim mesmo, para

efeitos de tarifação os medidores integram os valores absolutos de potência reativa e potência aparente, resultando em valores de energia reativa e energia aparente, os quais têm efeito exclusivo para tarifação.

Tabela 3.5 – Consumo diário de energia pelas cargas providas pelos dos serviços auxiliares

Data do Registro	E. Ativa (kWh)	E. Reativa (kVArh)	E. Aparente (kVAh)
10/03/23	105,0	120,1	179,7
11/03/23	74,8	144,8	169,0
12/03/23	74,2	145,0	168,8
13/03/23	79,0	134,7	164,9
14/03/23	78,0	133,9	163,4
15/03/23	151,7	106,9	213,1
16/03/23	136,6	83,7	194,8
17/03/23	133,1	88,2	193,9
18/03/23	127,7	100,6	193,3
19/03/23	129,6	101,6	195,7
20/03/23	141,1	96,6	205,9
21/03/23	137,8	94,6	203,2
22/03/23	148,9	99,8	214,5
23/03/23	158,6	90,2	218,9
24/03/23	155,5	88,0	212,9
25/03/23	150,2	97,3	210,6
26/03/23	151,6	95,6	211,3
Máximo	158,6	145,0	218,9
Médio	125,5	107,2	194,9
Mínimo	74,2	83,7	163,4

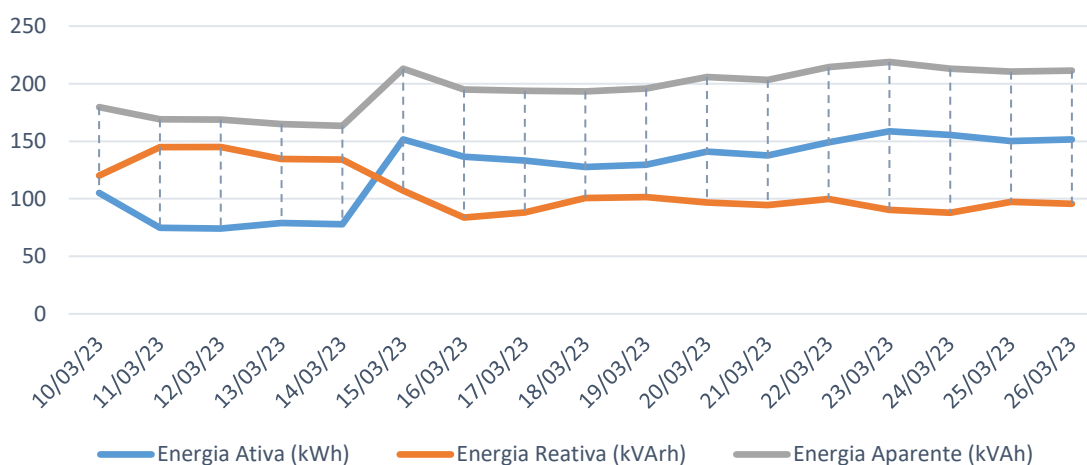
Da tabela, observa-se que o consumo de energia ativa diária variou de 74,2 kWh, valor mínimo (ocorrido em 12/03/23), até 158,6 kWh, valor máximo (registrado em 23/03/23), sendo a média do período aferido igual a 125,5 kWh/dia.

Para o registro de energia reativa diária, o valor mínimo registrado foi 83,7 kVArh indutivo (em 16/03/23) e o máximo foi 145,0 kvarh indutivo (em 11/03/23), com média diária de 107,2 kVArh/dia indutivo. Vale lembrar que a energia reativa circula de modo oscilatório entre os campos elétricos e magnéticos da instalação de corrente alternada sem produzir trabalho, embora valores elevados de energia reativa reduzem o fator de potência, resultando em perdas

de energia causadas pelas correntes elétricas referentes à circulação da potência reativa circulante.

Por fim, o consumo mínimo de energia aparente trifásica diária registrada pelo analisador foi de 163,4 kVAh (em 14/03/23) e o máximo foi de 218,9 kVAh (em 23/03/23), com média de 194,9 kVAh/dia. Essas variações indicam a presença de mudanças significativas na demanda e no consumo de energia ao longo do período analisado. No gráfico da **Figura 3.6** observa-se a variação dos valores diários de consumo das energias ativa, reativa e aparente.

Figura 3.6 – Gráfico dos valores diários do consumo de energia dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

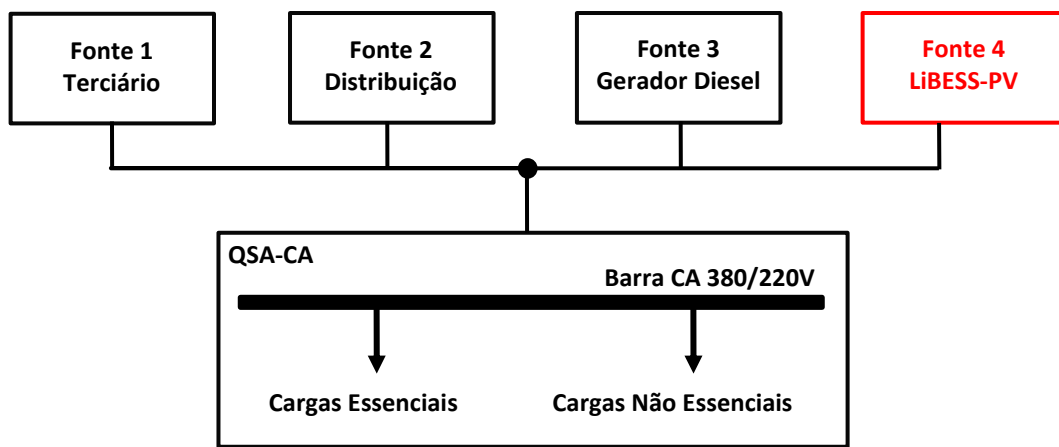
3.3 Dimensionamento e Topologia da Solução

A partir dos dados levantados em projetos executivos e nos registros das medições de campo, foi possível realizar o dimensionamento do sistema que supre os serviços auxiliares da Firminópolis Transmissão no vão de linha da SE Trindade. A solução pretendida deverá figurar como quarta fonte de alimentação dos serviços auxiliares em corrente alternada, conforme mostra a **Figura 3.7**. A metodologia de cálculo para o dimensionamento dessa nova fonte de energia levou em consideração cada um de seus componentes principais, iniciando com o banco de baterias íon-Li, seguindo pelo sistema fotovoltaico e finalizando com o conversor bidirecional.

Os Procedimentos de Rede do ONS estabelecem que os serviços auxiliares de corrente contínua (CC) de uma subestação do Sistema Interligado Nacional devem ser supridos por dois conjuntos independentes de bancos de baterias de chumbo-ácido com retificadores, sendo cada

conjunto dimensionado para suprir toda a carga prevista em regime contínuo pelo período mínimo de 5 (cinco) horas (ONS, 2020). Para a determinação da capacidade de armazenamento do banco de baterias íon-Li da solução proposta, capaz de suprir as cargas em corrente alternada incluindo os retificadores que alimentam os serviços auxiliares em CC da subestação, foi adotada, como critério de resiliência, uma autonomia de 36 horas. Esse critério assegura que a nova fonte de energia alimente os serviços auxiliares sem depender do sistema fotovoltaico por um dia e meio, garantindo maior confiabilidade e resiliência para períodos de menor geração solar.

Figura 3.7 – Solução proposta como quarta fonte de alimentação dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

Tratando-se de armazenamento de energia, a potência ativa deve ser considerada como o parâmetro que influencia o ciclo de carga e descarga do banco de baterias. O monitoramento das grandezas elétricas da casa de comando da Firminópolis mostrou um consumo médio diário de energia ativa da ordem de 125,5 kWh, resultando em potência ativa média (P_{med}) de 5,23 kW. Levando-se em conta que as baterias de íons de lítio têm, por padrão de mercado, uma profundidade de descarga (DoD) de 90% e considerando as perdas internas no banco de baterias (Per_{Bat}) da ordem de 10%, calcula-se a necessidade de energia armazenada (EA) no banco para um tempo de descarga (T_{Desc}) de 36 horas através da equação (3.1).

$$EA = (P_{med} \times T_{Desc}) / [(DoD \times (1 - Per_{Bat})] \quad (3.1)$$

Como resultado, verifica-se a necessidade de um banco íon-Li com capacidade de armazenamento de 233 kWh aproximadamente. Destaca-se que, após decorrido o tempo de descarga completa do sistema de armazenamento da nova fonte de energia emergencial, ainda haverá o banco de baterias chumbo-ácido da subestação, com capacidade de sustentação do serviço auxiliar em corrente contínua por mais 10 horas.

Dando sequência à metodologia de dimensionamento, o valor da tensão nominal em corrente contínua (V_{cc}) das baterias íon-Li precisa ser superior ao valor da tensão de pico em corrente alternada que supre as cargas. Sabendo que para os serviços auxiliares em CA o valor eficaz (V_{ef}) da tensão de linha é de 380 V, então, seu valor de pico (V_p) é igual a 537,40 V, calculado pela equação (3.2).

$$V_p = V_{ef} \times \sqrt{2} \quad (3.2)$$

Os sistemas de armazenamento de energia comercializados pela Weg Equipamentos Elétricos³ que utilizam a tecnologia de fosfato de lítio ferro possuem valores típicos de tensão nominal (V_{cel}) igual a 3,2V por elemento e capacidade nominal (C_{bat}) igual a 280 Ah. Assim, a energia armazenada em cada elemento da bateria (E_{Abat}) é de 896 Wh, conforme equação (3.3). Um elemento de uma bateria é constituído por um conjunto de células em paralelo de modo a determinar a capacidade de corrente da bateria.

$$E_{Abat} = V_{cel} \times C_{bat} \quad (3.3)$$

Dessa forma, para compor um sistema de armazenamento de energia com capacidade de 233 kWh são necessários 260 elementos de 896 Wh conectados em série. Isso resulta num banco com tensão nominal de 832 V em corrente contínua e, portanto, superior à tensão de pico da rede.

O gerador fotovoltaico deve ser dimensionado de forma a produzir, diariamente, a energia necessária para carregar completamente o banco de baterias. A capacidade útil de armazenamento, considerando a profundidade de descarga das baterias íon-Li, é de aproximadamente 210 kWh para 36 horas de autonomia. Adotando a capacidade útil do banco como sendo o valor da energia diária (E_{dia}) a ser produzida, garante-se um volume de geração suficiente para abastecer o banco e suprir os serviços auxiliares a cada ciclo solar.

A equação (3.4) calcula a potência fotovoltaica ($P_{fv\min}$) mínima necessária para a produção da energia diária definida, segundo uma taxa de rendimento global (PR) do sistema fotovoltaico e conforme a quantidade de horas de sol pleno (HSP) típica na região onde será instalado o gerador.

$$P_{fv\min} = E_{dia} / (PR \times Hsp) \quad (3.4)$$

³ Valores extraídos da proposta técnica comercial FB0723004 Rev5 de 30/01/2024 feita pela Weg Materiais Elétricos para fornecimento de um sistema LiBESS-PV para o projeto PD-07351-0001/2022.

O PR, também denominada taxa de desempenho (TD), é uma métrica utilizada para avaliar a eficiência de um sistema fotovoltaico e representa a relação entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que o sistema deveria gerar, considerando condições ideais de operação. Na prática, a eficiência real dos sistemas fotovoltaicos está entre 70% e 80% da eficiência teórica ideal. O conceito de HSP refere-se ao número de horas durante um dia equivalente em que a intensidade da irradiância solar é igual a 1.000 W/m². Esse valor é considerado a irradiância padrão para a qual a potência nominal dos módulos fotovoltaicos é determinada em norma. Valores de HSP são utilizados como equivalência da estimativa da produção de energia de um sistema fotovoltaico, convertendo a variabilidade da radiação solar ao longo do dia em um valor equivalente de horas em condições ideais.

Para o cálculo em questão, considerando a produção diária de 210 kWh, um rendimento global de 75% e o período de sol pleno médio anual para o município de Trindade-GO igual a 5,4 horas (para superfície inclinada na latitude local de 16°), conforme Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017), a potência mínima do sistema fotovoltaico deve ser de 51,6 kWp. Considerando a utilização de um módulo comercial de 600 Wp de potência, seriam necessários 86 módulos para atingir um valor de potência igual à mínima calculada. Considerando-se a distribuição homogênea dos módulos nas séries fotovoltaicas (*strings*) e a nas entradas do inversor, adotou-se o número de 88 módulos fotovoltaicos com potência nominal de 600 Wp. Desta forma, a potência instalada do sistema fotovoltaico (P_{sfv}) é de 52,8 kWp.

O fator de dimensionamento do inversor (FDI), expresso pela equação (3.5), é utilizado para determinar a proporção entre a potência total dos módulos e a capacidade nominal do inversor do sistema fotovoltaico. Valores típicos de FDI variam geralmente entre 1,0 e 0,8, mostrando que potência instalada no lado de corrente contínua pode ser até 25% maior do que a capacidade nominal do inversor.

$$FDI = P_{inv}/P_{sfv} \quad (3.5)$$

Inversores fotovoltaicos comerciais são comuns nas potências de 40 kW, 45 kW e 50 kW, representando aproximadamente, nesse caso, FDIs de 0,76, 0,85 e 0,95, resultando em sobrecargas de 32%, 17% e 5,6%, respectivamente. Considerando a degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, com garantia de desempenho de potência igual a 85% de seu valor nominal em 25 anos oferecida pela maioria dos fabricantes, será adotado para esse dimensionamento um inversor fotovoltaico com potência igual a 40 kW.

A integração entre a geração fotovoltaica, o armazenamento de energia e as cargas elétricas na solução proposta é realizada pelo conversor bidirecional, tipicamente denominado

PCS (*Power Conditioning System*) em sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS). Esse equipamento tem a função de converter a energia de corrente contínua para alternada e vice-versa, além de atuar como seguidor ou formador de rede, sendo capaz de regular a tensão e a frequência da microrrede isolada. O PCS também realiza o gerenciamento da carga e descarga das baterias e atua em coordenação com o inversor fotovoltaico para determinar a operação em modo de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT) ou limitando a produção fotovoltaica, controlando o fluxo de potência do sistema.

A potência nominal do PCS (P_{pcs}) deve ser superior ao maior valor observado entre a potência ativa trifásica em CA (P_{catrif}) para suprir as cargas, potência de saída do inversor fotovoltaico (P_{inv}) e a potência do banco de baterias (P_{bat}). Foi definido anteriormente a P_{inv} como sendo 40 kW (ou 40 kVA considerando o fator de potência igual a 1). Na sequência, calcula-se a máxima P_{catrif} considerando a potência instalada nos serviços auxiliares (P_{saux}), de 32 kVA, com rendimento de 90% (η) devido a perdas internas. Assim, empregando equação (3.6), encontra-se uma P_{catrif} de 35,5 kVA.

$$P_{catrif} = P_{saux}/\eta \quad (3.6)$$

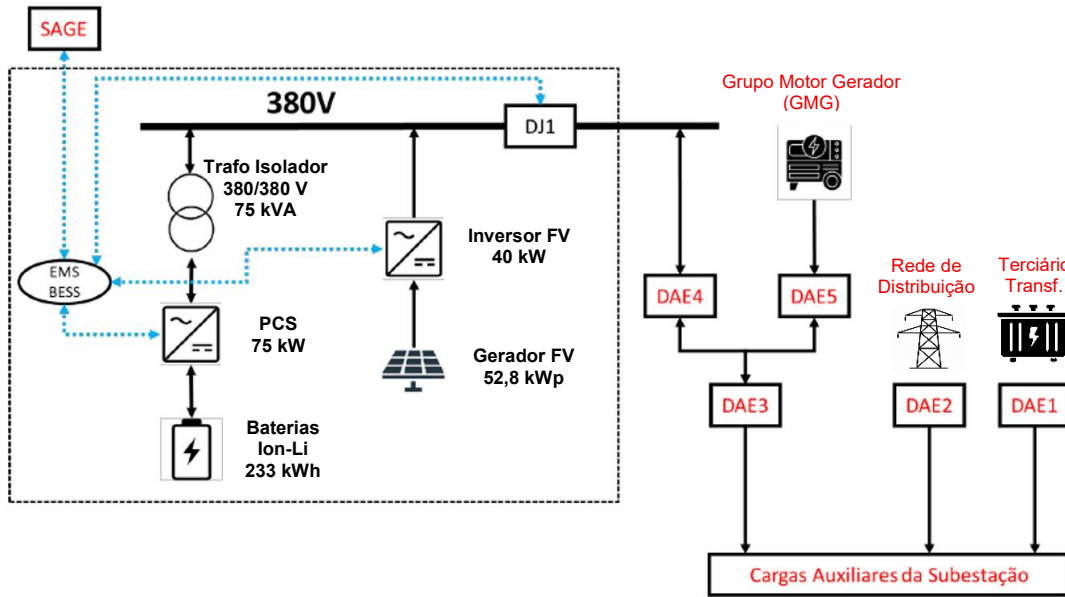
Para o cálculo da potência do banco de baterias (P_{bat}) é necessário acrescer à P_{catrif} demandada pelas cargas, um fator de degradação com temperatura de 10% e um fator de segurança de 10%. Isso resulta em uma potência igual a 43 kVA (ou 43 kW considerando o fator de potência igual a 1).

Para esse trabalho, foi considerando um PCS de potência equivalente a 75 kW⁴, superior à dimensionada porém disponível comercialmente no mercado nacional. Essa grandeza além de atender à demanda dos serviços auxiliares ainda é superior à produção de pico do sistema fotovoltaico (52,8kWp), evitando a ocorrência de sobretensão e de sobrefrequência.

Quanto à topologia da solução, a concepção inicial estudada pretendia utilizar o disjuntor existente da terceira fonte do serviço auxiliar, identificado como DAE3 nos projetos, para habilitar ou desabilitar a operação de um quadro de chaveamento automático contendo dois novos disjuntores motorizados automáticos. Os disjuntores, nomeados por DAE4 e DAE5, seriam intertravados entre si, viabilizando o fornecimento de energia aos serviços auxiliares por uma das duas fontes emergenciais: o sistema LiBESS-PV ou GMG da casa de comando, conforme **Figura 3.8**.

⁴ Corresponde ao equipamento constante na proposta técnica comercial FB0723004 Rev5 de 30/01/2024 feita pela Weg Materiais Elétricos para fornecimento de um sistema LiBESS-PV para o projeto PD-07351-0001/2022.

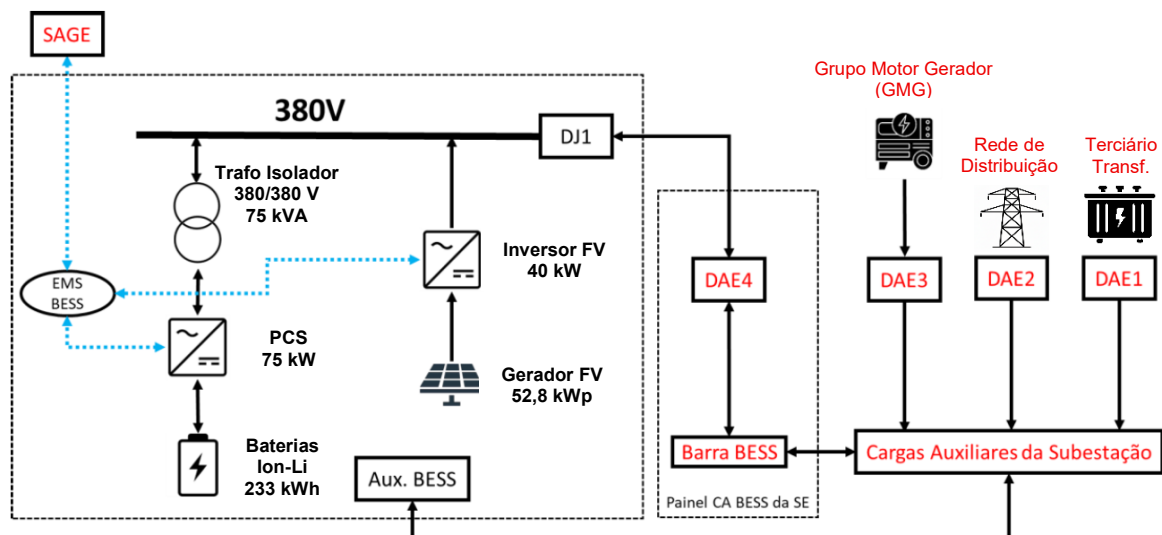
Figura 3.8 – Concepção inicial de conexão do LiBESS-PV aos serviços auxiliares



Fonte: autor.

Visando integrar a nova fonte LiBESS-PV aos serviços auxiliares do vão de linha da Firminópolis Transmissão na SE Trindade de maneira mais aproximada ao que deverá ser executado na construção de uma subestação totalmente nova, considerando duas fontes principais e apenas uma redundância, a topologia foi revista resultando no esquema da **Figura 3.9**.

Figura 3.9 – Topologia adotada para a conexão da nova fonte LiBESS-PV aos serviços auxiliares



Fonte: autor.

Essa nova configuração insere o disjuntor da quarta fonte de energia (DAE4) em um

painel que representa a extensão do quadro de serviços auxiliares em CA da transmissora. Assim é possível configurar a lógica de intertravamento entre as fontes de alimentação e estabelecer o nível hierárquico entre elas. A depender do local de instalação e das características da subestação, a solução proposta pode figurar como fonte principal ou de emergência para os serviços auxiliares. A **Tabela 3.6** apresenta o resumo das grandezas dimensionadas que compõem cada elemento da solução proposta.

Tabela 3.6 – Dimensionamento da nova fonte de energia dos serviços auxiliares

BESS (banco de baterias)	Número de Células	260 unidades
	Tensão da Célula	3,2 Vcc
	Tensão do Banco	832 Vcc
	Armazenamento da Bateria	896 Wh
	Armazenamento do Banco	233 kWh
	Armazenamento Útil	210 kWh
	Autonomia do Banco	36 horas
PCS	Potência Nominal	75 kW
Sistema Fotovoltaico	Número de módulos	88 unidades
	Potência do módulo	600 Wp
	Potência do sistema	52,8 kWp
	Potência do Inversor	40 kW

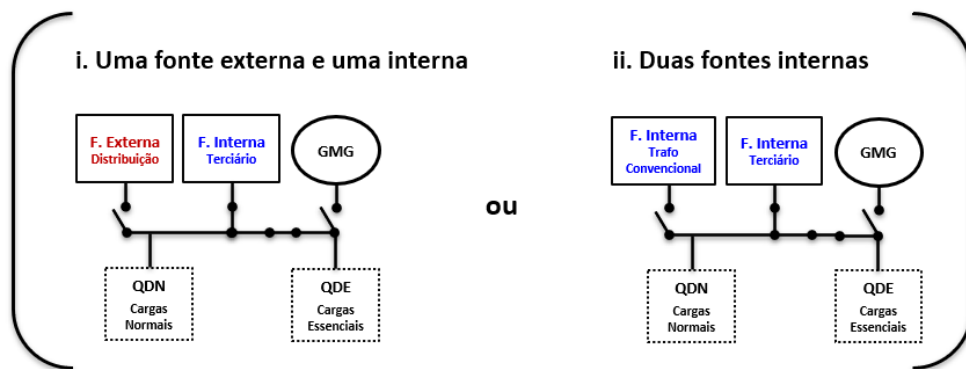
3.4 Simulações Computacionais

As simulações computacionais desse trabalho foram realizadas com o HOMER Pro, uma ferramenta computacional amplamente utilizada para a simulação e otimização de sistemas elétricos com energias renováveis (HOMER Pro, 2020). O software permite a simulação de microrredes com sistemas de geração distribuída, combinando fontes de energia convencionais e renováveis, armazenamento e gestão de carga. A ferramenta utiliza um algoritmo de otimização proprietário, denominado HOMER Optimizer®, para identificar as opções de menor custo

e maior viabilidade técnica, permitindo uma análise abrangente de diferentes configurações de equipamentos e condições externas.

Os Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020) determinam que os serviços auxiliares de subestações de transmissão sejam alimentados por duas fontes em corrente alternada, com um gerador a diesel de emergência (GMG), segundo uma das configurações mostradas na **Figura 3.10**.

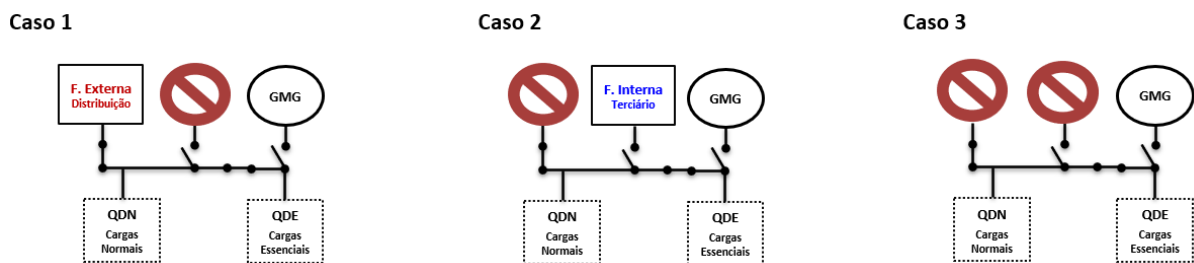
Figura 3.10 – Esquema de alimentação dos serviços auxiliares em corrente alternada



Fonte: autor.

É aceitável tanto a combinação de uma fonte externa e outra interna, como duas fontes internas, oriundas da própria subestação, se disponível. Na impossibilidade de se estabelecer uma das configurações, o agente de transmissão se responsabiliza por submeter ao ONS uma proposta alternativa, contendo duas fontes independentes de suprimento de energia em CA. Em situações assim, o agente busca solucionar um dos três casos mostrados na **Figura 3.11**: (i) ausência de fonte interna; (ii) ausência de fonte externa; ou (iii) ausência de ambas.

Figura 3.11 – Ausência de fontes CA: casos de dificuldade no atendimento aos Procedimentos de Rede



Fonte: autor.

Simulações visando o estudo do arranjo LiBESS-PV como alternativa para atendimento aos casos apresentados foram conduzidas em duas rodadas distintas. Primeiramente foram comparados aspectos técnicos e financeiros da utilização do GMG e do sistema LiBESS-PV para

suprimento das cargas auxiliares. Cenários independentes foram modelados para simular cada fonte em atendimento exclusivo ao Saux.

Em seguida, as simulações foram realizadas considerando a inclusão do sistema Li-BESS-PV, a rede de distribuição e o gerador diesel num esquema elétrico composto pelas três fontes para suprir as cargas elétricas da transmissora. Esse arranjo não considerou a fonte interna da subestação pois essa tem a confiabilidade tão alta quanto a própria rede de transmissão e não gera custos diretos, uma vez que a energia fornecida não é tarifada e seu consumo é contabilizado como perdas da rede básica. Nessa etapa foi utilizado o recurso *HOMER Optimizer*, disponível no software de simulação, que identifica o dimensionamento ideal para os componentes do sistema. Uma análise de sensibilidade foi conduzida considerando o custo do ramal da rede de distribuição para suprimento das cargas auxiliares, em uma faixa de extensão de 1 km a 10 km. A seguir, está detalhada a metodologia utilizada em cada fase de simulação.

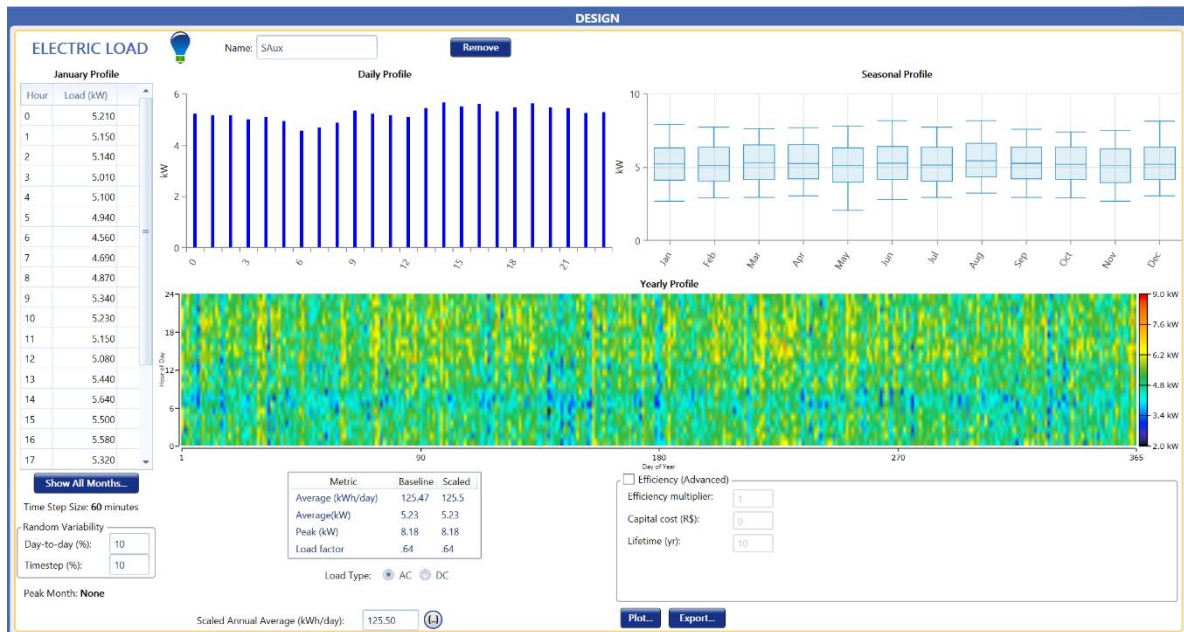
3.4.1 Rodada 1: LiBESS-PV ou GMG como fonte exclusiva de suprimento do Saux

Nessa primeira rodada de simulações, o passo inicial foi a parametrização das configurações gerais, que incluíram a delimitação do horizonte de simulação em 25 anos (prazo típico de uma concessão de transmissão), a taxa mínima de atratividade igual a 10,25% a.a. (Taxa Selic em 15/07/2024), o índice de inflação igual a 4,5% a.a. (IPC-A em 15/07/2024) e a escassez de capacidade (*capacity shortage*) como sendo igual a zero. Essa última variável representa o déficit de capacidade operacional em relação à quantidade real de capacidade operacional que o sistema fornece.

A modelagem da carga elétrica no simulador considerou as informações levantadas no memorial de cálculo dos serviços auxiliares e os resultados das medições de campo. Sabendo que potência total instalada é de 32 kVA, o consumo diário médio considerado na modelagem foi de 125,50 kWh/dia, com uma potência ativa média de 5,23 kW. O perfil horário da potência demandada pela carga inserida no sistema foi equivalente à média horária das medições registradas em campo. O software permite introduzir uma variabilidade aleatória nos perfis, definida pelas entradas "*Daytoday*" e "*Timestep*", de forma a representar as oscilações da carga no dia a dia para torná-los mais realistas. Foi utilizado o valor de 10% (dez por cento) para ambas entradas de variabilidade, criando-se um pico de potência demandada de 8,18 kW. A primeira entrada é responsável por variar a amplitude do perfil de carga aleatoriamente de um dia para o outro, enquanto a segunda distorce sua forma.

A **Figura 3.12** indica as configurações da carga elétrica na tela do simulador e gráficos de diferentes tipos com os perfis de carga em escala diária (*daily profile*), mensal (*seasonal profile*) e anual (*yearly profile*), conforme os parâmetros inseridos.

Figura 3.12 – Modelagem da carga elétrica dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

A partir de então, foi realizada a modelagem das fontes. Primeiramente, para estudar o uso do gerador diesel como fonte principal de alimentação do Saux, a potência nominal do equipamento foi calculada considerando o suprimento total das cargas elétricas acrescidas de um fator de segurança de 1,2. Além disso, utilizou-se o fator de potência igual a 0,8, típico para um GMG, conforme a equação (3.7):

$$P_n = \left[\left(\sum \text{Essenciais } PIE + \sum \text{Não Essenciais } PE \right) \times FS \right] / FP \quad (3.7)$$

Sendo:

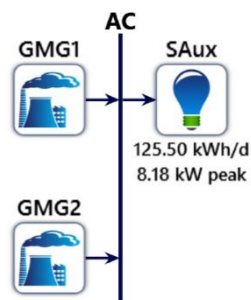
- P_n = Potência nominal
- Essenciais PIE = Cargas essenciais permanentes, intermitentes e eventuais;
- Não Essenciais PE = Cargas não essenciais permanentes e eventuais;
- FS = Fator de segurança (tipicamente entre 1,0 e 1,2);
- FP = Fator de potência típico do gerador igual a 0,8;

O resultado da aplicação da fórmula demonstrou a necessidade de um gerador com potência igual ou maior que 48 kVA. Como regra prática, os fabricantes de GMGs adotam a potência total do equipamento em condições de emergência (*standby*) e, para o uso contínuo, normalmente há um cuidado de se limitar a potência requerida a no máximo 80% da potência total. Assim, ao implementar o GMG, recomenda-se um gerador de 60 kVA para atender aos de 48 kVA de cargas elétricas com fator de potência de 0,8, conforme calculado. Na modelagem, o simulador permite escolher, a partir de uma biblioteca de equipamentos, a marca e modelo específicos ou utilizar um modelo genérico que melhor se ajuste. No caso desse estudo foi adotado um GMG de 50 kW (62,5 kVA) com FP igual a 0,8.

Outro aspecto operacional do uso de um gerador a diesel como fonte principal de energia são as manutenções preventivas periódicas. Devido a fatores críticos como desgaste mecânico das peças, acúmulo de resíduos da queima do combustível, necessidade de lubrificação, verificação do funcionamento do sistema de arrefecimento e, claro, detecção precoce de potenciais problemas, os fabricantes recomendam a realização das manutenções preventivas a cada 250 horas de funcionamento ou 6 meses, o que primeiro ocorrer. Durante esses eventos, ocorre a parada total do equipamento pelo período aproximado de 3 horas, para execução dos serviços. Por isso, na configuração do esquema elétrico foi necessário considerar dois GMGs, sendo um principal e outro reserva, de maneira que não houvesse interrupção no atendimento da carga. O cronograma de manutenção dos equipamentos foi configurado no sistema. Por último, foi definido, conforme diretrizes dos fabricantes, o tempo de vida útil do equipamento como sendo 15.000 horas. O simulador considera, durante os cálculos, a substituição do equipamento, sem valor residual, ao se atingir esse limite estabelecido.

A **Figura 3.13**, apresentada a seguir, mostra o esquema elétrico do primeiro cenário simulado com o software HOMER Pro. No diagrama são observados dois geradores a diesel, um principal e outro reserva, empregados como fonte exclusiva de suprimento de energia do barramento de corrente alternada que alimenta as cargas elétricas dos serviços auxiliares.

Figura 3.13 – Esquema elétrico 1: GMG como fonte exclusiva dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

Na sequência, os parâmetros financeiros dessa fonte foram inseridos no sistema e estão detalhados na **Tabela 3.7**. Os valores de investimento, reinvestimento e os custos de operação e manutenção (O&M) foram limitados ao gerador principal apenas. Isso porque, por procedimento do ONS, toda subestação deve ter obrigatoriamente um gerador de emergência, o qual pode ser utilizado durante as manutenções do equipamento principal. Assim, os custos do GMG de reserva não foram considerados nessa fase das simulações.

Tabela 3.7 – Parâmetros financeiros do GMG utilizados na simulação

Equipamento	Investimento	Reinvestimento	O&M	Custo do Diesel
GMG 50 kW/62,5 kVA	R\$ 70.000,00 para um gerador	R\$ 35.000,00 a cada 15.000 horas	R\$ 44.450,00 por ano	R\$ 5,86 por litro

O valor de aquisição de um gerador a diesel com características similares ao utilizado na simulação foi pesquisado no mercado regional. Considerou-se o valor de reinvestimento como sendo igual a 50% do capital inicialmente investido. Essa premissa leva em conta o valor residual do equipamento a ser substituído. Na prática, empresas de locação de geradores normalmente renovam seus ativos conseguindo vender seus equipamentos seminovos pelo equivalente a 50% ou mais do valor de mercado de um gerador novo. Para obter o custo de O&M, o valor dos filtros e lubrificantes substituídos nas manutenções preventivas foram orçados no mercado local. Cada manutenção equivale a aproximadamente R\$ 1.270,00 de despesas com materiais de consumo. Considerando a operação por 24 horas diárias com manutenções preventivas a cada 250 horas de funcionamento, anualmente serão realizadas 35 manutenções. Por fim, o custo do combustível adotado na simulação do GMG como fonte principal foi igual ao

preço médio do diesel comum no estado de Goiás em abril de 2024⁵. As configurações desse cenário foram salvas em um arquivo de dados do simulador e os resultados estão apresentados e discutidos no próximo capítulo.

No segundo cenário da primeira rodada, o sistema LiBESS-PV foi modelado conforme dimensionamento mostrado anteriormente, no item 3.3. Nenhuma fonte de emergência foi inserida no arranjo, uma vez que a solução estudada não demanda interrupções de operação para manutenções preventivas. Modelos genéricos dos componentes foram adotados. Para o banco de baterias íon-Li, cuja capacidade de armazenamento calculada foi de 233 kWh, utilizou-se 3 bancos genéricos 100 kWh. O sistema fotovoltaico adotado tem potência instalada de 52,8 kWp e inversor de 40 kW com dados de radiação solar obtidos da base *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER)* (NASA, 2024). O PCS foi configurado para uma potência de saída igual a 75 kW. Baseado em catálogos de fabricantes, a vida útil das baterias de fosfato de ferro lítio pode atingir 6.000 ciclos, o que representa 16,4 anos realizando um ciclo diário. Já o inversor fotovoltaico tem vida útil entre 10 e 15 anos. Para ambos foi considerado o tempo de vida de 12,5 anos (metade do horizonte de estudo). No caso do LiBESS, o software HOMER Pro adota o parâmetro *throughput*⁶ (produtividade) para calcular a vida útil do banco de armazenamento. Esse parâmetro indica a mudança no nível de energia do banco de armazenamento em um ano, tendo sido adotado o valor de 142.500 kWh/ano nessa simulação. Como dito anteriormente, quando os equipamentos atingem o limite de sua vida útil, o valor residual é igual a zero para efeitos de cálculos financeiros. Por outro lado, módulos fotovoltaicos e o PCS têm vida útil superior ao horizonte de estudo e, por isso, seu reinvestimento foi desconsiderado.

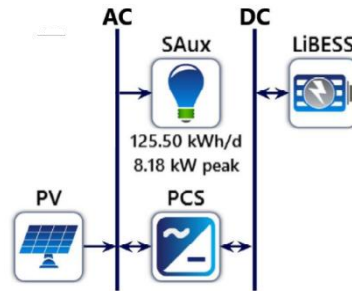
A **Figura 3.14** mostra o esquema elétrico do segundo cenário simulado nessa primeira rodada: LiBESS-PV-PCS como fonte exclusiva de alimentação dos serviços auxiliares em corrente alternada. Os valores de investimento e reinvestimento no sistema fotovoltaico foram obtidos em cotações no mercado local. Em contrapartida, para o armazenamento em baterias íon-Li e conversor de potência do sistema foram adotados os valores referenciais de R\$ 4.000,00/kWh para o investimento inicial (valores de 2024) e de R\$ 2.800,00/kWh para o reinvestimento (projeção de valores a partir de 2034), de acordo com o Plano Decenal de Energia Elétrica para 2034 – PDE 2034 (EPE, 2024b) da Empresa de Pesquisa Energética. A precificação de cada componente seguiu a estrutura de custos detalhada no estudo de (Greener e New-charge, 2021), com o LiBESS e PCS assumindo respectivamente 55% e 45% do custo da empreitada global (*turn-key*) do sistema de armazenamento. Os custos de operação e manutenção

⁵ Segundo <https://precos.petrobras.com.br/web/precos-dos-combustiveis/w/diesel/go>

⁶ Mais detalhes em https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/battery_throughput.html

das baterias e conversor também seguiram as diretrizes do estudo de (Greener e Newcharge, 2021), que considera 0,5% ao ano sobre o valor do investimento inicial. Para o sistema fotovoltaico foi adotado o parâmetro de R\$ 50,00/kWp ao ano, conforme PDE 2034.

Figura 3.14 – Esquema elétrico 2: LiBESS-PV como fonte exclusiva dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

Os parâmetros financeiros dessa nova fonte de alimentação dos serviços auxiliares estão listados na **Tabela 3.8**. As configurações desse cenário foram salvas em um segundo arquivo de dados simulados e os resultados, assim como os anteriores, estão discutidos no próximo capítulo.

Tabela 3.8 – Parâmetros financeiros do sistema LiBESS-PV utilizados na simulação

Equipamento	Investimento	Reinvestimento	O&M
PV 52,8 kWp	R\$ 200.500,00	R\$ 25.000,00 a cada 12,5 anos	R\$ 2.700,00 por ano
LiBESS 233 kWh	R\$ 516.600,00	R\$ 326.200,00 a cada 12,5 anos	2.600,00 por ano
PCS 75 kW	R\$ 415.400,00	-	2.100,00 por ano

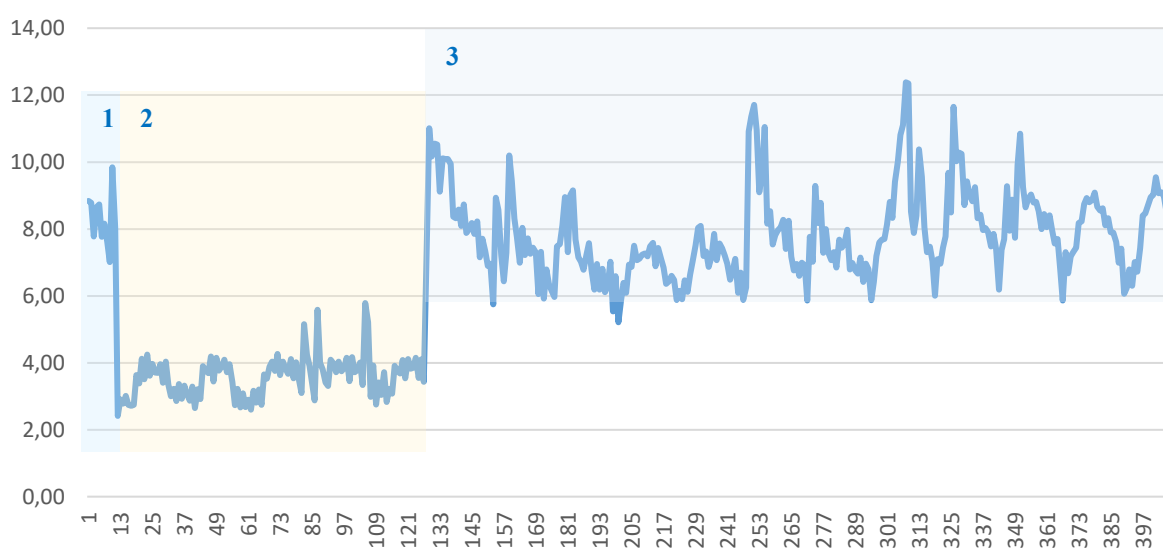
3.4.2 Rodada 2: Arranjo Rede-LiBESS-PV-GMG como solução de suprimento do Saux

A segunda rodada considerou apenas um cenário de simulação, onde a rede de distribuição, o gerador a diesel e o sistema LiBESS-PV foram modelados como fontes de alimentação CA dos serviços auxiliares. As configurações gerais dessa etapa foram realizadas de forma

idêntica às da rodada anterior, com horizonte de simulação de 25 anos, taxa mínima de atratividade igual a 10,25% a.a. (Selic em 15/07/2024), índice de inflação igual a 4,5% a.a. (IPC-A em 15/07/2024) e a escassez de capacidade⁷ igual a zero.

Utilizando os mesmos dados de medição da rodada anterior, a modelagem da carga foi ajustada para a considerar os dados de maior demanda elétrica, testando assim, de forma mais severa, o desempenho das fontes estudadas. Ao analisar as medidas horárias da potência ativa total máxima, conforme mostrado no gráfico da **Figura 3.15**, foi observado que os primeiros dez a doze registros oscilaram entre 8 kW e 10 kW médios (região 1 do gráfico, fundo azul), seguido por um período de pouco mais de uma centena de registros em que a maioria oscilou entre 2 kW e 4 kW (região 2 do gráfico, fundo amarelo), terminando com um período de medições com variações mais amplas e uniformes, entre 6 kW e 12 kW (região 3 do gráfico, fundo azul).

Figura 3.15 – Registros horários da potência ativa total máxima dos serviços auxiliares



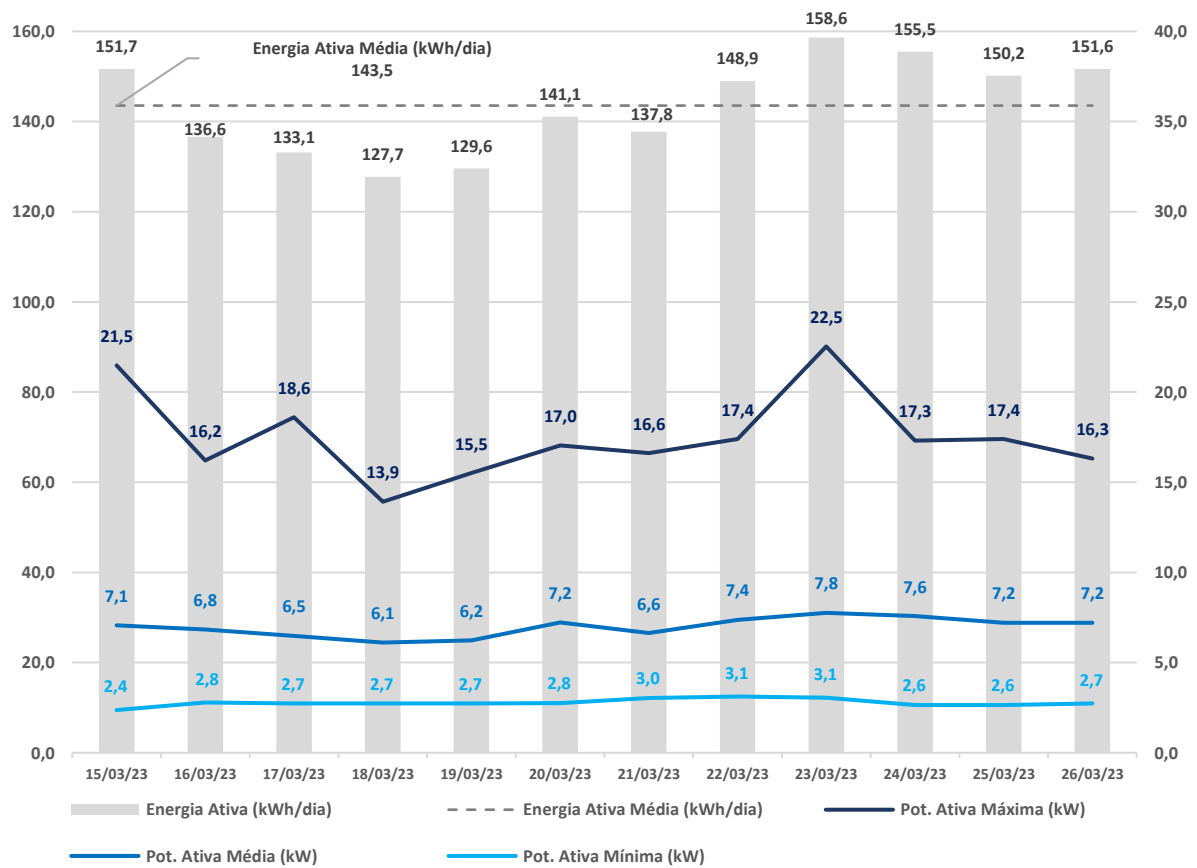
Fonte: autor.

Os dados de potência sugerem um período atípico na região 2, que, quando considerado na modelagem inicial das cargas, contribuiu para reduzir as médias das potências horárias e do consumo diário de energia. Ao desconsiderar os dados das duas primeiras regiões em um novo gráfico, apenas com a energia ativa diária e potência ativa total dos registros da região 3 – dados relativos ao período de 15 a 26 de março de 2023 – foi observado um comportamento mais uniforme das cargas auxiliares, como indica a **Figura 3.16**.

⁷ Déficit de capacidade operacional em relação à quantidade real de capacidade operacional que o sistema pode fornecer.

Assim, os valores do perfil horário da potência demandada pelos serviços auxiliares foram ajustados na modelagem da carga elétrica nessa rodada, com nova potência média horária igual a 7,86 kW e pico de demanda de 12,24 kW. O consumo médio diário foi calculado multiplicando a nova potência média horária pelas 24 horas do dia, resultando em 188,55 kWh/dia. Porém, conforme observado nas medições de campo, o consumo médio do período abrangido pela região 3 foi de 143,50 kWh/dia, conforme gráfico da Figura 3.16. Desta forma, um ajuste de escala foi implementado na simulação de forma que o valor médio e de pico da potência demandada foram reduzidos para 5,98 kW e 9,32 kW, respectivamente.

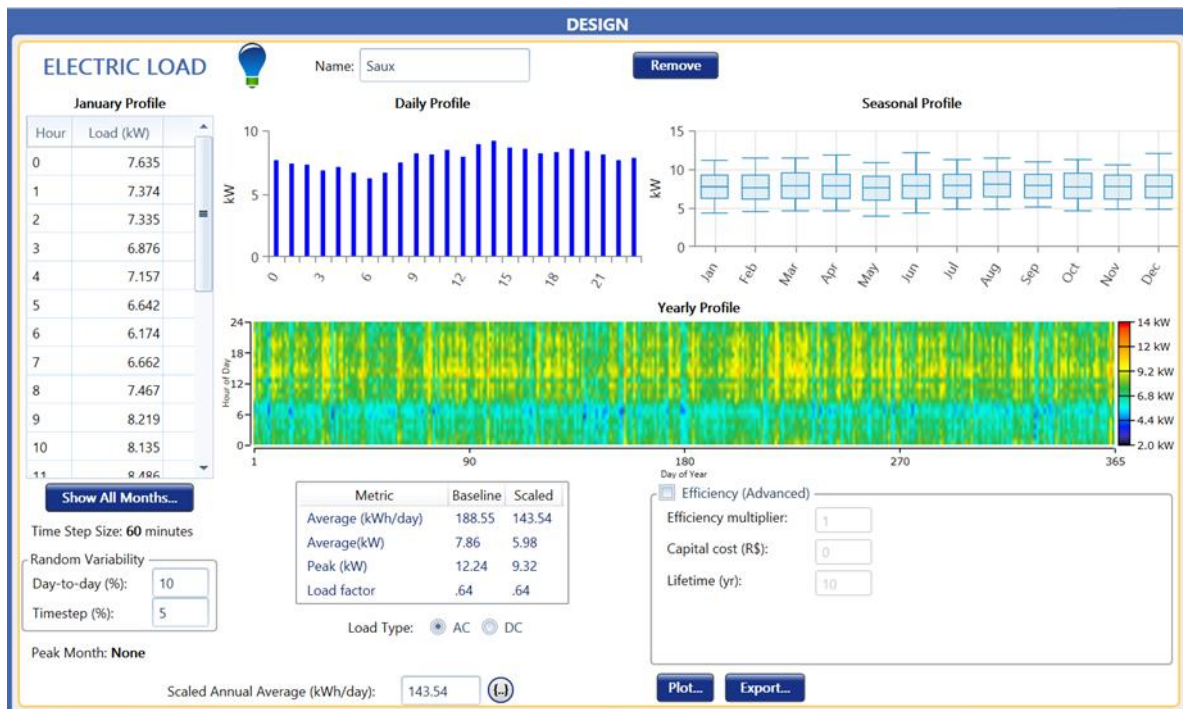
Figura 3.16 – Registros da região 3: energia ativa diária consumida e potência ativa total



Fonte: autor.

Os parâmetros da modelagem da carga elétrica foram ajustados para melhor retratar o novo perfil de carga dos serviços auxiliares, como observado na **Figura 3.17**. Embora o perfil de carga tenha sido revisado nessa segunda rodada de simulações, os dimensionamentos do GMG e do sistema LiBESS-PV permaneceram idênticos aos apresentados na Rodada 1, tendo-se em conta que os valores de potência nominal e instalada das cargas elétricas que compõem os serviços auxiliares não sofreram alterações.

Figura 3.17 – Ajuste de parâmetros e nova modelagem da carga elétrica dos serviços auxiliares



Fonte: autor.

O GMG foi originalmente dimensionado para atender até 48 kVA de carga instantânea, com fator de potência de 0,8, assegurando folga operacional e capacidade de manutenção programada. De forma análoga, o BESS de 233 kWh (36h de autonomia) com PCS de 75 kW e o gerador fotovoltaico de 52,8 kWp foram projetados para suprir o maior consumo diário registrado, mesmo em condições de irradiação menos favoráveis. Como o novo perfil de carga não ultrapassa esses limites, não foi necessário redimensionar os equipamentos.

De modo análogo, os parâmetros financeiros do GMG e do sistema LiBESS-PV, como o CAPEX, custos de O&M, reinvestimento e vida útil dos equipamentos, também foram mantidos conforme Tabela 3.7 e Tabela 3.8 apresentadas. Manter as especificações técnicas e financeiras desses equipamentos garante compatibilidade entre os cenários de suprimento, sem vieses de capacidade ou de ajustes financeiros. Assim, os indicadores de custo, confiabilidade e emissões apurados na simulação refletem exclusivamente os efeitos da inclusão da rede de distribuição, sem interferência de alterações de porte dos sistemas de geração e armazenamento.

Na sequência, foi realizada a modelagem da rede de distribuição através do módulo de rede avançada (*Advanced Grid Module*) do HOMER Pro. Escolhendo a opção de tarifas em tempo real (*Real Time Rates*), foi possível aproveitar suas opções avançadas de configuração, conferindo maior fidelidade ao sistema. A parametrização foi realizada em duas etapas: a) custos associados ao ramal externo de alimentação; e b) tarifa e parâmetros operacionais da rede.

Para compor os custos do ramal alimentador, foram consultadas empresas regionais especializadas na execução de linhas de distribuição, que forneceram dados sobre a implantação de linhas de distribuição nas tensões de 13,8 kV e 34,5 kV. Basicamente, a composição dos preços tem uma parcela de custos fixos e outra de custos variáveis por quilômetro de extensão, conforme detalhado na **Tabela 3.9**. A parcela de custos fixos é formada pelos valores do projeto elétrico, subestação e elemento transformador, neste caso com potência de 75 kVA, condizente com o levantamento da carga elétrica e dimensionamento das demais fontes. Os custos fixos somam R\$ 54.756,00 e R\$ 56.610,00 para cada nível de tensão de 13,8 kV e 34,5 kV, respectivamente. A parcela de custos variáveis é composta pela mão de obra de execução, estruturas (postes, cruzetas, estribos, isoladores etc.), cabos elétricos, miscelâneas e chaves fusíveis, valorados por quilômetro de rede executado. Os custos variáveis contribuem, na composição dos preços, com 88.763,82 R\$/km e 97.463,44 R\$/km para os níveis de tensão de 13,8 kV e 34,5 kV, respectivamente.

Tabela 3.9 – Composição de custos de execução de ramal de linha de distribuição

Tipo de Custo	Nível de Tensão	13,8 kV		34,5 kV	
	Valores	Unitário	Somatório	Unitário	Somatório
Fixo	Projeto elétrico	R\$ 10.000,00		R\$ 10.000,00	
	Transformador 75 kVA	R\$ 22.756,00	R\$ 54.756,00	R\$ 24.610,00	R\$ 56.610,00
	Subestação	R\$ 22.000,00		R\$ 22.000,00	
Variável	Mão de obra	R\$ 25.000,00		R\$ 25.000,00	
	Estruturas	R\$ 20.150,00		R\$ 20.150,00	
	Cabos elétricos	R\$ 32.884,02	R\$ 88.763,82	R\$ 32.884,02	R\$ 97.463,44
	Miscelâneas	R\$ 9.080,59		R\$ 17.323,81	
	Chave fusível	R\$ 1.649,21		R\$ 2.105,61	

O custo total de implantação de um ramal de linha de distribuição, em cada tensão de alimentação, pode ser calculado pela equação (3.8).

$$C_{Ramal} = C_{Fixos} + N \times C_{Variáveis} \quad (3.8)$$

Sendo:

- C_{Ramal} = Custo total do ramal de linha de distribuição;

- C_{Fixos} = Somatório dos custos fixos;
- N = Extensão total do ramal de linha de distribuição;
- $C_{\text{Variáveis}}$ = Somatório dos custos variáveis;

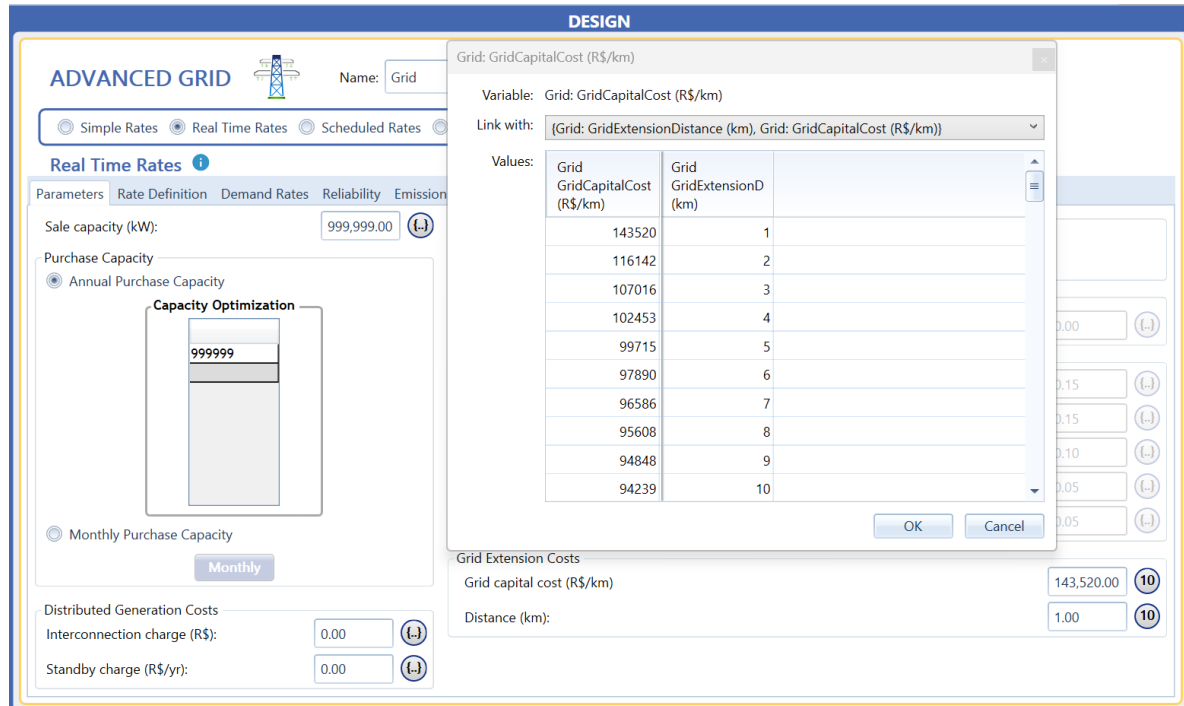
O simulador adotado possibilita trabalhar a sensibilidade dos resultados em função da variação da extensão do ramal e de seu custo por quilômetro. Na **Tabela 3.10** estão apresentados o custo total e do custo unitário por quilômetro para a implantação de um ramal de distribuição com extensão variando de 1 km a 10 km, para os dois níveis de tensão considerados.

Tabela 3.10 – Custo total do ramal de linha de distribuição por nível de tensão e por extensão

Extensão do Ramal	Ramal de 13,8 kV		Ramal de 34,5 kV	
	Custo Total	Custo por km	Custo Total	Custo por km
1 km	R\$ 143.519,82	R\$ 143.519,82/km	R\$ 154.073,44	R\$ 154.073,44/km
2 km	R\$ 232.283,64	R\$ 116.141,82/km	R\$ 251.536,88	R\$ 125.768,44/km
3 km	R\$ 321.047,46	R\$ 107.015,82/km	R\$ 349.000,32	R\$ 116.333,44/km
4 km	R\$ 409.811,28	R\$ 102.452,82/km	R\$ 446.463,76	R\$ 111.615,94/km
5 km	R\$ 498.575,10	R\$ 99.715,02/km	R\$ 543.927,20	R\$ 108.785,44/km
6 km	R\$ 587.338,92	R\$ 97.889,82/km	R\$ 641.390,64	R\$ 106.898,44/km
7 km	R\$ 676.102,74	R\$ 96.586,11/km	R\$ 738.854,08	R\$ 105.550,58/km
8 km	R\$ 764.866,56	R\$ 95.608,32/km	R\$ 836.317,52	R\$ 104.539,69/km
9 km	R\$ 853.630,38	R\$ 94.847,82/km	R\$ 933.780,96	R\$ 103.753,44/km
10 km	R\$ 942.394,20	R\$ 94.239,42/km	R\$ 1.031.244,40	R\$ 103.124,44/km

Neste trabalho, optou-se por utilizar os custos do ramal de 13,8 kV na modelagem da rede de distribuição como fonte de alimentação dos serviços auxiliares, como ilustrado na Figura 3.18, por entender se tratar da melhor escolha para a situação (menor custo e, consequentemente, melhor resultado financeiro). Assim, as demais fontes de alimentação adotadas, principalmente o sistema LiBESS-PV, serão comparadas com a melhor opção de custo de rede. Para outros níveis de tensão os resultados financeiros associados à extensão e uso da rede serão piores que esse.

Figura 3.18 – Modelagem da rede de distribuição com parametrização dos custos por quilômetro



Fonte: autor.

Ainda na aba *Parameters*, do módulo *Advanced Grid*, opção *Real Time Rates*, a capacidade de fornecimento de energia da rede foi assumida como ilimitada (*sale capacity* = 999.999,00 kW) e não foram inseridos custos de geração distribuída, limite de aquisição de energia da rede, nem regras de controle de carga e descarga de baterias ou de injeção de energia excedente. Além disso, optou-se pela otimização que simule o sistema final em cenários com e sem a rede de distribuição.

Na aba *Rate Definition*, a tarifa de energia foi fixada em 0,92 R\$/kWh, equivalente à tarifa convencional da distribuidora local do caso de aplicação na data de 21/08/2024. Da mesma forma, a demanda contratada foi ajustada igual à zero na aba *Demand Rates*. A adoção da tarifação convencional, ou seja, sem variação horária de preços e sem contratação de demanda, na modelagem da rede decorre da adoção de um transformador de potência menor que 112,5 kVA. Para o caso de aplicação, a distribuidora local permite aos clientes atendidos em média tensão e com essa potência de transformação que optem por esse modelo de tarifação.

Quanto à confiabilidade da rede, na aba *Reliability* é possível inserir parâmetros de interrupção ou importar dados de uma série histórica a partir de um arquivo ou da biblioteca.

Neste trabalho, foram considerados os valores médios dos indicadores DEC/FEC⁸ das distribuidoras brasileiras em 2023, conforme (ANEEL, 2024). Por fim, a aba *Emissions* define os valores de emissões de gases causadores do efeito estufa de acordo com a matriz de geração da região simulada. Esses valores não foram alterados. Assim, concluiu-se a modelagem da rede para a segunda rodada de simulações.

3.5 Estudo de Viabilidade e Análise de Sensibilidade

Uma vez realizadas as configurações gerais e as modelagens de cargas e fontes, e configurações elétricas, incluindo a parametrização de dados técnicos e financeiros, foi possível obter um estudo técnico-econômico completo através da função *Calculate* disponível na opção *Results* do HOMER Pro. O software simula a operação de cada arranjo elétrico constituído, calculando o balanço energético entre a demanda da carga e a disponibilidade das fontes. Assim, estimando os custos de implantação e operação ao longo do horizonte de estudo, o simulador determina a viabilidade de cada esquema elétrico modelado. Adicionalmente, o simulador disponibiliza o uso do recurso HOMER Optimizer®, que emprega um algoritmo proprietário capaz de aprimorar a configuração dos sistemas elétricos em busca da combinação ideal de componentes e capacidades que atendam à demanda da carga com o menor custo.

Na Rodada 1, com cenários independentes que consideraram o GMG e o sistema Li-BESS-PV em atendimento exclusivo à carga, as simulações foram conduzidas sem a utilização do recurso otimizador do software. Por isso, foram encontrados resultados referentes à única arquitetura modelada para cada cenário. O gráfico do fluxo de caixa do sistema simulado é apresentado na tela principal. Ao gerar as simulações da Rodada 2, empregando-se o recurso de otimização de soluções, uma tela sumarizada de resultados é exibida contendo a descrição de duas arquiteturas distintas: uma referente ao sistema de melhor viabilidade encontrado (*Winning System Architecture*) e outra relativa ao caso base (*Base Case Architecture*). Nesse caso, um gráfico comparativo dos fluxos de caixa de ambas as arquiteturas é exibido. Para este caso, em que os resultados foram calculados em função da variação do comprimento do ramal de distribuição e seu custo por quilômetro, foi possível alterar esses dois parâmetros para estudar a sensibilidade dos resultados.

⁸ DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

Para todas as rodadas de simulação, um conjunto bem mais detalhado de dados técnicos e econômicos resultantes dos cálculos realizados pelo programa pode ser acessado através do botão *Simulation Details*. Nele, diversas informações sobre a proposta de menor custo são disponibilizadas conforme cada sistema modelado. São exemplos de resultados obtidos a partir dos detalhes de simulação as seguintes informações:

- Sumário de custos para cada equipamento (investimento, reinvestimento, O&M, combustível, valor residual e totalizador);
- Fluxo de caixa com opções de combinação de gráfico de visualização por tipo de custo ou por componente, além de fluxo nominal ou descontado;
- Comparativo econômico entre o caso base e a proposta vencedora;
- Sumário elétrico com dados da produção de energia das fontes, consumo das cargas e outros dados como excedente de geração, cargas elétricas não atendidas, capacidade de interrupção, fração renovável e máxima penetração renovável;
- Sumário de combustível contendo consumo total, média diária e média horária;
- Sumário técnico e econômico por fonte, com gráficos e informações gerais sobre a operação das fontes de energia ao longo do horizonte de estudo;
- Informativo sobre a penetração das renováveis com métricas de capacidade, de energia e dos valores de pico, além de gráficos;
- Quadro resumo de emissões de gases do efeito estufa, considerando todas as fontes utilizadas.

Entre as principais métricas econômicas calculadas pelo simulador estão a taxa interna de retorno (IRR), o retorno do investimento (ROI) e o *payback* simples. Além disso, informações sobre custo presente líquido (NPC), capital inicialmente investido, custos de O&M e custo nivelado de energia (LCOE), também são disponibilizadas. O software ainda permite salvar um relatório completo do sistema simulado ou ainda os fluxos de caixa calculados, viabilizando o tratamento dos dados fora do ambiente do programa de simulação.

No desenvolvimento do estudo, os resultados da Rodada 1 foram adquiridos diretamente no relatório do sistema simulado. Na Rodada 2, além do relatório, optou-se por utilizar planilhas eletrônicas para suporte ao entendimento dos fluxos de caixa e na compilação dos resultados de viabilidade. Assim foi possível criar uma matriz de sensibilidade da variação do custo presente líquido (NPC) e do custo nivelado da energia (LCOE) para as sete melhores arquiteturas criadas pelo otimizador em função do comprimento da rede de distribuição e seu respectivo custo por quilômetro.

3.6 Considerações Finais

Ao longo deste capítulo, descreveram-se os tipos de cargas e potências que compõem os serviços auxiliares da casa de comando do vão de saída da LT Trindade – Firminópolis, localizado na SE Trindade. Ademais, foram realizadas medições do perfil de consumo dos serviços auxiliares durante 19 dias de operação. A partir desse levantamento, dimensionou-se uma microrrede isolada (*off-grid*) com geração fotovoltaica e armazenamento em baterias de íon-Li (LiBESS-PV) com uma usina fotovoltaica com potência instalada de 52,8 kWp e inversor fotovoltaico com potência de 40 kW, integrada a um sistema de armazenamento de baterias de íon-Li com tecnologia LiFeO₄, com capacidade de armazenamento total de 233 kWh e PCS com potência de 75 kW.

O sistema LiBESS-PV dimensionado foi simulado na ferramenta computacional HOMER Pro para previsão do desempenho em um cenário inicial e para realização de estudos financeiros comparativos com a linha de distribuição da concessionária local como fonte de suprimento dos serviços auxiliares da casa de comando da subestação.

No próximo capítulo os resultados das simulações computacionais serão apresentados, analisados e discutidos.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

Neste capítulo, os resultados decorrentes das simulações computacionais realizadas com o software HOMER Pro serão apresentados, analisados e discutidos.

A investigação central deste estudo consiste em verificar a aplicabilidade e o desempenho técnico-econômico de sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio combinados à geração fotovoltaica (LiBESS-PV) no atendimento aos serviços auxiliares de subestações de transmissão, sobretudo quando não há disponibilidade de utilização da fonte interna ou dificuldade de acesso à rede de distribuição.

As cargas elétricas do Quadro de Serviço Auxiliar em Corrente Alternada (QSA-CA) do vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis foram levantadas e utilizadas como caso de aplicação. Esse levantamento embasou o dimensionamento do sistema LiBESS-PV proposto, assim como a modelagem dos demais componentes da instalação elétrica simulada. Para se atingir o objetivo deste trabalho, foram conduzidas duas rodadas distintas de simulações. Na primeira rodada, o foco foi analisar comparativamente o grupo gerador a diesel (GMG) e o arranjo LiBESS-PV em cenários independentes, modelados para simular o desempenho característico de cada fonte em atendimento à demanda elétrica do caso de aplicação. Essa etapa preliminar permitiu uma compreensão das operações individuais de cada tecnologia.

Na segunda rodada de simulações, foram integradas três fontes de fornecimento – o sistema LiBESS-PV, a rede de distribuição da concessionária local e o gerador de emergência (GMG) – em uma configuração elétrica para suprir as cargas dos sistemas auxiliares da casa de comando da LT Trindade – Firminópolis, em atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020). Na modelagem da rede, além dos parâmetros elétricos intrínsecos, considerou-se a variação do comprimento do ramal de extensão de rede, abrangendo o intervalo de 1 km a 10 km. Esta abordagem multifatorial reflete um cenário mais realista e complexo.

Adicionalmente, empregou-se o recurso de otimização do simulador, que possibilitou o dimensionamento ideal dos componentes do sistema ao testar diversas configurações para determinar as arquiteturas mais adequadas. De maneira complementar, uma análise de sensibilidade foi conduzida, examinando as melhores arquiteturas calculadas pelo software em cada um dos intervalos de extensão da rede de distribuição considerados. Esta análise resultou na criação de uma matriz que ilustra a variação do Custo Presente Líquido (NPC) e do Custo Nivelado de Energia (LCOE) para as arquiteturas analisadas em função da extensão da rede de distribuição e de seu custo associado. Os resultados detalhados dessas análises são apresentados e discutidos a seguir.

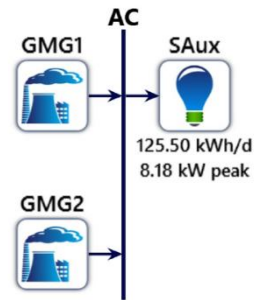
4.1 Rodada 1: LiBESS-PV ou GMG como fonte exclusiva de suprimento dos serviços auxiliares em corrente alternada (Saux)

Esta etapa apresenta e discute os resultados da análise comparativa do sistema LiBESS-PV e do grupo motor gerador (GMG) operando como fontes exclusivas para o suprimento dos serviços auxiliares de subestações. De forma complementar, relatórios de simulação emitidos pelo programa utilizado podem ser acessados no Apêndice C.

4.1.1 Análise Técnica

Considerando a necessidade de realização de manutenções preventivas a cada 250 horas trabalhadas, nas simulações do primeiro cenário foram empregados dois geradores de 50 kW (principal e reserva) para o atendimento à demanda dos serviços auxiliares. No sumário elétrico da **Figura 4.1** observa-se a produção anual de energia individual por equipamento e o total do arranjo. O gerador principal (GMG1), referenciado na modelagem como "Generic 50 kW_P+R", respondeu por 98,8% da produção, o equivalente a 45.227 kWh/ano, enquanto o gerador de reserva (GMG2), denominado de "Generic 50 kW_P+R (1)" contribuiu com 1,2%, gerando 567 kWh/ano. A produção total de energia do conjunto foi de 45.794 kWh/ano. Dados elétricos complementares, como mapas de calor da potência de saída de cada equipamento ao longo do período simulado podem ser encontrados nos relatórios do **Apêndice C**.

Figura 4.1 – Sumário elétrico do cenário GMG Principal e Reserva



Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	13,3	kWh/yr
Capacity Shortage	14,6	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic 50kW_P+R	45,227	98,8
Generic 50kW_P+R (1)	567	1,24
Total	45,794	100

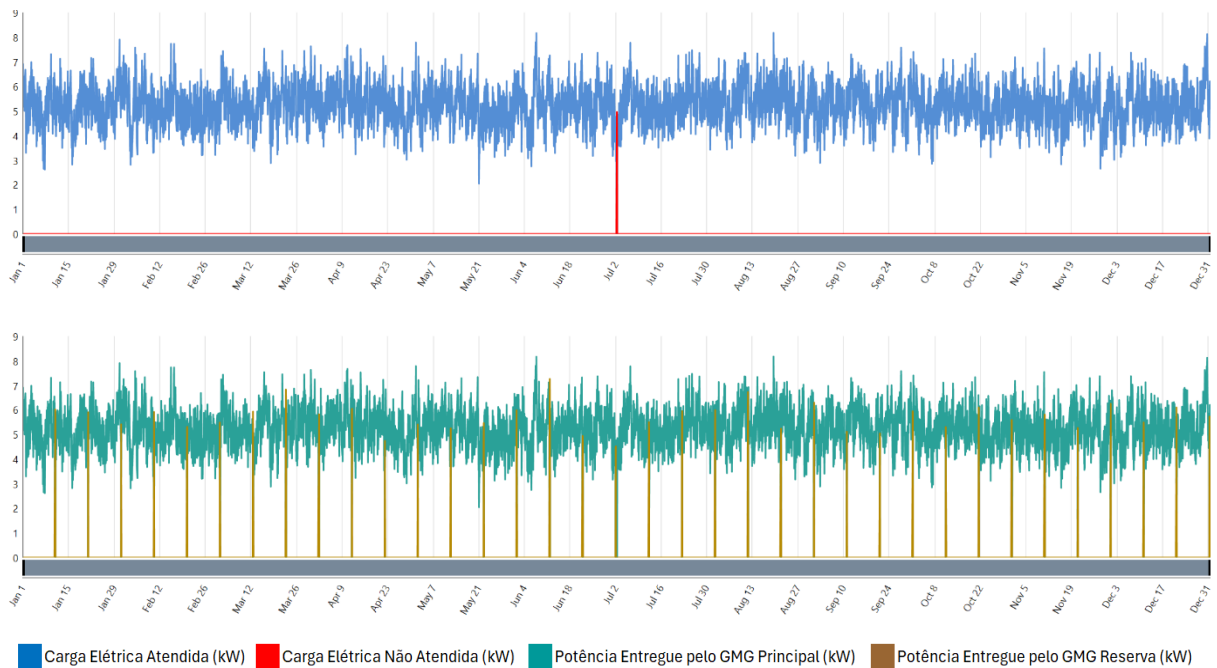
Fonte: autor.

Com base no sumário elétrico, a análise de confiabilidade do suprimento revela que houve uma parcela da demanda não atendida. O indicador “*Unmet Electric Load*”, referente à carga elétrica que o sistema não consegue atender, ocorre quando a demanda excede a oferta. Além disso, o parâmetro “*Capacity Shortage*” demonstra um déficit entre a capacidade operacional necessária em relação à capacidade operacional real do sistema. Isso significa que em determinados momentos a demanda da carga ultrapassa a potência real da fonte. Embora sejam valores pouco significativos em relação ao total anual, esses eventos evidenciam momentos de insuficiência de suprimento, representando um ponto crítico para os serviços auxiliares e exigem discussão. O caráter essencial dos serviços auxiliares em uma subestação de transmissão não admite falhas de suprimento.

Vale ressaltar que defeitos operacionais intrínsecos aos geradores, tais como falhas no sistema de injeção de combustível, problemas no sistema de refrigeração, falhas elétricas no alternador, ou avarias mecânicas decorrentes de desgaste ou falta de manutenção adequada, não foram considerados neste estudo. Assim, tais eventos poderiam contribuir ainda mais para o não atendimento à carga, impactando negativamente a confiabilidade da fonte. Desta forma, estes resultados sugerem que, mesmo com um sistema robusto de GMG, déficits de energia podem ocorrer sob condições específicas da demanda ou da operação dos geradores, onde a ocorrência de falhas reais agravaria essa situação.

A **Figura 4.2** ilustra o comportamento elétrico do arranjo simulado ao longo de um ano típico. O gráfico superior apresenta a curva de demanda da carga elétrica (em azul) e a curva de carga não atendida (em vermelho). Observa-se um breve período, no dia 2 de julho, onde ocorreu a interrupção de suprimento de energia à carga, conforme indicado pela elevação na curva vermelha. Este evento corrobora os valores não nulos de *Unmet Electric Load* e *Capacity Shortage* discutidos anteriormente.

Figura 4.2 – Carga elétrica atendida e não atendida e potência de saída dos GMGs Principal e Reserva



Fonte: autor.

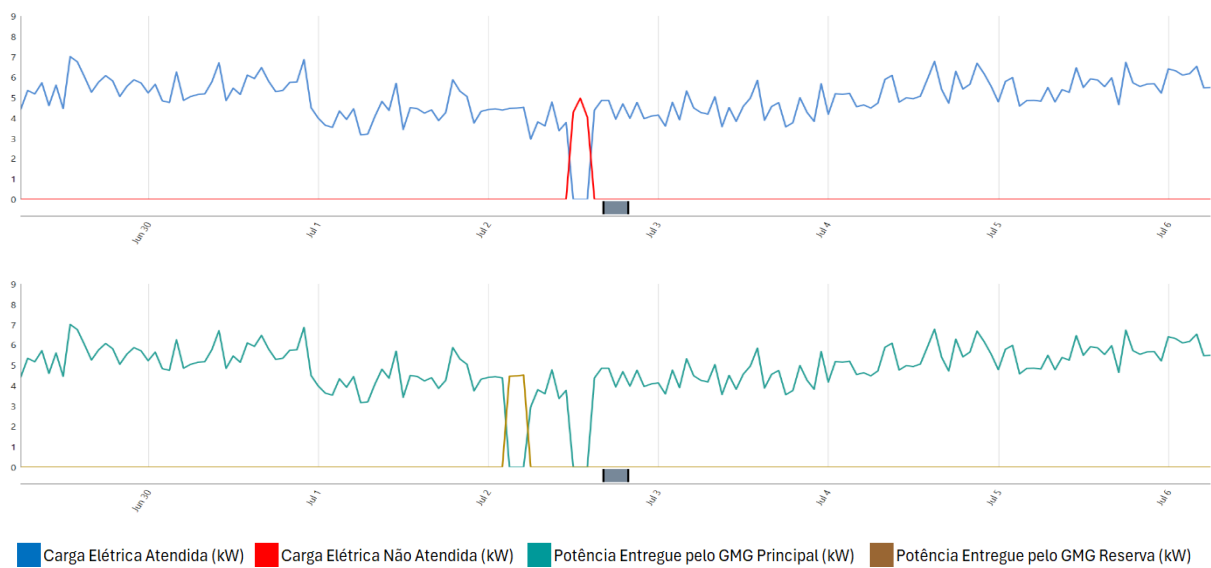
O gráfico inferior indica a potência de saída fornecida pelo gerador principal (em verde) e pelo gerador de reserva (em marrom). A operação ocasional e periódica do gerador de reserva ao longo do ano, caracterizada por picos de energia de curta duração. A operação intermitente do gerador reserva corresponde aos momentos em que o gerador principal tem sua operação interrompida para a realização de manutenções preventivas programadas.

Na escala de visualização atual dos gráficos, a ausência de potência em ambas as fontes, que resulta na interrupção de suprimento à carga no gráfico superior, não é perceptível. Isso sugere que o déficit de energia pode ter sido causado por uma condição transitória ou subdimensionamento momentâneo que não é evidente na visualização em larga escala.

Para aprofundar a compreensão do evento de interrupção de suprimento de energia à carga foi realizado um ajuste de escala nos gráficos, conforme ilustrado na **Figura 4.3**. Nela, observa-se no gráfico inferior o gerador principal com sua potência de saída reduzida a zero

devido ao período de manutenção preventiva, momento em que o GMG de reserva assume integralmente a carga. Após o término da manutenção, os equipamentos retomam seus papéis originais no fornecimento de energia aos serviços auxiliares. O equipamento principal volta a entregar potência por um breve período antes da ocorrência da falha. Nesse instante, no gráfico superior, a curva azul mostra o atendimento à carga elétrica indo a zero enquanto a curva da demanda não atendida (em vermelho) apresenta um pico. Simultaneamente, é observada a potência de saída do GMG principal sendo reduzida a zero sem que o GMG reserva assuma o fornecimento de energia à carga (curvas verde e marrom no gráfico inferior).

Figura 4.3 – Detalhe do não atendimento à carga elétrica pelos GMGs Principal e Reserva



Fonte: autor.

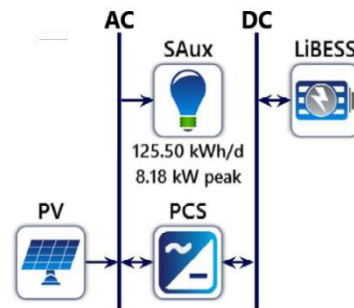
No segundo cenário da primeira rodada de simulações, o fornecimento dos serviços auxiliares foi realizado exclusivamente por arranjo composto de BESS de íons de lítio com 233 kWh de capacidade de armazenamento, um conversor (PCS) de 75 kW e um sistema fotovoltaico (PV) de 53 kWp. É importante ressaltar que, para fins de modelagem no programa HOMER Pro, a capacidade de 233 kWh foi simulada utilizando três unidades do banco de baterias “Generic 100 kWh Li-ion” (totalizando 300 kWh de capacidade de modelagem), embora toda a parametrização tenha sido ajustada para adequar ao dimensionamento calculado de 233 kWh.

No sumário elétrico da **Figura 4.4** observa-se o consumo total de 45.793 kWh/ano (valor similar ao consumo observado no primeiro cenário, visto que não houve alteração na modelagem da carga). Em contrapartida, o sistema fotovoltaico registrou uma produção significativamente maior, totalizando 86.938 kWh/ano. Além disso, registrou-se ainda o total de 37.051

kWh/ano de “*Excess electricity*”, caracterizando a energia excedente não utilizada para alimentar a carga ou carregar as baterias.

Apesar da alta produção fotovoltaica, o resumo elétrico também revelou momentos de interrupção no fornecimento de energia, evidenciados pelos valores não nulos dos indicadores de carga elétrica não atendida (“*Unmet Electric Load*”) e capacidade de corte (“*Capacity Shortage*”). Tais ocorrências sugerem que, mesmo com a presença de armazenamento e geração renovável, a dinâmica entre produção e consumo, e as limitações de potência dos componentes, podem ter levados a breves períodos de interrupção de fornecimento de energia à carga.

Figura 4.4 – Sumário elétrico do cenário LiBESS-PV-PCS



Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	37,051	kWh/yr
Unmet Electric Load	14,6	kWh/yr
Capacity Shortage	22,2	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	86,938	100
Total	86,938	100

Consumption Summary

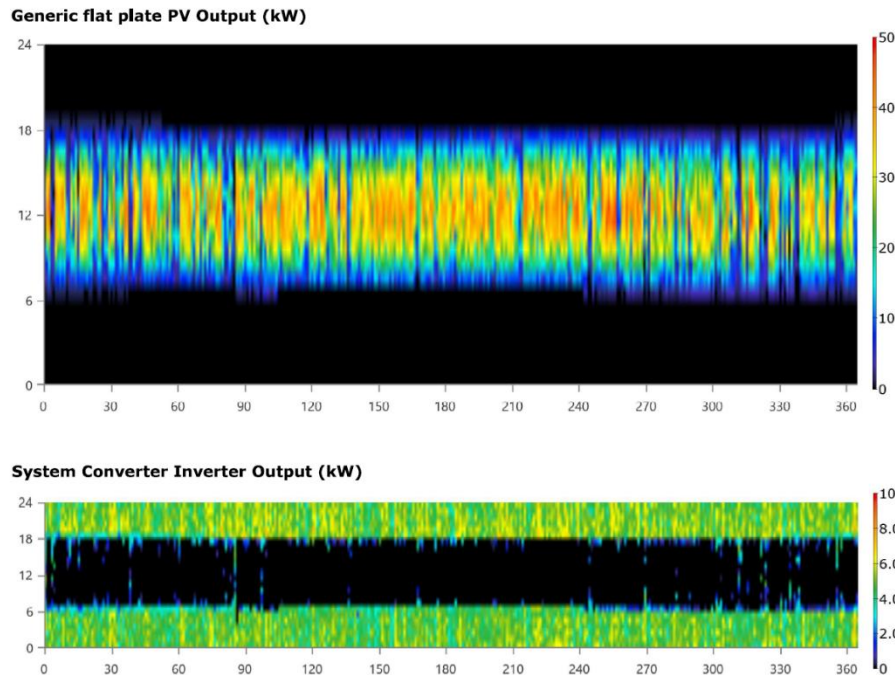
Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	45,793	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	45,793	100

Fonte: autor.

Para uma melhor compreensão do comportamento operacional dos componentes desse arranjo, a **Figura 4.5** apresenta os mapas de calor da geração fotovoltaica (“*Generic flat plate PV Output*”) e do módulo inversor do PCS (“*System Converter Inverter Output*”), demonstrando os padrões de potência de saída entregues diretamente à carga elétrica dos serviços auxiliares. Constata-se a complementariedade dos equipamentos, com o sistema fotovoltaico entregando potência no período diurno (trecho central colorido, representando potências entregues entre 7h e 18h, aproximadamente) e o inversor suprindo a carga com energia proveniente do

BESS no período complementar (noturno), até que se inicie o próximo ciclo solar. Estes gráficos permitem identificar os horários e períodos do ano em que a energia fotovoltaica é mais abundante e como o inversor opera para suprir a demanda.

Figura 4.5 – Mapa de calor da potência de saída da geração PV e Inversor do PCS



Fonte: autor.

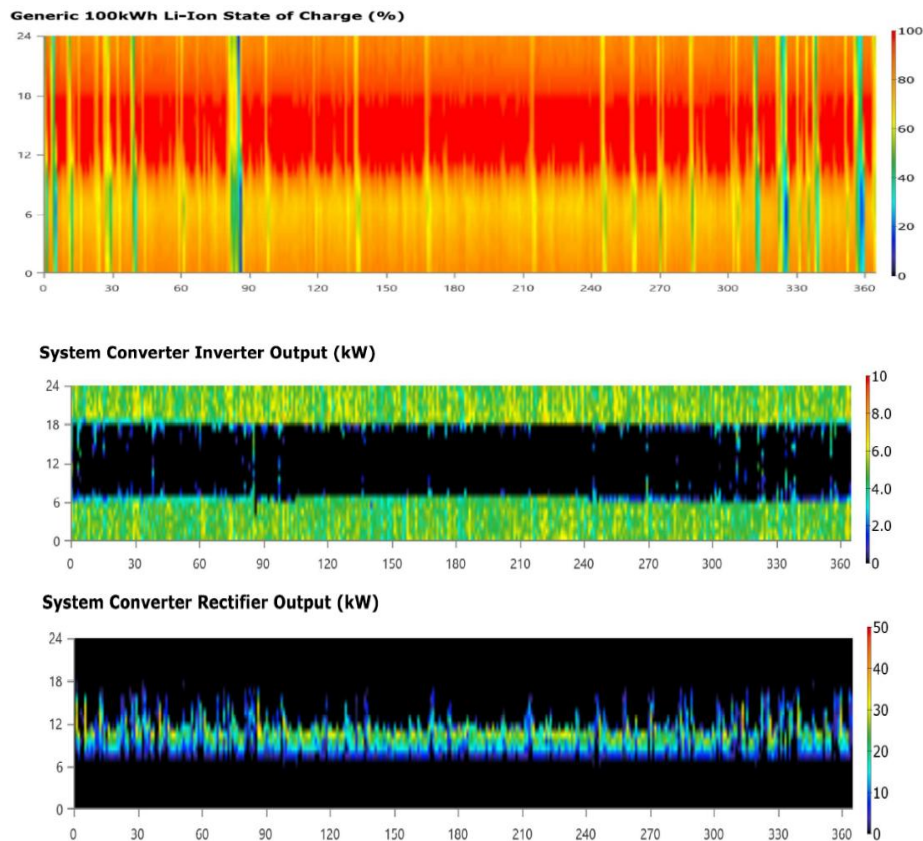
Na **Figura 4.6**, dois outros mapas de calor detalham as potências de saída dos módulos inversor (“*System Converter Inverter Output*”) e retificador (“*System Converter Rectifier Output*”) do PCS. Estes gráficos são fundamentais para demonstrar a variação do estado de carga das baterias em função das horas do dia e das estações do ano, refletindo os ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento, bem como a atuação do PCS na gestão do fluxo de energia entre o PV, as baterias e a carga. Esses elementos visuais facilitam a compreensão da dinâmica operacional do sistema ao longo do ano, possibilitando identificar padrões que podem explicar os momentos de déficit energético.

O estado de carga (SOC) das baterias, primeiro mapa da **Figura 4.6**, é visualizado em função das horas do dia (eixo vertical esquerdo) e dos dias do ano (eixo horizontal), com uma escala de cores que varia de 0% (preto, totalmente descarregadas) a 100% (vermelho, carregadas). Os níveis intermediários da escala são: 20% (azul), 40% (verde), 60% (amarelo) e 80% (alaranjado). Tipicamente, a energia acumulada nas baterias começa a ser fornecida ao sistema entre 17h e 18h. As baterias descarregam-se no período noturno até atingir a um nível de SOC próximo de 60% na manhã do dia seguinte. Observa-se que, frequentemente, entre 10h e 11h

da manhã a irradiação solar se torna suficiente para garantir o fornecimento da energia demandada pela carga elétrica e recarregar o banco por completo (SOC = 100%, vermelho). Esse padrão cíclico que reflete o comportamento solar diário, onde a geração fotovoltaica carrega as baterias e fornece energia diretamente à carga durante o dia, enquanto no período noturno e em momentos de baixa irradiação solar as baterias assumem o fornecimento.

O mapa do SOC também revela listras verticais periódicas, indicando maior descarga das baterias em algumas épocas do ano. Entre janeiro e março (dias 1 a 90) e de outubro a dezembro (dias 300 a 365), há uma concentração de trechos nas cores azul escuro, azul claro e verde, por dias consecutivos. Tendo sido utilizados os dados de meteorologia e energia solar do Projeto POWER (NASA, 2024) nas simulações, essa observação sugere que, nesses períodos, devido a condições climáticas sazonais chuvosas e com tempo nublado, o BESS é mais intensamente utilizado, operando em uma faixa de SOC mais ampla e se aproximando de níveis abaixo de 20% em alguns momentos. Em contraste, de abril a setembro (dias 91 a 299), o mapa de calor exibe maior uniformidade, com o BESS sendo descarregado de forma mais branda e atingindo o carregamento máximo na maior parte do tempo, o que indica condições mais favoráveis de geração fotovoltaica ou menor demanda elétrica.

Figura 4.6 – Mapa de calor do estado de carga do LiBESS e potência de saída do Retificador do PCS



Fonte: autor.

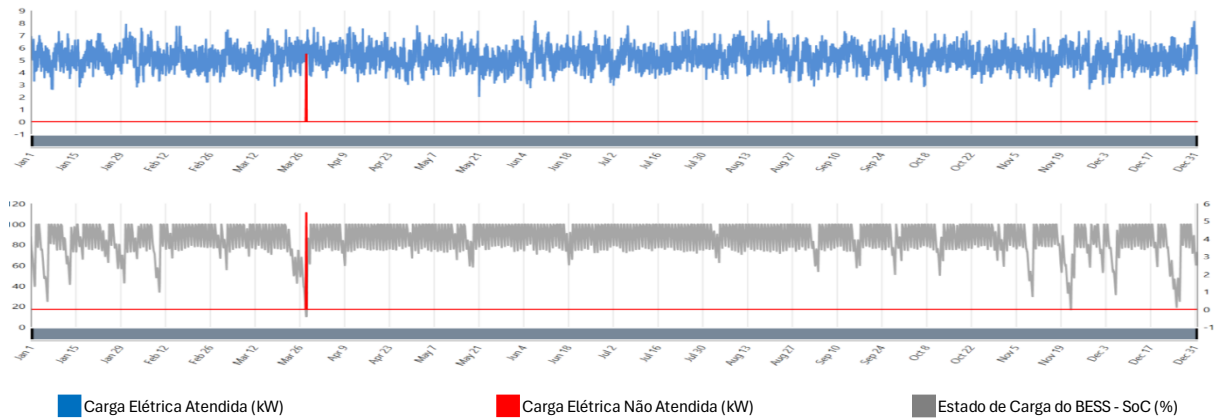
Na sequência de gráficos da **Figura 4.6**, são apresentados os mapas de calor dos dois modos de operação do PCS. Os mapas ilustram a potência de saída do PCS operando alternadamente como inversor (fornecendo energia da bateria para a carga) e como retificador (carregando a bateria). Em ambos os mapas, o eixo vertical à esquerda representa as horas do dia, o eixo vertical à direita refere-se à potência de saída do PCS em kW, e o eixo horizontal indica o dia do ano (1 a 365).

No gráfico da potência de saída do inversor, a escala varia de zero a 10 kW e representa a potência de atendimento à carga elétrica dos serviços auxiliares. Observa-se uma predominância de valores nulos ou mínimos entre aproximadamente 6h e 18h (região central e escura do gráfico). Isso ocorre porque, nesse intervalo, o sistema fotovoltaico está em plena produção, sendo o principal responsável por suprir a carga elétrica. Nota-se que nos quatro primeiros meses (dias 1 a 110) e nos últimos cinco meses do ano (dias 240 a 365), há uma maior frequência de contribuições de atendimento à carga com potência advinda diretamente do BESS. Isso está indicado pelas manchas coloridas que variam entre o azul (2 kW) e o verde (4 kW) pulverizadas na região central (escura) do gráfico. Em contrapartida, nos meses centrais do ano (dias 111 a 239), o fluxo pontual de potência do inversor para a carga nessa região é reduzido. Esta observação reforça a conclusão de que em períodos de menor irradiação solar, a atuação do BESS como fonte de suprimento da carga é mais frequente, garantindo a continuidade do serviço.

Por outro lado, no gráfico da potência de saída do retificador, a escala varia de zero a 50kW e representa a potência de carregamento das baterias através da geração fotovoltaica. A região central, com coloração diferente da cor escura, se inicia por volta de 8h da manhã, com maior densidade de carregamento até meio-dia e picos que podem se estender até aproximadamente 18h. Isso reflete o período de maior irradiação solar e, conseqüentemente, de maior injeção de energia fotovoltaica para o carregamento das baterias.

Na **Figura 4.7** o gráfico superior representa a curva de atendimento da demanda elétrica dos serviços auxiliares (em azul) e a curva de demanda não atendida (em vermelho), enquanto o inferior correlaciona o estado de carga do BESS (em cinza) com a curva da demanda não atendida (em vermelho). Em ambos os gráficos, nota-se um breve período, no dia 28 de março, onde ocorreu a falta no atendimento à carga.

Figura 4.7 – Carga elétrica atendida e não atendida e estado de carga (SOC) do LiBESS

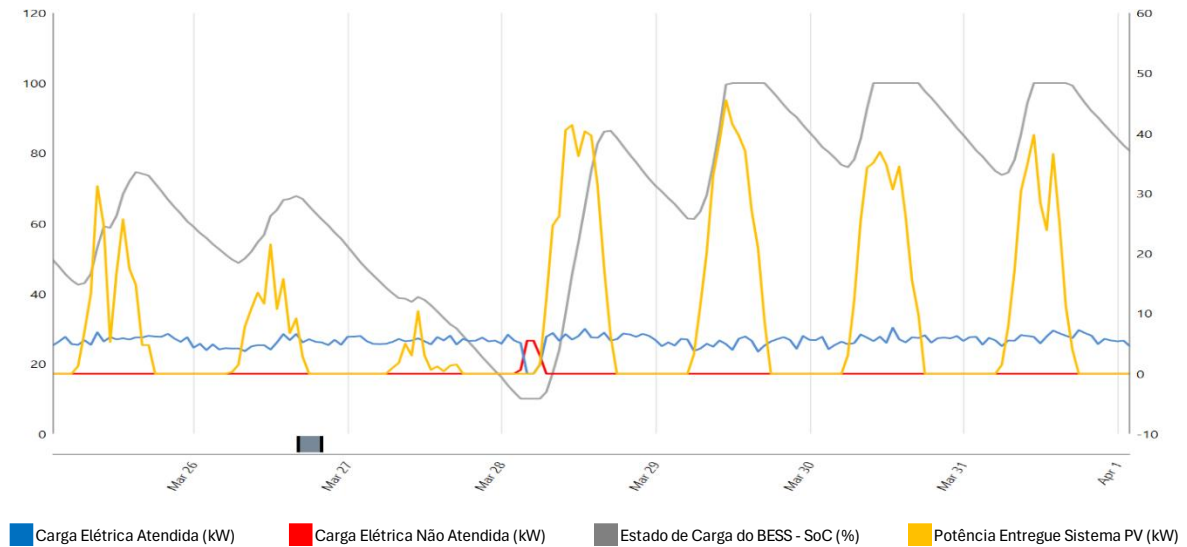


Fonte: autor.

Para aprofundar a compreensão do evento de não atendimento à carga pelo LiBESS-PV foi realizado um ajuste de escala e, ao mesmo tempo, inserida a curva da potência entregue pelo sistema fotovoltaico no gráfico. A **Figura 4.8** apresenta uma visão ampliada da dinâmica operacional do estado de carga do sistema LiBESS e da geração fotovoltaica no atendimento à carga elétrica. Neste gráfico, a curva cinza ilustra o estado de carga do BESS (em porcentagem), referenciado ao eixo vertical à esquerda. As demais curvas são representadas na escala do eixo vertical à direita. A análise do comportamento do estado de carga do BESS (curva cinza) em relação à carga elétrica atendida (curva azul) e à potência fotovoltaica (curva amarela) revela o desempenho do sistema de armazenamento como reserva de energia. Durante os períodos de maior produção fotovoltaica (picos na curva amarela), o BESS é carregado e sua curva cinza tende a se elevar. Em períodos de menor geração solar ou maior demanda, a energia armazenada nas baterias é utilizada para suprir a carga, resultando na descarga do BESS e em redução na curva cinza.

Um evento crítico de não atendimento da carga elétrica é evidenciado em 28 de março, quando ocorre um pico pronunciado na curva vermelha (carga desatendida). Este evento é diretamente corroborado por um vale simultâneo na curva cinza, indicando que o BESS atingiu seu SOC mínimo de 10%. Esse limite inferior retrata a profundidade de descarga máxima admissível de 90%, padrão de baterias de íons de lítio, parametrizada na operação do sistema. A ocorrência desse não atendimento sugere que, naquele momento específico, a combinação da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico e da energia disponível no BESS não foi suficiente para suprir plenamente a demanda da carga.

Figura 4.8 – Detalhe do não atendimento à carga elétrica pelos LiBESS-PV



Fonte: autor.

Analisando os dias que antecederam o evento crítico de não atendimento à carga, nota-se um padrão de menor geração fotovoltaica que impactou diretamente o estado de carga do BESS. Nos dias 25, 26 e 27 de março, a potência fotovoltaica apresentou picos de potência 31 kW, 21 kW e 10 kW. Não apenas os valores de pico são importantes, mas também a área abaixo da curva, que representa a energia diária produzida. Esses valores reduzidos de potência fotovoltaica, resultantes de períodos de menor irradiação solar e maior demanda energética, refletiram-se em percentuais de carregamento do BESS progressivamente menores ao final desses dias: 75%, 68% e 39%, respectivamente. Tal sequência de carregamentos decrescentes culminou na descarga completa do BESS (atingindo o SOC mínimo de 10%) às 4 h do dia 28 de março, determinando sua incapacidade de suprir a demanda da carga nas primeiras horas antes do início do ciclo solar.

Em contraste, os dias subsequentes ao evento crítico sugeriram um retorno aos padrões mais robustos de geração fotovoltaica. Os picos de potência observados em 28, 29, 30 e 31 de março foram de 41 kW, 45 kW, 37 kW e 40 kW, respectivamente, todos superiores aos dos dias que precederam a falha. Embora a descarga completa do BESS tenha ocorrido no início da manhã do dia 28, a elevada produção fotovoltaica do dia permitiu que o estado de carga das baterias atingisse 86%, um valor superior aos registrados nos dias anteriores ao não atendimento. Não foram observadas variações significativas de demanda elétrica pela carga. Daí em diante, o BESS passou a apresentar SOC de 100% ao final dos dias subsequentes, confirmando a efetividade da maior disponibilidade de recurso solar na recuperação e manutenção do SOC, garantindo a continuidade no suprimento dos serviços auxiliares.

4.1.2 Análise Econômica

A seguir são apresentados e discutidos os resultados da análise econômica para os dois cenários simulados na Rodada 1: o suprimento exclusivo por Grupo Motor Gerador (GMG) e por Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias de Íons de Lítio com Geração Fotovoltaica Associada (LiBESS-PV). Os parâmetros financeiros gerais incluíram uma taxa mínima de atratividade de 10,25% a.a. e um índice de inflação de 4,5% a.a., ambos referenciados à data de 15/07/2024. O horizonte de análise foi estabelecido em 25 anos.

A parametrização de custos estão apontados na **Tabela 3.7** e **Tabela 3.8**, o CAPEX (investimento inicial) considerado para o GMG principal foi de R\$ 70.000,00 com reinvestimentos de R\$ 35.000,00 a cada 15.000 horas de funcionamento do equipamento (14,6 reinvestimentos ao longo do horizonte de análise). Em contraste, para o sistema LiBESS-PV o investimento inicial foi de R\$ 1.132.500,00 com apenas um reinvestimento na metade do horizonte de estudo (12,5 anos), abrangendo a troca do inversor fotovoltaico e do PCS, ao custo de R\$ 351.200,00. Na parte operacional, os custos de O&M (OPEX) do GMG foram de R\$ 44.540,00 por ano, determinados a partir de orçamentos de consumíveis (filtros e lubrificantes) utilizados nas manutenções preventivas (a cada 250 horas de funcionamento). O custo do combustível diesel para operação do equipamento foi parametrizado em R\$ 5,86 por litro. Para o sistema LiBESS-PV o OPEX considerado foi de R\$ 7.400,00, conforme diretrizes do PDE 2034 (EPE, 2024b). No cenário de atendimento exclusivo pelo GMG, todos os custos considerados são referentes ao GMG principal.

A **Tabela 4.1** reúne CAPEX, OPEX e os dois principais indicadores econômicos resultantes das simulações: o Custo Presente Líquido (NPC) e o Custo Nivelado de Energia (LCOE - Levelized Cost of Energy).

Tabela 4.1 – Indicadores econômicos das fontes GMG e LiBESS-PV

Item	GMG	LiBESS-PV
Custo Nivelado da Energia (LCOE)	R\$ 5,84/kWh	R\$ 2,28/kWh
Custo Presente Líquido (NPC)	R\$ 3.586,00 x10 ³	R\$ 1.397,95 x10 ³
CAPEX (investimento)	R\$ 70,00 x10 ³	R\$ 1.132,84 x10 ³
OPEX (custos operacionais)	R\$ 262,18 x10 ³	R\$ 19,78 x10 ³

O Custo Presente Líquido (NPC) representa o custo total do ciclo de vida dos sistemas, expresso em valores atuais. Ele inclui o investimento inicial (CAPEX), os custos operacionais (OPEX), os custos de substituição, os custos de manutenção e o valor residual dos equipamentos ao longo do período de análise, trazidos ao valor presente. O NPC é uma métrica crucial para a tomada de decisões sobre investimentos, pois permite comparar projetos com diferentes prazos de vida úteis, padrões de fluxo de caixa e custos iniciais e operacionais, fornecendo uma base sólida para a escolha da alternativa economicamente mais vantajosa. Analisando os resultados de ambos os cenários:

- **Cenário GMG:** O NPC total é de R\$ 3.586,00 x 10³, com CAPEX relativamente baixo, de R\$ 70,00 x 10³, e OPEX (custos operacionais) significativamente alto, atingindo R\$ 262,18 x 10³. Isso indica que, embora o investimento inicial seja modesto, os custos de operação ao longo do tempo, principalmente devido ao consumo de combustível e às manutenções periódicas, são os principais impulsionadores do custo total do ciclo de vida do GMG.
- **Cenário LiBESS-PV:** O NPC é de R\$ 1.397,95 x 10³, com CAPEX consideravelmente maior, de R\$ 1.132,84 x 10³, e OPEX significativamente menor, de R\$ 19,78 x 10³.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) representa o custo médio por unidade de energia (kWh) produzida por um sistema de geração ao longo de sua vida útil. É uma métrica eficaz para comparar economicamente diferentes fontes de energia, pois padroniza os custos e a produção de energia, permitindo uma análise equitativa, independentemente das diferenças no investimento inicial, custos de combustível e vida útil dos equipamentos.

- **Cenário GMG:** O LCOE é de R\$ 5,84/kWh. Este valor elevado reflete os altos custos operacionais do gerador a diesel. O uso de combustível fóssil, com um consumo de 26.951 litros de diesel durante o período de análise, é um dos maiores contribuintes deste parâmetro, além dos custos de manutenção periódica.
- **Cenário LiBESS-PV:** O LCOE é de R\$ 2,28/kWh. Este valor é significativamente menor que o do GMG. A principal razão para essa redução é a ausência de custos com combustível fóssil e a desoneração do OPEX. Mesmo com um CAPEX elevado, a independência de combustíveis e a menor taxa de manutenções periódicas resultam em um menor custo por unidade de energia produzida.

4.2 Rodada 2: Arranjo Rede-LiBESS-PV-GMG como solução de suprimento do Saux

Esta etapa apresenta e discute os resultados das simulações realizadas para o esquema contendo rede de distribuição, grupo motor gerador, planta fotovoltaica e sistema de armazenamento em baterias de íons de lítio em um arranjo que ofereça solução os casos de dificuldade de atendimento aos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020) por ausência de fonte interna, externa ou ambas. Uma análise de sensibilidade foi conduzida para diferentes extensões da rede de distribuição, com o objetivo de avaliar o impacto desta variável nos indicadores econômicos. Por fim, uma matriz SWOT de cada fonte estudada complementa o estudo.

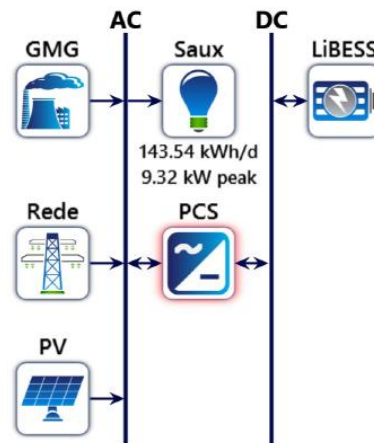
4.2.1 Análise Técnica

A modelagem da carga elétrica utilizou a base de dados da Rodada 1, porém ajustada para um perfil de carga mais severo (com maiores picos e médias). A modelagem da rede de distribuição foi realizada considerando o nível de tensão de 13,8 kV e um sistema de tarifação de baixa tensão, com a inclusão de um ramal de extensão variável de 1 km a 10 km para análise de sensibilidade. Adicionalmente, os índices de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) dessa rede foram simulados de acordo com os valores médios das distribuidoras brasileiras em 2023 (ANEEL, 2024).

As configurações do GMG e do sistema LiBESS-PV são as mesmas empregadas nas simulações anteriores. Porém, o uso do recurso de otimização do simulador possibilitou aprimorar a configuração das fontes. Essa funcionalidade propiciou o teste de diversas combinações de capacidades de geração dos componentes, permitindo ao simulador identificar as arquiteturas mais viáveis para atender à demanda da carga dos serviços auxiliares com o menor custo possível.

A **Figura 4.9** apresenta o esquema elétrico modelado para esta Rodada 2. Ao todo foram simulados 10 cenários diferentes, variando a extensão e o custo por comprimento do ramal de rede de distribuição. O relatório de cálculos do HOMER Pro mostrou que foram testadas 302.727 soluções, das quais 61.813 foram consideradas inviáveis devido a interrupções momentâneas no abastecimento de energia.






Figura 4.9 – Esquema elétrico da Rodada 2: Rede, GMG e LiBESS-PV-PCS



Fonte: autor.

Após a análise dos melhores resultados de cada cenário — aqueles com menor Custo Presente Líquido (NPC) e menor Custo Nivelado de Energia (LCOE) — sete soluções distintas foram identificadas como as mais viáveis. Essas soluções são arranjos elétricos formados por uma combinação das seguintes fontes de abastecimento: rede de distribuição, grupo motor gerador (GMG), sistema fotovoltaico (PV) e sistema de armazenamento de energia em baterias de Lítio com conversor bidirecional (LiBESS-PCS). A Tabela 4.2 detalha a composição dos arranjos e as capacidades de seus componentes para cada uma das soluções identificadas.

Tabela 4.2 – Esquema elétrico da Rodada 2: Rede, GMG e LiBESS-PV-PCS

Fontes						Caso de Aplicação
Solução	Presente	kW	kWp	kWh	kW	
A	Sim	50,0	17,6	-	-	1
B	Sim	50,0	-	-	-	1
C	Sim	-	17,6	100,0	5,0	1
D	Sim	50,0	17,8	100,0	0,1	1
E	Sim	-	-	100,0	5,6	1
F	-	50,0	76,8	100,0	14,9	3
G	-	-	89,3	200,0	16,6	2

Cada solução escolhida permite atender uma determinada dificuldade de acesso à fonte interna e/ou externa à subestação apresentados na **Figura 3.11**. O Caso 1 trata das subestações

desprovidas do elemento de transformação (fonte interna), o Caso 2 trata da ausência da fonte externa (inacessibilidade da rede de distribuição) e o Caso 3 abrange os dois primeiros. Assim, as cinco primeiras soluções (A até E) atendem apenas ao Caso 1 pois consideram um arranjo elétrico contendo a rede de distribuição combinada a outra fonte. A sexta solução (F) atende ao Caso 3 pois considera duas fontes alternativas para suprimento dos serviços auxiliares, sem o uso da fonte interna e da rede de distribuição. A sétima e última solução (G) atende ao Caso 2 pois considera o uso de uma fonte alternativa em conjunto com a fonte interna da subestação e não considera o uso da rede de distribuição. Todas as soluções foram testadas para o atendimento às duas fontes principais de alimentação em corrente alternada dos serviços auxiliares. O gerador de emergência, redundância das duas primeiras fontes, estará presente em todas as configurações testadas.

Uma análise simplificada das soluções permite entender que:

- A diferença entre A e B é a presença de um gerador fotovoltaico em A contribuindo com a redução do consumo de energia das outras fontes.
- As soluções B e C têm a rede como fonte principal, sendo diferenciadas pela segunda fonte de alimentação, que em B é o GMG e em C é o sistema LiBESS-PV.
- A solução D é tecnicamente inviável, pois considera um PCS de 0,1 kW com 100 kWh de armazenamento.
- A solução E, formada pela rede e um LiBESS, não atende os atuais requisitos mínimos de rede, embora tecnicamente seja viável. Essa solução prevê o sistema de armazenamento como segunda fonte.
- A solução F utiliza um gerador diesel como fonte principal enquanto a solução G usa a fonte interna da subestação. Ambas as soluções empregam o sistema LiBESS-PV-PCS como segunda fonte de suprimento.

4.2.2 Análise Econômica

O objetivo desta análise é identificar as soluções de menor custo para o fornecimento dos serviços auxiliares de subestações, considerando a integração da rede de distribuição, GMG, sistema fotovoltaico (PV) e armazenamento em baterias de íons de lítio (LiBESS-PCS). Os indicadores de Custo Presente Líquido (NPC) e Custo Nivelado de Energia (LCOE) das sete soluções, identificadas pelo HOMER Pro ao longo da faixa de variação da extensão da rede considerada, são comparados.

Os resultados da Rodada 2 demonstram a complexidade de se encontrar uma solução economicamente mais vantajosa para o fornecimento de serviços auxiliares de subestações, especialmente quando se considera a integração de múltiplas fontes e a variação da extensão da rede de distribuição. As simulações realizadas pelo HOMER Pro evidenciaram a capacidade do software em otimizar a combinação de componentes para encontrar os arranjos com menor custo. A **Tabela 4.3** apresenta um resumo dos resultados obtidos para as sete melhores arquiteturas de suprimento de energia aos serviços auxiliares identificadas pelo simulador. Estes resultados estão dispostos em uma matriz de sensibilidade que ilustra a variação do Custo Presente Líquido (NPC) em função das diferentes extensões da rede de distribuição.

À esquerda da tabela estão dispostas as soluções com seus componentes e respectivas capacidades e casos de atendimento. À direita encontram-se os resultados numa escala de cores que representa visualmente a variação do Custo Presente Líquido (NPC) de cada solução em função da extensão da rede de distribuição. As células em tons de azul indicam os custos mais baixos (soluções mais econômicas). À medida que o custo aumenta, a cor das células evolui para tonalidades de cinza claro (quase branco), que representam valores de NPC intermediários. Por fim, as células em tons de vermelho indicam os custos mais elevados e, portanto, as soluções menos atrativas financeiramente. O gradiente de cores do vermelho claro ao vermelho escuro reflete o aumento progressivo do NPC, destacando o impacto do custo de extensão da rede de distribuição sobre a viabilidade econômica de cada arranjo.

Tabela 4.3 – Matriz de resultados da Rodada 2: Custo Presente Líquido (NPC)

NPC	Rede (S/-)	GMG (kW)	PV (kWp)	BESS (kWh)	PCS (kW)	Caso	1km	2km	3km	4km	5km	6km	7km	8km	9km	10km
A	Sim	50	18	-	-	1	0,73M	0,82M	0,91M	1,00M	1,09M	1,18M	1,27M	1,35M	1,44M	1,53M
B	Sim	50	-	-	-	1	0,90M	0,99M	1,08M	1,17M	1,26M	1,35M	1,44M	1,52M	1,61M	1,70M
C	Sim	-	18	100	5	1	0,99M	1,08M	1,16M	1,25M	1,34M	1,43M	1,52M	1,61M	1,70M	1,79M
D	Sim	50	18	100	0,1	1	1,09M	1,18M	-	-	-	-	-	-	-	-
E	Sim	-	-	100	6	1	1,16M	-	-	-	-	-	-	-	-	-
F	-	50	77	100	15	3	-	1,24M	1,24M	1,24M	1,24M	1,24M	1,24M	1,24M	1,24M	1,24M
G	-	-	89	200	17	2	-	-	1,25M	1,25M	1,25M	1,25M	1,25M	1,25M	1,25M	1,25M

A análise do Custo Presente Líquido (NPC) revelou os seguintes resultados:

Soluções de atendimento do Caso 1 – ausência de fonte interna: soluções caracterizadas pela presença da rede de distribuição combinada a outra fonte de alimentação.

- **Solução A (Rede-PV + GMG):** solução de **menor NPC** para extensões de rede **entre 1 km e 6 km**. Para 1 km de rede, o NPC resultante é de **R\$ 0,73 milhões**, sendo incrementado até **R\$ 1,18 milhões** para 6 km. Para extensões superiores a esse limite, deixa de ter o menor custo presente líquido. Ressalta-se que essa solução apresenta uma combinação da fonte primária com geração renovável (fotovoltaica), reduzindo os custos de produção de energia (paralelismo do PV com a fonte principal).
- **Solução B (Rede + GMG):** trata-se do segundo menor NPC para extensões de rede entre 1 km (R\$ 0,90 milhões) e 4 km (R\$ 1,17 milhões).
- **Solução C (Rede + LiBESS-PV):** terceiro menor NPC para extensões de rede entre 1 km (R\$ 0,99 milhões) e 3 km (R\$ 1,16 milhões).
- **Solução D (Rede + GMG + LiBESS-PV):** demonstra viabilidade econômica apenas entre **1 km e 2 km**, sendo apenas o **quarto menor NCP**. Conforme dito anteriormente, essa solução não deve ter viabilidade prática.
- **Solução E (Rede + LiBESS):** demonstra viabilidade econômica apenas para **1 km**, sendo apenas o **quinto menor NCP** dessa extensão, essa solução não atenderia aos procedimentos de rede por abranger apenas uma fonte de energia.

Solução de atendimento do Caso 2 – ausência de fonte externa: considera o uso de uma fonte interna, como um ramal do terciário do transformador de potência da subestação, combinada a outra fonte de alimentação, não incluindo a rede de distribuição.

- **Solução G (F. Interna + LiBESS-PV):** solução com NPC igual a **R\$ 1,25 milhões** que utiliza uma fonte interna e sistema LiBESS-PV como fontes principais de alimentação dos serviços auxiliares. Ao ser comparada com as Soluções A, B, C, D e E, essa solução é economicamente mais vantajosa que as soluções que empregam a rede de distribuição para os cenários em que a extensão do ramal é maior ou igual a 7 km.

Solução de atendimento do Caso 3 – ausência de fonte interna e externa: considera o emprego de duas fontes autônomas que não sejam nem a rede de distribuição nem uma fonte interna da subestação.

- **Solução F (LiBESS-PV + GMG):** solução com NPC igual a **R\$ 1,24 milhões** que utiliza LiBESS-PV e gerador diesel como fontes principais de alimentação dos serviços auxiliares. Comparativamente, essa solução demonstra viabilidade

superior às que utilizam a rede de distribuição (Soluções A, B, C, D e E), quando são considerados os cenários em que a extensão do ramal é maior ou igual a 7 km.

De forma semelhante, a **Tabela 4.4** mostra os resultados obtidos em termos do Custo Nivelado de Energia (LCOE) para as mesmas sete soluções de fornecimento de energia para os serviços auxiliares. A matriz de sensibilidade utiliza a mesma escala de cores vista anteriormente para ilustrar a variação do LCOE em função das diferentes extensões da rede de distribuição. Células azuis sinalizam as opções de menor custo de produção de energia por quilowatt-hora. Conforme o LCOE aumenta, as cores transicionam para um cinza claro, indicando valores intermediários. Por fim, as células em tons de vermelho revelam os custos mais elevados, destacando as soluções que se tornam menos viáveis à medida que a extensão da rede de distribuição aumenta. Esta análise complementa a matriz de NPC, fornecendo uma visão abrangente sobre o custo de produção de energia por quilowatt-hora para cada uma das sete soluções elétricas, considerando diferentes cenários de infraestrutura de rede.

Tabela 4.4 – Matriz de resultados da Rodada 2: Custo Nivelado de Energia (LCOE)

LCOE	Grid (Und.)	DG (kW)	PV (kWp)	BESS (kWh)	PCS (kW)	Caso	1km	2km	3km	4km	5km	6km	7km	8km	9km	10km
A	1	50	18	-	-	1	0,90	1,00	1,11	1,22	1,33	1,44	1,55	1,65	1,76	1,87
B	1	50	-	-	-	1	1,28	1,41	1,54	1,66	1,79	1,92	2,04	2,17	2,30	2,42
C	1	-	18	100	5	1	1,21	1,32	1,43	1,54	1,64	1,75	1,87	1,96	2,09	2,20
D	1	50	18	100	0,1	1	1,33	1,44	-	-	-	-	-	-	-	-
E	1	-	-	100	6	1	1,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
F	-	50	77	100	15	3	-	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
G	-	-	89	200	17	2	-	-	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79

A mesma análise quando realizada para o LCOE dos sistemas simulados, mostra que:

Soluções de atendimento do Caso 1 – ausência de fonte interna:

- **Solução A (Rede-PV + GMG): menor LCOE** para extensões de rede **entre 1 km e 9 km**, sendo **R\$ 0,90/kWh** para 1 km de rede e **R\$ 1,76/kWh** para 9 km. Para a extensão de 9 km, o LCOE se iguala ao da Solução F. A combinação da fonte primária com geração renovável (fotovoltaica) melhora o custo nivelado da energia.

- **Solução B (Rede + GMG):** aqui há uma inversão da classificação anterior entre as Soluções B e C, sendo B aquela com **terceiro menor LCOE** para extensões de rede entre **1 km (R\$ 1,28/kWh)** e **4 km (R\$ 1,66/kWh)**.
- **Solução C (Rede + LiBESS-PV):** a solução demonstra o **segundo menor LCOE** para uma faixa maior de extensão de rede: entre **1 km (R\$ 1,21/kWh)** e **6 km (R\$ 1,75/kWh)**.
- **Solução D (Rede + GMG + LiBESS-PV):** demonstra viabilidade econômica apenas entre **1 km e 2 km** com o **quarto menor LCOE**. Todavia, a solução D não é tecnicamente viável.
- **Solução E (Rede + LiBESS):** demonstra viabilidade econômica apenas para **1 km**, com o **quinto menor LCOE** para a extensão de rede. Ademais, essa solução não atende os procedimentos de rede do ONS por abranger apenas uma fonte de energia.

Solução de atendimento do Caso 2 – ausência de fonte externa:

- **Solução G (F. Interna + LiBESS-PV):** solução com **LCOE** igual a **R\$ 1,79/kWh** que utiliza uma fonte interna e sistema LiBESS-PV para alimentação dos serviços auxiliares. Esse arranjo mostra menor custo nivelado de energia que a Solução A para extensões de rede superiores a 9 km que a Solução B para extensões superiores a 5 km; e que a Solução C para extensões superiores a 6 km.

Solução de atendimento do Caso 3 – ausência de fonte interna e externa:

- **Solução F (LiBESS-PV + GMG):** solução com **LCOE** igual a **R\$ 1,76/kWh** que utiliza LiBESS-PV e gerador diesel para alimentação dos serviços auxiliares. Demonstra menor custo nivelado de energia que a Solução A para extensões de rede superiores a 9 km; que a Solução B para extensões superiores a 4 km; e que a Solução C para extensões superiores a 6 km.

4.2.3 Análise SWOT

Para complementar a abrangência das análises técnico-econômicas das diversas fontes de alimentação dos serviços auxiliares utilizadas nas simulações, foi elaborada uma análise de risco por meio de Análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats*). Esta análise

visa fornecer uma visão estratégica e qualitativa das características de cada fonte, considerando fatores internos (Forças e Fraquezas) e externos (Oportunidades e Ameaças) que podem influenciar suas previsões e desempenho em diferentes cenários de aplicação. As fontes consideradas nesta análise foram o Grupo Motor Gerador (GMG), a Rede de Distribuição e o sistema LiBESS-PV (Sistema Fotovoltaico com Armazenamento em Baterias de Íons de Lítio).

A matriz SWOT apresentada na **Tabela 4.5** foi construída a partir de dois conjuntos de parâmetros de análise. O primeiro refere-se às Forças e Fraquezas das fontes, abordando aspectos intrínsecos a cada tecnologia, como:

- Complexidade e custo inicial da fonte: Avalia o nível de dificuldade na implementação e o investimento de capital inicial necessário para a aquisição e instalação da fonte de energia.
- Disponibilidade da solução (fonte ou arranjo formado): Trata da disponibilidade comercial da fonte. Para combinações formadas, considera-se a disponibilidade da solução combinada dos componentes no mercado nacional.
- Dependência da rede de distribuição: Demonstra se a fonte necessita da infraestrutura da rede de distribuição para operar ou para garantir o fornecimento de energia.
- Dependência de combustível fóssil: Indica se a operação da fonte requer o uso de combustíveis derivados de fontes não renováveis, como diesel ou gás.
- Eficiência energética: mede a proporção da energia de entrada que é convertida em energia útil na saída, considerando as perdas derivadas ao processo de geração e conversão.
- Custos de O&M (operação e manutenção): Abrange todas as despesas contínuas associadas à operação e à manutenção regular da fonte de energia, incluindo mão de obra, peças, consumíveis e serviços.
- Frequência de manutenção: Indica a periodicidade com que intervenções de manutenção são necessárias para garantir o bom funcionamento e a longevidade da fonte.


O segundo conjunto de parâmetros aborda as Oportunidades e Ameaças, que são fatores externos que podem influenciar positiva ou negativamente a aplicação das fontes:

- Integração com outras tecnologias: Refere-se ao potencial de compatibilidade e sinergia da fonte com outras tecnologias emergentes no setor elétrico, como armazenamento de energia e fontes renováveis.

- Regulação ambiental/elétrica (legislação): Diz respeito às leis, normas e políticas governamentais que podem incentivar (oportunidade) ou restringir (ameaça) o uso de determinada tecnologia, como incentivos fiscais para energias renováveis ou restrições a fontes emissoras de gases causadores do efeito estufa.
- Dependência de infraestrutura de combustível: Avaliação da suscetibilidade da fonte a interrupções de fornecimento ou flutuações de custos relacionados à logística de transporte e armazenamento de combustíveis fósseis.
- Interrupções sistêmicas na rede de distribuição: Considera o risco de falhas ou indisponibilidades da rede de distribuição que podem afetar o fornecimento de energia para as subestações.
- Condições climáticas: Analisa a influência de características meteorológicas (ex: irradiação solar, ventos, eventos extremos) na capacidade de geração ou desempenho da fonte.
- Localização da subestação (proximidade com a rede de distribuição): Avaliar como a distância da subestação em relação à rede de distribuição pode impactar os custos de conexão, a qualidade do fornecimento e a previsão de certas fontes. Cadeia produtiva: Consulte a disponibilidade e a robustez dos fornecedores de equipamentos, componentes e serviços, bem como a existência de expertise técnica para a instalação, operação e manutenção da tecnologia no mercado local ou global.

Essa análise visa permitir uma avaliação sistemática e estruturada das características de cada fonte de energia. Para cada um dos parâmetros listados, será atribuído um posicionamento na matriz (Força, Fraqueza, Oportunidade ou Ameaça), fornecendo uma base para discussões aprofundadas sobre a adequação de cada tecnologia em diferentes contextos de aplicação para o fornecimento de serviços auxiliares em subestações de transmissão.

Tabela 4.5 – Matriz SWOT: Forças e Fraquezas - Oportunidades e Ameaças

MATRIZ SWOT	GMG	Rede	LiBESS PV	GMG	Rede	LiBESS PV
						
# Descrição	FORÇAS			FRAQUEZAS		
1. Complexidade e custo inicial	X	X				X
2. Disponibilidade da solução	X	X				X
3. Dependência da rede	X		X		X	
4. Dependência de combustível		X	X	X		
5. Eficiência energética		X	X	X		
6. Custos de O&M		X	X	X		
7. Frequência de manutenção		X	X	X		
Pontuação	3	6	5	4	1	2
# Descrição	OPORTUNIDADES			AMEAÇAS		
1. Integração outras tecnologias	X	X	X			
2. Regulação ambiental/elétrica		X	X	X		
3. Dependência infra combustível		X	X	X		
4. Interrupções sistêmicas na rede	X		X		X	
5. Condições climáticas	X				X	X
6. Localização da subestação	X		X		X	
7. Cadeia produtiva	X	X				X
Pontuação	5	4	5	2	3	2

A avaliação das Forças e Fraquezas das fontes de energia é crucial para entender seus atributos internos e como eles podem impactar sua utilização no fornecimento de energia. Ao analisar a **Tabela 4.5**, observa-se que a rede de distribuição se destaca com o maior número de forças (6) e o menor número de fraquezas (1). Isso reforça seu papel como solução primária e mais eficiente para o fornecimento de energia na maioria dos cenários, dado seu baixo custo de acesso (excluindo extensão de ramal), alta disponibilidade (nas proximidades de centros urbanos) e baixos custos de O&M para o usuário.

O sistema LiBESS-PV apresenta um número significativo de forças (5) e poucas fraquezas (2). Suas forças estão ligadas à sustentabilidade, baixos custos operacionais e independência de combustíveis fósseis, destacando seu grande potencial para o futuro do setor elétrico e para aplicações de menor impacto ambiental. Por fim, o GMG demonstrou ter o menor número de forças (3) e o maior número de fraquezas (4). Embora seja uma solução conhecida e de baixo custo inicial, suas fraquezas, como a alta dependência de combustível fóssil, os elevados custos de O&M e a frequência de manutenção, o posicionam-se como uma opção menos

favorável para o fornecimento contínuo de energia, sendo mais adequado para funções de emergência ou backup de curta duração.

Avaliar as Oportunidades e Ameaças, por outro lado, é importante para compreender os fatores externos que influenciam a viabilidade e a estratégia de utilização de cada fonte no suprimento de energia. Ao analisar o panorama geral das Oportunidades e Ameaças, nota-se que o sistema LiBESS-PV e o GMG obtiveram o maior número de oportunidades (5 cada). Para o LiBESS-PV, as oportunidades estão alinhadas com a transição energética, regulação ambiental e a capacidade de operar de forma independente da rede (locais remotos). Para o GMG, as oportunidades derivam de sua capacidade de resposta a interrupções da rede de distribuição, além de sua cadeia produtiva consolidada. A rede de distribuição, por sua vez, ficou em terceiro lugar em número de oportunidades (4). Em relação às ameaças, o GMG e o LiBESS-PV mostraram o menor número (2 cada). Para o GMG, as ameaças são a regulação ambiental e a dependência da infraestrutura de combustível fóssil. Para o LiBESS-PV, as ameaças são as condições climáticas (baixa irradiação) e a cadeia produtiva, ainda não tão bem consolidada. A rede apresentou o maior número de ameaças (3), que incluem interferências sistêmicas, climáticas e a localização da subestação. Em resumo, o LiBESS-PV e o GMG são fortes candidatos para aproveitar as oportunidades, embora com diferentes focos. O LiBESS-PV se beneficia do avanço das energias renováveis e das tecnologias de armazenamento, enquanto o GMG ainda encontra espaço em cenários de emergência e localização remota. A rede de distribuição, apesar de suas oportunidades de modernização e integração, é mais suscetível a ameaças relacionadas à sua própria infraestrutura e fatores externos, como condições climáticas e localização da subestação.

4.3 Considerações Finais

Neste capítulo, os aspectos técnicos e financeiros do sistema LiBESS PV, da rede da concessionária e do GMG com alternativas de suprimento de energia para os sistemas auxiliares de subestações de transmissão de energia elétrica foram analisados de forma comparativa por meio de simulações computacionais com a ferramenta HOMER Pro.

Do ponto de vista técnico, a alternativa LiBESS PV apresentou confiabilidade adequada para o suprimento das cargas dos sistemas auxiliares. As deficiências referentes ao LiBESS PV estão relacionadas às variações climáticas que podem ocasionar redução de radiação solar e ao

aumento da demanda da carga de modo atípico em relação ao perfil de carga utilizado no dimensionamento do banco de baterias. As deficiências da rede da concessionária estão relacionadas à distância da SE de distribuição, à manutenção do uso exclusivo da linha para suprimento dos sistemas auxiliares sem compartilhar com cargas rurais, à manutenção de rede em área rural e aos elevados índices de DEC e FEC de redes de distribuição em áreas rurais. As deficiências do GMG referem-se ao seu alto custo de operação causado por despesas operacionais com combustível e manutenções programadas, à logística de fornecimento de diesel em função da localização distante de postos de abastecimento, ao transporte do combustível e à impossibilidade de armazenamento do diesel por períodos superiores a um mês.

Do ponto de vista financeiro, o LiBESS é sempre vantajoso frente ao GMG como fonte principal, com menor LCOE da energia fornecida. Em comparação à rede da concessionária, o LiBESS é o candidato preferencial em comparação a linhas de distribuição com comprimento superior a 6 km.

No próximo capítulo, serão apresentadas as conclusões gerais e as perspectivas de continuação e de aprimoramento deste estudo.

Capítulo 5

Conclusões e Perspectivas

Este capítulo apresenta as conclusões e perspectivas decorrentes do trabalho desenvolvido, fundamentadas nos resultados obtidos a partir de simulações computacionais e análises realizadas. Como objetivo principal, buscou-se investigar a viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio com geração fotovoltaica associada (LiBESS-PV), em operação isolada da rede, atuando como suprimento de energia em corrente alternada para os serviços auxiliares de subestações de transmissão. O emprego dessa tecnologia justifica-se como alternativa de atendimento aos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020), especialmente nos casos de indisponibilidade da fonte de alimentação interna e/ou externa em subestações do Sistema Interligado Nacional.

A fundamentação teórica desta dissertação foi consolidada por meio de uma rigorosa Revisão Sistemática de Literatura (RSL), que buscou mapear o estado da arte sobre a aplicação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias de íons de lítio (LiBESS) para o suprimento energético dos serviços auxiliares em subestações de transmissão. Partindo de uma busca abrangente em quatro renomadas bases de dados científicos a metodologia empregou um processo criterioso de filtragem que culminou na seleção dos 20 trabalhos de maior pertinência para a pesquisa. A robustez deste procedimento metodológico não apenas alicerçou a construção do referencial teórico, como também validou sua relevância através da publicação de um artigo científico derivado da própria revisão.

Os estudos realizados são parte integrante do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD-07351-0001/2022 (ANEEL), em que um caso de aplicação em campo foi utilizado na aquisição de dados. Informações de projeto e levantamentos de campo dos serviços auxiliares do vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis subsidiaram o dimensionamento e a topologia da solução proposta. O sistema de armazenamento de energia em baterias de lítio (LiBESS) foi dimensionado para uma autonomia de 36 horas sem fonte de recarga. Em operação combinada

à geração fotovoltaica (PV), o sistema LiBESS-PV deve operar como fonte autônoma e independente para o fornecimento de energia. Duas rodadas de simulações computacionais foram conduzidas utilizando o software HOMER Pro, orientando o estudo do arranjo LiBESS-PV como alternativa para os três casos de dificuldade no atendimento aos Procedimentos de Rede (ONS, 2020): Caso 1 – ausência de fonte interna (terciário do transformador da subestação); Caso 2 – ausência de fonte externa (rede de distribuição); ou Caso 3 – ausência de ambas.

Na primeira rodada de simulações, o GMG e o sistema LiBESS-PV foram comparados no atendimento exclusivo às cargas auxiliares, sem otimização dos arranjos. Os resultados demonstraram o seguinte:

- **Aspecto Técnico:** No cenário com GMG, a simulação empregou dois geradores de 50 kW (principal e reserva) para suprir a demanda. Apesar da configuração com redundância, foi identificada uma pequena parcela de demanda não atendida (13,3 kWh/ano) e déficit de capacidade operacional (14,6 kWh/ano), documentando momentos de insuficiências de fornecimento. No cenário LiBESS-PV, o sistema fotovoltaico produziu 86.938 kWh/ano, sendo 37.051 kWh/ano de energia excedente. No entanto, também foram registrados momentos de demanda não atendida, os quais foram correlacionados com sucessivos períodos de baixa irradiação solar e consequente descarga das baterias até o limite mínimo do estado de carga (SOC). Ficou evidenciada a complementariedade entre a geração fotovoltaica (durante o dia) e o banco de baterias (à noite e em condições de baixa irradiação) no atendimento à carga.
- **Aspecto Econômico:** A análise econômica demonstrou uma vantagem significativa para o sistema LiBESS-PV em relação ao GMG.
 - O Custo Nivelado de Energia (LCOE) encontrado para o sistema **LiBESS-PV** foi de **R\$ 2,28/kWh**, enquanto para o **GMG** foi de **R\$ 5,84/kWh**.
 - O Custo Presente Líquido (NPC) do **LiBESS-PV** foi de **R\$ 1.397,95 x 10³**, com um CAPEX mais elevado, porém um OPEX significativamente menor. Em contrapartida, o **GMG** apresentou um NPC de **R\$ 3.586,00 x 10³**, com CAPEX reduzido e OPEX figurando como o principal fator impulsionador, devido ao alto consumo de diesel e às manutenções periódicas.

Na segunda rodada de simulações, o sistema LiBESS-PV, a rede de distribuição e o gerador diesel foram combinados em um esquema elétrico abrangente, com o uso do recurso de otimização do simulador para testar diversas configurações. Sete soluções principais foram

identificadas como as mais viáveis economicamente no atendimento aos Procedimentos de Rede do ONS. Os resultados obtidos foram os seguintes:

- **Caso 1 (Ausência de Fonte Interna):** O arranjo **Rede-PV + GMG** (Solução A) apresentou, entre todas as soluções, o menor NPC para extensões de rede entre **1 km (R\$ 0,73 milhões)** e **6 km (R\$ 1,18 milhões)**, e o menor LCOE para extensões de rede entre **1 km (R\$ 0,90/kWh)** e **9 km (R\$ 1,76/kWh)**. A hibridização com geração fotovoltaica contribuiu para a redução dos custos. Em segundo plano, as configurações Rede + GMG (Solução B) e Rede + LiBESS-PV (Solução C) figuram entre as opções para menores extensões de rede, sendo a Solução B mais vantajosa em termos de NPC (entre 1km e 4km) e a Solução C melhor em termos de LCOE (entre 1km e 6km). As Soluções D (Rede + GMG + LiBESS-PV) e E (Rede + LiBESS) foram menos competitivas ou não atenderam aos requisitos de rede.
- **Caso 2 (Ausência de Fonte Externa):** A configuração **Fonte Interna + LiBESS-PV** (Solução G) teve um NPC de **R\$ 1,25 milhões** e um LCOE de **R\$ 1,79/kWh**. Além de atender ao caso de ausência da rede (fonte externa), esta solução **se provou economicamente mais vantajosa que as soluções com rede de distribuição para extensões de ramal iguais ou superiores a 7 km**.
- **Caso 3 (Ausência de Fonte Interna e Externa):** A solução **LiBESS-PV + GMG** (F) apresentou NPC de **R\$ 1,24 milhões** e LCOE de **R\$ 1,76/kWh**. Além de atender ao caso de ausência de fonte interna da subestação e, ao mesmo tempo, indisponibilidade de acesso à rede, **esta configuração é superior (menor NPC e LCOE) às soluções que utilizam a rede de distribuição quando a extensão do ramal é maior ou igual a 7 km**.

Destacando-se o papel estratégico do sistema LiBESS-PV, uma análise SWOT complementou a sua avaliação técnico-econômica. Este arranjo demonstrou viabilidade para o Caso 2 (ausência de fonte externa), com LCOE de R\$ 1,79/kWh, e para o Caso 3 (ausência de fonte interna e externa), com LCOE de R\$ 1,76/kWh, superando as soluções que empregam a rede de distribuição para ramais de extensão maior que 7 km. Entre suas forças, incluem-se a sustentabilidade, os baixos custos operacionais e a independência de combustíveis fósseis. As oportunidades para o LiBESS-PV estão alinhadas com a transição energética e a regulação ambiental favorável, além da capacidade de operar de forma autônoma em locais remotos. Con-

tudo, suas fraquezas e ameaças são as condições climáticas adversas (baixa irradiação) e a cadeia produtiva ainda em desenvolvimento. Em contraste, embora a rede de distribuição seja eficiente e de baixo custo de O&M, possui ameaças como interrupções sistêmicas e fatores climáticos. O GMG, por sua vez, apresenta fraquezas como a alta dependência de combustível fóssil e elevados custos de O&M, sendo menos adequado para uso contínuo. Esta análise reforça as conclusões técnico-econômicas das rodadas de simulação, indicando que a escolha da solução mais adequada depende da ponderação entre fatores econômicos, técnicos e ambientais, bem como do cenário de aplicação e das características locais das subestações.

Em síntese, o presente trabalho demonstrou que o sistema LiBESS-PV representa uma alternativa tecnicamente viável e economicamente competitiva para o suprimento dos serviços auxiliares de subestações de transmissão, especialmente em locais onde as soluções convencionais apresentam limitações ou elevados custos de implantação. A análise detalhada dos cenários e a comparação com as fontes tradicionais evidenciaram o potencial dessa tecnologia para aumentar a resiliência do sistema elétrico brasileiro, promover a inserção de energias renováveis e contribuir para a redução da pegada de carbono do setor.

5.1 Perspectivas para Trabalhos Futuros

Com base nos resultados e nas discussões apresentadas, as seguintes perspectivas para trabalhos futuros são sugeridas:

- Aprofundar a modelagem de diferentes perfis de carga para os serviços auxiliares, considerando especificidades de subestações de diferentes portes ou regiões climáticas distintas, a fim de refinar o dimensionamento e a otimização dos sistemas de energia.
- Analisar a integração de novas tecnologias de armazenamento de energia que possam emergir ou se tornar mais competitivas no mercado, como outras químicas de baterias.
- Conduzir estudos de caso em subestações de transmissão existentes para validação empírica dos resultados de simulação, utilizando dados de operação de longo prazo.
- Investigar modelos de negócio e arranjos regulatórios que possam incentivar a implementação de soluções de armazenamento renovável em subestações, con-

siderando incentivos fiscais, linhas de financiamento e mecanismos de remuneração de serviços ancilares (de melhoria da qualidade do sistema elétrico).

- Explorar o impacto da variação de custos de capital e operacionais para as tecnologias de armazenamento de energia, em diferentes horizontes de tempo, dada a rápida evolução do setor.

Referências Bibliográficas

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.020, de 17 de maio de 2022, Anexo III, Módulo 4: Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221020_2_2.pdf>. Acesso em: 20 dez. 2024.

_____. Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil em 2023. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/Rankinginfogrfico202301.png>>. Acesso em: 20 dez. 2024.

AQUINO, R. M.; VALE, M. H. M. Impacto da parcela variável na expansão, operação e manutenção do sistema interligado nacional - Propostas para atualização de procedimentos. *Em: XX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE)*. Recife-PE: 2009 Disponível em: <<https://www.cgti.org.br/publicacoes/tag/parcela-variavel/>>. Acesso em: 20 dez. 2024

ARAÚJO SILVA JÚNIOR, W. DE; VASCONCELOS, A.; ARCANJO, A. C.; COSTA, T.; NASCIMENTO, R.; PEREIRA, A.; JATOBÁ, E.; FILHO, J. B.; BARRETO, E.; DIAS, R.; MARINHO, M. Characterization of the Operation of a BESS with a Photovoltaic System as a Regular Source for the Auxiliary Systems of a High-Voltage Substation in Brazil. *Energies*, v. 16, n. 2, 2023.

BABAEI, R.; TING, D. S.-K.; CARRIVEAU, R. Feasibility and optimal sizing analysis of stand-alone hybrid energy systems coupled with various battery technologies: A case study of Pelee Island. *Energy Reports*, v. 8, p. 4747–4762, 1 nov. 2022.

CAVALCANTI, M. D. M.; COSTA, T.; PEREIRA, A. C.; JATOBÁ, E. B.; FILHO, J. B. D. M.; BARRETO, E.; MOHAMED, M. A.; ILINCA, A.; MARINHO, M. H. N. Case Studies for Supplying the Alternating Current Auxiliary Systems of Substations with a Voltage Equal to or Higher than 230 kV. *Energies*, v. 16, n. 14, 2023.

COSTA, T.; ARCANJO, A.; VASCONCELOS, A.; SILVA, W.; AZEVEDO, C.; PEREIRA, A.; JATOBÁ, E.; FILHO, J. B.; BARRETO, E.; VILLALVA, M. G.; MARINHO, M. Development of a Method for Sizing a Hybrid Battery Energy Storage System for Application in AC Microgrid. *Energies*, v. 16, n. 3, 2023.

DEMerval, D.; COELHO, J. A. P. DE M.; BITTENCOURT, I. I. Mapeamento sistemático e revisão sistemática da literatura em informática na educação. *Em: Metodologia de Pesquisa Científica em Informática na Educação: Abordagem Quantitativa*. Porto Alegre: SBC, 2020. .

DERMEVAL, D.; COELHO, J. A. P. DE M.; BITTENCOURT, I. I. Mapeamento Sistemático e Revisão Sistemática da Literatura em informática na educação. *Em: Metodologia de Pesquisa Científica em Informática na Educação: Abordagem Quantitativa*. Porto Alegre: SBC, 2020. .

DIB, M.; NEJMI, A.; RAMZI, M. New auxiliary services system in a transmission substation in the presence of a renewable energy source PV. *Materials Today: Proceedings*, v. 27, p. 3151–3156, 2020.

EPE. Webmap EPE. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em: 19 ago. 2024a.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Caderno de Micro e Mini geração Distribuída e Baterias Atrás do Medidor. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>>. Acesso em: 19 ago. 2024b.

Global Energy Transformation: a roadmap to 2050. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.

GONÇALVES, A.; CAVALCANTI, G. O.; FEITOSA, M. A. F.; DIAS FILHO, R. F.; PEREIRA, A. C.; JATOBÁ, E. B.; MELO FILHO, J. B. DE; MARINHO, M. H. N.; CONVERTI, A.; GÓMEZ-MALAGÓN, L. A. Optimal Sizing of a Photovoltaic/Battery Energy Storage System to Supply Electric Substation Auxiliary Systems under Contingency. *Energies*, v. 16, n. 13, 2023.

GREENER; NEWCHARGE. Strategic Study of the Energy Storage Market. Applications, Technologies and Financial Analysis. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-do-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-2021/>>. Acesso em: 19 ago. 2024.

H. ZHANG; S. ZHAO; H. JIN; X. LI; Y. GU; Z. YANG; L. MENG; D. REN. Research on application of wind-photovoltaic-energy storage micro-grid in 500kv substation station power system 2017 Chinese Automation Congress (CAC). *Anais... Em: 2017 CHINESE AUTOMATION CONGRESS (CAC)*. 20 out. 2017

HOMER PRO. Microgrid software. Version 3.14.2. [S.I]: HOMER Energy LLC, 2020. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com>>. Acesso em: 12 set. 2025.

HUSEIN, M.; HAU, V.; CHUNG, I.; CHAE, W.; LEE, H. Design and Dynamic Performance Analysis of a Stand-alone Microgrid - A Case Study of Gasa Island, South Korea. *JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & TECHNOLOGY*, v. 12, n. 5, p. 1777–1788, set. 2017.

IEEE. IEEE Guide for the Design of Low-Voltage Auxiliary Systems for Electric Power Substations. *IEEE Std 1818-2017*, p. 1–95, 2017.

_____. Institute of Electrical and Electronics Engineers. Disponível em: <<https://www.ieee.org/>>.

Acesso em: 23 maio. 2025.

IRENA. Global energy transformation : a roadmap to 2050. [s.l: s.n.].

J. MU; H. JIN; J. XU; C. GUAN; G. LI; X. LIU; J. ZENG; J. L. FUSHUN. Research on application of photovoltaic-energy storage micro-grid in 500kv substation station power system2017 Chinese Automation Congress (CAC). Anais... *Em*: 2017 CHINESE AUTOMATION CONGRESS (CAC). 20 out. 2017

KEBEDE, A. A.; COOSEMANS, T.; MESSAGIE, M.; JEMAL, T.; BEHABTU, H. A.; VAN MIERLO, J.; BERECIBAR, M. Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application. *Journal of Energy Storage*, v. 40, 2021.

KITCHENHAM, B.; CHARTERS, S. Guidelines for performing Systematic Literature Reviews in software engineering. [s.l: s.n.].

LETEBELE, M.; COLLER, J. V. Grid Independent (Renewable) Hybrid Power Sources for the Supply of Transmission Switching Substation Auxiliaries. *IEEE PES/IAS Power Africa*, 2021.

LIANG, K.; WANG, H.; POZO, D.; TERZIJA, V. Power system restoration with large renewable Penetration: State-of-the-Art and future trends. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 155, p. 109494, jan. 2024.

MAMEDE FILHO, J. Subestações de Alta Tensão. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2022.

MANKINS, J. C. Technology Readiness Levels: A White Paper. [s.l.] Advanced Concepts Office. Office of Space Access and Technology. NASA., 6 abr. 1995.

NASA. NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER). Disponível em: <<https://data.nasa.gov/dataset/prediction-of-worldwide-energy-resources-power>>. Acesso em: 5 out. 2025.

ONS. Resolução Normativa nº 903, de 08 de dezembro de 2020, Procedimentos de Rede: Submódulo 2.6 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2020903.pdf>>.

_____. O Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 19 ago. 2024a.

_____. Qualidade do Suprimento. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>>. Acesso em: 19 ago. 2024b.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. D.; RUTHER, R.; SOUZA, J. D. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: Inpe, 2017. Disponível em: <<https://data.inpe.br/geonetwork/srv/por/catalog.search#/metadata/282a3d34-5a7a-46c8-b10b-333a2c813ed9>>. Acesso em: 20 dez. 2024.

PIRES PIMENTEL, S.; BOUSQUET, M. N.; ALVES BARROS ROSA, T.; CARDOSO ALE-LUIA JUNIOR, L.; MARRA, E. G.; NERYS, J. W. L.; COUTINHO GOMES, L. A Systematic Literature Review on Li-Ion BESSs Integrated with Photovoltaic Systems for Power Supply to Auxiliary Services in High-Voltage Power Stations. *Energies*, v. 18, n. 13, p. 3544, 4 jul. 2025.

SASTRE, R.; DEMES, R.; GARCIA, J. Power Voltage Transformers for Renewable Energy Substations Auxiliary Services Supply 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia). *Anais... Em: 2019 IEEE PES GTD GRAND INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXPOSITION ASIA (GTD ASIA)*. Bangkok, Thailand: IEEE, mar. 2019 Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8715926/>>. Acesso em: 19 out. 2024

STANOJEVIC, J.; DJORDJEVIC, A.; MITROVIC, M. Influence of battery energy storage system on generation adequacy and system stability in hybrid micro grids 2016 4th International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA). *Anais... Em: 2016 4TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENVIRONMENTAL FRIENDLY ENERGIES AND APPLICATIONS (EFEA)*. Belgrade, Serbia: IEEE, set. 2016 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7748813/>>. Acesso em: 1 nov. 2024

TABARES, A. Optimal capacity sizing for the integration of a battery and photovoltaic microgrid to supply auxiliary services in substations under a contingency. *Energies*, v. 13, n. 22, p. 6037, 2020.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Energy Storage Grand Challenge Roadmap December 2020. Washington, D.C.: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Grand%20Challenge%20Roadmap.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2024.

VERMA, S.; CHELLIAH, T. R. Restoration of extra-high voltage power grids through synchronous and asynchronous hydro units during blackout—A comprehensive review and case study. *Electric Power Systems Research*, v. 228, p. 110054, mar. 2024.

WEI, P.; ABID, M.; ADUN, H.; KEMENA AWOH, D.; CAI, D.; ZAINI, J. H.; BAMISILE, O. Progress in Energy Storage Technologies and Methods for Renewable Energy Systems Application. *Applied Sciences*, v. 13, n. 9, p. 5626, maio 2023a.

_____. Progress in Energy Storage Technologies and Methods for Renewable Energy Systems Application. *Applied Sciences*, v. 13, n. 9, p. 5626, 3 maio 2023b.

Apêndice A

Revisão Sistemática de Literatura

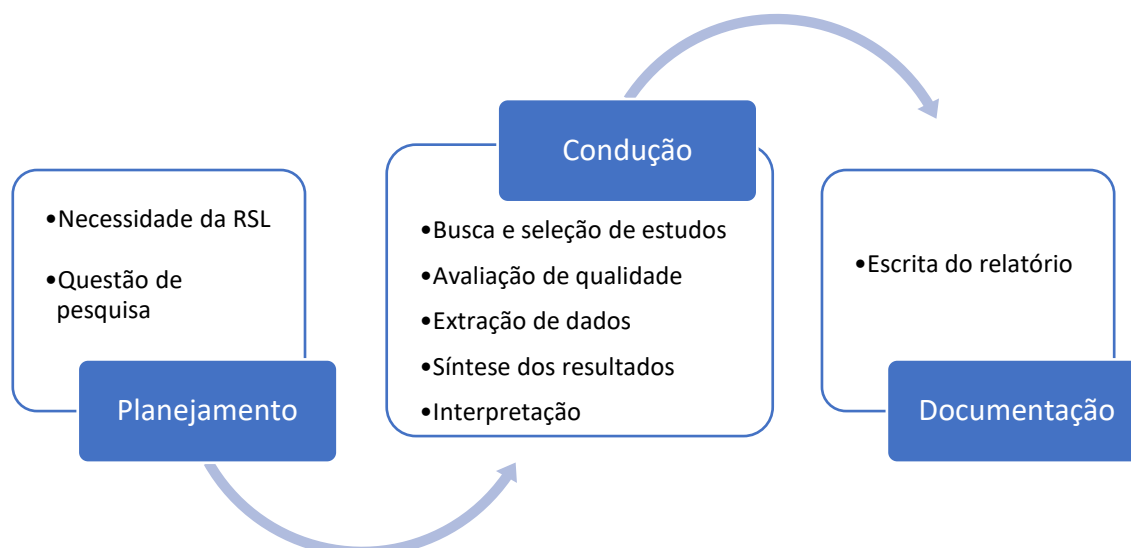
Nesse apêndice encontra-se o detalhamento da metodologia utilizada no levantamento do referencial teórico deste trabalho, que se baseou nas diretrizes para a realização de revisões sistemáticas de literatura em engenharia de software, de (Kitchenham e Charters, 2007).

A.1 Revisão Sistemática de Literatura

No presente estudo, as diretrizes propostas por (Kitchenham e Charters, 2007), com adaptações específicas às particularidades do tema investigado, serviram de base para o levantamento do marco teórico. O procedimento, que se divide em três fases e se fundamenta em um método empírico, conforme demonstrado na **Figura A.1**, oferece ao investigador uma compreensão ampla e isenta a respeito do assunto em questão. A abordagem adotada possibilitou avaliar e interpretar estudos relevantes sobre questões de pesquisa específicas, utilizando uma metodologia rigorosa e auditável. A plataforma Parsifal⁹, desenvolvida para apoiar pesquisadores na execução de revisões sistemáticas de literatura, foi empregada como ferramenta de suporte nas etapas de planejamento e execução dessa revisão. A plataforma contribuiu para a construção do protocolo de pesquisa, avaliação de qualidade, além da extração e registro de dados.

⁹ Plataforma digital de suporte a Revisão Sistemática de Literatura, disponível em <https://parsif.al/>.

Figura A.1 – Etapas da Revisão Sistemática de Literatura



Fonte: Adaptado de (Dermeval et al., 2020)

A.1.1 Planejamento

A construção do protocolo de pesquisa se inicia com a identificação da necessidade da revisão sistemática proposta. Olhando para o contexto dessa pesquisa, observa-se que a transição energética, de uma maneira global, tem impulsionado o avanço das energias renováveis e de tecnologias de armazenamento de energia. A rede de transmissão representa o elo entre as fontes de geração centralizada e as distribuidoras que atendem ao mercado consumidor. Dessa forma, essa revisão de literatura buscou estudos relevantes sobre formas de assegurar a operação de subestações e linhas de transmissão, em condições normais ou restritivas de operação, através do suprimento energético dessas instalações com base em armazenamento de energia renovável. Assim, foram formuladas três questões de pesquisa que pudessem identificar as publicações mais recentes, mapear as lacunas de conhecimento e apontar temas para futuras investigações, como mostra a **Tabela A.1**.

Tabela A.1 – Perguntas de pesquisa e seus respectivos códigos atribuídos

#	Pergunta de pesquisa
RQ1	Quais são os artigos mais relevantes publicados na última década que demonstram a possibilidade de uso de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias de Íons de Lítio (LiBESS) associados à geração Fotovoltaica (PV) como fonte de energia para subestações?
RQ2	Quais são as lacunas de pesquisa identificadas?
RQ3	Quais são as oportunidades de pesquisa para obter contribuições relevantes na temática estudada?

Na sequência foram definidos o horizonte de busca, as palavras-chave e os repositórios digitais de literatura a serem consultados, listados na **Tabela A.2**.

Tabela A.2 – Horizonte de busca, palavras-chave e repositórios digitais de literatura

Horizonte de busca	Publicações de 2013 a 2024
Palavras-chave	<p><i>Auxiliary Services</i> (ou <i>Auxiliary Systems</i> ou <i>Auxiliaries</i>);</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Battery Energy Storage System</i> (ou <i>BESS</i>); ▪ <i>Black Start</i> (ou <i>Black-start</i> ou <i>blackstart</i>); ▪ <i>Lithium ion</i> (ou <i>Li-ion</i> ou <i>Lithium-ion</i>); ▪ <i>Off grid</i> (ou <i>Islanded</i>); ▪ <i>Power supply</i> (ou <i>Power backup</i>); ▪ <i>Solar</i> (ou <i>Photovoltaic</i> ou <i>PV</i>); ▪ <i>Switching Substations</i> (ou <i>Substations</i>); ▪ <i>Transmission</i> (ou <i>Distribution</i>);
Repositórios digitais	IEEE Xpore, Scopus, Web of Science e Science Direct

Para capturar a literatura mais aderente ao tema da pesquisa foi necessário definir a estratégia de busca. Combinações de palavras-chave e seus sinônimos foram realizadas com a utilização dos operadores booleanos “AND” (E lógico) e “OR” (OU lógico). Após alguns testes realizados nos motores de busca dos repositórios digitais selecionados, dois agrupamentos base reuniram as principais palavras-chaves para formar uma ampla base de pesquisa em torno do tema central. Na sequência, para refinar a busca e direcionar os resultados a assuntos de interesse, grupos terminais foram inseridos aos agrupamentos base para construir nove estratégias diferentes de busca, conforme a **Tabela A.3**.

Em cada estratégia formada, o operador “OR” (OU lógico) amplia o conceito principal, incluindo sinônimos das palavras-chave e garantindo que cada resultado contenha pelo menos um dos termos. De outra forma, o operador “AND” (E lógico) assegura que cada resultado da pesquisa contenha todos os termos por ele conectados. Dessa forma, cada uma das estratégias formuladas retorna resultados que contenham pelo menos uma das palavras-chaves do tema central combinada com uma das palavras dos temas específicos.

Tabela A.3 – Estratégias de busca: palavras-chave combinadas por operadores booleanos

Agrupamento base (tema central)	Grupo terminal (tema específico)	Estra- tégia
<i>(BESS OR Battery Energy Storage System OR Battery Energy Storage)</i> <i>AND (Li-ion OR Lithium Ion OR Lithium-Ion)</i> <i>AND (Solar OR Photovoltaic OR PV)</i> <i>AND ([Grupo terminal – tema específico])</i>	<i>(Transmission OR Distribution)</i>	E1
	<i>(Substations OR Switching Substations)</i>	E2
	<i>(Auxiliary Services OR Auxiliary Systems OR Auxiliaries)</i>	E3
	<i>(Black start OR Black-start OR blackstart)</i>	E4
	<i>(Off grid OR Islanded)</i>	E5
<i>(Substations OR Switching Substations)</i> <i>AND (BESS OR Battery Energy Storage System OR Battery Energy Storage)</i> <i>AND (Solar OR Photovoltaic OR PV)</i> <i>AND ([Grupo terminal – tema específico])</i>	<i>(Auxiliary Services OR Auxiliary Systems OR Auxiliaries)</i>	E6
	<i>(Black start OR Black-start OR blackstart)</i>	E7
	<i>(Off grid OR Islanded)</i>	E8
	<i>(Power supply OR emergency supply OR backup)</i>	E9

Finalizando o protocolo de pesquisa, critérios de inclusão e exclusão foram criados visando a filtragem e seleção dos resultados mais relevantes e aderentes à temática pesquisada. Uma vez que as nove estratégias de busca devem direcionar, de forma consistente, os resultados das buscas para os assuntos de interesse, apenas três critérios de inclusão de estudos foram determinados. Em contrapartida, houve um detalhamento maior dos critérios de exclusão, para que abordagens inespecíficas ou pouco aderentes não fizessem parte da literatura a ser selecionada.

Assim, artigos que abordam a operação combinada de LiBESS-PV e aplicações desse arranjo como fonte de energia desconectada da rede ou para prestação de serviços ancilares deverão compor a base do referencial teórico deste estudo. Porém, estudos sobre LiBESS com outras fontes renováveis que não incluam a fotovoltaica ou, ainda que tenham a fonte solar, mas estejam relacionados a redes de corrente contínua, a redes de distribuição, geração distribuída, veículos elétricos, estações de carregamento e subestações de tração para veículos sobre trilhos serão excluídos da base de revisão. Aquelos estudos publicados antes de 2013 ou que de alguma

forma abordam assuntos fora do tema de interesse também serão descartados. A **Tabela A.4** apresenta cada um dos critérios de seleção de estudos para a formação da base referencial dessa revisão.

Tabela A.4 – Critérios de seleção de estudos para base referencial da revisão

Inclusão	Exclusão
<ul style="list-style-type: none"> ✓ LiBESS-PV como fonte de energia <i>off-grid</i> (isolada da rede) ✓ LiBESS-PV para prestação de serviços ancilares ✓ Estudos da operação combinada de LiBESS-PV 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ LiBESS com outras fontes renováveis, exceto PV ▪ LiBESS-PV aplicado a microrredes de corrente contínua ▪ Estudos relacionados à geração distribuída ou redes de distribuição ▪ Estudos relacionados a veículos elétricos ou estações de carregamento ▪ Estudos relacionados a subestações de tração para veículos sobre trilhos ▪ Estudos publicados antes de 2013 ▪ Estudos fora do tema de interesse

A etapa seguinte à seleção de estudos é a avaliação de qualidade. Esse é um procedimento que visa atribuir nota a cada um dos trabalhos aceitos de maneira a refinar os critérios de seleção, investigar diferenças de resultados dos estudos, orientar a importância relativa durante a síntese de resultados e recomendar futuras pesquisas, sobretudo em áreas onde a qualidade dos estudos pode ser melhorada (Kitchenham e Charters, 2007).

Neste trabalho, a avaliação qualitativa segue o esquema de pontuação demonstrado na **Tabela A.5**. Composto por cinco perguntas, o questionário de avaliação de qualidade visa traduzir a relevância e aderência dos artigos selecionados na fase anterior em uma nota de qualidade. Respostas afirmativas recebem peso igual a 1.0 (um ponto), enquanto respostas parciais somam 0.5 (meio ponto) na nota geral do estudo. As respostas negativas não geram pontuação. O score total de avaliação é calculado pelo somatório da pontuação das cinco respostas. Dessa maneira, a nota máxima de um estudo é igual a 5.0 (cinco pontos), enquanto a nota mínima é 0.0 (zero). Foi definida a nota de corte igual a 3.0 pontos (inclusive), de forma a tornar esse procedimento eliminatório, além de classificatório. É esperado que nenhum dos estudos da base selecionada obtenha nota igual a zero, uma vez que as questões de avaliação e os critérios de inclusão de estudos estão intrinsecamente relacionados.

Tabela A.5 – Questionário de avaliação da qualidade dos estudos selecionados

Item	Perguntas	Sim	Parcial	Não
1	Trata-se de um estudo primário?	1.0	0.5	0.0
2	O artigo discute ou demonstra a combinação de LiBESS com geração PV?	1.0	0.5	0.0
3	O foco da investigação está relacionado ao suprimento de energia para subestações?	1.0	0.5	0.0
4	Alguma técnica abordada demonstra o potencial emprego de LiBESS-PV como fonte de suprimento para subestações ou para a prestação de serviços ancilares?	1.0	0.5	0.0
5	O artigo discute ou demonstra o uso de LiBESS-PV em microrredes?	1.0	0.5	0.0
Score Total =		Somatório das respostas dos itens de número 1 a 5		

Encerrando a fase de planejamento, um formulário de extração de dados foi elaborado com o objetivo de coletar informações específicas dos estudos selecionados como base teórica da revisão de literatura. Sua aplicação permite levantar dados que possibilitem responder às questões de pesquisa, bem como facilitam o mapeamento do estado da arte.

A **Tabela A.6** mostra o formulário aplicado por esse estudo. A primeira coluna traz o código de referência das questões de pesquisa definidas no protocolo. A segunda coluna contém a descrição das informações que visam responder à questão de pesquisa referenciada na primeira coluna. As últimas duas colunas definem o tipo de resposta, se aberta ou de múltipla escolha, e os valores possíveis. Os dados foram extraídos através da leitura dos artigos selecionados e registradas na ferramenta Parsifal. Dessa forma, ficou assegurada sua disponibilidade para consulta *on-line* com possibilidade de exportação sob o formato de tabela. Ressalta-se que os metadados dos artigos, como autores, ano e canal de publicação, entre outros, encontram-se vinculados ao formulário de dados de cada trabalho dentro da plataforma, sendo igualmente importantes nessa etapa.

Tabela A.6 – Formulário de extração de dados dos estudos selecionados

Questão	Dados a serem extraídos	Tipo	Valores
RQ1	Qual é o objetivo principal do artigo?	Resposta aberta	N/A
RQ1	Como é proposto o alcance desse objetivo?	Resposta aberta	N/A
RQ2	O estudo propõe o uso de alguma outra fonte de energia além da fotovoltaica?	Múltipla escolha	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biomassa ▪ Gerador Diesel ▪ Geotérmica ▪ Concentração de Calor ▪ Hidráulica ▪ Eólica ▪ Outra ▪ Não aplicável
RQ2	De qual das técnicas relacionadas o objetivo do artigo se aproxima mais?	Múltipla escolha	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Serviços Ancilares ▪ Black Start ▪ Fonte de Energia ▪ Outra ▪ Não aplicável
RQ2	Quais tecnologias de armazenamento em baterias são abordadas no estudo?	Múltipla escolha	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Baterias de Fluxo ▪ Chumbo-ácido ▪ Íon de Lítio (geral) ▪ Fosfato de Lítio Ferro ▪ Super Capacitores ▪ Outra
RQ3	Quais os desafios relacionados ao objetivo foram identificados no estudo?	Resposta aberta	N/A
RQ3	Quais foram as conclusões do estudo proposto?	Resposta aberta	N/A

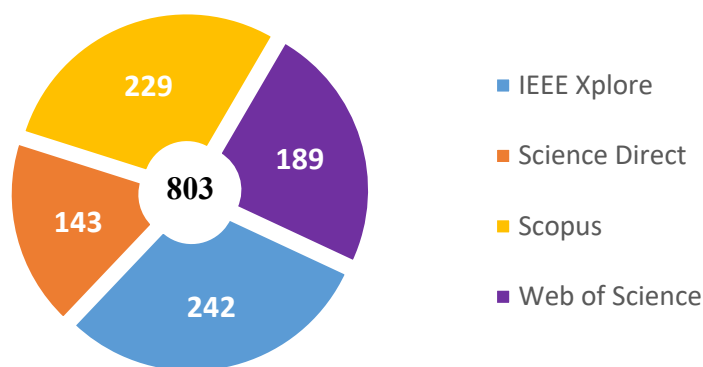
A.1.2 Condução

A fase de Condução envolve a coleta e análise de dados relevantes conforme os critérios previamente estabelecidos. Nesta etapa, são utilizadas técnicas para garantir a seleção criteriosa dos estudos, buscando minimizar vieses e assegurar a inclusão de todas as evidências relevantes. Os dados coletados são então sintetizados e avaliados criticamente, permitindo que os pesquisadores identifiquem padrões, lacunas e tendências na literatura existente. Esta fase é crucial

para a obtenção de resultados robustos e confiáveis que possam informar futuras pesquisas e práticas.

Seguindo o protocolo de pesquisa definido durante a fase de planejamento, as estratégias de busca foram empregadas nos motores de busca das quatro bases digitais escolhidas: IEEE Xplore, Science Direct, Scopus e Web of Science. Ao todo, foram encontrados 803 resultados iniciais, conforme distribuição apresentada na **Figura A.2**.

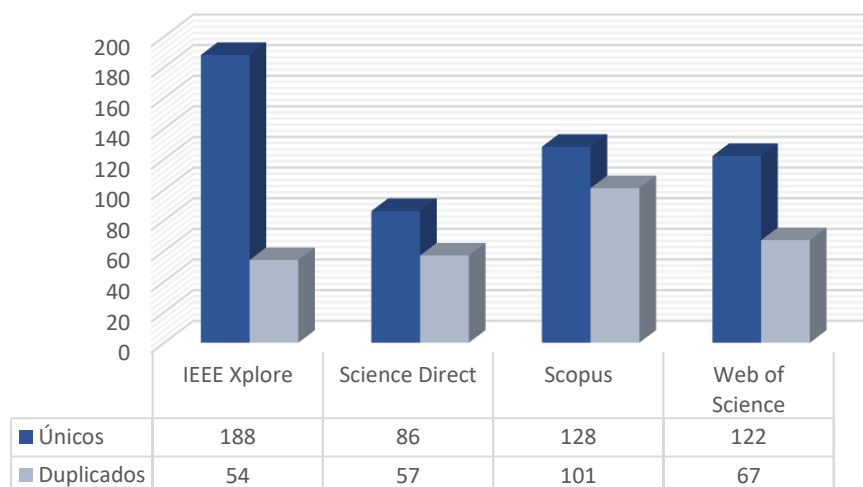
Figura A.2 – Resultados da busca inicial por base científica pesquisada



Fonte: autor.

Os resultados encontrados foram salvos em arquivos de extensão “. bib”, que servem como banco de dados de referências, contendo detalhes como nomes de autores, títulos, anos de publicação e outras informações relacionadas a citações. Esses arquivos foram importados para a plataforma Parsifal e receberam o tratamento para a identificação de duplicidades. A ferramenta realiza a comparação dos dados importados e classifica, de forma automática, as pesquisas repetidas atribuindo a elas o rótulo *Duplicated*. Ao todo, 279 resultados foram descartados por estarem em duplicidade (encontrados em mais de uma base ou por mais de uma estratégia de busca). Assim, ficaram disponíveis para o processo de seleção de estudos os 524 resultados únicos. A **Figura A.3** mostra a identificação de resultados únicos e duplicados por base científica que foi realizada.

Figura A.3 – Identificação de resultados únicos e duplicados por científica

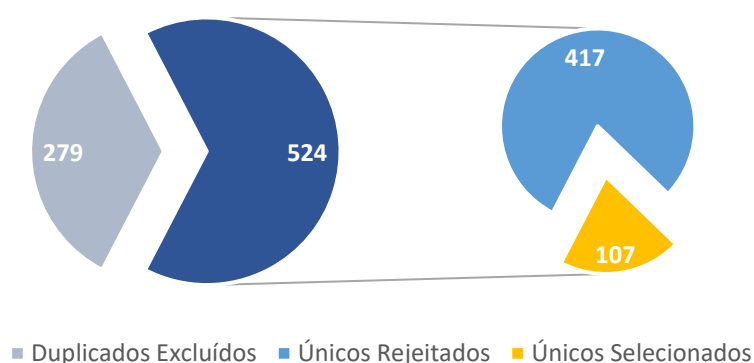


Fonte: autor.

Ao classificar os 524 resultados únicos segundo os critérios de seleção definidos no protocolo de pesquisa, 107 artigos atenderam a um dos três temas: (i) operação combinada de LiBESS-PV, (ii) aplicações de LiBESS-PV como fonte de energia *off-grid*; ou (iii) prestação de serviços ancilares. Dessa forma foi conduzida a etapa de busca e seleção de estudos, resultando na formação da base científica que compõe o referencial teórico dessa pesquisa, conforme mostra a **Figura A.4**.

A base selecionada foi então submetida ao questionário de avaliação de qualidade, para ordenação da importância relativa dos estudos considerando o objetivo desse trabalho. Ao responder as perguntas do questionário, segundo as informações contidas nos artigos selecionados, uma nota avaliativa foi atribuída a cada estudo. Para compor a base documental deste trabalho, foram priorizados os estudos com nota de qualidade igual ou superior a 3.0 pontos.

Figura A.4 – Resultados únicos selecionados para formação da base do referencial teórico



Fonte: autor.

O questionário de qualidade de um dos estudos avaliados é mostrado na **Figura A.5**, onde observa-se as respostas que compõem a nota final marcada com fundo azul. No caso ilustrado, duas respostas afirmativas somaram 2 pontos e outras duas respostas parciais (meio ponto cada) contribuíram com mais 1 ponto para a composição da nota final.

Figura A.5 – Questionário de qualidade de um dos estudos avaliados

Feasibility and optimal sizing analysis of stand-alone hybrid energy systems coupled with various battery technologies: A case study of Pelee Island (2022) 3.0			
Is the paper a primary study?	Yes	Somehow	No
Does the paper discuss or demonstrate the combination of Lithium-ion BESS with PV generation?	Yes	Somehow	No
Is the focus of investigation related to the provision of energy to substations?	Yes	Somehow	No
Do any of the techniques introduced demonstrate the potential to be used as power source to substations or provisioning ancillary services?	Yes	Somehow	No
Does the paper discuss or demonstrate the use of LIBESS-PV in microgrids?	Yes	Somehow	No

Fonte: autor.

Finalizando a condução da revisão sistemática de literatura, as informações solicitadas no formulário de extração de dados foram obtidas concomitantemente à avaliação de qualidade dos estudos. A execução desses procedimentos exigiu a leitura dos estudos aceitos. As respostas necessárias para o preenchimento do formulário foram inseridas na ferramenta Parsifal. A **Figura A.6** ilustra esse processo, exibindo um dos formulários preenchidos na tela da ferramenta utilizada.

Todos os dados extraídos dos estudos e inseridos no formulário ficam disponíveis em uma tabela que pode ser salva e utilizada em análises posteriores. Essa tabela sintetiza os dados coletados durante a condução da revisão e apoia a execução das etapas subsequentes, como a documentação e a análise bibliométrica.

Dessa forma, concluem-se os procedimentos de condução da revisão sistemática de literatura, garantindo que todas as etapas foram executadas e documentadas. A partir das informações coletadas e analisadas, é possível proceder para as fases subsequentes, onde os dados serão organizados, interpretados e apresentados de maneira que contribuam para o corpo de conhecimento existente e para a realização dos objetivos desta pesquisa.

Figura A.6 – Formulário de extração de dados na ferramenta Parsifal

Development of a Method for Sizing a Hybrid Battery Energy Storage System for Application in AC Microgrid **5.0** [mark as undone](#)

(RQ1) What is the main objective of the paper?

(RQ1) How do the author(s) propose to achieve this objective?

(RQ2) Does the paper propose the use of any other energy source besides PV? Biomass Diesel Generator Geothermal Heat concentration Hydropower Not applicable Other Wind energy

(RQ2) Which techniques do the objective of the study come closest to? Ancillary (or grid) services Black Start Not applicable Other Power source

(RQ2) Which battery storage technologies are covered in the paper? Flow batteries Lead-acid batteries Li-ion (other technologies) Li-ion Lithium Iron Phosphate Other Super capacitors

(RQ3) What challenges/problems were identified in the paper related to the objective of the study?

(RQ3) What are the conclusions/results of the proposed study?

Fonte: autor.

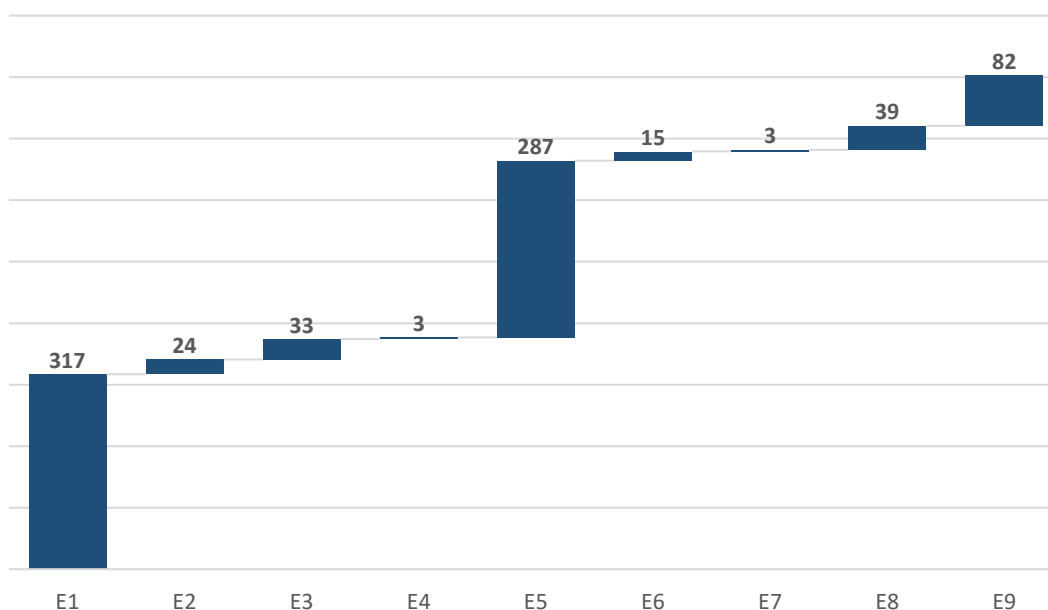
A.2 Análise Bibliométrica

A análise bibliométrica se constitui em um instrumento metodológico que possibilita obter uma visão abrangente do estado da arte de um determinado tema. Por meio da aplicação de técnicas quantitativas destinadas à mensuração da produção científica e suas contribuições, esta abordagem tem sido bastante utilizada em revisões de literatura. Através da bibliometria é possível identificar elementos fundamentais à compreensão da evolução do conhecimento científico, como padrões de publicação, tendências emergentes de pesquisa, periódicos de maior impacto, palavras-chave e autores de maior relevância, assim como as redes de colaboração que se formam no âmbito da pesquisa científica.

Os resultados obtidos nas buscas de literatura revelam padrões significativos quanto à eficácia das diferentes estratégias empregadas. Conforme demonstrado na **Figura A.7**, as estratégias E1, E5 e E9 destacaram-se por sua expressiva contribuição, fornecendo respectivamente 317, 287 e 82 resultados, o que corresponde a 85% do total de documentos recuperados. Ao examinar a **Tabela A.3**, que mostra a composição das estratégias de busca, constata-se que

estas estratégias mais produtivas são compostas por grupos terminais com termos de grande abrangência semântica. A estratégia E1 utilizou os termos "*Transmission*" e "*Distribution*", a E5 usou "*Off grid*" e "*Islanded*", enquanto a E9 incorporou expressões como "*Power supply*", "*Emergency supply*" e "*Backup*". Esta amplitude terminológica mostrou-se determinante para a abrangência dos resultados obtidos.

Figura A.7 – Número de resultados encontrados em cada base digital por estratégia de busca



Fonte: autor.

Em contraposição, as estratégias E4 e E7 apresentaram números consideravelmente inferiores, contribuindo com apenas três resultados cada. A análise dos grupos terminais destas estratégias menos frequentes revela que ambas empregaram o termo "*Blackstart*" e suas variações, o que conferiu um caráter excessivamente restritivo às buscas, limitando significativamente o escopo dos resultados recuperados.

Ao examinar a distribuição dos resultados únicos, conforme a identificação apresentada anteriormente na **Figura A.3**, fica evidente a predominância do repositório IEEE Xplore, que recuperou 188 publicações relevantes para esta investigação. Em sequência decrescente de contribuição, destacam-se o Scopus com 128 documentos, o Web of Science com 122 e o Science Direct com 86 publicações.

O Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) constitui uma das organizações de maior relevância mundial no campo do desenvolvimento tecnológico, reconhecida pela excelência de suas publicações científicas, pela organização de conferências de alto impacto e

pelo estabelecimento de normas técnicas de referência internacional. Isso mostra que a significativa quantidade de resultados provenientes deste repositório reflete a preferência dos pesquisadores da área por publicar seus trabalhos em veículos vinculados a esta instituição. A **Tabela A.7** mostra a distribuição dos estudos, discriminando numericamente o total de resultados, os estudos identificados como duplicados e os trabalhos únicos recuperados. Adicionalmente, essa tabela mostra uma análise percentual de contribuição por base digital para o conjunto dos resultados únicos, possibilitando uma clara visualização da participação proporcional de cada repositório na composição da base documental desta revisão.

Tabela A.7 – Distribuição dos estudos encontrados de acordo com a base de dados

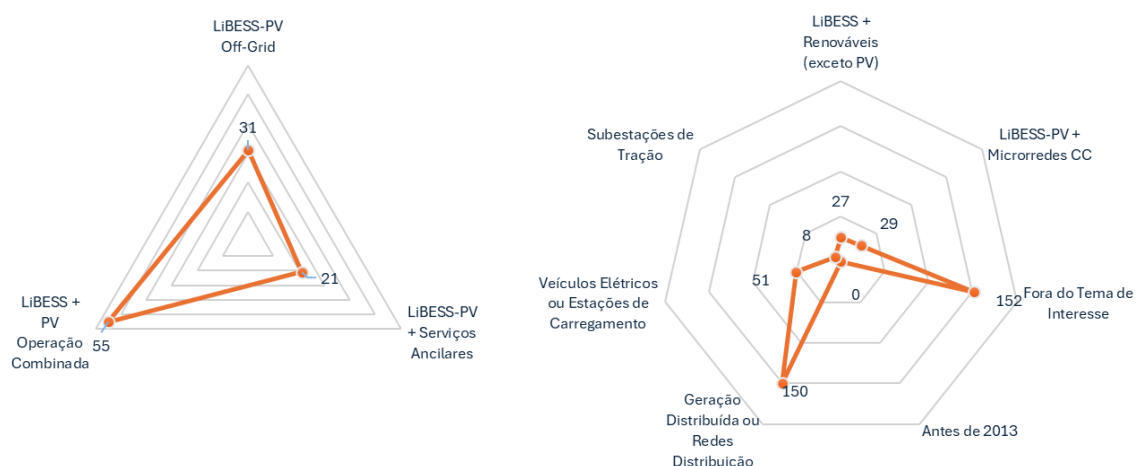
Base de Dados	Total de Resultados	Duplicados	Únicos	% Únicos
IEEE Xplore	242	54	188	36%
Science Direct	143	57	86	16%
Scopus	229	101	128	24%
Web of Science	189	67	122	23%
Total	803	279	524	100%

Durante o processo de seleção de estudos, os 524 trabalhos identificados como únicos foram submetidos a uma classificação baseada nos critérios de inclusão e exclusão listados na **Tabela A.4**. Esse procedimento resultou na seleção de 107 artigos considerados pertinentes à investigação, enquanto os outros 417 trabalhos foram descartados. Analisando especificamente os critérios de inclusão, nota-se que o de maior frequência foi o critério que classificou os estudos como operação combinada de LiBESS com geração fotovoltaica, responsável pela seleção de 55 publicações. Em seguida, destacou-se o critério referente ao emprego de LiBESS-PV em configuração isolada da rede (*off-grid*), que acrescentou 31 trabalhos à base. Por fim, o critério relacionado à utilização de LiBESS-PV para prestação de serviços ancilares contribuiu com 21 publicações.

Entre os critérios de exclusão, dois fatores apresentaram incidência significativamente elevada: a classificação “fora de escopo”, que fundamentou a rejeição de 152 trabalhos, e o critério relacionado à “aplicação à geração distribuída ou redes de distribuição”, responsável

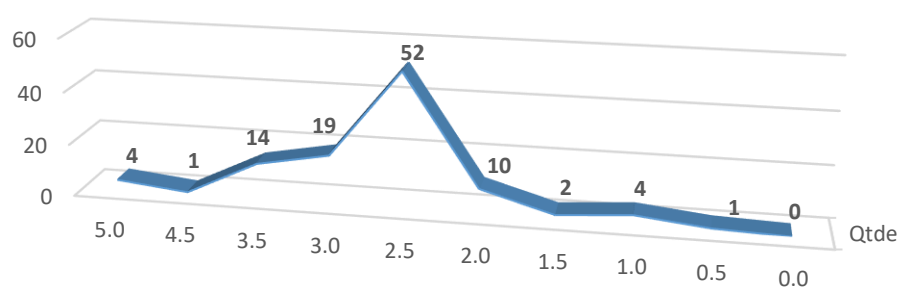
pela exclusão de outros 150 artigos. A distribuição completa das classificações realizadas durante este processo seletivo encontra-se representada graficamente na **Figura A.8**, que mostra a incidência de cada critério aplicado, permitindo uma compreensão abrangente dos fundamentos metodológicos que orientaram formação do referencial teórico deste trabalho.

Figura A.8 – Critérios de inclusão (à esquerda) e de exclusão dos estudos selecionados



Fonte: autor.

O conjunto de estudos selecionados foi então submetido ao questionário de avaliação da qualidade, que possibilitou graduar os trabalhos em uma escala de zero a cinco pontos, refletindo seu grau de aderência ao tema da revisão. A representação gráfica apresentada na **Figura A.9** mostra a distribuição quantitativa de estudos por faixa de pontuação segundo o questionário de qualidade. A expressiva concentração de estudos com pontuação na faixa intermediária da escala sugere uma lacuna de pesquisa, indicando que muitas publicações abordam a temática de forma tangencial ou com menor grau de aprofundamento. Tal constatação reforça a importância do processo avaliativo de forma criteriosa, como forma de assegurar a qualidade e a pertinência da base bibliográfica constituída.

Figura A.9 – Quantidade de estudos por nota de qualidade

Fonte: autor.

Apêndice B

Projetos Executivos do Caso Modelo

Nesse apêndice encontram-se desenhos, memoriais e informações acerca dos projetos executivos da Firminópolis Transmissão, cujos dados foram aproveitados no desenvolvimento desse trabalho.

B.1 Equipamentos de pátio do vão de linha.

As informações contidas nessa seção foram extraídas do projeto CE328-E-203 CORTE 230kV - VÃO LT FIRMINÓPOLIS C1 e referem-se ao vão da LT 230kV Trindade – Firminópolis, de propriedade da Firminópolis Transmissão, localizado na SE Trindade.

Figura B.1 – Equipamentos de pátio do vão da LT 230 kV Trindade – Firminópolis na SE Trindade

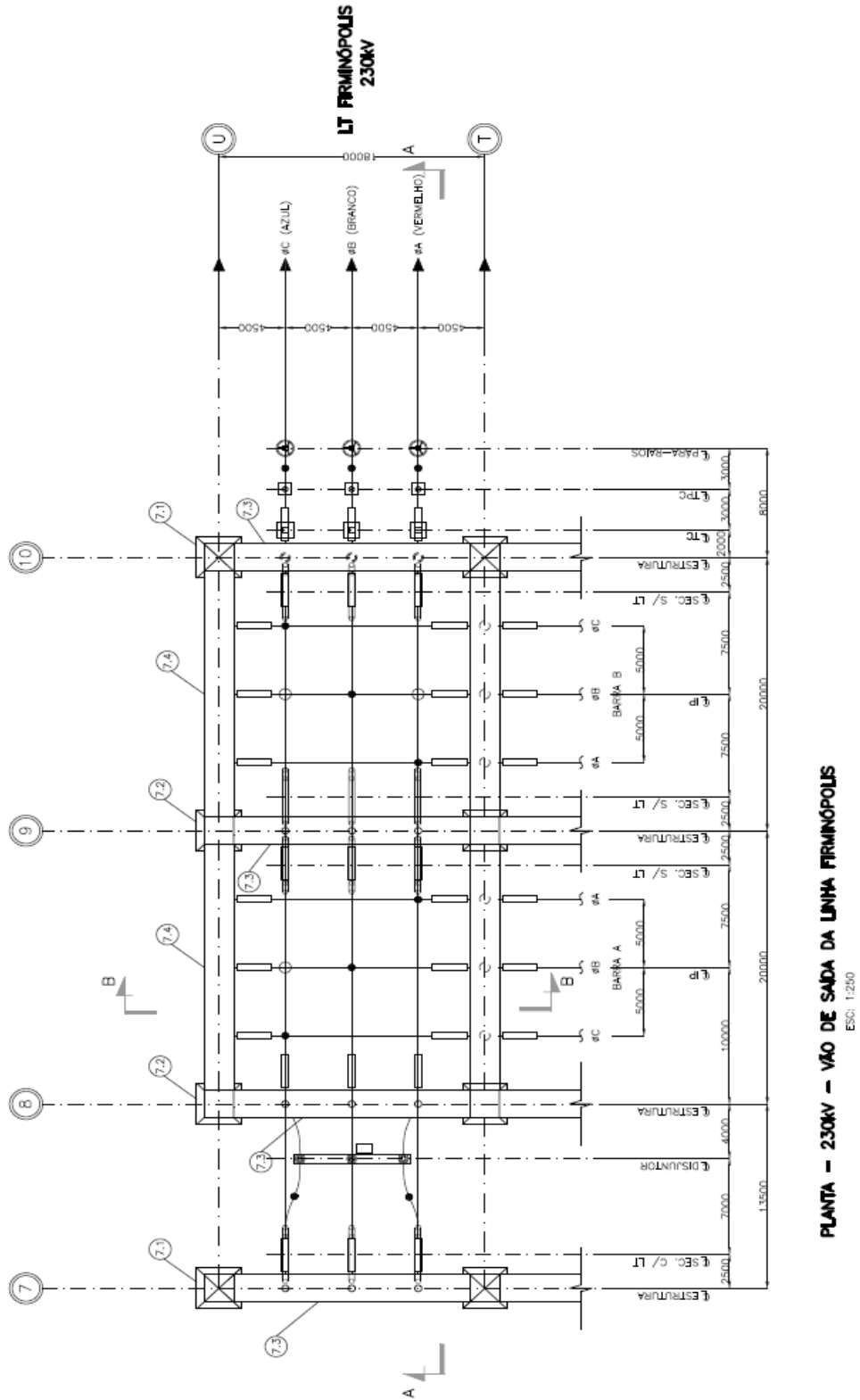


Tabela B.1 – Listagem dos equipamentos de pátio

LISTA DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS			
Item	Quant.	Un.	Descrição
1.1	03	un	Seccionador tripolar S/LT 245kV, abertura vertical motorizada, com chifre
1.2	01	un	Seccionador tripolar C/LT 245kV, abertura vertical motorizada, sem chifre
1.3	01	un	Disjuntor Tripolar 245kV com relé de sincronismo
1.4	03	cj	Isolador de pedestal 230kV, NBJ 1050kV, tipo multicorpo TR-316.
1.5	03	un	Transformador de Corrente 230kV
1.6	03	un	Transformador de Potencial Capacitivo 230kV
1.7	03	un	Pára-raios 192kV
2.1	18	Pq	Conector terminal, saída horizontal, para disjuntor, TPC's, TC's e PR chapa-cabo, com 4 furos NEMA, para conexão de 2 Cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA
2.2	54	Pq	Espaçador, 230kV, 2 Cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA, espaçamento entre cabos 200mm.
2.3	03	Pq	Conector T, para 1 Cabo CAA 795 MCM-TERN na passagem e 1 Cabo CAA 636 MCM-GROSBEAK na derivação
2.4	21	Pq	Conector paralelo, para 2 Cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA no tronco e na derivação
2.5	03	Pq	Conector suporte passante, para ligação de 2 Cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA a coluna de isoladores, círculo de furação 5" (127mm), com parafusos, porcas e arruelas
2.6	18	Pq	Conector T, para 2 Cabos CAA 954 MCM-RAIL na passagem e 1 Cabo CAA 636 MCM-GROSBEAK na derivação
2.7	06	Pq	Conector T, para 1 Cabo CAA 636 MCM-GROSBEAK na passagem e 1 Cabo CAA 636 MCM-GROSBEAK na derivação
2.8	12	Pq	Espaçador, 230kV, 4 Cabos 954 MCM-RAIL, espaçamento entre cabos 200mm.
2.9	24	Pq	Conector terminal, saída horizontal, para seccionador, chapa-cabo, com 9 furos NEMA, para conexão de 2 Cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA
2.10	24	Pq	Conector derivação cabo – cabo à compressão, para 1 cabo CAA 954 MCM-RAIL na passagem e 1 Cabo CAA 954 MCM-RAIL na derivação.
3.1	1300	m	Cabo 636 MCM-GROSBEAK-CAA
3.2	660	m	Cabo 954 MCM-RAIL-CAA
3.3	70	m	Cabo aço galvanizado #3/8" EHS
4.1	972	un	Isolador de disco, vidro temperado, tipo concha-bola.
4.2	12	Pq	Conjunto de ferragens para cadeia simples, amarração simples, 230kV, 1x18 para 2 cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA espaçados 200mm., com derivação
4.3	12	Pq	Conjunto de ferragens para cadeia simples, suspensão, 230kV, 1x18 isoladores para 2 cabos 636 MCM-GROSBEAK-CAA espaçados 200mm.
4.4	12	Pq	Conjunto de ferragens para cadeia dupla, amarração simples, 230kV, 2x18 isoladores para 4 cabos 954 MCM-RAIL-CAA espaçados 200mm, sem derivação
4.5	6	Pq	Conjunto de ferragens para cadeia dupla, suspensão passante, 230kV, 1x18 isoladores para 4 cabos 954 MCM-RAIL, espaçados 200mm.
5.1	04	Pq	Conjunto de ancoragem para cabo de aço 3/8" HS
6.1	04	cj	Suporte metálico para seccionador, 230kV – SM-CS3 (1200/SE-3F-DE-1162).
6.2	03	cj	Suporte metálico para IP (2,62m), 230kV – SM-IP3 (1200/SE-3F-DE-1166).
6.3	03	cj	Suporte metálico para TC, 230kV – SM-TC2 (1200/SE-3F-DE-1163).
6.4	03	cj	Suporte metálico para TPC, 230kV – SM-TPC2 (1200/SE-3F-DE-1164).
6.5	03	cj	Suporte metálico para PR, 230kV – SM-PR2 (1200/SE-3F-DE-1165).
7.1	02	cj	Estrutura metálica – colunas C21 e C25 – Pára-raio
7.2	02	cj	Estrutura metálica – colunas C22, C23 e C24 – Trecho 2
7.3	04	cj	Estrutura metálica – vigas V21 e V22
7.4	02	cj	Estrutura metálica – vigas V23, V24 e V25

B.2 Edifício de comando da Firminópolis Transmissão na SE Trindade.

Figura B.2 – Layout do edifício de comando

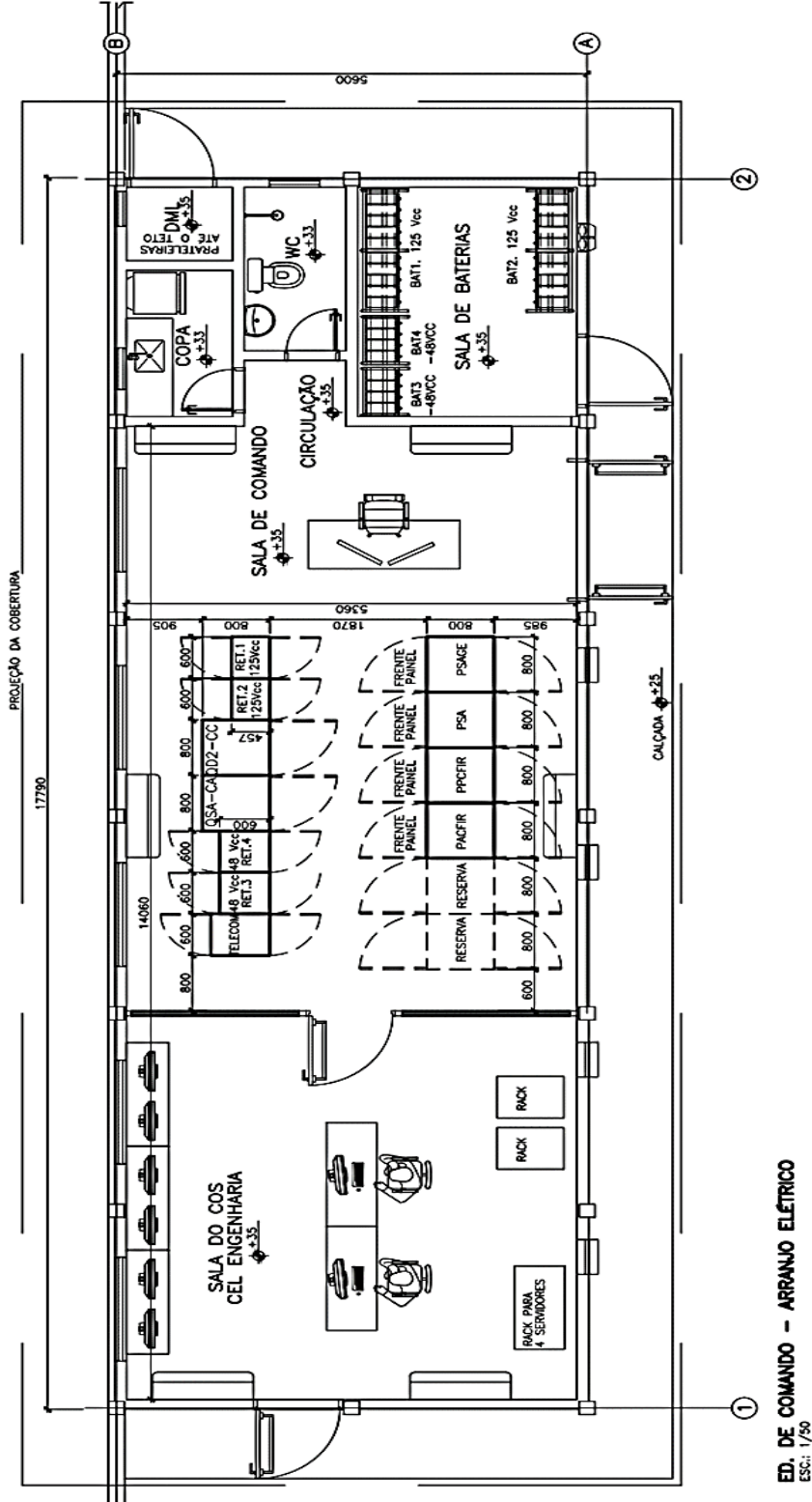


Tabela B.2 – Carga elétrica instalada dos serviços auxiliares

EQUIPAMENTOS DE PÁTIO 230 kV									
Equipamento	Qtde	Tipo de Carga	Pot. Unitária		Tensão	Fator Potência	Potência Aparente		
			Qtde	VA	Vca		Total	Fator de Demanda	Demanda
Chave Seccionadora (Tripolar) sem lâmina de terra	3	Iluminação do armário	1	20	220	0,92	65	1,00	65
		Resistor aquecimento	1	60	220	1,00	180	1,00	180
		Tomada do armário de comando	1	300	220	1,00	900	1,00	900
Chave Seccionadora (Tripolar) com lâmina de terra	1	Iluminação do armário (lâmina principal)	2	20	220	0,92	43	1,00	43
		Resistor aquecimento (lâmina principal)	1	60	220	1,00	60	1,00	60
		Iluminação do armário (lâmina de terra)	2	40	220	0,92	87	1,00	87
		Resistor aquecimento (lâmina de terra)	1	50	220	1,00	50	1,00	50
		Tomada do armário de comando	1	300	220	1,00	300	1,00	300
Disjuntor (Tripolar)	1	Resistor aquecimento (acionamento)	3	160	220	1,00	480	1,00	480
		Resistor aquecimento (comando)	1	160	220	1,00	160	1,00	160
		Iluminação dos armários de acionamento	3	20	220	0,92	65	1,00	65
		Iluminação do armário de comando	2	20	220	0,92	43	1,00	43
		Tomada dos armários de acionamento	3	300	220	1,00	900	1,00	900
		Tomada do armário de comando	1	300	220	1,00	300	1,00	300
Transformador de Corrente	1	Resistor aquecimento na caixa interligação	2	25	220	1,00	50	1,00	50
Transformador de Potencial	1	Resistor aquecimento na caixa interligação	2	25	220	1,00	50	1,00	50
Iluminação Pátio	1	Iluminação de Pátio Projetores 250W	5	250	220	1,00	1.250	1,00	1.250
Tomadas Pátio	1	Tomada de Pátio Monofásicas	1	2.000	220	1,00	2.000	0,20	400
Tomadas Pátio	1	Tomada de Pátio Trifásicas	1	4.000	380	1,00	4.000	0,20	800
TOTAL DAS CARGAS NORMAIS PARA EQUIPAMENTO DE PÁTIO 230 kV									6.184 VA

CASA DE COMANDO E CONTROLE									
Equipamento	Qtde	Tipo de Carga	Pot. Unitária		Tensão	Fator Potência	Potência Aparente		
			Qtde	VA	Vca		Total	Fator de Demanda	Demanda
Quadro Distribuição Casa Comando	1	Iluminação Interna	23	64	220	0,96	1.533	0,80	1.227
	1	Iluminação Externa	8	32	220	0,96	267	0,50	133
	1	Tomadas	32	300	220	0,92	10.435	0,20	2.087
	1	Ar-condicionado 18.000 BTU's*	6	1.870	220	0,90	12.467	0,50	6.233
	1	Chuveiro	1	5.600	220	1,00	5.600	0,40	2.240
	1	Bomba d'água	1	746	220	0,86	867	0,40	347
Painéis Comando e Controle	8	Tomadas/Ilumin. Painéis S. Aux / SPCS / Telecom	1	260	220	1,00	2.080	1,00	2.080
Retificadores 125 Vcc	2	Retificadores de 125 Vcc**	1	7.500	380	0,92	16.304	0,50	8.152
Retificadores 48 Vcc	2	Retificadores de 48 Vcc**	1	3.000	220	0,92	6.522	0,50	3.261
TOTAL DAS CARGAS NORMAIS PARA A CASA DE COMANDO E CONTROLE									25.760 VA

* Existem seis aparelhos, porém apenas três funcionam simultaneamente. Os demais são reservas.

** Existem dois retificadores de 125Vcc e dois de 48Vcc, sendo um principal e outro reserva.



SOMATÓRIA DAS CARGAS NORMAIS INSTALADAS PARA ATENDIMENTO AO VÃO LT 230 kV TRINDADE-FIRMINOPOLIS	31.945 VA
--	------------------

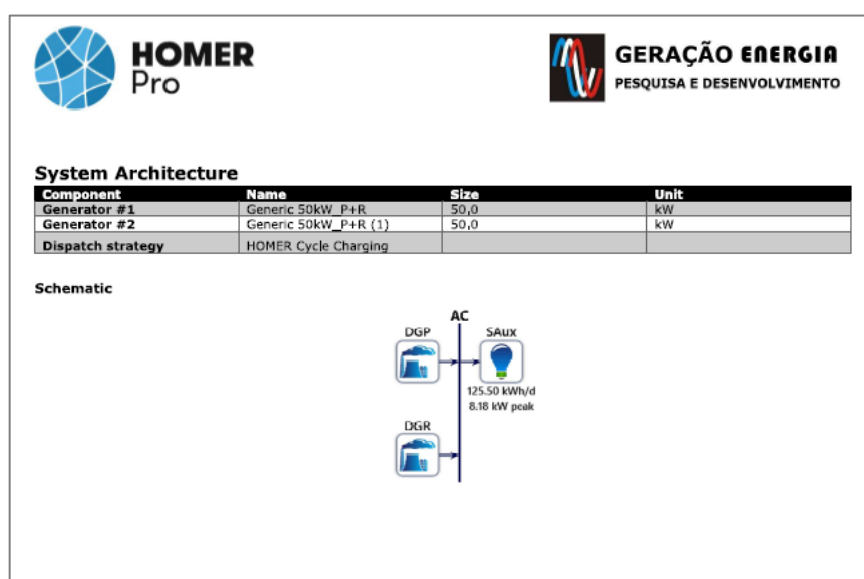
Apêndice C

Resultados das Simulações

Nesse apêndice encontram-se os relatórios de dados de saída dos cenários de simulação da Rodada 1.

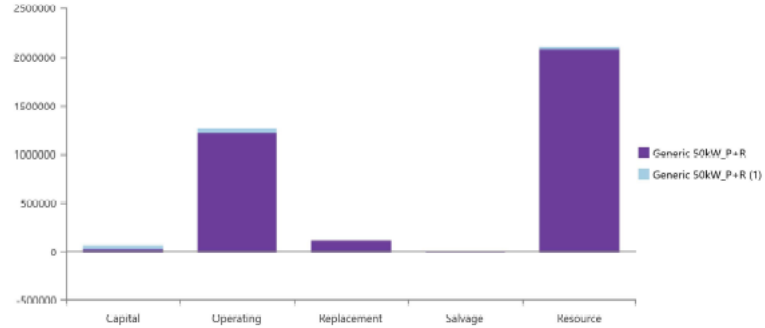
C.1 Rodada 1: GMG como fonte exclusiva do Saux

 HOMER Pro		 GERAÇÃO ENERGIA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	
Table of Contents			
System Architecture			3
Cost Summary			4
Cash Flow			5
Electrical Summary			6
Generator: Generic 50kW_P+R (Diesel)			7
Generator: Generic 50kW_P+R (1) (Diesel)			8
Fuel Summary			9
Compare Economics			10





Cost Summary



Net Present Costs

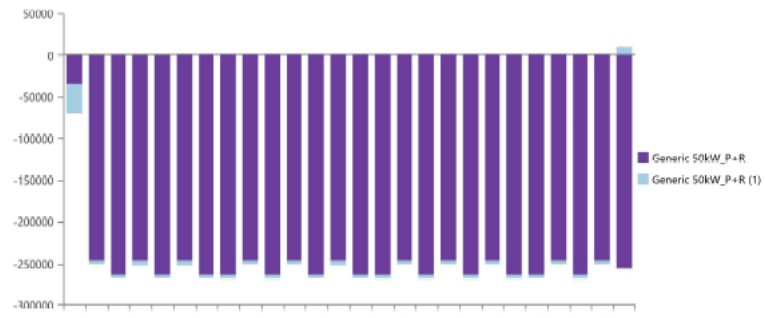
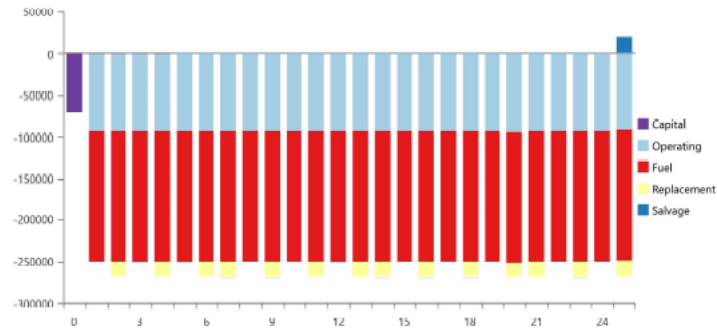
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic 50kW_P+R	R\$35,011	R\$1,23M	R\$130,845	-R\$2,065	R\$2,09M	R\$3,48M
Generic 50kW_P+R (1)	R\$35,011	R\$47,177	R\$0,00	-R\$3,363	R\$26,172	R\$104,997
System	R\$70,022	R\$1.27M	R\$130,845	-R\$5,429	R\$2.12M	R\$3.59M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic 50kW_P+R	R\$2,611	R\$91,374	R\$9,757	-R\$154.02	R\$155,981	R\$259,568
Generic 50kW_P+R (1)	R\$2,611	R\$3,518	R\$0,00	-R\$250,78	R\$1,952	R\$7,829
System	R\$5,221	R\$94,891	R\$9,757	-R\$404,79	R\$157,932	R\$267,397



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	13,3	kWh/yr
Capacity Shortage	14,6	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic 50kW_P+R	45,227	98,8
Generic 50kW_P+R (1)	567	1,24
Total	45,794	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	45,794	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	45,794	100



Generator: Generic 50kW_P+R (Diesel)

Generic 50kW_P+R Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	45,227	kWh/yr
Mean Electrical Output	5,23	kW
Minimum Electrical Output	2,04	kW
Maximum Electrical Output	8,18	kW

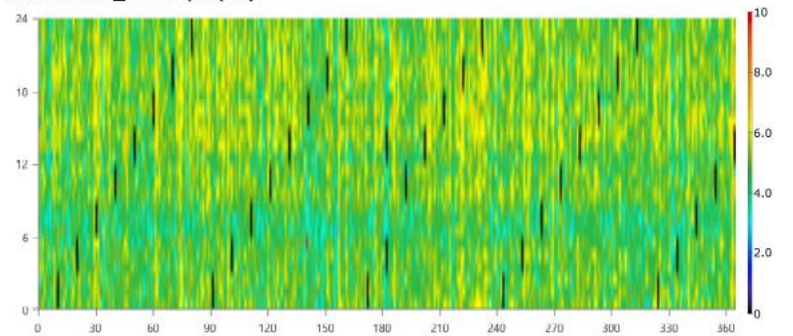
Generic 50kW_P+R Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	25,618	L
Specific Fuel Consumption	0,589	L/kWh
Fuel Energy Input	261,920	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	17,3	%

Generic 50kW_P+R Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,649	hrs/yr
Number of Starts	38,0	starts/yr
Operational Life	1,73	yr
Capacity Factor	10,3	%
Fixed Generation Cost	21,0	R\$/hr
Marginal Generation Cost	1,60	R\$/kWh

Generic 50kW_P+R Output (kW)





Generator: Generic 50kW_P+R (1) (Diesel)

Generic 50kW_P+R (1) Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	567	kWh/yr
Mean Electrical Output	5,25	kW
Minimum Electrical Output	3,49	kW
Maximum Electrical Output	7,27	kW

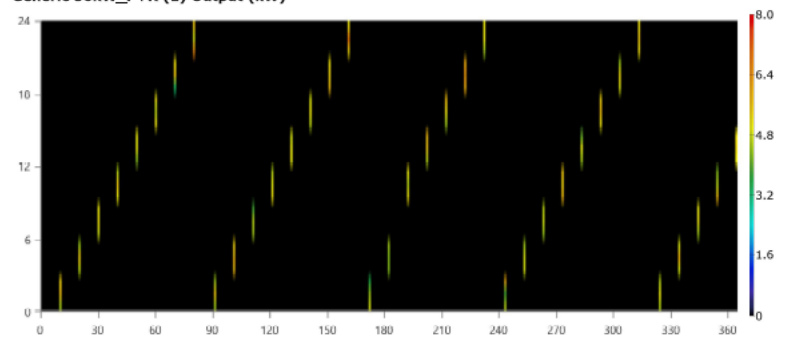
Generic 50kW_P+R (1) Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	333	L
Specific Fuel Consumption	0,587	L/kWh
Fuel Energy Input	3,277	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	17,3	%

Generic 50kW_P+R (1) Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	108	hrs/yr
Number of Starts	36,0	starts/yr
Operational Life	139	yr
Capacity Factor	0,129	%
Fixed Generation Cost	21,0	R\$/hr
Marginal Generation Cost	1,60	R\$/kWh

Generic 50kW_P+R (1) Output (kW)



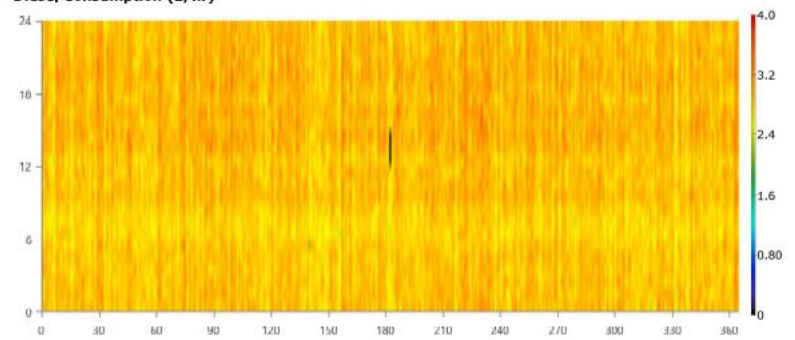


Fuel Summary

Diesel Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	26,951	L
Avg fuel per day	73,8	L/day
Avg fuel per hour	3,08	L/hour

Diesel Consumption (L/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	70,554	kg/yr
Carbon Monoxide	440	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	19,4	kg/yr
Particulate Matter	2,64	kg/yr
Sulfur Dioxide	173	kg/yr
Nitrogen Oxides	414	kg/yr



HOMER Pro



GERAÇÃO ENERGIA
PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Compare Economics

IRR (%): **N/A**

Discounted payback (yr): **N/A**

Simple payback (yr): **N/A**

	Base System	Proposed System
Net Present Cost	R\$3,699k	R\$3,699k
CAPEX	R\$70,022	R\$70,022
OPEX	R\$262,176	R\$262,176
LCOE (per kWh)	R\$5,84	R\$5,84
CO ₂ Emitted (kg/yr)	70,554	70,554
Fuel Consumption (L/yr)	26,951	26,951

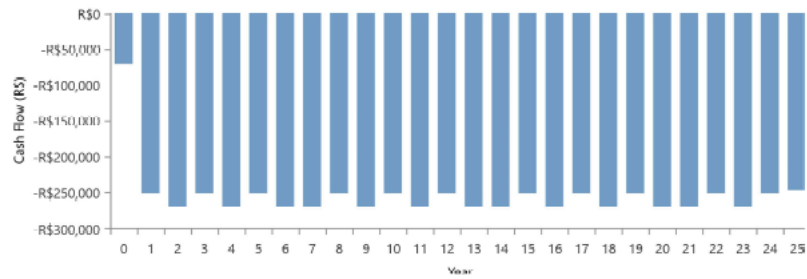


HOMER Pro

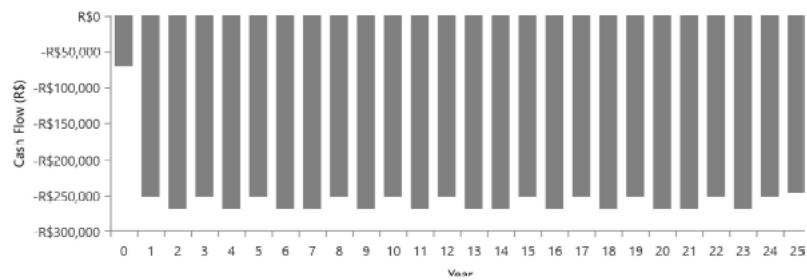


GERAÇÃO ENERGIA
PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

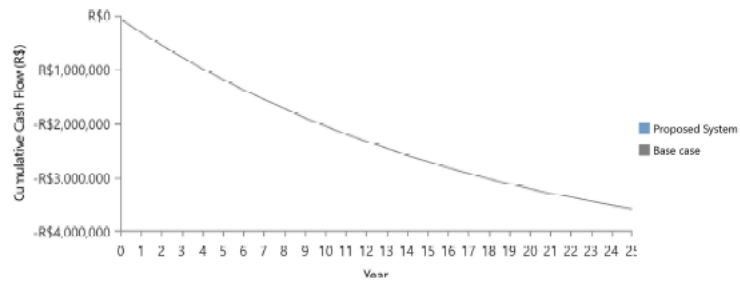
Proposed Annual Nominal Cash Flows





Base System Annual Nominal Cash Flows





Cumulative Discounted Cash Flows

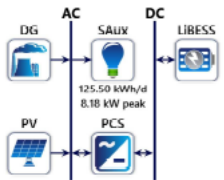


C.2 Rodada 1: LiBESS-PV como fonte exclusiva do Saux

 	
Table of Contents	
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: Generic flat plate PV	7
Storage: Generic 100kWh Li-Ion	8
Converter: System Converter	9
Compare Economics	10

 			
System Architecture			
Component	Name	Size	Unit
PV	Generic flat plate PV	33,1	kW
Storage	Generic 100kWh Li-Ion	3	strings
System converter	System Converter	75,0	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

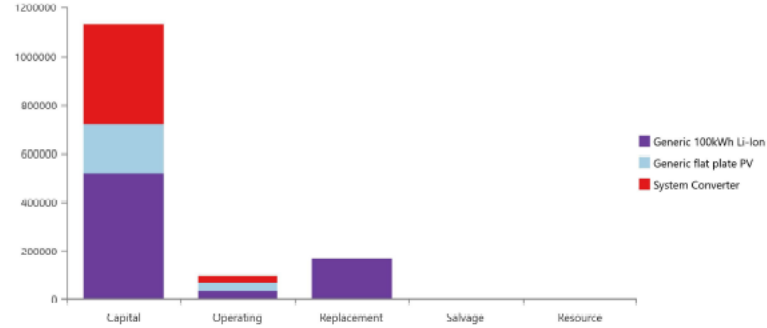
Schematic



The schematic diagram illustrates the power flow in the system. It features two main buses: an AC bus and a DC bus. The AC bus is connected to a Diesel Generator (DG) and a Photovoltaic (PV) array. The DC bus is connected to a Power Conditioning System (PCS) and a Li-Ion Battery Energy Storage System (LIBESS). The PV array is connected to the PCS, which is connected to the DC bus. The DC bus is connected to the PCS, which is connected to the AC bus. The AC bus is connected to a SAUX (Saux) load. The DC bus is connected to the LIBESS. The SAUX load is connected to the AC bus. The PCS is connected to the DC bus. The LIBESS is connected to the DC bus.



Cost Summary



Net Present Costs

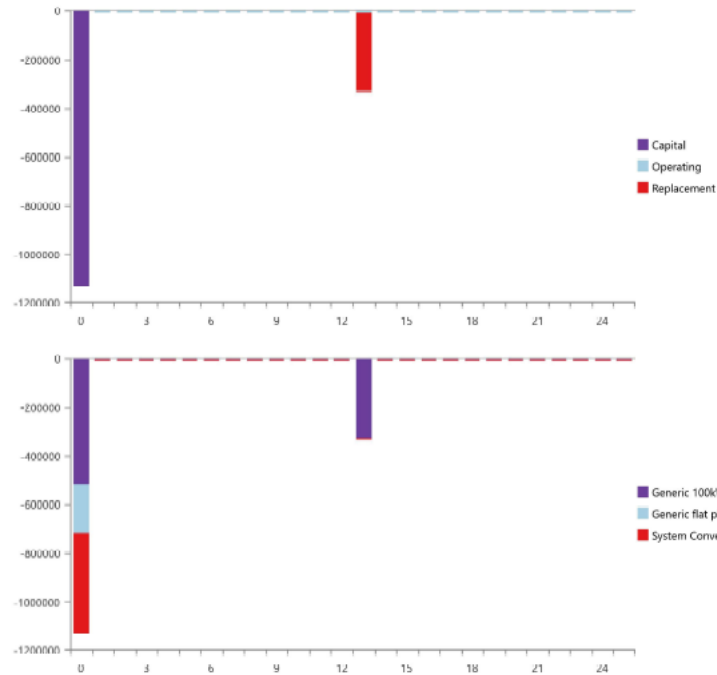
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic 100kWh Li-Ion	R\$516,635	R\$34,643	R\$166,996	R\$0,00	R\$0,00	R\$718,273
Generic flat plate PV	R\$200,839	R\$35,624	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$236,463
System Converter	R\$415,365	R\$27,852	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$443,217
System	R\$1,13M	R\$98,119	R\$166,996	R\$0,00	R\$0,00	R\$1,40M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic 100kWh Li-Ion	R\$38,524	R\$2,583	R\$12,452	R\$0,00	R\$0,00	R\$53,559
Generic flat plate PV	R\$14,976	R\$2,656	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$17,632
System Converter	R\$30,972	R\$2,077	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$33,049
System	R\$84,472	R\$7,316	R\$12,452	R\$0,00	R\$0,00	R\$104,241



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	37,051	kWh/yr
Unmet Electric Load	14,6	kWh/yr
Capacity Shortage	22,2	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	86,938	100
Total	86,938	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	45,793	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	45,793	100



PV: Generic flat plate PV

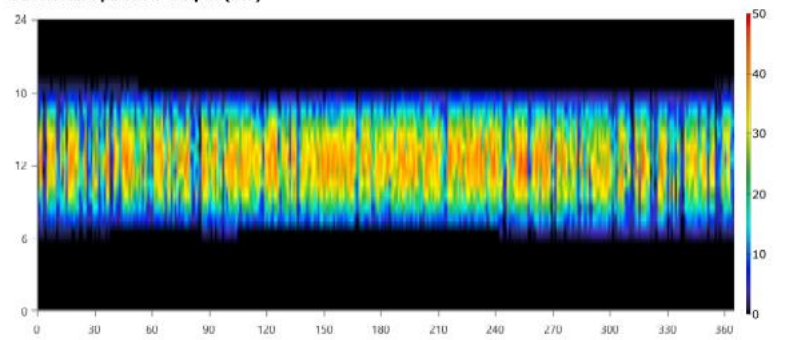
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	49,0	kW
PV Penetration	190	%
Hours of Operation	4,359	hrs/yr
Levelized Cost	0,203	R\$/kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	53,1	kW
Mean Output	9,92	kW
Mean Output	238	kWh/d
Capacity Factor	18,7	%
Total Production	86,938	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)





Storage: Generic 100kWh Li-Ion

Generic 100kWh Li-Ion Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	3,00	qty.
String Size	1,00	batteries
Strings in Parallel	3,00	strings
Bus Voltage	600	V

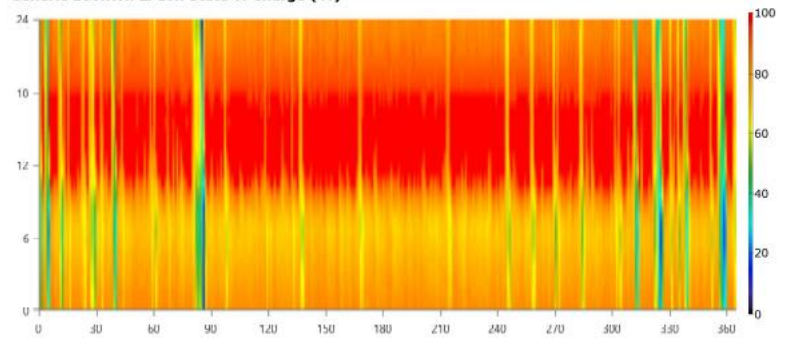
Generic 100kWh Li-Ion Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	R\$/kWh
Energy In	28,202	kWh/yr
Energy Out	25,468	kWh/yr
Storage Depletion	90,4	kWh/yr
Losses	2,825	kWh/yr
Annual Throughput	26,845	kWh/yr

Generic 100kWh Li-Ion Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	51,6	hr
Storage Wear Cost	0,804	R\$/kWh
Nominal Capacity	300	kWh
Usable Nominal Capacity	270	kWh
Lifetime Throughput	335,568	kWh
Expected Life	12,5	yr

Generic 100kWh Li-Ion State of Charge (%)





Converter: System Converter

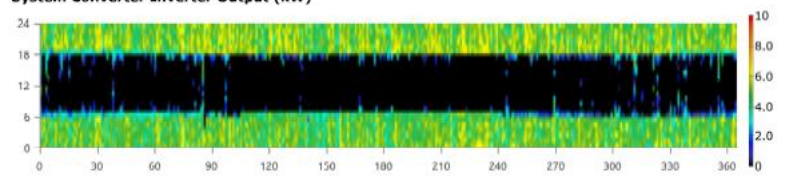
System Converter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	5,105	hrs/yr
Energy Out	24,831	kWh/yr
Energy In	25,468	kWh/yr
Losses	637	kWh/yr

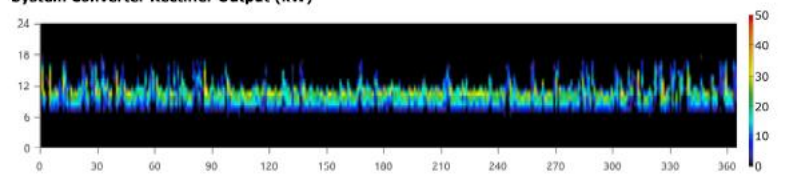
System Converter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	75,0	kW
Mean Output	2,83	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	8,17	kW
Capacity Factor	3,78	%

System Converter Inverter Output (kW)



System Converter Rectifier Output (kW)





HOMER Pro



GERAÇÃO ENERGIA
PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Compare Economics

IRR (%): **N/A**

Discounted payback (yr): **N/A**

Simple payback (yr): **N/A**

	Base System	Proposed System
Net Present Cost	R\$1,409M	R\$1,409M
CAPEX	R\$1,13M	R\$1,13M
OPEX	R\$19,769	R\$19,769
LCOE (per kWh)	R\$2,28	R\$2,28
CO2 Emitted (kg/yr)	0	0
Fuel Consumption (L/yr)	0	0

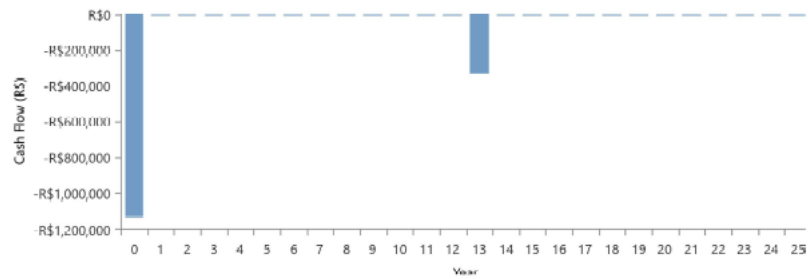


HOMER Pro

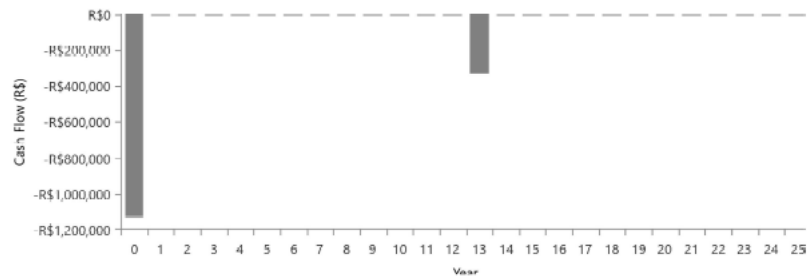


GERAÇÃO ENERGIA
PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Proposed Annual Nominal Cash Flows



Base System Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows

