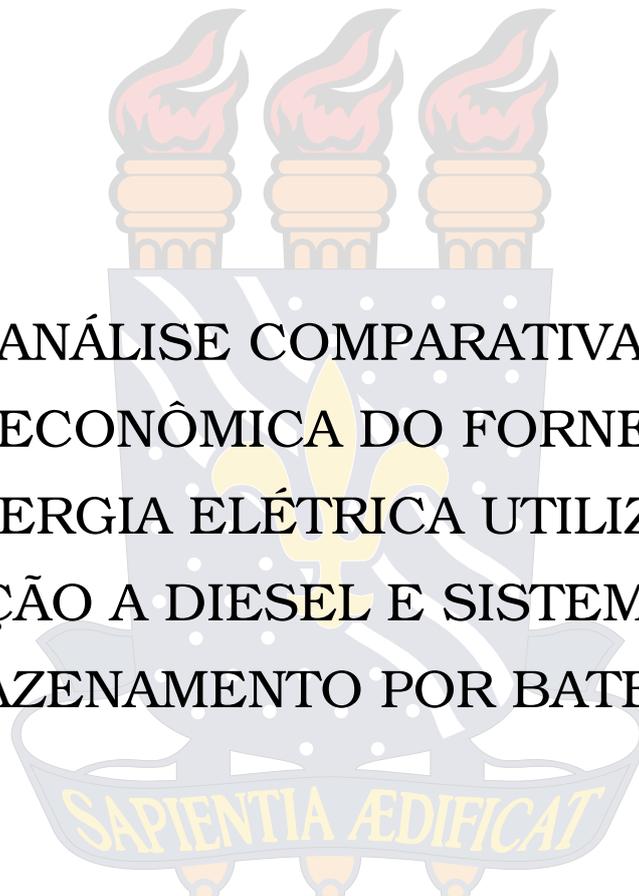


UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado



ANÁLISE COMPARATIVA
TÉCNICO-ECONÔMICA DO FORNECIMENTO
DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO
GERAÇÃO A DIESEL E SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO POR BATERIAS

Paulo Felix do Nascimento Neto

João Pessoa, Brasil
Fevereiro de 2025

Paulo Felix do Nascimento Neto

**ANÁLISE COMPARATIVA TÉCNICO ECONÔMICO DO
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO GERAÇÃO A
DIESEL E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Salvadori

João Pessoa, Brasil

Fevereiro de 2025

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

N244a Nascimento Neto, Paulo Felix do.

Análise comparativa técnico-econômica do fornecimento de energia elétrica utilizando geração a diesel e sistemas de armazenamento por baterias / Paulo Felix do Nascimento Neto. - João Pessoa, 2025.
70 f. : il.

Orientação: Fabiano Salvadori.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia elétrica - geração. 2. Arbitragem - método. 3. SGD - Sistemas de Geração Diesel. 4. Tarifação de consumo - energia elétrica. I. Salvadori, Fabiano. II. Título.

UFPB/BC

CDU 621.311(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**ANÁLISE COMPARATIVA TÉCNICO ECONÔMICO DO FORNECIMENTO DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO GERAÇÃO A DIESEL E SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO POR BATERIAS**

Elaborada por

PAULO FELIX DO NASCIMENTO NETO

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente



FABIANO SALVADORI
Data: 27/02/2025 18:34:29-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

PROF. DR. FABIANO SALVADORI

Documento assinado digitalmente



ISAAC SOARES DE FREITAS
Data: 28/02/2025 12:38:38-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

PROF. DR. ISAAC SOARES DE FREITAS

Coorientador – UFPB

Documento assinado digitalmente



EDGARD LUIZ LOPES FABRICIO
Data: 28/02/2025 13:48:46-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

PROF. DR. EDGARD LUIZ LOPES FABRICIO

Examinador Interno – UFPB

Documento assinado digitalmente



FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA
Data: 28/02/2025 14:18:30-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

PROF. DR. FARNKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA

Examinador Externo – IFPB

Documento assinado digitalmente



PAULO ROTELLA JUNIOR
Data: 28/02/2025 16:13:59-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

PROF. DR. PAULO ROTELLA JUNIOR

Examinador Externo – UFPB

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois Ele me conduziu até aqui. Agradeço à minha esposa Jully e minha filha Laura, que são o principal motivo de eu alcançar novas metas profissionais e ser alguém sempre melhor. Agradeço à minha mãe, Maria do Carmo, juntamente com meu avô Paulo (in memoriam) e minha tia Tereza (in memoriam) por todo incentivo e por proporcionar oportunidades para que eu estudasse e finalizasse essa tão importante etapa hoje. Incluo também meu irmão e meus familiares, por sempre me incentivarem a alçar novos voos.

Agradeço ao meu orientador Fabiano Salvadori por ter me conduzido na pesquisa, nas orientações, nos conselhos e nessa etapa importante como o mestrado. Agradeço também ao técnico Altemir por todo o apoio e análises compartilhadas na pesquisa e na redação dos artigos e dissertação. Agradeço aos colegas de turma por todo o incentivo e apoio mútuo durante esta jornada.

Por fim, agradeço ao Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis por proporcionar aos discentes a oportunidade de desenvolver ciência de tão alta qualidade.

"Eu tentei 99 vezes e falhei, mas na centésima tentativa eu consegui. Nunca desista de seus objetivos mesmo que esses pareçam impossíveis, a próxima tentativa pode ser a vitoriosa." Albert Einstein

RESUMO

A energia elétrica é um item indispensável na sociedade, estando presente tanto em atividades corriqueiras do dia a dia como em atividades importantes para a manutenção do desenvolvimento econômico mundial. Sua ausência implicaria em grave retrocesso na evolução da sociedade, trazendo prejuízos sociais e econômicos. Nos últimos anos, o custo da energia tem aumentado significativamente, atingindo valores bem elevados. Diante disso, muitos consumidores buscam estratégias para lidar com instabilidades não fornecidas de energia e/ou custos elevados em determinadas condições do dia. Uma das soluções mais solicitadas é o uso de sistemas de geração a diesel (SGD). Porém, o uso de SGD está associado a diversos inconvenientes, como o elevado custo no litro do diesel e poluição do meio ambiente. A busca por soluções alinhadas com a sustentabilidade impulsionou o desenvolvimento e utilização de fontes alternativas e renováveis, como a energia solar e eólica. Além disso, outras tecnologias estão sendo implementadas, como os sistemas de armazenamento de energia por baterias (Battery Energy Storage Systems - BESS). Este trabalho apresenta uma análise comparativa da viabilidade técnica e econômica do fornecimento de energia elétrica, utilizando SGD e BESS, durante o horário de ponta, visando à redução de custos na conta de energia do Hospital Universitário da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Este trabalho apresenta uma análise comparativa da viabilidade técnica e econômica do fornecimento de energia elétrica utilizando SGD e BESS durante horário de ponta para a redução dos custos na conta de energia do Hospital Universitário da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). A tecnologia da bateria utilizada no estudo foi a de fosfato de ferro e lítio (LFP), pois apresenta maior vida útil, segurança e alta eficiência energética. Metodologicamente o trabalho foi dividido em quatro fases: (1) Estudo do perfil do consumidor; (2) Estudo da opção tarifária; (3) Estudo da viabilidade técnica e (4) Estudo de viabilidade econômica do projeto. Foram aplicados os principais indicadores econômicos: (VPL), payback, (TIR) e (LCOE). Também foi utilizado o método da Simulação de Monte Carlo (SMC). Foram comparadas quatro propostas de SGD e quatro de BESS. A melhor proposta de SGD apresentou os seguintes resultados: payback de 11,2 anos, VPL de R\$ 252.109,46, TIR de 15,47% e LCOE de R\$ 3,0755/kWh e a melhor proposta de BESS, com payback de 9,8 anos, VPL de R\$ 1.596.671,33, TIR de 17,58% e LCOE de R\$ 2,134/kWh. A SMC obteve os seguintes resultados: para o SGD, 80,32% de probabilidade de a TIR superar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA); para o BESS, 100% de probabilidade de o VPL ser maior que 0 e a TIR ser maior que a TMA.

Palavras-chave: BESS, arbitragem, *peak shaving*, *valley filling*, *load shifting*, geração diesel, tarifação.

ABSTRACT

Electricity is an indispensable item in society, present in both routine day-to-day activities and in activities that are important for maintaining global economic development. Its absence would imply a serious setback in the evolution of society, bringing social and economic losses. In recent years, the cost of energy has increased significantly, reaching very high levels. In view of this, many consumers seek strategies to deal with energy instabilities and/or high costs under certain conditions of the day. One of the most requested solutions is the use of diesel generation systems (DGS). However, the use of DGS is associated with several drawbacks, such as the high cost per liter of diesel and environmental pollution. The search for solutions aligned with sustainability has driven the development and use of alternative and renewable sources, such as solar and wind energy. In addition, other technologies are being implemented, such as battery energy storage systems (BESS). This paper presents a comparative analysis of the technical and economic feasibility of supplying electricity using SGD and BESS during peak hours, aiming at reducing costs in the energy bill of the University Hospital of the Federal University of Paraíba (UFPB). This paper presents a comparative analysis of the technical and economic feasibility of supplying electricity using SGD and BESS during peak hours to reduce costs in the energy bill of the University Hospital of the Federal University of Paraíba (UFPB). The battery technology used in the study was lithium iron phosphate (LFP), as it has a longer service life, safety and high energy efficiency. Methodologically, the work was divided into four phases: (1) Study of the consumer profile; (2) Study of the tariff option; (3) Study of the technical feasibility and (4) Study of the economic feasibility of the project. The main economic indicators were applied: (NPV), payback (IRR) and (LCOE). The Monte Carlo Simulation (MCS) method was also used. Four SGD and four BESS proposals were compared. The best SGD proposal presented the following results: payback of 11.2 years, NPV of R\$252,109.46, IRR of 15.47% and LCOE of R\$3.0755/kWh and the best BESS proposal, with payback of 9.8 years, NPV of R\$1,596,671.33, IRR of 17.58% and LCOE of R\$2.134/kWh. SMC obtained the following results: for SGD, 80.32% probability of the IRR exceeding the Minimum Attractive Rate (MAR); for BESS, 100% probability of the NPV being greater than 0 and the IRR being greater than the MAR.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1 – Comparativo das tecnologias de armazenamento, ano 2016 [Fonte: SILVA, BORTONI].	21
Figura 3.2 – Modalidades Tarifárias – Grupo A.	30
Figura 3.3 – Modalidades Tarifárias – Grupo B.	30
Figura 4.1 – O analisador e multimedidor elétrico DMI T5T, ano 2021.	33
Figura 4.2 – Esquema de ligação DMI, ano 2021 [Fonte: ISSO].	34
Figura 4.3 – As Fases constituintes da Metodologia.	35
Figura 4.4 – Fase 1 (Estudo do Perfil do Consumidor) da Metodologia e suas etapas.	35
Figura 4.5 – Instalação do equipamento no Trafo 03.	36
Figura 4.6 – Instalação do equipamento no Trafo 02.	36
Figura 4.7 – Fase 3 da Metodologia (Estudo de Viabilidade Técnica) e suas etapas.	37
Figura 4.8 – Fase 4 da Metodologia (Estudo de Viabilidade Técnica) e suas etapas.	38
Figura 5.1 – Tela de monitoramento da primeira medição.	40
Figura 5.2 – Tela de monitoramento da segunda medição.	40
Figura 5.3 – Perfil do consumo no período de medição.	42
Figura 5.4 – Curva de consumo da unidade.	43
Figura 5.5 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada em teste e relacionadas com o VPL e TIR(SGD).	61
Figura 5.6 – Histogramas gerados nas SMC associadas as previsões de VPL, TIR e LCOE-SGD.	61
Figura 5.7 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada em teste e relacionadas com o VPL e TIR(BESS).	62
Figura 5.8 – Histogramas gerados nas SMC associadas as previsões de VPL, TIR e LCOE-BESS.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Subgrupos do grupo A	28
Tabela 3.2 – Subgrupos do grupo B	29
Tabela 5.1 – Consumo ativo medido de 1 em 1 hora (kWh)	41
Tabela 5.2 – Consumo acumulado semanal e mensal	42
Tabela 5.3 – Histórico de consumo e demanda	43
Tabela 5.4 – Tarifa TUSD e TE	44
Tabela 5.5 – Encargos: federal, estadual e municipal	44
Tabela 5.6 – Tributos aplicados no mês de setembro de 2024.	45
Tabela 5.7 – Tarifa TUSD e TE - Com impostos	45
Tabela 5.8 – Cálculo conta de energia nos horários Verde e Azul - Sem geração na ponta.	46
Tabela 5.9 – Cálculo conta de energia nos horários Verde e Azul - com geração na ponta.	46
Tabela 5.10–Comparação do faturamento em diferentes Cenários.	47
Tabela 5.11–Comparação do consumo mensal e da demanda.	47
Tabela 5.12–Características dos SGD contidos nas Propostas recebidas	48
Tabela 5.13–Custos dos SGD contidos nas Propostas recebidas	49
Tabela 5.14–Características dos BESS contidos nas Propostas recebidas	49
Tabela 5.15–Custos dos BESS	50
Tabela 5.16–Valores utilizados para calcular a TMA (k_e)	51
Tabela 5.17–Levantamento do custo inicial do investimento do SGD e BESS	51
Tabela 5.18–Indexadores econômicas no período do investimento.	52
Tabela 5.19–Preço da tarifa de energia e combustível diesel	53
Tabela 5.20–Custo do investimento do Sistemas de Geração Diesel (SGD)	53
Tabela 5.21–Receita do SGD	54
Tabela 5.22–Fluxo de caixa - SGD	55
Tabela 5.23–LCOE - SGD	55
Tabela 5.24–Custo do investimento do BESS	56
Tabela 5.25–Receita do BESS	56
Tabela 5.26–Fluxo de caixa - BESS	57
Tabela 5.27–LCOE - BESS	57
Tabela 5.28–Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias verde e azul	58
Tabela 5.29–Análise de viabilidade econômica do BESS - Modalidades tarifárias verde e azul	59
Tabela 5.30–Definição das Variáveis e Valores de Entrada na SMC	60
Tabela 5.31–Estatísticas geradas nas SMC-SGD	62

Tabela 5.32–Estatísticas geradas nas SMC-BESS	63
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Battery Energy Storage Systems
DGS	Diesel Generator Sets
GD	Geração Distribuída
IDH	Índice de Distorção Harmônica
IEC	International Electrotechnical Commission
IST	Índice de Sensibilidade por Tensão
NBR	Norma Brasileira
NDU	Norma de Distribuição Unificada
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	Fotovoltaico
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Objetivo geral	15
1.1.2	Objetivos específicos	15
1.2	PUBLICAÇÕES	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
3.1	GERAÇÃO A DIESEL	20
3.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS	20
3.2.1	Baterias	21
3.3	INDICADORES PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA	22
3.3.1	Fluxo de Caixa	22
3.3.2	<i>Payback</i> (PB)	23
3.3.3	Valor Presente Líquido (VPL)	23
3.3.4	Taxa mínima de atratividade (TMA)	24
3.3.5	Taxa Interna de Retorno (TIR)	25
3.3.6	Custo Nivelado de Energia (LCOE)	26
3.3.7	Simulação de Monte Carlo - (SMC)	26
3.4	SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO	27
3.4.1	Grupos Tarifários	28
3.4.2	Modalidades Tarifárias	29
3.4.3	Modalidades Tarifária Verde	29
3.4.4	Modalidades Tarifária Azul	29
3.4.5	Modalidades Tarifária Grupo B	30
3.4.6	Posto Tarifário	31
3.4.7	Parcela A e Parcela B	31
3.4.8	Tributos	32
4	MATERIAIS UTILIZADOS E METODOLOGIA	33
4.1	MATERIAIS UTILIZADOS	33
4.2	DESCRIÇÃO DA UNIDADE ALVO DOS ESTUDOS	34
4.3	METODOLOGIA	35
4.4	CENÁRIOS AVALIADOS	38
4.4.1	Cenário A	39
4.4.2	Cenário B	39

5	RESULTADOS	40
5.1	ANÁLISE DOS DADOS OBTIDOS PELO EQUIPAMENTO	40
5.2	ANÁLISE DOS DADOS OBTIDOS PELO O HISTÓRICO DE CONSUMO	43
5.3	ESTUDO DA OPÇÃO TARIFÁRIA	45
5.4	ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA	47
5.4.1	Cálculo do consumo diário no horário de ponta	47
5.4.2	Dimensionamento do SGD e BESS	48
5.4.3	Solitação dos orçamentos de SGD e BESS	48
5.4.4	Propostas recebidas das empresas de SGD	48
5.4.5	Custos do SGD	48
5.4.6	Propostas recebidas das empresas de BESS	49
5.4.7	Custos do BESS	49
5.5	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	49
5.5.1	Informações sobre a vida útil dos equipamentos SGD e BESS	49
5.5.2	Cálculo da TMA	50
5.5.3	Resultados dos principais indicadores econômicos	51
5.5.4	Simulação de Monte Carlo	59
5.5.5	Definição dos valores de entrada	60
5.5.6	Simulação de Monte Carlo para a proposta mais viável de SGD	60
5.5.7	Simulação de Monte Carlo para a proposta mais viável de BESS	62
6	CONCLUSÕES	64
	REFERÊNCIAS	66

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é essencial no cotidiano da sociedade, estando presente nas casas, comércios e indústrias, no entanto, o modelo do sistema de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia tem apresentado desequilíbrios para suprir as demandas dos consumidores (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020). Na busca de solucionar as demandas do sistema elétrico de potência, o Brasil realizou reformas estruturais e institucionais, como expansão do sistema de transmissão e o aumento da participação do setor privado nos investimentos no sistema de geração, transmissão e distribuição. Essas reformas aconteceram nas décadas 2000 e 2010 e atingiram seus objetivos, mas atualmente enfrentam desafios como a aquisição de direitos de passagem e questões de licenciamento ambiental (FERREIRA; RUDNICK; BARROSO, 2016).

Um outro fato importante para atender as crescentes demandas dos usuários do sistema elétrico é a introdução de novas aplicações de energia renovável e geração distribuída. O Brasil tem um sistema elétrico composto preponderantemente por energia hidrelétrica, no entanto, a integração de projetos de geração centralizada e geração distribuída (GD) faz com o que as energias renováveis sejam cada vez mais presentes. Desde 2015 a geração distribuída apresenta um padrão de crescimento exponencial. Um dos motivos é que o Brasil possui várias áreas ricas em recursos para implementação de sistemas solares e eólicos, além de redução nos preços para adquirir tecnologias que envolvem um sistema de geração distribuído (FERREIRA et al., 2019).

As tecnologias de energias renováveis têm se destacado no setor energético ao oferecerem uma alternativa mais limpa e sustentável em comparação com as fontes de energia. devido a redução de gases poluentes como dióxido de carbono (CO_2). Entretanto, um dos problemas que a energia renovável vem enfrentado é falta de políticas públicas adequadas tanto no sentido de normas regulatórias como comerciais. As estruturas existentes de mercado podem apresentar barreiras para o desenvolvimento adequado e econômico da geração renovável (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020).

A geração centralizada também apresentada desvantagens, pois as usinas geradoras produzem grandes quantidades de energia elétrica para serem transportadas e posteriormente distribuída por longas distâncias entre as usinas geradoras e os principais consumidores, precisando empregar muitos recursos na construção e manutenção de tais sistemas, tendo um impacto direto nos preços da energia elétrica para o consumidor final (FLORES et al., 2016a).

As concessionárias de energia elétrica aplicam tarifas que têm por objetivo a precificação da energia elétrica para as diferentes classes e subclasses de consumidores, onde o custo da eletricidade varia em função do tempo. Para os consumidores que são atendidos em tensão igual ou superior 2,3 kV a taxa de energia é aplicada dependendo

do horário, sendo composto pelo horário de fora ponta, onde o custo da energia é mais barato, e pelo horário de ponta, que é período de três horas ao longo do dia onde o custo da energia elétrica é maior e tem com finalidade deslocar o consumo de uma parcela dos usuários para fora dos horários que possa exigir uma demanda maior do sistema elétrico das concessionárias (SANTOS et al., 2006) e (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020). Nos últimos anos, o custo da energia elétrica no horário de ponta tem se tornado cada vez mais caro, atingindo valores entre três a quatro vezes o preço da tarifa fora do horário de ponta (ABRADEE, 2020).

Visando uma redução monetária da energia paga pelo consumidor final são aplicadas várias técnicas para alterar a curva de carga, possibilitando um melhor controle do consumo de energia e o uso mais eficiente (FLORES et al., 2016b). Entre as estratégias para moldar a curva de carga podemos citar a redução do consumo de ponta, redução do pico (*peak shaving*), o preenchimento de vales (*valley filling*) e o deslocamento de carga (*load shifting*) (BHAMIDI; SADHUKHAN; SIVASUBRAMANI, 2017). Outras tecnologias aplicadas para o gerenciamento do perfil de carga é a utilização de geradores a óleo diesel ou o armazenamento de energia em baterias, que podem suprir as necessidades da carga nos horários de ponta e serem recarregadas nos horários fora de ponta, com a finalidade de reduzir ou eliminar cobranças referente ao uso da energia elétrica (WU et al., 2018) e (CHANNI, 2022).

Os sistemas de gerador a diesel (SGD) geralmente são utilizados como sistema de emergência, caso ocorra uma falta de energia, como também para operar durante o horário de ponta para reduzir o consumo de energia, ocasionando uma economia na fatura de energia (UDAETA et al., 2004). Embora os SGD proporcionem redução na conta de energia, possuem desvantagem como a poluição do meio ambiente por meio da emissão de gases de efeito estufa e do descarte de óleo lubrificante, além do alto nível de ruído (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020).

Nesse cenário, a substituição dos geradores a Diesel por sistemas de energias renováveis pode contribuir para diminuir os impactos negativos sobre o meio ambiente gerados pelos combustíveis fósseis (SILVA; BELUCO; DARONCO, 2020a). O sistema de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage Systems* - BESS) torna-se uma opção atrativa para viabilizar o uso de uma fonte de energia elétrica mais limpa para atender as demandas dos consumidores nos horários de ponta, substituindo as fontes convencionais, como os SGD, nessa função (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020). O BESS pode ser alimentado pela rede da concessionária ou por um sistema de energia renováveis, como por exemplo um sistema fotovoltaico. Essa energia armazenada pode ser utilizada para abater o consumo diário da unidade ou pode ser aplicada durante o horário de ponta, com a finalidade de reduzir os custos da fatura de energia (ADEFARATI; BANSAL; JUSTO, 2017a).

Os sistemas de armazenamento utilizando baterias podem ser usados para regulação e controle de tensão e frequência, redução de picos de demanda, geração de emergência (*back-up*), arbitragem e aumento do autoconsumo de fonte fotovoltaica (SILVA, 2022). No entanto, as baterias têm limitações econômicas e operacionais tendo em vista que apresentam um investimento inicial elevado e vida útil limitada, geralmente entre 5 a 15 anos, dependendo do tipo e da frequência de uso. Para que seja implementado o sistema de armazenamento usando baterias se faz necessário um estudo de viabilidade econômica eficaz para garantir que o projeto não ocasione prejuízo. Por isso, é importante uma avaliação detalhada dos custos envolvidos, uma vez que essas tecnologias de bateria requerem um investimento inicial de capital alto (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020) e (RANAWEERA; MIDTGÅRD, 2016).

Este trabalho apresenta um estudo de custo-benefício para avaliar a aplicação de um sistema de armazenamento de energia no Hospital Universitário Lauro Wanderley localizado no Universidade Federal da Paraíba, comparado a um sistema de geração a diesel. Além da redução dos impactos negativos sobre o meio ambiente, o sistema de armazenamento de energia tem como finalidade a redução monetária da conta de energia, onde será aplicado o método de arbitragem, que consiste em consumir energia nos momentos em que há uma tarifa com o preço menor e fornecer a energia armazenada quando a demanda e, conseqüentemente, o preço da energia forem mais elevados.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Analisar a viabilidade econômica entre sistemas de geração de energia a Diesel e um sistema armazenamento de energia usando baterias, durante horário de ponta para a redução da conta de energia, para aplicação em um hospital universitário localizado na Universidade Federal da Paraíba.

1.1.2 Objetivos específicos

- Levantar a curva de carga do hospital;
- Realizar o levantamento do histórico de consumo;
- Avaliar a modalidade tarifária desta unidade;
- Dimensionar um sistema de geração a Diesel para satisfazer a energia consumida no horário de ponta;
- Dimensionar um sistema de armazenamento de energia de bateria para atender o consumo no horário de ponta;

- Levantar os custos de aquisição, instalação, manutenção e operação de cada sistema de geração e armazenamento de energia;
- Avaliar economicamente os sistemas estudados, através da possibilidade de um retorno lucrativo ou não.

1.2 PUBLICAÇÕES

Durante o período em que esta pesquisa foi realizada foi submetido o artigo para publicação: *Análise Comparativa da Viabilidade Técnica e Econômica do Fornecimento De Energia Elétrica Durante o Horário de Ponta Utilizando Geração a Diesel e Sistemas de Armazenamento por Baterias* ao periódico *Brazilian Journal of Production Engineering*.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A organização do trabalho é feita da seguinte maneira:

- No capítulo 2 é feita uma revisão de trabalhos publicados sobre a viabilidade técnica e econômica do fornecimento de energia elétrica utilizando SGD e BESS.
- No capítulo 3 é apresentada a fundamentação teórica com os principais assuntos utilizados para o desenvolvimento desta pesquisa;
- No capítulo 4 é apresentada a metodologia utilizada neste trabalho, bem como é descrito os cenários que foram avaliados e estudados;
- No capítulo 5 são mostrados os resultados econômicos para a implantação do SGD e *Battery Energy Storage System* (BESS) foram analisados nesta seção do capítulo.
- No capítulo 6 são apresentadas as conclusões.
- No capítulo 7 é discutida a proposta para finalização deste trabalho, bem como é estabelecido um cronograma para a realização das atividades.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A utilização do BESS para substituir os SGD em consumidores comerciais no horário de ponta foi estudado por (MARTINEZ-BOLANOS et al., 2020), no qual o sistema de armazenamento foi utilizado para implementar o *energy time-shift* no horário de ponta, cuja tarifa de energia é mais cara. A análise econômica foi realizada para quatro diferentes tipos de tecnologias de baterias, sendo elas: chumbo-ácido (OPzS), níquel-cádmio (NiCd), íon-lítio (Li-NCA) e redox Flow (FeCr). O *Software HOMER EnergyTM* foi usado nas simulações, aplicando como indicador econômico o valor presente líquido (VPL). Os resultados mostram que, considerando os custos do BESS em 2018, nenhum dos tipos de bateria analisados é economicamente atraente para substituir o grupo de geradores. No entanto, pode-se observar que uma redução de 31%, 38% e 26% nos custos das baterias OPzS, Li-NCA e FeCr, respectivamente, torna viável a instalação do BESS. Calcula-se que em um prazo de aproximadamente de 5 a 6 anos essas tecnologias se tornariam economicamente atrativas, em função da forte redução dos custos esperados para os próximos anos.

Nos estudos do armazenamento de energia elétrica elaborado por (AMRO, 2020), foi realizada uma revisão qualitativa e quantitativa dos métodos: Custo Nivelado de Armazenamento (*Levelized Cost of Storage - LCOS*), Modelos de Custos de Produção (MCP) e Modelos Baseados no Mercado. Cada um destes métodos resulta em um valor monetário de natureza diferente. O LCOS é uma variação da expressão (*Levelized Cost of Energy - LCOE*), O LCOE ou LCOS é definido como o preço médio da energia elétrica necessário ao longo da vida útil do dispositivo de armazenamento (gerador) para equilibrar os custos totais de sua operação. Nos modelos de otimização e simulação os custos totais do sistema não são tão relevantes, a otimização pode ser alcançada utilizando *software* disponível comercialmente, como por exemplo o HOMER, ou construindo um modelo personalizado para atender à intenção específica dos pesquisadores. O método de avaliação baseado no mercado apoia-se em dados de comerciais, em que o preço de mercado está vinculado ao tipo específico de serviço que o armazenamento (ou qualquer outra tecnologia nesse sentido) forneceria. Os atuais esforços de implantação do sistema de armazenamento são beneficiados pela evolução das tecnologias de energias renováveis que ocorreu nas últimas duas décadas.

Em (KANSARA; PAREKH, 2011), foi realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema de geração híbrido composto por baterias, turbina eólica, gerador a diesel e um sistema fotovoltaico para alimentar uma unidade hipotética. O sistema foi modelado e simulado pelo software HOMER que possibilita a simulação de diferentes combinações do sistema híbrido e as classifica de acordo com o VPL. A partir do tipo de sistema ideal, o estudo mostra que a velocidades de ventos mais baixos, a

configuração FV/Bateria/Diesel é ideal, em velocidades de ventos médias a configuração Eólico/FV/Bateria é viável e em velocidades de ventos mais altos, a configuração FV/Eólico/Diesel/Bateria mostra ótimos resultados. À medida que a velocidade do vento aumenta, a penetração de energia fotovoltaica e o uso do diesel diminui, mostrando que o sistema de armazenamento é um importante aliado nas tecnologias das energias renováveis.

Em (OKEDU; ROLAND; BASSEY, 2015), foi proposto um sistema híbrido baseado em gerador a diesel, sistema fotovoltaico e baterias como uma opção eficaz para atender o consumo de energia elétrica de uma pequena comunidade remota. O sistema de energia renovável solar foi integrado com a geração existente de gerador a diesel na região. Foram analisados três cenários:

1. A geração a diesel foi tratada como autônoma, sem conexão à rede.
2. Composto por um sistema fotovoltaico, bateria e gerador a diesel, também de forma autônoma.
3. simulado com sistema fotovoltaico, bateria e gerador a diesel conectado ao sistema elétrico de potência.

Alguns dos benefícios dos sistemas proposto são: custos reduzidos, geração de energia confiável para comunidade remota, redução de poluentes devido ao uso mínimo do gerador a diesel. O planejamento de longo prazo para sistemas híbridos integrado ao gerador a diesel na rede para alimentar a cidade remota é encorajador. A utilização comercial com mais clientes da comunidade pode reduzir o custo da tecnologia e isto seria econômico para os ocupantes.

Os recursos dos sistemas de Geração Distribuída (GD) podem ser utilizados tanto no setor privado como também o setor público, que podem se beneficiar das diferentes fontes de energias. Em (SILVA; BELUCO; DARONCO, 2020b), os autores desenvolveram um estudo de um sistema híbrido de energia elétrica para alimentar uma estação elevatória de esgoto na cidade de Santa Rosa, RS, Brasil. São propostos e simulados três casos com auxílio do software HOMER para obter a solução ótima com menor custo: o primeiro sendo, Diesel/Eólico/FV conectado à rede; o segundo Eólico/FV/Diesel isolado e o terceiro Eólico/FV também isolado. Em todos os cenários foram utilizadas baterias para armazenamento de energia. Para a determinação do sistema considerado ótimo, o *software* classifica todas as configurações viáveis para o sistema pelo VPL, em que os investimentos iniciais, os gastos periódicos e os rendimentos obtidos no ciclo de vida do sistema são agrupados em um valor único no presente, através de uma taxa de juros definida. Esses sistemas teriam um custo presente líquido total de US\$ 47.867, US\$ 85.381 e US\$ 118.753, respectivamente, com custos de energia iguais a US\$ 0,291 por kWh, US\$ 0,581 por kWh e

US\$ 0,721 por kWh, respectivamente. Sendo que o sistema Eólico/FV isolado apresentando um maior retorno financeiro.

Em (KHAN et al., 2018), os autores apresentaram um sistema híbrido autônomo com bateria, sistema fotovoltaico e gerador a diesel que foi modelado e simulado no MATLAB/SimulinkTM para atender a demanda da ilha Tioman, localizada no mar do sul da China. O objetivo foi de reduzir os altos custos de operação e a grande quantidade de gases de efeito estufa (p.ex. CO_2) produzida pelo SGD. Os resultados mostraram-se promissores, pois, o sistema fotovoltaico é capaz de reduzir uso do gerador das 11h00 às 13h00 devido ao horário de pico solar, enquanto, o armazenamento da bateria era usado quando o sistema fotovoltaico não conseguia fornecer energia devido à ausência de radiação solar. Estudo proposto no artigo não se limita apenas a ilha Tioman, mas pode ser aplicado em outros locais.

No nosso trabalho foi realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema de armazenamento de energia no Hospital Universitário Lauro Wanderley (UFPB), em comparação a um sistema de geração a diesel. Além de reduzir os impactos ambientais, o objetivo é diminuir os custos da conta de energia, consumindo energia em períodos de menor tarifa e utilizando a energia armazenada/gerada nos momentos de maior demanda e preços elevados. Para alcançar este objetivo foi utilizado os indicadores apresentados na revisão bibliográfica, VPL e LCOE, sendo acrescentados os indicadores TIR e payback. No entanto, o modo tradicional, apesar de frequentemente ser utilizado, não considera as incertezas contidas nas variáveis de entrada. Diante disso, alguns modelos probabilísticos são empregados para minimizar as deficiências no processo de tomada de decisão determinístico, sendo um deles a simulação de Monte Carlo – SMC.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 GERAÇÃO A DIESEL

Um SGD consiste de uma máquina/gerador (geralmente síncrona) acionada por um motor a diesel para produção de potência em corrente alternada. Trata-se da escolha mais amplamente utilizada para fontes de energia primária ou de emergência em locais remotos ou onde não pode ocorrer falta de energia (p.ex. hospitais), em virtude de ser uma fonte de geração confiável (despachável). A potência produzida por um gerador a diesel é determinada pela velocidade e torque imposto pelo motor, velocidade esta, que é regulada pelo controle da quantidade de combustível injetado (SURYOATMOJO et al., 2022)

Ainda de acordo com Pereira (2011), o SGD é um conjunto de motor à diesel e gerador síncrono em corrente alternada, dotado dos equipamentos de monitoramento e controle para fornecer energia elétrica a partir do uso de óleo diesel de forma autônoma. Para realizar a implementação do SGD é necessário um estudo detalhado de operação, conexão e proteções do sistema elétrico, que são exigidas pelas concessionárias no paralelismo (UDAETA et al., 2004). Dentro dos elementos utilizados para geração de energia os geradores a diesel são comumente empregados, pois estão disponíveis em uma ampla faixa de capacidades, desde 5 kW (para geração de energia de back-up residencial) até motores de grande porte de potência de 30MW ou maior (MOTA, 2011).

O SGD é conectado ao sistema de energia com o propósito de atender aos requisitos de carga dos consumidores, oferecendo soluções de energia robustas e confiáveis que variam de acordo com a aplicação (ADEFARATI; BANSAL; JUSTO, 2017b). Nos motores a diesel estacionários aplicados aos geradores são adotados três regimes de operação de acordo com os fatores de carga e de trabalho. São descritos como: (1) regime *Stand-by*, que atua como emergência e é estabelecido sobre a potência efetiva contínua e limitada; (2) regime *Prime Power*, definido como contínuo e é estabelecido sobre a potência efetiva contínua e não limitada; e (3) regime *Continuous*, que pode operar o motor 24h por dia com carga constante (PEREIRA, 2011).

3.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica são mecanismo importantes na ampliação da capacidade dos sistemas de geração distribuída, pois conseguem unificar recursos energéticos convencionais e renováveis (SILVA, 2016). De acordo com Santos (2018), armazenamento de energia é capacidade de transformar a energia elétrica em outra forma de energia que possa ser estocada em um meio material e disponibilizada para uso quando necessário. Como existe em várias tecnologias de armazenamento, a escolha para uma determinada aplicação dependerá da faixa de potência da aplicação e da capacidade

de armazenamento de energia requerida, tempo de resposta, peso, volume e temperatura de operação (VAZQUEZ et al., 2010). Dentre as diferentes tecnologias de armazenamento, destacam-se as de ar comprimido, bombeamento hidráulico, super condutores, volantes de inércia, hidrogênio e baterias (SANTOS, 2018). A Figura 3.1 apresenta as principais de tecnologias de armazenamento, relacionando os valores típicos de potência e tempo de descarga.

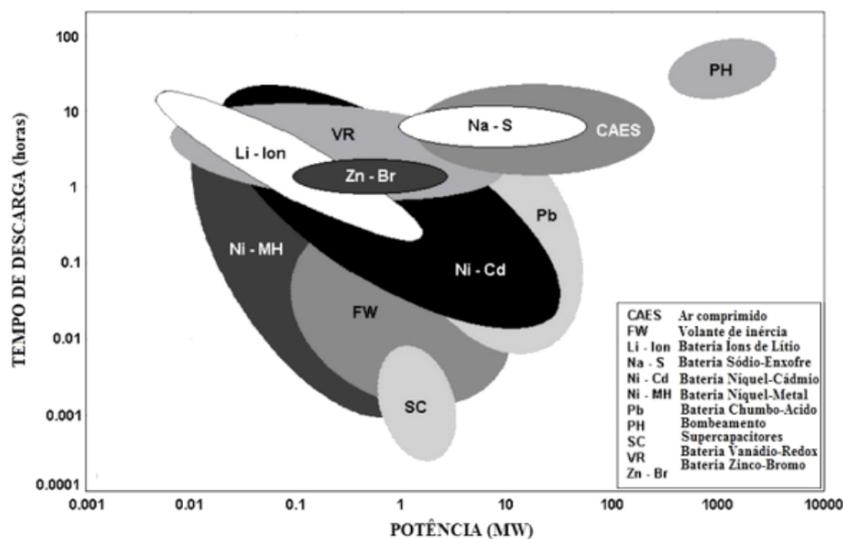


Figura 3.1 – Comparativo das tecnologias de armazenamento, ano 2016 [Fonte: SILVA, BORTONI].

3.2.1 Baterias

Uma bateria é constituída por células conectadas e uma célula é formada por dois eletrodos, onde um eletrodo é denominado de eletrodo positivo e outro de eletrodo negativo, comumente a tensão nominal de uma célula varia entre 1,2 e 3,6 V (PINHO et al., 2008). A tensão desejada da bateria e o nível da corrente são obtidos conectando as células em série e/ou paralelo, esse agrupamento das células convertem energia química em energia elétrica e vice versa. Outras características relevantes de uma bateria são eficiência, vida útil, temperatura de operação, profundidade de descarga, autodescarga e densidade de energia (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009). A associação em série permite obter tensões maiores e a associação em paralelo mais corrente elétrica com a mesma tensão. Para elevar a tensão e aumentar ao mesmo tempo a capacidade de corrente e de armazenamento de carga nos bancos de baterias, pode-se conectar de forma simultânea as baterias em série e paralelo (VILLALVA, 2016).

Os fabricantes estabelecem diferentes valores para a corrente de carga e descarga e para as tensões do final de carga e descarga de seus produtos. Desta forma, PINHO, J. T et al (2008) define alguns parâmetros importantes que servem como referência:

- O regime de carga ou descarga de uma bateria que é a relação entre a capacidade nominal e o valor da corrente usado do processo de carga ou descarga;
- O estado de carga (*state of charge* - SOC), é a capacidade de que a bateria pode ser descarregada em certo período. Quando o SOC está 100% quer dizer que a bateria está totalmente carregada;
- A profundidade de carga (*depth of discharge* - DoD) também informa sobre o estado de carga da bateria. O DoD é definido como 0 quando a bateria está totalmente carregada e 100% quando está totalmente descarregada ($\text{DoD} = 100\% - \text{SOC}$);
- A energia nominal (Wh) contida na bateria é definida pela tensão nominal da bateria (V) vezes a sua capacidade nominal de corrente (Ah);
- Outro parâmetro que também é verificado é a vida útil da bateria. A vida útil é determinada pelo número de ciclos de carga e descarga que ele pode realizar. A quantidade de ciclos geralmente é informado pelos fornecedores e considera um SOC inicial de 100%, até certo valor de DoD. A vida útil de uma bateria é representada pelo número de ciclos em função da DoD.

3.3 INDICADORES PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Para a implantação de um projeto dentro de uma empresa se faz necessário um estudo de viabilidade econômica, objetivando avaliar o custo de instalação de um sistema, sua vida útil e o tempo de retorno do investimento. Entre os principais parâmetros econômicos utilizados, destacam-se o *Payback* (PB), o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (RIBEIRO et al., 2017a). Outro parâmetro utilizado para avaliar os custos de geração a partir de diferentes tecnologias e fontes de energia é o custo nivelado de energia (Levelized Cost of Energy - LCOE), que relaciona os custos de manutenção, operação e investimento com geração de energia (FONSECA, 2017).

3.3.1 Fluxo de Caixa

Antes de aplicarmos os parâmetros econômicos, devemos compreender o Fluxo de Caixa (FC) que é proporcionado pelo projeto. O FC é uma previsão das receitas e das despesas durante o período da vida útil deste. Em um projeto utilizando fontes que reduzem o consumo de energia elétrica as receitas são os valores economizados nas faturas pagas à concessionária de energia elétrica, enquanto as despesas são todos os investimentos desde a aquisição, instalação e manutenção dos equipamentos (ROSS et al., 2015).

3.3.2 Payback (PB)

Existem duas formas de classificar e calcular o PB, sendo eles: PB simples (PB_s) e PB descontado (PB_d) (CARVALHO, et al, 2020). O PB_s é o período necessário para recuperar o investimento inicial. Dessa forma, é o tempo necessário para que o FC acumulado do investimento seja igual ou maior que o custo do investimento (ROSS et al., 2013). O período de PB_s pode ser encontrado dividindo-se o investimento inicial pela entrada de caixa anual (GITMAN, 2010), como determinar a equação (3.1) para um fluxo uniforme:

$$PB_s = \frac{I}{FC} \quad (3.1)$$

sendo: (I) - valor do investimento de custeio do sistema (em R\$); e, (FC) - FC anual (em R\$).

Já o período do PB_d considera o valor do dinheiro no tempo. Para calcular o (PB_d) do projeto, primeiro descontamos cada um dos FCs a uma taxa de desconto, em seguida calculamos quanto tempo leva para que os FCs descontados igualem o investimento inicial. O tempo de retorno do PB_s será sempre menor do que a tempo de retorno do PB_d enquanto os FCs e a taxa de desconto forem positivos ((ROSS et al., 2013); CARVALHO, et al, 2020). O FC descontado que será aplicado no (PB_d) pode ser calculado de acordo com a Equação (3.2):

$$FC_d = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+r)^t} \quad (3.2)$$

sendo: (FC_d) - FC descontado (em R\$); (FC) - FC anual (em R\$); r - taxa de desconto (em %); t - o tempo (em anos).

Na prática, os dois métodos não são os melhores instrumentos de avaliação para a viabilidade econômica, pois não consideram o investimento variando no tempo (FRANCO, 2021). De acordo com Gitman, 2010, quando usamos o período de PB para tomar decisões de aceitação ou rejeição, se aplicam os seguintes critérios:

- Se o período de PB < o período máximo aceitável de PB, então deve-se aceitar o projeto.
- Se o período de PB > o período máximo aceitável de PB, então deve-se rejeitar o projeto.

3.3.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL indica o lucro de um investimento, sendo a soma de todos os FCs demonstrados em valores presentes até o fim do período de análise. Para o cálculo do VPL, os

FCs do projeto são atualizados a um valor presente, descontados a uma determinada taxa (CALDAS, 2017), taxa esta definida como taxa de desconto ou retorno requerido ou custo de capital ou custo de oportunidade e, consiste no retorno mínimo que se almeja obter de um projeto (GITMAN, 2010). O VPL pode ser calculado de acordo com a Equação (3.3):

$$VPL(n) = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (3.3)$$

sendo: (FC_0) - investimento inicial do projeto (em R\$); FC_t - FC no período n (em R\$); t - tempo (anos); r - taxa de custo de capital (em %).

Quando usamos o VPL os critérios de avaliação para tomar decisões de aceitação ou rejeição são os seguintes (RIBEIRO ET AL., 2017):

- Se o VPL > 0, aceitar o projeto;
- Se o VPL < 0, rejeitar o projeto;
- Se o VPL = 0, projeto economicamente indiferente.

Gonçalves (2021) afirma que o cálculo do VPL pode conter muitas variáveis no processo, incluindo valores referentes ao sistema de produção, taxas de juros, custo do projeto e tarifas de eletricidade. As variáveis, às vezes, são utilizadas em projetos assumindo valores constantes, e, a depender da sua precisão, pode quantificar com um grau limitado de certeza o VPL representando um fator de risco ao resultado.

3.3.4 Taxa mínima de atratividade (TMA)

Uma proposta de investimento ao ser avaliada, se considera a questão de se estar perdendo a oportunidade de obter retornos pela aplicação do idêntico capital em outros projetos. A nova proposta deve render, para ser atrativa, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. Esta é conhecida como Taxa Mínima de Atratividade - TMA (FILHO; HARTMUT, 2020).

Existem diversas maneiras para se determinar a TMA, uma dessas é a utilização do Custo Médio Ponderado do Capital – CMPC (Weighted Average Cost of Capital – WACC), que é a média ponderada das taxas de retorno esperadas, depois dos impostos das diversas fontes de capital da empresa arrecadadas com o intuito de financiar suas operações e investimentos (GITMAN et al., 2009), (ROCHA et al., 2018), (COELHO et al., 2023). Na literatura especializada encontram-se diversas equações para determinação do WACC, como relatado por Rocha, et al. (2018) em trabalho que envolve a avaliação de um projeto de microgeração eólica. O WACC pode ser determinado pela Equação (3.4):

$$WACC = k_d \times D \times (1 - \tau) + k_e \times E \quad (3.4)$$

sendo: k_d - custo de capital de terceiros; D - peso da dívida aplicada ao investimento (%); k_e - custo do patrimônio líquido (capital próprio); E - peso do patrimônio líquido no investimento (%) ou do capital próprio aplicado no projeto; τ - Taxa marginal do imposto.

Para se determinar k_d e k_e utilizam-se as Equações (3.5) e (3.6):

$$k_d = Rf + pRisk + RB \quad (3.5)$$

$$k_e = Rf + \beta \times (RM - Rf) + RB \quad (3.6)$$

sendo: Rf - taxa de juros básica da economia (livre de risco); o $pRisk$ - representa o prêmio de risco da dívida; RB - prêmio de risco do Brasil; β - risco do projeto em relação ao mercado; RM - retorno de um conjunto de ativos de risco representativo.

Porém, no caso de projetos relacionados a hospitais públicos brasileiros é comum considerar o valor da $WACC$ como sendo a taxa básica de juros da economia brasileira determinada pelo Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC (RAMOS, 2019); (BONACIM; ARAUJO, 2009). Nos casos em que o projeto é financiado integralmente com o capital próprio, a fórmula mais utilizada para o cálculo do custo de capital do projeto k_e é fornecida pelo modelo Capital Assets Pricing Model, desenvolvido por Sharpe, em 1964, que está exposta na Equação (5.6) (FAMÁ; PEROBELLI, 2024):

$$k_e = Rf + \beta \times (RM - Rf) \quad (3.7)$$

3.3.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é um dos parâmetros mais usado das técnicas de orçamento de capital. Trata-se da taxa de desconto que torna o VPL nulo, de modo que o valor presente das entradas de caixa seja igualado ao investimento inicial (RIBEIRO et al., 2017b). A TIR é medida relativa, expressa em percentual, que demonstra a rentabilidade de um projeto que está sendo analisado e é definido pela equação (3.9) (CALDAS, 2017):

$$0 = -FC_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (3.8)$$

$$FC_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (3.9)$$

sendo: t - o período de tempo (em anos); FC_0 - investimento inicial do projeto (em $R\$$); FC_t - FC no período n (em $R\$$); e, a TIR (em %).

Os critérios para tomada de decisões se o projeto é aceito ou rejeitado são quando usamos a TIR para tomar decisões de aceitação-rejeição, os critérios são (GITMAN, 2010):

- Se a $TIR >$ o custo de capital, aceitar o projeto.
- Se a $TIR <$ o custo de capital, rejeitar o projeto.

Os critérios podem assegurar que a empresa receba pelo menos o retorno requerido aumentando seu valor de mercado (GITMAN, 2010). Ross, et al (2015) comenta que o raciocínio básico por trás do método da TIR é fornecer um único número resumindo os méritos de um projeto. É por isso que é chamada de TIR, o número é interno ou intrínseco ao projeto e não depende de qualquer coisa, exceto dos FCs do projeto.

3.3.6 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é um parâmetro que demonstra o custo unitário da energia gerada, dado em unidades monetárias por unidade de energia (\$/kWh) (LAZZARIN, 2023). Já de acordo com Schram (2019), o LCOE é a divisão de todos os investimentos anuais, incluindo os custos operacionais, por toda energia gerada, descontados a uma determinada taxa durante um certo tempo de um sistema de geração qualquer. É calculado pela Equação (3.10) (SCHRAM, 2019):

$$LCOE = \frac{\sum_t^n \frac{I_t + O\&M + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_t^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (3.10)$$

sendo: I_t - despesas com investimentos no ano t (em $R\$$); $O\&M$ - despesas com operação e manutenção no ano t (em $R\$$); F_t - despesas com combustível no ano t (em $R\$$); E_t - energia gerada no ano t (em kWh); i - taxa de juros (em $\%$); t - índice que representa os anos, varia de 0 até n .

O LCOE pode ser aplicado para comparar o custo da geração de energia elétrica de diferentes fontes. Em comparação com as fontes mais comuns, como eólica, biogás e carvão, a energia fotovoltaica é claramente a mais elevada em capital por kWh, mas como vantagem, não tem custos de combustível e tem um baixo custo com as despesas ($O\&M_t$) (NISA, 2014). E também pode ser um parâmetro de custo mínimo no qual a eletricidade deve ser vendida para obter um ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto (SCHRAM, 2019).

3.3.7 Simulação de Monte Carlo - (SMC)

Na análise da viabilidade econômica, está cada vez mais sendo utilizada a Simulação de Simulação de Monte Carlo (SMC) inclusive em diversos estudos relacionados ao uso e produção de energia (VILELA et al., 2021).

Já em Rocha, L. G., et al. (2021) foi realizada a análise econômica do consumo de energia elétrica do Instituto Federal do Norte de Minas Gerais (Câmpus Teófilo Otoni/MG),

sendo possível prever a economia gerada por um sistema de geração distribuída e para a operacionalização da citada avaliação utilizou-se a análise de dados históricos da irradiação solar e temperatura da região de estudo e a utilização da Simulação de Monte Carlo para determinar a previsão de geração de energia.

Para se realizar a SMC é comum o uso de softwares como o Oracle Crystal Ball® conforme trabalho de (ASKARI et al., 2024) onde foram realizadas 10.000 interações, ou usar o software R® como apresentado no trabalho de (FILS et al., 2023) no qual foram executadas 5000 simulações, também usar o software Risk Simulator® conforme apresentado por (MERCADO; BASTIDAS; OSORIO, 2024) onde também foram realizadas a mesma quantidade de simulações citadas no caso anterior.

Antes da realização da SMC foram identificadas as variáveis de entrada e de saída e posteriormente foi feita uma Análise de sensibilidade verificando quais são as entradas que mais impactaram as de saída, como foi o caso analisado em Coelho, E. de O. P., et al. (2023). Neste caso, as variáveis de entrada foram variadas, considerando a existência de um valor provável (central) e em relação a este, um valor menor 10 % (limite à esquerda) e um valor maior que o central 10 % (limite à direita) que ao serem variados afetaram a variada de saída VPL. No caso descrito acima com atribuição de 3 valores (1 central e dois à direita e a esquerda deste) se refere a distribuição de probabilidade triangular, porém existem outros como a lognormal.

3.4 SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO

A partir da década de 90 foram implementadas duas importantes alterações no modelo institucional do setor de energia elétrica. A primeira foi a criação da Lei nº 9.427, em 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e definiu que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, a segunda modificação ocorreu em 2004, com a adoção do Novo Modelo do Setor Elétrico, que tinha como objetivo garantir a segurança no abastecimento de energia, reduzir as tarifas de energia e alavancar programas de universalização da energia elétrica. O novo modelo instituiu o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres (ANEEL, 2008).

Além da ANEEL, foram constituídas na década de 90 outras organizações para operar no novo ambiente institucional que são: o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que tem com responsabilidade a coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que tem com finalidade regular os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre. Posteriormente, em 2004, com a implantação do novo modelo, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE (ANEEL,

2008).

No ACR, a contratação da energia elétrica é feita diretamente com a concessionária local de distribuição, onde os consumidores são cobrados tanto pelo serviço de transporte da energia, quanto a venda da *commodity* (energia), o serviço de transporte é taxado pela Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e a energia consumida é remunerada pela Tarifa de Energia (TE) (SANTOS, 2020). No mercado cativo as distribuidoras repassam os custos de aquisição da energia que elas tiveram para o consumidor final por meio de tarifas de fornecimento estabelecidas junto à ANEEL. O consumidor cativo não tem a possibilidade de negociar preço ou prazo de acordo com seu perfil de consumo (TRINDADE, 2020).

3.4.1 Grupos Tarifários

Podemos dividir as unidades consumidoras em dois grupos tarifários: Grupo A, que tem tarifa binômia e Grupo B, que tem tarifa monômia (PROCEL, 2011). A tarifa caracterizada como binômia é constituída pelos preços aplicados na demanda futurada (kW) e também pelos preços aplicados ao consumo energia ativa (kWh) e a tarifa definida como monômia é composta por preços aplicados apenas ao consumo de energia ativa (kWh) (CALDEIRA, 2020).

De acordo com a Resolução Normativa (REN) ANEEL n° 1000/2021 os consumidores que são atendidos em tensão igual ou superior 2,3 kV ou que possuem um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária são classificados no grupo A e apresentam 5 subgrupos (ver Tabela 3.1) (ANEEL, 2021).

Tabela 3.1 – Subgrupos do grupo A

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Ainda de acordo com a REN ANEEL n° 1000/2021, o grupo tarifário B é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos (elencados na Tabela 3.2) (ANEEL, 2021).

Tabela 3.2 – Subgrupos do grupo B

Subgrupo	Tensão de fornecimento
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

3.4.2 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicadas ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência ativa. Elas são estabelecidas de acordo com o Grupo Tarifário, e as opções de contratação são definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (ANEEL, 2022b). O grupo A detém atualmente duas modalidades de fornecimento Figura 3.2: modalidade tarifária horossazonal verde e modalidade tarifária horossazonal azul (CALDEIRA, 2020).

3.4.3 Modalidades Tarifária Verde

Na modalidade verde é feito um contrato com a concessionária aplicando diferentes tarifas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, onde será cobrado um valor no horário fora ponta e outro no horário ponta e de uma única tarifa demanda de potência ativa. Esta modalidade é empregada para os subgrupos A3a, A4 e AS (ANEEL, 2022b). A fatura de energia elétrica das unidades consumidoras é composta do somatório das parcelas referente ao consumo (na ponta e fora ponta), demanda e ultrapassagem (PROCEL, 2011).

Sendo o valor da precificação do consumo calculado pelo produto destas tarifas por seus respectivos consumos durante os horários ponta e fora ponta. Já a demanda possui tarifa única, sendo cobrada pelo seu maior valor (demanda medida ou contratada). E a demanda ultrapassada é cobrada quando o valor medido excede 5% da demanda contratada (CALDEIRA, 2020).

3.4.4 Modalidades Tarifária Azul

Na modalidade azul é realizado um contrato com a concessionária no qual são diferenciadas as tarifas que são aplicadas no horário de ponta e fora de ponta tanto para o consumo de energia elétrica como para demanda de potência ativa contratada. (PROCEL, 2011). Esta modalidade pode ser empregada para todos os subgrupos do grupo (ANEEL, 2022b). A parcela referente ao consumo é cobrada da mesma forma que na modalidade verde e a demanda é cobrada pelo produto das tarifas das demandas fora ponta e ponta pelas suas respectivas demandas contratadas. Com relação a demanda ultrapassada, existe também uma tarifa para cada parcela excedida maneira análoga (CALDEIRA, 2020).

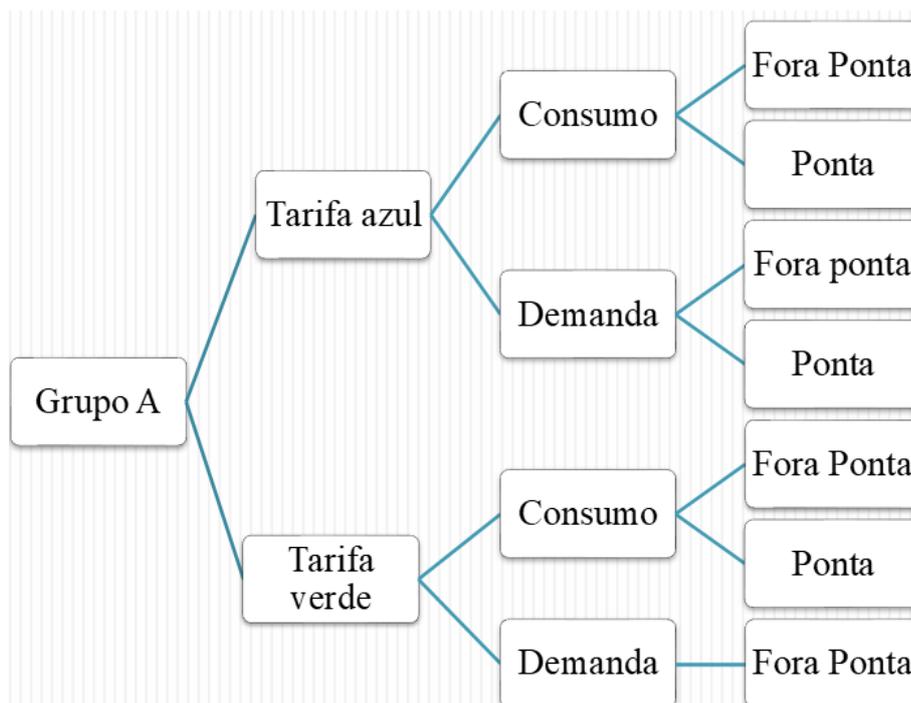


Figura 3.2 – Modalidades Tarifárias – Grupo A.

3.4.5 Modalidades Tarifária Grupo B

As unidades consumidoras do grupo B são faturadas com base no consumo de energia elétrica ativa e é cobrada pelo produto das tarifas por seus respectivos consumos (VIANA et al., 2022). De acordo com REN ANEEL nº 1.000/2021, as unidades consumidoras da baixa tensão são enquadradas em duas modalidades Figura 3.3, sendo elas: convencional monômnia, onde se aplica uma tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia, e modalidade tarifária branca, que aplica tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse baixa renda do subgrupo B1 (ANEEL, 2021).

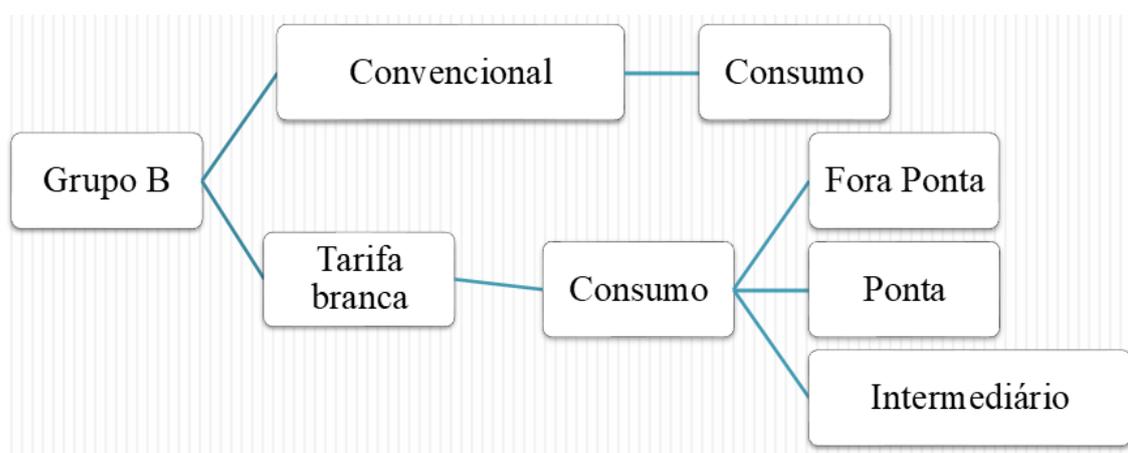


Figura 3.3 – Modalidades Tarifárias – Grupo B.

3.4.6 Posto Tarifário

A REN ANEEL nº 1.000/2021 define o posto tarifário como o período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. No Grupo A, são aplicados os horários de ponta e fora ponta. E na Tarifa Branca do Grupo B, aplicam-se os três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta (ANEEL, 2022c).

O horário de ponta é determinado pelo o intervalo de três horas consecutivas, definida pela concessionara e aprovada pela ANEEL, exceto sábados, domingos e feriados, tendo em consideração as características da curva de carga do sistema elétrico. Já o período fora de ponta é formado pelas vinte e uma horas complementares àquelas correspondentes no horário de ponta (FILHO, 2017). No horário de ponta as tarifas de demanda e consumo de energia elétrica são mais elevadas para determinadas modalidades tarifárias (CALDEIRA, 2020).

3.4.7 Parcela A e Parcela B

No cálculo da tarifa de energia elétrica cobrada pelas distribuidoras de energia são considerados três custos distintos: a energia gerada, o transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais (ANEEL, 2022a). A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas denominadas parcela A e parcela B, e é regulada pela ANEEL para garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida (ANEEL, 2005).

De acordo com o Tribunal de Contas da União (2014) a parcela A é referente aos custos não gerenciáveis pela concessionária, tais como o custo com a compra e o transporte de energia (transmissão) proveniente das geradoras, custos de conexão com sistema de transmissão, além dos encargos e tributos. E a parcela B são os denominados custos gerenciáveis pela própria distribuidora, a exemplo dos custos de capital, referentes à remuneração e depreciação dos ativos e aos custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Os custos da Parcela A cobrem todos os itens da TE e os itens da TUSD são cobertos uma parte pela parcela A outra parte pela parcela B. Como já mencionado, a TE é uma das componentes responsável pela compra de energia, encargos setoriais associados e componentes relativos ao transporte da usina hidrelétrica, além de perdas na rede básica e a TUSD é formada pelos componentes transporte, perdas e encargos, os componentes da Parcela B (serviços de distribuição e remuneração de investimentos), são divididos na TUSD de forma proporcional aos custos para tipo de consumidor (SANTIAGO, 2022).

3.4.8 Tributos

No Brasil, os preços cobrados dos bens e serviços são compostos pelos tributos federais, estaduais e municipais, os consumidores de energia elétrica pagam em suas faturas de energia, essas contribuições tributárias, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia (RODRIGUES, 2020).

A ANEEL publica, por meio de resolução, o valor da tarifa de energia elétrica sem tributos. Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem tributos como Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP) e emitem a fatura de energia para que seja paga pelos consumidores (PROCEL, 2011).

A tarifa de energia corresponde a soma dos componentes do processo de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia. E ao final do valor então são acrescidos os tributos comentados anteriormente. Na Equação (3.11) é calculada a tarifa de energia acrescida dos tributos (ENERGÊS, 2020):

$$T_{CI} = \frac{T_E + T_{USD}}{(1 - ICMS) \times (1 - (PIS + COFINS))} \quad (3.11)$$

sendo: T_{CI} - Tarifa com imposto (R\$/kWh); T_E - Tarifa de energia (R\$/kWh); T_{USD} - Tarifa de uso dos sistemas de distribuição (R\$/kWh).

4 MATERIAIS UTILIZADOS E METODOLOGIA

4.1 MATERIAIS UTILIZADOS

Com o objetivo de realizar o desenvolvimento do estudo de caso real, inicialmente foi necessário mensurar o perfil de carga do hospital. Para essa tarefa o equipamento empregado para realizar as medições dos dados de consumo de energia, demanda, tensão, corrente e fator de potência foi o analisador e multimedidor elétrico DMI T5T™, desenvolvido e fabricado pela ISSO Telecom LTDA™, Figura 4.1. O DMI T5T é uma ferramenta completa de telemetria de energia elétrica e automação que apresenta informações ao usuário com a finalidade de auxiliar na gestão dos principais parâmetros elétricos como consumo, demanda, corrente, tensão e fator de potência.

As inúmeras grandezas elétricas coletadas referentes ao sistema são exibidas por telemetria de forma simples e prática. A telemetria local é realizada acessando o equipamento através de um IP predefinido para o equipamento. Esse acesso é realizado através de um navegador Web, a exemplo do Internet Explorer, Chrome etc. A telemetria remota é realizada através de um DNS predefinido para o equipamento (ISSO, 2021).

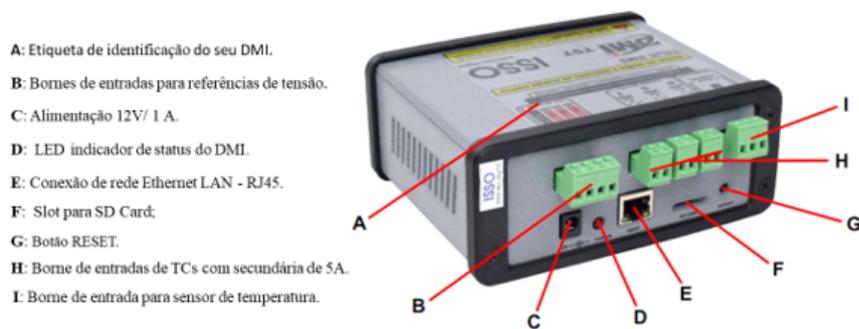


Figura 4.1 – O analisador e multimedidor elétrico DMI T5T, ano 2021.

O modelo deste analisador é polifásico, possui três entradas para medição de corrente e tensão. A configuração da instalação para realizar a coleta dos dados pode ser trifásica, bifásica ou monofásica, pois suas conexões físicas possibilitam leitura independente em cada fase. Na Figura 4.2 é apresentado o modo de instalação. O TC utilizado no multimedidor possui um RTC (relação de transformação de corrente) de 1000:5 A. O DMI foi projetado para trabalhar conectado à rede de internet, no entanto, quando utilizado off-line, ele armazena os dados de medições no SD Card. O *upload* dessas informações no servidor web da Isso Telecom é realizado assim que o equipamento é conectado à internet, sendo acessadas através de login no equipamento.

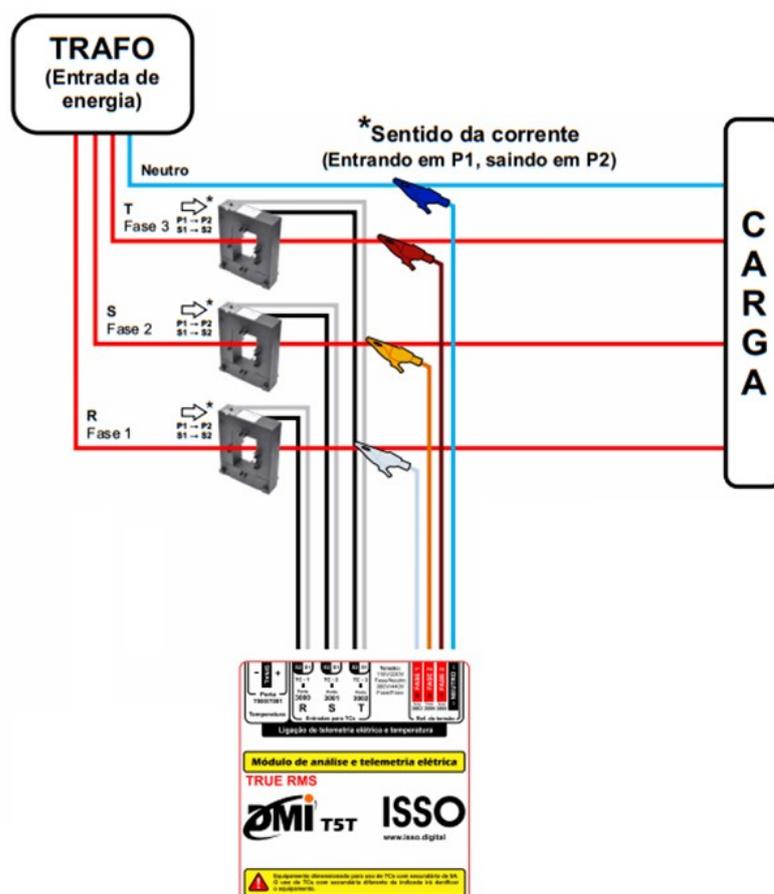


Figura 4.2 – Esquema de ligação DMI, ano 2021 [Fonte: ISSO].

4.2 DESCRIÇÃO DA UNIDADE ALVO DOS ESTUDOS

O Hospital Universitário Lauro Wanderley (HULW) da Universidade Federal da Paraíba, localizado no município de João Pessoa no bairro do Castelo Branco, foi o estabelecimento adotado como objeto de estudo deste trabalho. O HULW é um dos principais centros de saúde da Paraíba e está vinculado à Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares (Ebserh).

O hospital escola da UFPB foi fundado em fevereiro de 1980, no entanto, sua construção começou em 1968. O nome da unidade de saúde é uma homenagem ao professor Lauro dos Guimarães Wanderley (1900-1968), fundador da Faculdade de Medicina da Universidade Federal da Paraíba na década de 1950. Nesses mais de 40 anos de história, o HULW tem prestado um importante serviço aos usuários do Sistema Único de Saúde (SUS), contando com uma equipe capacitada, 48 especialidades médicas e dispõe em seu quadro funcional de 2.000 colaboradores nas áreas médica, assistencial e administrativa (Lúcio, 2021).

O HULW é atendido pela concessionária ENERGISA-PB, com uma demanda contratada na ponta de 640 kW, na fora ponta de 940 kW e com um fornecimento de

energia elétrica é em média tensão em 13,8 kV. A modalidade tarifária contratada é a Azul. Este tipo de consumidor encaixa-se na categoria A4. O estabelecimento conta com uma subestação abrigada de 1500 kVA, sendo dois transformadores de 750 kVA fornecendo energia em baixa tensão 220/380V para todas as cargas do hospital, e um terceiro transformador em *stand-by* de 750 kVA.

4.3 METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho, partindo da identificação do problema relacionado à redução de custos com energia elétrica no horário de ponta, foi conduzida uma pesquisa bibliográfica com o objetivo de identificar alternativas ao fornecimento direto pela concessionária, que resulta em tarifas mais elevadas nesse período. Com base nos resultados da pesquisa, foram avaliadas as viabilidades técnica e econômica de duas fontes potenciais: SGD e BESS. As fases do estudo seguiram o fluxo descrito na Figura 4.3.



Figura 4.3 – As Fases constituintes da Metodologia.

Na primeira fase foram seguidas as etapas apresentadas na Figura 4.4, onde observa-se que o processo de análise/estudo se inicia com a instalação do analisador de energia ISSO-DMI-T5T, utilizado para as medições dos dados de consumo de energia, demanda, tensão, corrente e fator de potência. Foi estabelecido um período de medição de 24h por dia, durante 7 dias. Para estimar o consumo mensal da unidade utilizou-se como mês padrão o período de 30 dias, sendo 22 dias úteis, 4 sábados e 4 domingos. O equipamento foi instalado na saída dos transformadores.

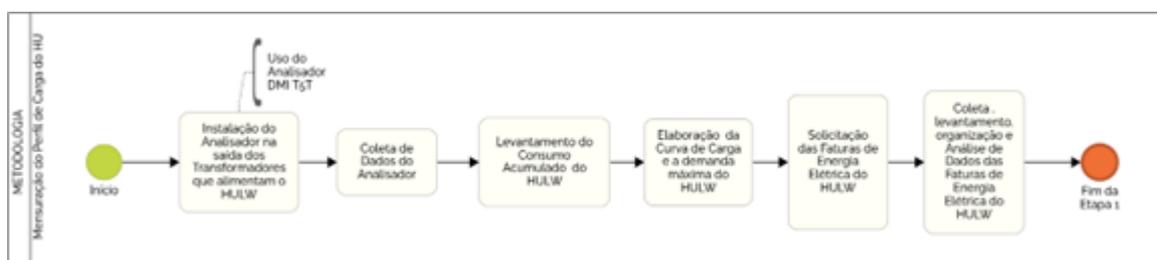


Figura 4.4 – Fase 1 (Estudo do Perfil do Consumidor) da Metodologia e suas etapas.

Como estava disponível apenas um analisador, a medição foi realizada em duas etapas, a primeira no transformador 03 entre os dias 09/11/2021 a 16/11/2021, como é visto na Figura 4.5 e a segunda no transformador 02 entre os dias 17/11/2021 a 24/11/2021,

Figura 4.6, o analisador foi instalado e retirado pela equipe técnica do hospital seguindo as normas de segurança. Conforme resolução normativa ANEEL nº 1.000, o equipamento foi configurado para realizar a medição das grandezas elétricas a cada 15 minutos, registrando a maior demanda de potência ativa injetada ou requerida do sistema elétrico. O DMI durante toda a medição permaneceu *off-line*, em razão da indisponibilidade de acesso à internet na subestação.



Figura 4.5 – Instalação do equipamento no Trafo 03.

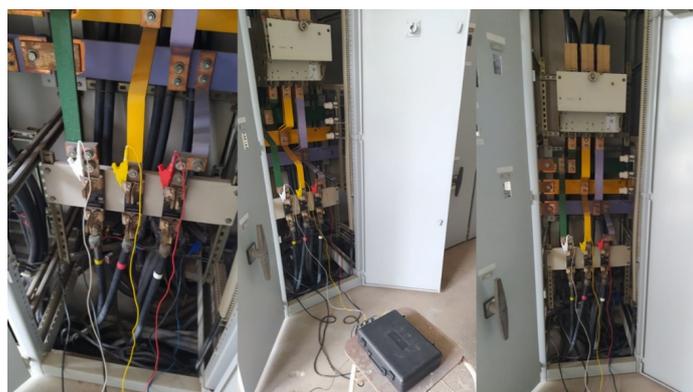


Figura 4.6 – Instalação do equipamento no Trafo 02.

Após a coleta de dados, estes foram transferidos para uma planilha Excel e somados os valores referentes ao horário de ponta (17:30 às 20:30 hs de segunda a sexta) e ao do horário fora de ponta (horário complementar ao de ponta), de forma que foi possível saber o consumo semanal, a partir daí foi calculado o valor proporcional a um mês, chegando-se a um valor inicial de referência mensal. Também foi possível traçar a curva de carga e a demanda máxima que refletem o comportamento da unidade.

Num segundo momento foi solicitado ao setor de Engenharia do HULW as faturas de energia elétrica do período de um ano e os dados foram organizados numa tabela com consumo, demanda, demanda contratada e demanda faturada, tanto no horário de Ponta quanto no horário Fora de Ponta, de forma que foi possível verificar quais foram os valores maiores, e além disso, foi possível comparar os valores obtidos anteriormente como o analisador de energia em relação ao das faturas.

Na segunda fase foi realizado o estudo do custo da tarifa de energia elétrica e demanda. Os valores da TUSD, TE e da demanda de cada modalidades tarifárias (Azul e Verde) foram extraídos da resolução homologatória nº 3.378, 27 de agosto de 2024 da Aneel, na área de concessão da Energisa Paraíba, com o objetivo de realizar a escolha que possibilitasse o menor custo.

O fluxograma da terceira fase é visto na Figura 4.7, onde pode ser observado que existem dois ramos, sendo um relacionado ao SGD e outro ao BESS que foi realizada de forma paralela para dar mais celeridade ao processo. No caso do SGD, seu dimensionamento técnico foi possibilitado através das prévias etapas de determinação da demanda máxima exigida e demais variáveis necessárias e solicitação e análise do orçamento de SGD para empresas consolidadas no mercado.

Para o BESS, foi possível executar a etapa de dimensionamento técnico, a partir da execução das etapas anteriores que foram: levantamento do consumo diário de energia; definição dos dias de autonomia e profundidade de carga e solicitação e análise de orçamento de BESS para empresas consagradas. Neste ponto é válido o registro que houve no geral demora no recebimento dos orçamentos ou cotações, inclusive bem mais difícil para o BESS.

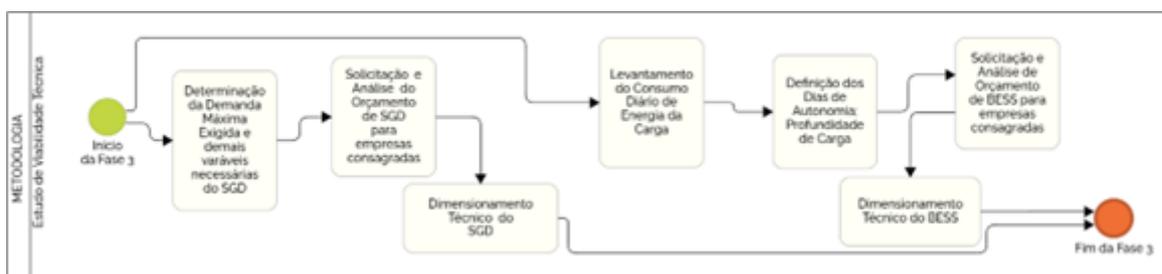


Figura 4.7 – Fase 3 da Metodologia (Estudo de Viabilidade Técnica) e suas etapas.

Na quarta e última fase que é apresentada na Figura 4.8, ocorreu o estudo de viabilidade econômica do Projeto, que foi iniciado com as etapas de levantamento dos custos envolvidos com o SGD e do BESS que foi oportunizado justamente por conta dos recebimentos das cotações já citadas.

Na etapa seguinte foi realizada a escolha dos projetos que serão avaliados e a partir daí foram calculados os indicadores econômicos frequentemente utilizados para se avaliar projetos, sendo estes: Payback; VPL; TIR e LCOE.

Com relação a estes indicadores eles foram avaliados considerando os seguintes critérios: Payback - foi avaliado se os tempos de Payback Simples e Descontado são menores que o tempo de vida útil dos sistemas avaliado, sendo estes menores obviamente que o projeto seria rejeitado.

VPL - foi avaliado no projeto se são maiores que zero, pois caso contrário seriam rejeitados o que impediria de seguir para a próxima etapa que é a de Cálculo de TIR dos

Projetos, onde se avalia que a TIR é maior do que a TMA desejada e caso seja seguiu-se para o cálculo do LCOE.

Posteriormente aos cálculos e verificações já citadas no referencial teórico avaliou-se os Projetos conforme os indicadores econômicos já citados, sendo que na comparação entre os Projetos foi escolhido o que teve o Payback (simples e descontado) maior do que a vida útil dos equipamentos envolvidos e o maior VPL positivo; maior TIR superior a TMA e menor LCOE.

Inicialmente, esta análise foi feita de maneira determinística e depois de maneira probabilística, através do uso da SMC. Para isto foi feito o levantamento das variáveis de entrada como consumo e demanda de energia no horário de ponta através do histórico de faturas de energia elétrica do HU, o que deu condição de estimar os valores mínimos, centrais e máximos destas variáveis para o período correspondente ao momento posterior a fictícia instalação dos equipamentos relacionados aos Projetos que serão avaliados.

Após este levantamento, foi utilizado o software Risk Simulator™ para executar a SMC e gerar os valores de saída que são os indicadores econômicos citados anteriormente.

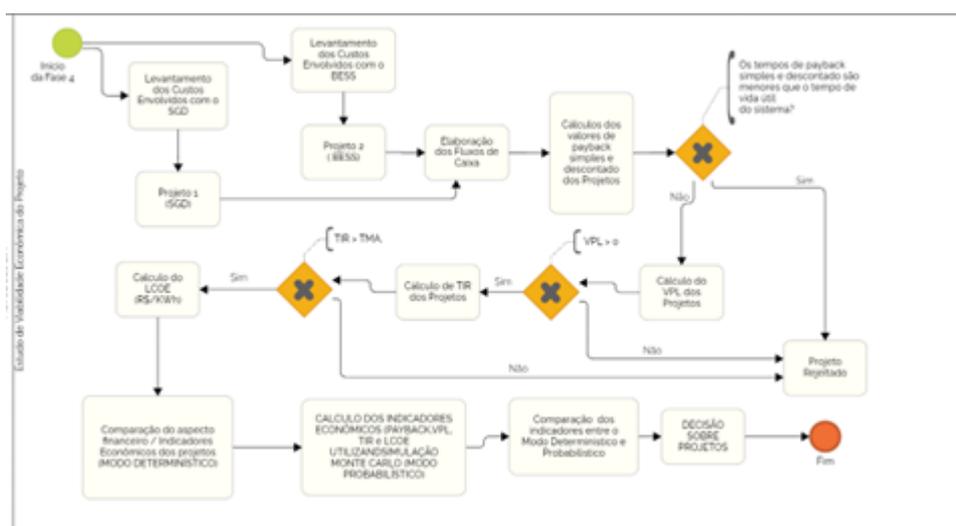


Figura 4.8 – Fase 4 da Metodologia (Estudo de Viabilidade Técnica) e suas etapas.

Por fim, houve a comparação do método determinístico e probabilístico e posterior escolha do Projeto, considerando que algum deles foi viável economicamente, lembrando que existia a possibilidade de todos os projetos serem rejeitados diante dos parâmetros de avaliação que já foram informados.

4.4 CENÁRIOS AVALIADOS

Considerando o uso de BESS e SGD como fonte de energia externa no horário de ponta para alimentar o HU, os cenários comparativos foram divididos em dois.

4.4.1 Cenário A

No cenário A, o SGD foi adotado com fonte auxiliar para alimentar a unidade durante o horário de ponta, no horário fora ponta a concessionária fornecerá a energia para a unidade. A determinação do modelo do SGD foi realizada em função da demanda máxima exigida. O SGD foi selecionado para trabalhar em um regime *prime* de fornecimento de energia, ou seja, é utilizado como fonte principal de energia, sem limitação na quantidade de horas diárias e com carga variável. .

4.4.2 Cenário B

No cenário B, foi o usado o BESS para fornecer a energia elétrica no período do horário de ponta para abastecer o hospital, e no horário fora ponta a concessionária fornecerá a energia. A estratégia para escolha do dimensionamento do BESS foi selecionar uma bateria que seja compatível com o HU e que atenda aos requisitos de carga sem o risco de queda de energia ou danos ao sistema. Para dimensionar as baterias há diversos fatores que devemos considerar, como por exemplo: profundidade de descarga da bateria, perdas do sistema, consumo diário de energia da carga, dias de autonomia, capacidade nominal da bateria, envelhecimento, taxa de descarga, tensão nominal da bateria, temperatura operacional e outras (ABUBAKAR,2020).

Sendo assim, neste estudo o BESS foi dimensionado considera os fatores mais comuns para análise geral utilizando a Equação 4.1 adaptada de Abubakar (2020):

$$Bat_{size} = \frac{(E_{diaria}) \times (D_{autonomia})}{DoD} \quad (4.1)$$

sendo: Bat_{size} - capacidade da bateria (kWh); E_{diaria} - consumo diário de energia pela carga (kWh); $D_{autonomia}$ - dias de autonomia (dias); DoD - profundidade de carga (%).

5 RESULTADOS

Nesta seção serão expostos os principais resultados que foram obtidos a partir da execução das fases citadas na metodologia.

5.1 ANÁLISE DOS DADOS OBTIDOS PELO EQUIPAMENTO

Durante o levantamento dos dados foi realizado o acesso ao equipamento com o objetivo de garantir o correto funcionamento do medidor. No momento da instalação do equipamento foi verificou-se no que se refere a aquisição dos dados, se estava sendo realizada de forma correta. A tela do monitoramento do equipamento na primeira medição e na segunda medição são apresentados nas Figuras 5.1 e 5.2, respectivamente.

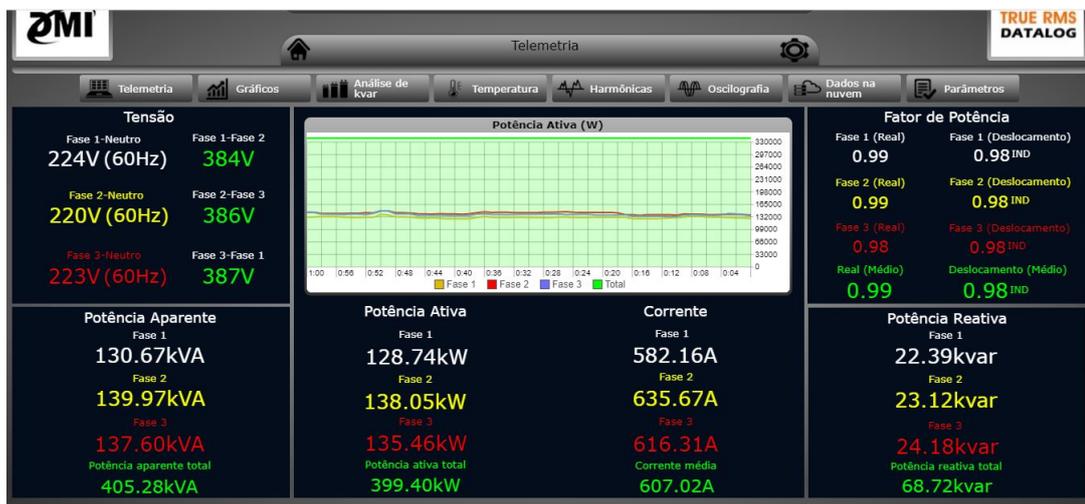


Figura 5.1 – Tela de monitoramento da primeira medição.

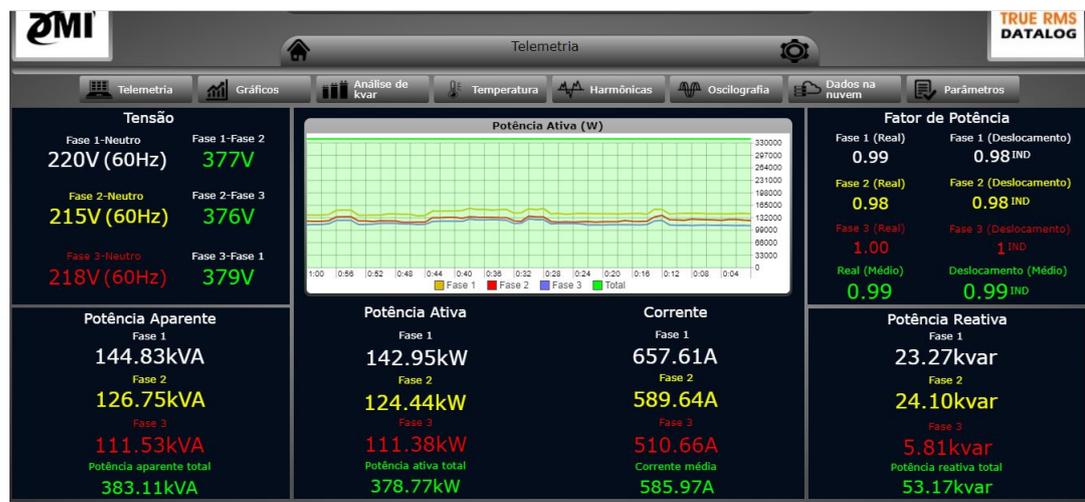


Figura 5.2 – Tela de monitoramento da segunda medição.

Após coletar os dados das medições foi possível traçar uma curva de carga que reflete o comportamento de consumo da unidade em questão. A análise da curva de carga

Tabela 5.1 – Consumo ativo medido de 1 em 1 hora (kWh)

Início	Fim	PostoTarif	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sáb	Dom
00:30	01:29	FP	87,86	89,82	88,48	89,13	84,01	86,20	84,56
01:30	02:29	FP	86,29	88,28	87,18	87,87	81,83	83,02	78,77
02:30	03:29	FP	83,47	87,04	82,56	84,20	80,07	81,09	79,02
03:30	04:29	FP	81,82	84,50	81,90	82,55	78,33	79,76	76,91
04:30	05:29	FP	81,04	84,30	81,30	80,35	78,23	78,03	77,42
05:30	06:29	FP	81,36	86,17	78,52	80,31	80,43	79,80	77,38
06:30	07:29	FP	86,51	88,11	81,90	89,91	86,12	81,91	83,03
07:30	08:29	FP	111,35	110,87	107,89	115,76	110,87	88,20	84,39
08:30	09:29	FP	156,45	154,75	157,87	159,85	153,33	86,34	93,56
09:30	10:29	FP	195,96	197,10	93,55	199,15	194,05	93,25	97,12
10:30	11:29	FP	206,98	215,81	200,22	205,92	205,97	100,58	97,26
11:30	12:29	FP	205,93	214,56	195,45	208,17	205,56	99,02	101,63
12:30	13:29	FP	196,59	201,28	192,56	195,22	197,29	101,34	101,93
13:30	14:29	FP	192,95	195,77	191,95	191,44	192,63	98,67	99,61
14:30	15:29	FP	189,21	195,80	191,67	190,09	179,29	99,64	98,79
15:30	16:29	FP	191,66	200,38	191,03	195,77	179,46	99,28	98,30
16:30	17:29	FP	181,88	195,22	182,47	184,52	165,31	98,24	97,83
17:30	18:29	P	160,66	167,40	164,53	163,04	147,66	98,10	98,44
18:30	19:29	P	140,28	147,46	140,35	141,54	131,80	92,83	96,00
19:30	20:29	P	120,26	124,71	126,28	115,36	114,68	94,02	97,39
20:30	21:29	FP	104,41	107,80	103,86	103,77	102,21	92,50	95,73
21:30	22:29	FP	96,21	97,67	97,93	94,92	94,32	92,30	94,00
22:30	23:29	FP	93,71	93,96	96,12	90,50	94,27	90,69	93,00
23:30	00:29	FP	91,23	90,80	92,78	88,48	92,87	86,82	89,98

auxilia o planejamento do hospital, tanto técnica quanto economicamente, estimando o consumo mensal de energia, e viabilizando uma análise para instalação do sistema de fornecimento de energia elétrica. Isto visa atender a unidade, como também estudar da modalidade tarifária.

O estudo sobre o perfil do consumidor tomou por base os seguintes parâmetros: consumo no horário de ponta, consumo fora de ponta, demanda no horário da ponta e demanda fora de ponta. A Tabela 5.1 apresenta os valores do consumo diário, que foram encontrados somando as duas medições de cada dia no período de uma semana. As medições foram definidas em intervalos de 15 minutos, sendo assim a soma de 4 intervalos de 15 minutos compõem 1 intervalo de 1 hora. Os dados foram assim dispostos, para facilitar sua inserção no trabalho. A sigla FP significa horário fora de ponta e a sigla P significa horário na ponta.

Os dados do consumo acumulado semanal e mensal, e da demanda máxima tanto no horário de ponta como no horário de fora ponta obtidos na primeira etapa foram

Tabela 5.2 – Consumo acumulado semanal e mensal

Horário	Início	Fim	Cons semanal	Cons mensal	Demanda Max
FP	20:30h	17:30h	72.049,22 kWh	313.071,02 kWh	863,24 kW
P	17:30h	20:30h	7.839,96 kWh	34.066,49 kWh	669,6 kW
Total acumulado			79.889,19	347.137,51	

agrupados na Tabela 5.2, sendo um resumo dos dados obtidos das medições. O consumo mensal foi calculado pela divisão do consumo semanal por sete, para encontrar o valor diário e multiplicado pelo valor médio que tem de dias de um ano que é fruto da divisão da quantidade de dias de um ano (365) pela quantidade de meses (12).

O consumo de energia total semanal foi de 79,88 MWh no período de medição e o consumo mensal de 347,13 MWh. Levando-se em conta o período total de medição encontramos que 90,19% do consumo de energia desta unidade ocorrem no posto tarifário fora ponta e 9,81% no posto tarifário de ponta, como é visto na Figura 5.3.

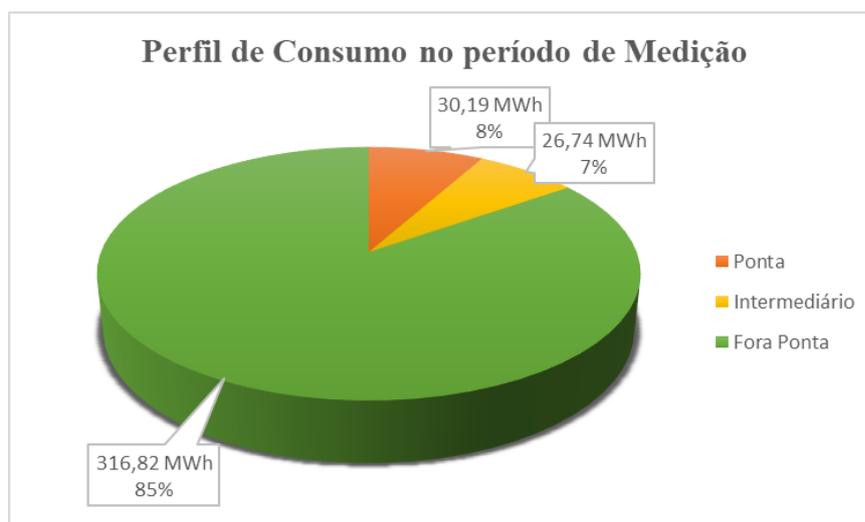


Figura 5.3 – Perfil do consumo no período de medição.

A curva de carga dos dias úteis que são apresentadas na Figura 5.4 e apresenta uma zona de maior consumo que se inicia às 06h30min, atingindo um pico máximo de consumo às 09h30min, em seguida é levemente atenuado por volta das 12h30min, permanecendo um patamar até as 16h30min, passando a ser reduzido significativamente até das 20h00min. Esse comportamento é justificado pelo fato de a unidade apresentar atividades tanto administrativas como de assistência hospitalar. A modulação de carga apresentada é típica de consumidores comerciais onde os picos de consumo são atingidos no período de 08h00min as 17h00min, e as curvas de carga do sábado e domingo apresentam um consumo baixo, pois as atividades no final de semana são reduzidas e não há atendimento ao público.

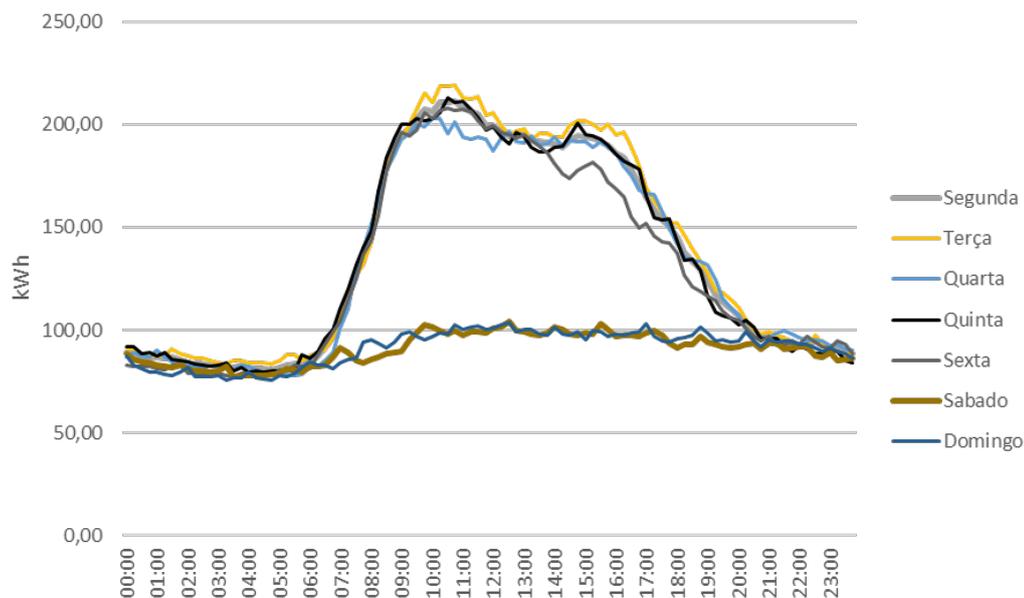


Figura 5.4 – Curva de consumo da unidade.

5.2 ANÁLISE DOS DADOS OBTIDOS PELO O HISTÓRICO DE CONSUMO

Para auxiliar na análise deste estudo de caso, foram consultadas as faturas de energia um período de 12 meses entre outubro de 2023 a outubro de 2024, emitido pela ENERGISA-PB, foi compiladas na Tabela 5.3 contendo as seguintes informações: consumo fora de ponta, consumo ponta, demanda fora ponta, demanda ponta, demanda contratada e demanda faturada. As informações de ultrapassagem de demanda na ponta e a potência não consumida não fazem parte do escopo desta análise. No entanto, o ajuste adequado desses parâmetros é importante para evitar multas por ultrapassagem da demanda contratada.

Tabela 5.3 – Histórico de consumo e demanda

Mês	Consumo		Demanda	
	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta
set/24	29.001,00	313.232,64	618,24	843,36
ago/24	29.268,12	298.852,68	624,96	833,28
jul/24	29.990,52	300.290,76	598,08	806,40
jun/24	27.044,64	296.562,00	621,60	846,72
mai/24	30.601,20	329.115,36	692,16	934,00
abr/24	35.616,84	360.317,16	732,48	994,56
mar/24	34.035,96	388.762,08	782,88	1.018,08
fev/24	31.935,12	339.897,60	735,84	1.008,00
jan/24	34.904,52	370.661,76	752,64	981,12
dez/23	28.905,24	342.627,60	688,80	944,16
nov/23	29.514,24	340.526,76	665,28	924,00
out/23	30.363,48	340.923,24	685,44	907,20

Os valores das tarifas de TUSD e TE foram baseados de acordo com o reajuste tarifário anual de 2023, que se encontra na resolução homologatória nº 3.250, de 22 de agosto de 2023 da ANEEL, na área de concessão da Energisa Paraíba, que estabelece os valores aplicáveis aos Grupos A e Subgrupo A4 referentes às modalidades tarifárias azul e verde, como mostra a Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Tarifa TUSD e TE

Modalidade Tarifária Horária Verde - Grupo A			
Tarifa	TUSD	TE	TUSD+TE
Consumo F Ponta (R\$/kWh)	0,06902	0,21753	R\$ 0,28655
Consumo Ponta (R\$/kWh)	1,25185	0,35112	R\$ 1,60297
Demanda (R\$/kWh)	24,72		R\$ 22,72
Modalidade Tarifária Horária Azul - Grupo A			
Consumo F Ponta (R\$/kWh)	0,06902	0,21753	R\$ 0,28655
Consumo Ponta (R\$/kWh)	0,06902	0,35112	R\$ 0,42014
Demanda F ponta(R\$/kWh)	24,72		R\$ 24,72
Demanda ponta (R\$/kWh)	48,77		R\$ 48,77

Os tributos como PIS, CONFIS e ICMS foram obtidos do site da concessionária da Energisa-PB e o imposto sobre o custeio do serviço de iluminação pública (COSIP) foi extraído do site da prefeitura municipal de João Pessoa. Os tributos estão exibidos na Tabela 5.5. O PIS E CONFIS são cobrados pela União e direcionados a programas sociais e suas alíquotas variam de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente.

Tabela 5.5 – Encargos: federal, estadual e municipal

MÊS	PIS	COFINS	ICMS	COSIP
set/24	0,66710%	3,07290%	20,00%	6,00%
ago/24	0,66710%	3,07290%	20,00%	6,00%
jul/24	0,66710%	3,07290%	20,00%	6,00%
jun/24	0,90210%	4,15500%	20,00%	6,00%
mai/24	0,71390%	3,28820%	20,00%	6,00%
abr/24	0,87130%	4,01350%	20,00%	6,00%
mar/24	0,95620%	4,45440%	20,00%	6,00%
fev/24	0,96710%	4,17410%	20,00%	6,00%
jan/24	1,04640%	4,81960%	20,00%	6,00%
dez/23	0,90620%	4,17410%	18,00%	6,00%
nov/23	0,83360%	3,83940%	18,00%	6,00%
out/23	0,83360%	3,07290%	18,00%	6,00%

5.3 ESTUDO DA OPÇÃO TARIFÁRIA

Com a finalidade de verificar se a estrutura tarifaria atual que é aplicada ao hospital é a que mais traz benefícios financeiros, foi realizado uma simulação da fatura nas modalidades Tarifárias azul e verde, que são as duas opções disponibilizadas pela ANEEL para as unidades consumidoras da alta tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), média tensão (subgrupos A3a e A4). A tabela 5.6 estão um compilados os dados dos tributos aplicados no mês de setembro de 2024, que foi adotado como mês de referência.

Tabela 5.6 – Tributos aplicados no mês de setembro de 2024.

PIS	0,6771%
COFINS	3,0729%
ICMS	20,00%
COSIP	6,00%

O valor final da tarifa é a soma dos valores de TUSD e TE em seus respectivos postos tarifários, caso seja aplicável. A Tabela 5.7 estão detalhados os valores da tarifa sem impostos e com imposto para as modalidades tarifárias Azul e Verde. A tarifa com imposto foi calculada usando a Equação 3.11.

Tabela 5.7 – Tarifa TUSD e TE - Com impostos

Modalidade tarifária - verde		
	Sem imposto	Com imposto
Consumo fora ponta (R\$)	0,28655	0,37575
Consumo ponta (R\$)	1,60297	2,10198
Demanda (R\$)	24,72	32,41542
Modalidade tarifária - Azul		
	Sem imposto	Com imposto
Consumo fora ponta (R\$)	0,28655	0,37575
Consumo ponta (R\$)	0,42014	0,55093
Demanda fora ponta (R\$)	24,72	32,41542
Demanda ponta (R\$)	48,77	63,95227

Os dados disponibilizados foi desenvolvida no *software Microsoft Excel* uma análise com os valores sem impostos e com impostos nas modalidades tarifária Azul e Verde para cada cenário mostrados a seguir.

A primeira análise foi sem aplicação do grupo gerador e das baterias no horário de ponta. Na Tabela 5.8 estão os resultados da modalidade tarifária Azul e Verde.

Tabela 5.8 – Cálculo conta de energia nos horários Verde e Azul - Sem geração na ponta.

	Verde		Azul	
	S/ imposto	C/ imposto	S/ imposto	C/ imposto
Consumo F.P (kWh)	313.071,01			
Consumo P (kWh)	34.066,51			
Demanda contratada F.P (kW)	940			
Demanda contratada P (kW)	-		640	
Consumo Faturado F.P (R\$)	91.920,78	116.453,89	91.920,78	116.453,89
Consumo Faturado P (R\$)	51.160,74	64.815,24	14.723,89	18.653,60
Demanda Faturado F.P (R\$)	21.394,40	27.104,44	21.394,40	27.104,44
Demanda Faturado P (R\$)	-	-	28.230,40	35.764,93
Valor total (R\$)	164.475,92	208.373,56	156.269,46	197.976,85

Na segunda simulação das faturas foi aplicado tanto o SGD como o BESS para abater o consumo no horário de ponta. Na Tabela 5.9 estão os resultados da modalidade tarifária Azul e Verde já com os impostos.

Tabela 5.9 – Cálculo conta de energia nos horários Verde e Azul - com geração na ponta.

	SGD		BESS	
	Verde	Azul	Verde	Azul
Consumo F.P (kWh)	313.071,01		347.137,52	
Consumo P (kWh)	-			
Consumo de Diesel P (L/mês)	6.600,00		-	
Demanda contratada F.P (kW)	940			
Demanda contratada P (kW)	-	30	-	30
Consumo Faturado F.P (R\$)	116.453,89	116.453,89	129.125,70	129.125,70
Consumo Faturado P (R\$)	-	-	-	-
Demanda Faturado F.P (R\$)	27.104,44	27.104,44	27.104,44	27.104,44
Demanda Faturado P (R\$)	-	1.676,48	-	1.676,48
Custo do Diesel P (R\$)	44.272,80	44.272,80	-	-
Valor total (R\$)	188.631,12	190.307,61	157.030,14	158.706,62

A comparação dos resultados de todos os cenários estão na Tabela 5.10. É possível notar que a aplicação de métodos para reduzir o consumo no horário de ponta gera economia, o melhor resultado foi utilizando BESS para abater o consumo no horário de ponta. É importante ressaltar que durante simulação da fatura nas modalidades tarifárias foi aplicada a bandeira Verde, aonde há condições favoráveis de geração de energia e a tarifa não sofre nenhum acréscimo.

Tabela 5.10 – Comparação do faturamento em diferentes Cenários.

	Total
Horária Verde	R\$ 218.242,12
Horária Azul	R\$ 207.353,02
Horária Verde + SGD	R\$ 195.430,03
Horária Azul + SGD	R\$ 197.109,16
Horária Verde + BESS	R\$ 164.429,18
Horária Azul+ BESS	R\$ 166.108,31

5.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA

A partir dos dados obtidos do histórico de consumo da unidade, foram utilizados o pior caso mensal referente ao consumo e a demanda, sendo registrado um consumo de 35.616,84 kWh no mês de abril de 2024 e uma demanda de 782,88 kW no mês de março de 2024. Na tabela 5.11 estão demonstrados os valores medidos, o pior caso mensal e as médias dos valores do histórico de consumo horário ponta, respectivamente.

Tabela 5.11 – Comparação do consumo mensal e da demanda.

	Consumo (kWh)	Demanda (kW)
Valores medidos	34.066,49	669,6
Mês de abr/24	35.616,20	732,48
Mês de mar/24	28.968,24	782,88
Média do histórico de consumo	30.931,74	683,20

5.4.1 Cálculo do consumo diário no horário de ponta

Após determinar o consumo mensal de energia do horário de ponta, foi calculado o consumo diário e adotado como padrão 22 dias úteis.

$$Consumo_{diário} = \frac{Consumo_{mensal}}{Dias_{ponta}} \quad (5.1)$$

$$Consumo_{diário} = \frac{35.616,20kWh}{22} \quad (5.2)$$

$$Consumo_{diário} = 1.618,92kWh/dias \quad (5.3)$$

O recomendado é dimensionar um valor igual ou inferior ao consumo médio diário, para que o sistema do BESS não seja sobredimensionado, garantindo assim o máximo retorno financeiro. Então, o valor escolhido foi de 1.400,00 kWh/dias. A demanda definida para o dimensionamento foi de 750 kW, que é o valor que atende o valor medido e é o mais próximo do pior caso.

5.4.2 Dimensionamento do SGD e BESS

Para dimensionar o SGD, foram utilizados os valores de consumo e demanda já relatados no trabalho, além dos catálogos dos fornecedores. Para calcular o BESS, podemos definir o banco de baterias necessário para atender utilizando a Equação 4.1. Como o uso do sistema será diário, foi definido um dia de autonomia.

$$Bat_{size} = \frac{1.400 \times 1}{0,75} \quad (5.4)$$

$$Bat_{size} = 1866,66kWh \quad (5.5)$$

Portanto, para uma bateria com DoD de 75%, calculado um BESS para atender uma demanda de 750 kW e tenha uma capacidade de gerar um consumo de 1866,66 kWh.

5.4.3 Solitação dos orçamentos de SGD e BESS

Foram solicitados orçamentos de SGD e BESS adequados para funcionar no horário de ponta e casualmente atuar no caso de emergências e dificuldades do sistema de distribuição de energia convencional que atendessem a uma demanda de 750 kW e tivessem capacidade de gerar/abastecer um consumo de 1400 kWh (diário).

5.4.4 Propostas recebidas das empresas de SGD

Após o recebimento dos orçamentos das empresas de SGD foram organizadas as informações na Tabela 5.12, onde pode ser visto que a E2-SGD, diferentemente das outras, ofereceu tanto um orçamento com 1 gerador quanto com 2. É importante que se diga que todos os geradores funcionam a 60 Hz, e os motores são trifásicos e com 6 cilindros.

Tabela 5.12 – Características dos SGD contidos nas Propostas recebidas

	E1-SGD	E2-SGD (P1)	E2-SGD (P2)	E3-SGD
Quantidade	1	2	1	1
Potência (kW)	635	900	880	773
FP	0,8	0,8	0,8	0,8
Tensão (V_{CA})	380/220	440/254	380/220	380/220
Consumo do Motor (L/h)	141	180	160	150,14
Tanque - Capacidade (L)	200	400	500	900

5.4.5 Custos do SGD

Os valores dos SGD que foram apresentados nas Propostas citadas na seção anterior estão expostos na Tabela 5.13, onde pode ser visto que o menor valor foi da E1-SGD até

por que é a de menor capacidade do fornecimento da demanda e por sinal sua Potência principal gerada é 16% menor do que a demanda solicitada.

Tabela 5.13 – Custos dos SGD contidos nas Propostas recebidas

	E1-SGD	E2-SGD (P1)	E2-SGD (P2)	E3-SGD
Custo do produto (R\$)	549.430,00	1.350.000,00	1.200.000,00	713.104,00

Todavia o fornecedor foi informado da demanda e consumo esperados e justificou que apesar de ter uma demanda menor do que a solicitada estaria adequada por não ser uma demanda exigida permanentemente.

5.4.6 Propostas recebidas das empresas de BESS

Após o recebimento dos orçamentos das empresas de BESS foram organizadas as informações na Tabela 5.14, onde pode ser visto que a E3-BESS, diferentemente das outras, ofereceu 2 Propostas.

Tabela 5.14 – Características dos BESS contidos nas Propostas recebidas

	E1-BESS	E2-BESS	E3-BESS (P1)	E3-BESS (P2)
Potência (kW)	1000	1000	594	1000
energia nominal (kWh)	1518	-	1500	2200
Vida útil	15 anos	6000 ciclos	6000 ciclos	15 anos
Sistema contra incêndio	sim	sim	sim	sim

A Tecnologia é de fosfato de ferro e lítio.

5.4.7 Custos do BESS

Os valores dos BESS que foram apresentados nas Propostas citadas na seção anterior estão expostos na Tabela 6, onde pode ser visto que o menor valor foi da E1-BESS até porque é a de menor capacidade do fornecimento da energia.

5.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

5.5.1 Informações sobre a vida útil dos equipamentos SGD e BESS

Outra informação necessária para se realizar a análise de viabilidade econômica é a vida útil dos equipamentos e foi informado pela E1-BESS que o seu equipamento teria 15 anos de vida útil para uso de um ciclo por dia e tanto a E2-BESS quanto a E3-BESS não

Tabela 5.15 – Custos dos BESS

	E1-BESS	E2-BESS	E3-BESS (P1)	E3-BESS (P2)
Custo do produto (R\$)	3.057.057,00	4.623.756,09	3.333.884,52	4.487.226,09
Capacidade da bateria (kWh)	1404	1935	1500	2256
Custo do produto (R\$) por kWh	2.177,39 /kWh	2.389,54 /kWh	2.222,59 /kWh	1.989,01 /kWh

citam quantidade de anos mas cita os 6000 ciclos de vida útil e se considerarmos um ciclo por dia e que em média o mês padrão tem 22 dias úteis seria equivalente a quase 23 anos, já as propostas de SGD não trouxeram o tempo de vida útil porém conforme o que foi visto em Martins et al. (2018) a vida útil num sistema SGD foi considerada de 15 anos.

5.5.2 Cálculo da TMA

Neste trabalho, considerando que foi visto em Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares (Ebserh) (2023) que o financiamento das atividades da empresa e dos hospitais Universitários Federais a ela vinculados é realizado por meio do orçamento da União e que atualmente existem três fontes de financiamento que não inclui capital de terceiros avaliou-se ser desnecessário o cálculo do Wacc apontado na equação 7, uma vez que, só utiliza o capital próprio.

Assim para o cálculo da TMA foi considerada a equação 11 o cálculo do custo do capital próprio (K_e) realizado por meio do Modelo de Precificação de Ativos de Capital - CAPM (do inglês, Capital Asset Pricing Model) visto em estudo de viabilidade econômica acessível em Secretaria de Estado da Infraestrutura e dos Recursos Hídricos do Governo da Paraíba (2024) e que foi considerado como uma variação da equação 5.6, pois em relação a esta utiliza o R_f que é a Taxa livre de risco histórica e acrescenta a R_B que já foi esclarecida em parte anterior.

$$k_e = R_f + \beta \times (RM - R_f) + R_B \quad (5.6)$$

Este k_e foi calculado a partir dos valores da Tabela ?? o que resultou no valor de 10,76% - que foi a TMA adotada.

Neste ponto, é importante citar que apesar de geradores a diesel não ter nada haver com o setor de energia renovável, o β escolhido foi devido ao interesse futuro de avaliar também tecnologias renováveis, e assim, poder utilizar a mesma Taxa Mínima de Atratividade para comparar estes e futuros projetos. Lembrando que enquanto o β

Tabela 5.16 – Valores utilizados para calcular a TMA (k_e)

Sigla	Valor	Descrição/Origem
β	0,7	Green & Renewable Energy - unlevered beta (05/01/2023)
RB	2,09%	$EMBI+_{RiscoBrasil}$ do dia 08/09/2023
Rf	2,42%	Taxa de retorno do Treasury Bond 10Y (Média anual do período 2008-2022)
$R'f$	3,73%	Taxa de retorno do Treasury Bond 10Y (Média móvel de 12 meses do final do período 1960-2022)
RM	12,66%	Mediana do período 1970-2023 – S&P Dow Jones

relacionado a área de renováveis é de 0,7 se fosse para a área de Energia de Potência ficaria em torno de 0,42 diminuindo a TMA, que não interessou ao objetivo deste trabalho.

5.5.3 Resultados dos principais indicadores econômicos

De acordo com os valores obtidos dos equipamentos do SGD e BESS, foi estimado os valores iniciais dos investimentos em relação a cada um dos sistemas, tomamos como base o estudo de sistemas de armazenamento da Greener (2021), que indica que no serviço de engenharia e instalação podem ser considerados 8,00% do valor total do preço dos equipamentos principais dos sistemas e 2,00% para os custos com material elétrico, sendo assim, a soma desses valores corresponde ao montante do preço do investimento inicial. A Tabela ?? mostra o custo inicial do investimento em relação ao SGD e ao BESS, respectivamente.

Tabela 5.17 – Levantamento do custo inicial do investimento do SGD e BESS

Levantamento do custo inicial do investimento - SGD				
Orçamentos	E1-SGD	E2-SGD (P1)	E2-SGD (P2)	E3-SGD
Equipamento (R\$)	549.430,00	1.350.000,00	1.200.000,00	713.104,00
Engenharia (R\$)	54.943,00	135.000,00	120.000,00	71.310,4
Total do investimento (R\$)	604.373,00	1.485.000,00	1.320.000,00	784.414,40
Levantamento do custo inicial do investimento - BESS				
Orçamentos	E1-BESS	E2-BESS	E3-BESS (P1)	E3-BESS (P2)
Equipamento (R\$)	3.057.057,00	4.623.756,09	3.333.884,52	4.487.226,09
Engenharia ((R\$))	305.705,70	462.375,60	333.388,45	448.722,60
Total do investimento (R\$)	3.362.762,70	5.086.131,70	3.667.272,97	4.935.948,70

Considerando que a energia sofrerá reajustes anuais, sendo assim aumentando o preço das tarifas. Para este trabalho, foi usado um reajuste de 5,0% ao no valor da energia elétrica, essa taxa foi obtida da resolução homologatória nº 3.250, de 22 de agosto de 2023 da ANEEL. A operação e manutenção também sofrerá reajustes anuais, sendo assim foi aplicando uma taxa de 1,5% ao ano aos custos de manutenção. Outro parâmetro

importante é perda de rendimento do sistema, que foi aplicado o valor de 2,0% ao ano. Na Tabela 5.18 estão todas as variáveis utilizadas.

Tabela 5.18 – Indexadores econômicas no período do investimento.

indexadores	
Taxa de manutenção - O&M (a.a)	1,5%
Taxa do reajuste da energia (a.a)	5,0%
Taxa do reajuste do diesel (a.a)	5,0%
Degradação (a.a)	4,0%
TMA (a.a)	10,76%

Para facilitar a compreensão do estudo de viabilidade econômica foi descrito a simulação do orçamento E3 - SGD para exemplificar como foram realizados cálculos. Uma das motivações da escolha é que essa modalidade apresentou uma maior receita em comparação com a modalidade tarifária azul, pois a tarifa no horário de ponta verde é 2,10198 R\$/kWh e a tarifa no horário de ponta na modalidade azul é 0,55093 R\$/kWh.

A etapa seguinte foi realizar a projeção do aumento das tarifas de energia e do combustível diesel. O preço do diesel para distribuição foi obtido da tabela de preços no mês de maio de 2024 das últimas 4 semanas no site da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A taxa de reajuste anual de 5,0% que foi aplicada na tarifa e no combustível foi obtida da base de referência o IPCA do ano de 2024 conforme publicação do Banco Central do Brasil, extraído do Focus - Relatório de Mercado, cotado no dia 24/05/2024. Na tabela 5.19 estão os valores da projeção.

Após definir os indexadores e realizar a projeção do aumento das tarifas de energia e do combustível diesel, foi feita a análise financeira no cenário A, onde foi aplicado o SGD. Realizou-se a simulação da variação anual dos custos de operação e manutenção do SGD no período de 15 anos. Os valores são apresentados na Tabela 5.20.

Na etapa seguinte foi calculada a diferença entre custo da energia no horário de ponta e o custo do diesel, o resultado é o benefício total que será gerado por ano em reais, na tabela 5.21 esta a projeção da receita gerada. Para determinar os gastos com o diesel foi adotado que o SGD irá opera durante 3 horas por dia e que o ano tem em média 255 dias úteis, então, a quantidade de horas de funcionamento por ano é de 765 h. O calculo do custo do combustível diesel é dado pela equação 5.7:

$$custo_{fuel} = Preço_{diesel} \times H_{autonomia} \times Consumo_{fuel} \quad (5.7)$$

Tabela 5.19 – Preço da tarifa de energia e combustível diesel

Variação do preço da tarifa de energia e do combustível diesel				
Ano	Diesel (R\$/L)	Tfp (R\$/KWh)	Tp (R\$/KWh)	T DemP (R\$/KW)
0	-	-	-	-
1	6,21	0,55093	2,10198	32,42
2	6,52	0,5785	2,2071	34,04
3	6,85	0,6074	2,3174	35,74
4	7,19	0,6378	2,4333	37,52
5	7,55	0,6697	2,5550	39,40
6	7,93	0,7031	2,6827	41,37
7	8,32	0,7383	2,8169	43,44
8	8,74	0,7752	2,9577	45,61
9	9,17	0,8140	3,1056	47,89
10	9,63	0,8547	3,2609	50,29
11	10,12	0,8974	3,4239	52,80
12	10,62	0,9423	3,5951	55,44
13	11,15	0,9894	3,7749	58,21
14	11,71	1,0389	3,9636	61,12
15	12,30	1,0908	4,1618	64,18

Tabela 5.20 – Custo do investimento do SGD

Custos - SDG		
Ano	Investimento	O&M
0	-784.414,40	-
1	0	-10.696,56
2	0	-10.857,01
3	0	-11.019,86
4	0	-11.185,16
5	0	-11.352,94
6	0	-11.523,23
7	0	-11.696,08
8	0	-11.871,52
9	0	-12.049,60
10	0	-12.230,34
11	0	-12.413,79
12	0	-12.600,00
13	0	-12.789,00
14	0	-12.980,84
15	0	-13.175,55

sendo: $custo_{fuel}$ - custo do consumo do diesel (R\$); $Preço_{diesel}$ - Preço do diesel (R\$/L); $H_{autonomia}$ - quantidade de horas de funcionamento por ano (h); $Consumo_{fuel}$ - consumo do SGD (L).

Já o custo da energia elétrica no horário de ponta é produto da tarifa no horário de ponta pelo consumo da energia elétrica durante o mesmo horário, no períodos 255 dias.

Tabela 5.21 – Receita do SGD

Receita - SGD			
Ano	Energia P (R\$)	Diesel (R\$)	total (R\$)
0	-	-	-
1	829.735,59	-712.597,50	117.138,09
2	871.222,36	-748.227,38	122.994,99
3	914.783,48	-785.638,74	129.144,74
4	960.522,66	-824.920,68	135.601,98
5	1.008.548,79	-866.166,71	142.382,07
6	1.058.976,23	-909.475,05	149.501,18
7	1.111.925,04	-954.948,80	156.976,24
8	1.167.521,29	-1.002.696,24	164.825,05
9	1.225.897,36	-1.052.831,06	173.066,30
10	1.287.192,23	-1.105.472,61	181.719,62
11	1.351.551,84	-1.160.746,24	190.805,60
12	1.419.129,43	-1.218.783,55	200.345,88
13	1.490.085,90	-1.279.722,73	210.363,17
14	1.564.590,19	-1.343.708,86	220.881,33
15	1.642.819,70	-1.410.894,31	231.925,40

Com base no custo inicial do investimento, custo de manutenção e da receita, foi calculado o fluxo de caixa anual, descontado e acumulado. Na tabela 5.22 são apresentados os resultados.

Nesta etapa foram determinados os elementos para calcular o LCOE, que contabiliza todos os custos esperados ao longo da vida do sistema. Tais como: inflação, aumento da tarifa e manutenção, dividindo esses custos pela energia total em kWh que será produzida durante a vida útil do sistema. A tabela 5.23 estão os resultados.

Após realizar o estudo financeiro utilizando o SGD no horário de ponta, foi feita análise financeira no cenário B, onde é empregado o uso de BESS no horário de ponta para geração de energia elétrica. Realizou-se a simulação da variação anual dos custos de operação e manutenção do BESS no período de 15 anos. Os valores são apresentados na Tabela 5.24.

Na etapa seguinte foi calculada a receita, que é diferença entre custo da energia descarregada no horário de ponta pelo BESS. A arbitragem é a economia gerado devido ao BESS consumir energia nos horários de tarifas mais baixas e fornecer energia armazenada nos momentos de tarifas mais altas.

Tabela 5.22 – Fluxo de caixa - SGD

Fluxo de caixa - SGD			
Ano	Anual (R\$)	Anual Descontado (R\$)	Acumulado (R\$)
0	-784.414,40	-784.414,40	-784.414,40
1	106.441,53	96.101,05	-688.313,35
2	112.137,98	91.408,55	-596.904,79
3	118.124,88	86.934,57	-509.970,22
4	124.416,81	82.669,88	-427.300,35
5	131.029,14	78.605,54	-348.694,81
6	137.977,95	74.732,93	-273.961,88
7	145.280,16	71.043,72	-202.918,17
8	152.953,53	67.529,87	-135.388,29
9	161.016,71	64.183,65	-71.204,64
10	169.489,28	60.997,60	-10.207,04
11	178.391,80	57.964,55	47.757,51
12	187.745,88	55.077,60	102.835,11
13	197.574,17	52.330,13	155.165,25
14	207.900,49	49.715,78	204.881,03
15	218.749,85	47.228,43	252.109,46

Tabela 5.23 – LCOE - SGD

LCOE - SGD			
Ano	Energia descarregada (KWh)	$It + Mt + Ft/(1+r)^t$	$Et/(1+r)^t$
0	-	-	-
1	382.500,00	-653.028,22	345.341,28
2	374.850,00	-618.762,75	305.556,57
3	367.200,00	-586.304,75	270.242,61
4	359.550,00	-555.558,08	238.906,25
5	351.900,00	-526.431,80	211.107,92
6	344.250,00	-498.839,85	186.455,96
7	336.600,00	-472.700,79	164.601,38
8	328.950,00	-447.937,56	145.233,34
9	321.300,00	-424.477,24	128.074,95
10	313.650,00	-402.250,81	112.879,69
11	306.000,00	-381.192,93	99.428,07
12	298.350,00	-361.241,79	87.524,71
13	290.700,00	-342.338,85	76.995,74
14	283.050,00	-324.428,70	67.686,48
15	275.400,00	-307.458,91	59.459,29

O custo para recarregar o BESS é dado pela multiplicação entre a tarifa no horário de fora ponta e consumo da energia. E o valor monetário para descarregar o BESS é dado pelo produto da energia fornecida pela BESS entre a tarifa no horário de ponta. O resultado é benefício que será gerado por ano. A tabela 5.25 esta a projeção da receita.

Tabela 5.24 – Custo do investimento do BESS

Custos		
Ano	Investimento	O&M
0	-3.667.272,97	0
1		-50.008,27
2	0	-50.758,39
3	0	-51.519,77
4	0	-52.292,56
5	0	-53.076,95
6	0	-53.873,11
7	0	-54.681,20
8	0	-55.501,42
9	0	-56.333,94
10	0	-57.178,95
11	0	-58.036,64
12	0	-58.907,19
13	0	-59.790,79
14	0	-60.687,66
15	0	-61.597,97

Tabela 5.25 – Receita do BESS

Receita - BESS				
Ano	Arbitragem	Recarga (R\$)	Saving Demanda (R\$)	Benefício (R\$)
0	-	-	-	-
1	750.406,86	-165.991,61	582.728,42	0
2	772.168,66	-172.541,11	599.627,55	0
3	794.230,62	-177.470,86	616.759,76	0
4	816.568,36	-182.462,23	634.106,13	0
5	839.154,29	-187.509,05	651.645,24	0
6	884.942,93	-192.604,41	669.352,99	0
7	801.007,27	-197.740,53	687.202,40	0
8	908.072,12	-202.908,74	705.163,37	0
9	931.301,87	-208.099,43	723.202,44	0
10	954.584,42	-213.301,92	741.282,50	0
11	977.866,96	-218.504,40	759.362,56	0
12	1.001.091,30	-223.693,88	777.397,42	0
13	1.024.193,41	-228.856,05	795.337,36	0
14	1.047.103,00	-233.975,20	813.127,80	0
15	1.069.743,06	-239.034,12	830.708,94	0

Para calcular o fluxo de caixa anual, descontado e acumulado foram usados os resultados presumidos do custo inicial do investimento, custo de manutenção e da receita do BESS. NA tabela 5.26 são apresentados os resultados.

Para calcular o LCOE foram usados itens que contabiliza todos os custos esperados

Tabela 5.26 – Fluxo de caixa - BESS

Fluxo de caixa - BESS			
Ano	Anual (R\$)	Anual Descontado (R\$)	Acumulado (R\$)
0	-3.667.272,97	-3.667.272,97	-3.667.272,97
1	532.720,15	480.968,00	-3.186.304,97
2	548.869,15	447.407,16	-2.738.897,81
3	565.239,99	415.991,10	-2.322.906,71
4	581.813,57	386.591,28	-1.936.315,43
5	598.568,28	359.086,41	-1.577.229,02
6	615.479,88	333.362,07	-1.243.866,95
7	632.521,20	309.310,35	-934.556,60
8	649.661,95	286.829,53	-647.727,08
9	666.868,49	265.823,69	-381.903,39
10	684.103,54	246.202,45	-135.700,94
11	701.325,92	227.880,66	92.179,72
12	718.490,23	210.778,11	302.957,83
13	735.546,56	194.819,25	497.777,08
14	752.440,14	179.932,95	677.710,03
15	769.110,97	166.052,26	843.762,29

ao longo da vida do sistema. Tais como: inflação, aumento da tarifa e manutenção, dividindo esses custos pela energia total em kWh. Na tabela 5.27 são apresentados os resultados.

Tabela 5.27 – LCOE - BESS

LCOE - BESS			
Ano	Energia descarregada (KWh)	$It + Mt + Ft/(1+r)^t$	$Et/(1+r)^t$
0	-	-	-
1	357.000,00	-196.539,10	322.318,53
2	349.860,00	-182.021,15	285.186,13
3	342.720,00	-168.526,76	252.226,44
4	335.580,00	-155.984,94	222.979,16
5	328.440,00	-144.329,67	197.034,06
6	321.300,00	-133.499,50	174.025,56
7	314.160,00	-123.437,21	153.627,96
8	307.020,00	-114.089,59	135.551,11
9	299.880,00	-105.407,07	119.536,62
10	292.740,00	-97.343,53	105.354,38
11	285.600,00	-89.856,02	92.799,53
12	278.460,00	-82.904,56	81.689,73
13	271.320,00	-76.451,94	71.862,69
14	264.180,00	-70.463,49	63.174,04
15	257.040,00	-64.906,94	55.495,34

A primeira avaliação econômica realizada foi para cada um dos investimentos

relacionados aos SGD. As receitas a serem geradas anualmente são dadas pela economia de energia utilizada pelo SGD no horário de ponta ao invés da energia fornecida pela concessionária. O SGD irá operar durante 3 horas por dia, e que o ano tem em média 255 dias úteis, então, a quantidade de horas de funcionamento por ano é de 765 h. O custo da energia elétrica no horário de ponta é produto da tarifa no horário de ponta pelo consumo da energia elétrica durante o mesmo horário, no período 255 dias.

Com base no custo inicial do investimento, custo de manutenção e da receita, foi calculada a análise de viabilidade econômica calculando os principais indicadores econômicos: payback, VPL, TIR e LCOE. Os resultados são apresentados na Tabela 5.28.

Tabela 5.28 – Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias verde e azul

Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias verde				
	E1-SGD	E2-SGD (P1)	E2-SGD (P2)	E3-SGD
Payback (anos)	5,7	-	-	11,2
VPL (R\$)	906.081,98	-1.887.520,90	-795.632,25	252.109,46
TIR (% a.a.)	29,96	-	-1,02	15,47
LCOE (R\$/kWh)	2,572	3,337	2,967	2,762
Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias azul				
	E1-SGD	E2-SGD (P1)	E2-SGD (P2)	E3-SGD
Payback (anos)	-	-	-	-
VPL (R\$)	-31.436,04	-2.823.540,39	-1.731.932,522	-685.102,19
TIR (% a.a.)	9,94	-	-1,02	10,96
LCOE (R\$/kWh)	2,89	3,747	3,331	3,102

Em seguida foi realizada a avaliação econômica para cada um dos investimentos relacionados aos BESS. A receita, que é a diferença entre custo da energia no horário de ponta descarregada pelo BESS e o custo para carregar o sistema. A arbitragem é a economia gerada devido ao BESS consumir energia nos horários de tarifas mais baixas e fornecer energia armazenada nos momentos de tarifas mais altas.

O custo para recarregar o BESS é dado pela multiplicação entre a tarifa no horário fora de ponta e consumo da energia. E o valor monetário para descarregar o BESS é dado pelo produto da energia fornecida pela BESS entre a tarifa no horário de ponta. Para calcular o payback, VPL, TIR e LCOE foram usados os resultados presumidos do custo inicial do investimento, custo de manutenção e da receita do BESS. Os resultados são apresentados na Tabela 5.29.

Com base nos estudos de viabilidade econômica dos sistemas SGD e BESS, constatamos que, para a modalidade tarifária verde, os SGD fornecidos pelas empresas 1 e 3 são considerados investimentos economicamente viáveis, atendendo aos critérios dos indicadores

Tabela 5.29 – Análise de viabilidade econômica do BESS - Modalidades tarifárias verde e azul

Análise de viabilidade econômica do BESS - Modalidades tarifárias verde				
	E1-BESS	E2-BESS (P1)	E2-BESS (P1)	E3-BESS (P2)
Payback (anos)	10,2	-	11,6	-
VPL (R\$)	1.181.010,83	-727.639,69	843.762,29	-561.310,33
TIR (% a.a.)	16,26	8,28	14,44	8,81
LCOE (R\$/kWh)	2,201	3,019	2,346	2,948
Análise de viabilidade econômica do BESS - Modalidades tarifárias azul				
	E1-BESS	E2-BESS (P1)	E2-BESS (P1)	E3-BESS (P2)
Payback (anos)	9,8	-	10,9	-
VPL (R\$)	1.596.671,33	-311.979,20	1.259.422,78	-145.649,84
TIR (% a.a.)	17,58	9,78	15,80	10,29
LCOE (R\$/kWh)	2,134	2,952	2,952	2,881

estabelecidos no trabalho (Payback menor do que a vida útil do equipamento, VPL maior que zero, TIR maior que a TMA). No entanto, a proposta E1-SGD foi desconsiderada por ter a potência fornecida menor que a requerida, não atendendo aos requisitos técnicos. Na modalidade tarifária azul, nenhum dos SGD analisados se mostrou economicamente atrativo para aplicação no horário de ponta, devido ao fato de as despesas superarem as receitas geradas. Assim, a proposta escolhida para representar os SGD neste trabalho foi a E3-SGD na modalidade verde.

Já na análise de viabilidade econômica do uso do BESS no horário de ponta, o sistema selecionado foi o da empresa 1, que demonstrou viabilidade econômica tanto na modalidade tarifária verde quanto na azul. Além disso, o BESS da empresa 1 apresentou os melhores resultados e atende aos requisitos técnicos necessários para suprir as demandas do hospital. Todavia, a proposta escolhida para representar a categoria dos BESS foi a E1-BESS (Modalidade Azul), por apresentar as melhores opções dos indicadores econômicos já expostos nesta seção.

E comparando as propostas da E3-SGD (Modalidade Verde) e da E1-BESS (Modalidade Azul) na abordagem determinística pode ser dito que para todos os indicadores econômicos considerados neste estudo o caso do BESS indica melhores resultados, apontando assim inicialmente para ser a sugestão de escolha, porém antes da formalização desta sugestão serão apresentados os resultados do estudo probabilístico que utilizou a SMC para avaliar estas propostas.

5.5.4 Simulação de Monte Carlo

SMC neste trabalho foi executada com o objetivo de se avaliar de forma probabilística os indicadores financeiros VPL, LCOE, TIR e Payback que são as variáveis de previsão do modelo iriam variar conforme mudanças nas suas variáveis de entrada.

Isto foi feito utilizando o software Risk SimulatorTM e após a criação de perfil com

5000 tentativas. Nas próximas seções serão destacadas as etapas que foram interpretadas como indispensáveis para a compreensão da operacionalização da SMC ocorrida.

5.5.5 Definição dos valores de entrada

Refletindo sobre que variáveis de entrada poderiam impactar nos resultados dos indicadores econômicos neste trabalho em questão foi feito o levantamento apresentado na Tabela 5.30, sendo consideradas as distribuições do tipo Triangular, o valor mais provável o valor utilizado no estudo anterior(determinístico), e a partir deste foi retirado 10% para se chegar no valor mínimo e acrescentado o mesmo valor para chegar ao valor máximo.

Tabela 5.30 – Definição das Variáveis e Valores de Entrada na SMC

Variável de Entrada	Mínimo (P1)	Mais provável	Máximo
Aumento percentual de Energia ao ano (%)	4,5	5,00	5,5
Consumo do gerador (l/h)	135	150	165
TMA (%)	9,684	10,76	11,836
Degradação o sistema (%)	1,8	2,00	2,2
O&M (%)	0,0135	0,015	0,0165
Eficiência Round-trip do BESS (%)	0,0135	0,015	0,0165
Energia útil por dia do BESS (kWh)	1260	1400	1540
Energia útil por dia do SGD (kWh)	1350	1500	1650

Porém existe a exceção nesta Tabela da variável Eficiência Round-trip do BESS (%) que por questões técnicas fica inviável considerar o valor máximo desta forma, sendo substituído por valores sugeridos pelos autores.

5.5.6 Simulação de Monte Carlo para a proposta mais viável de SGD

A proposta mais viável técnica e financeiramente de SGD foi a E3-SGD-Verde, desta forma, foi realizada uma SMC inicial com as variáveis de entrada configuradas conforme a Tabela 5.30, com exceção das entradas “energia útil por dia do BESS (kWh)” e “eficiência Round-trip do BESS” para as variáveis de saída (previsão) e a partir desta foi realizado uma análise de sensibilidade identificando quais variáveis de entrada deveriam permanecer na próxima simulação.

O As figuras 5.5(a) e 5.5(b), respectivamente relacionadas a VPL e TIR apresentam a Correlação de ranking não linear que indicam as correlações de ranking entre cada suposição e previsão de destino, sendo que as na cor verde são correlações positivas e as de cor vermelha são negativas, desta maneira pode ser visto existe uma forte correlação negativa nos dois casos para a variável consumo do gerador a diesel (L/h), ou seja, quanto maior for o consumo menor serão os indicadores. Assim, tanto para o VPL quanto para a

TIR permaneceram as variáveis de entrada Consumo do gerador a diesel; custo de capital (TMA) e o aumento percentual de energia (eletricidade e diesel) ao ano.

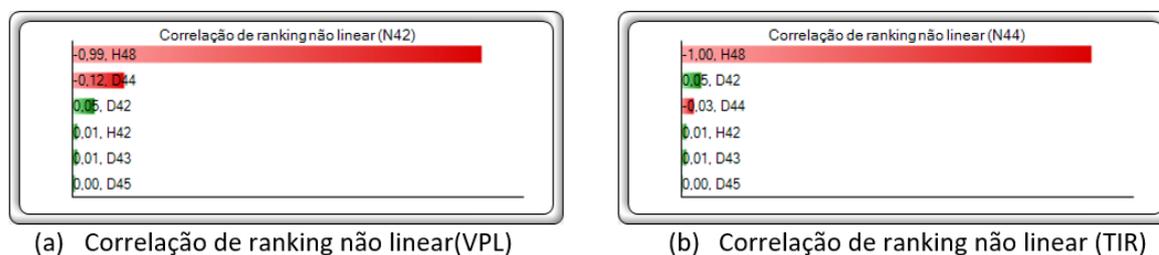


Figura 5.5 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada em teste e relacionadas com o VPL e TIR(SGD).

Já para o indicador LCOE permanecerão as entradas: energia útil por dia do SGD, Consumo do gerador a diesel e “aumento percentual de Energia (Eletricidade e Diesel) ao ano”.

A próxima etapa foi simular com as variáveis relevantes na análise de sensibilidade e interpretação SGD. O Na Figura 5.6 são apresentados os histogramas gerados a partir das SMC realizadas, onde pode ser visto na Figura 5.6(a) que existe 79,56 % do VPL ser maior do que zero, além disso, é possível verificar na Figura 5.6(b) que existe 80,32 % de certeza da TIR ser maior do que a TMA de 10,76% e a partir da Figura 5.6(c) que possibilita a afirmação que existe 95% de certeza que o LCOE seja entre R\$ 2,7614 e R\$3,4333.

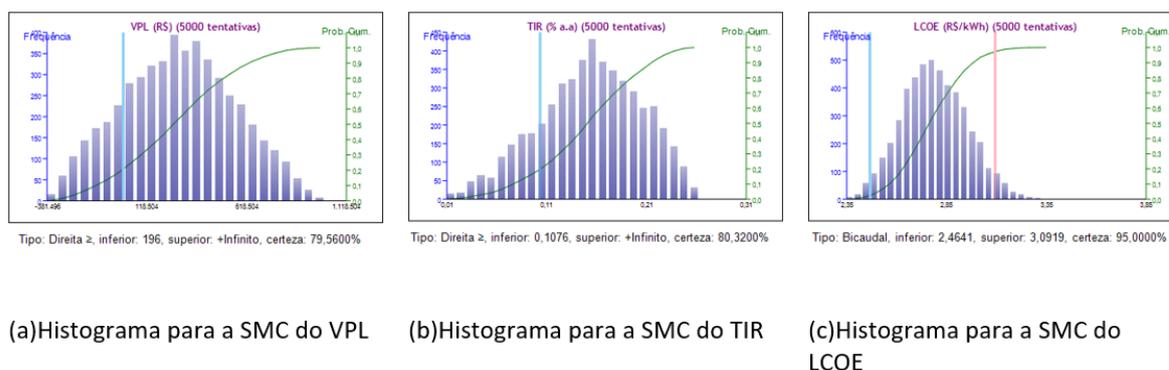


Figura 5.6 – Histogramas gerados nas SMC associadas as previsões de VPL, TIR e LCOE-SGD.

E para finalizar as inferências sobre a SMC do SGD escolhido, na Tabela 5.31 é possível verificar estatísticas relacionadas às simulações, onde podemos verificar que a VPL pode chegar até R\$ 984.346,57, praticamente 4 vezes maior do que o valor apontado na parte determinística, porém, também pode dar valores negativos.

Nesta Tabela se verifica que a VPL pode chegar até R\$ 984.346,57, praticamente 4 vezes maior do que o valor apontado na parte determinística, porém, também pode dar um valor negativo (-417.956,37) - o que é algo com menor probabilidade.

Tabela 5.31 – Estatísticas geradas nas SMC-SGD

Estatística	VPL(R\$)	TIR (%)	LCOE (R\$/kWh)
Média	249.801,96	15,23	3,0827
Máximo	984.346,57	26,18	3,7425
Mínimo	417.956,37	0,75	2,5937
Desvio padrão	282.229,18	5,12	0,1730

5.5.7 Simulação de Monte Carlo para a proposta mais viável de BESS

A proposta mais viável técnica e financeiramente de BESS foi a E1-BESS-AZUL, desta forma, foi realizada uma SMC inicial com as variáveis de entrada configuradas conforme a Tabela 5.30, com exceção da entrada “energia útil por dia do SGD (kWh)” para as variáveis de saída (previsão) e a partir desta foi realizado uma Análise de Sensibilidade identificando quais variáveis de entrada deveriam permanecer na próxima simulação.

Considerando o que já foi exposto anteriormente e a partir da Figura 5.7 as variáveis de entrada que irão permanecer no modelo SMC referente ao VPL do BESS escolhido serão as referentes ao custo de capital (TMA), aumento percentual de energia (eletricidade e diesel) anual e eficiência Round-trip do BESS(%), sendo importante destacar que a variável associada a degradação o sistema tem uma forte correlação negativa (-0,85 de -1 possível) com o VPL deste projeto.



Figura 5.7 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada em teste e relacionadas com o VPL e TIR(BESS).

Já em relação a TIR, conforme pode ser visto na Figura 5.7(b) e ao LCOE (Gráfico não apresentado aqui), as variáveis de entrada que deverão permanecer serão Eficiência Round-trip do BESS (%); Despesas com operação e manutenção no ano e Energia útil por dia do BESS (kWh).

Na Figura 5.8 são apresentados os histogramas gerados a partir das SMC realizadas, onde pode ser visto na Figura 5.8(a) que existe 100 % de probabilidade do VPL ser maior do que zero, além disso, é possível verificar na Figura 5.8(b) que existe 100 % de probabilidade da TIR ser maior do que a TMA de 10,76% e a partir da Figura 5.8(c) que possibilita a afirmação que existe 95% de certeza que o LCOE fique entre R\$ 1,9663 e R\$ 2,4413.

Quanto ao PB, a SMC realizada considerando as variações referentes às entradas

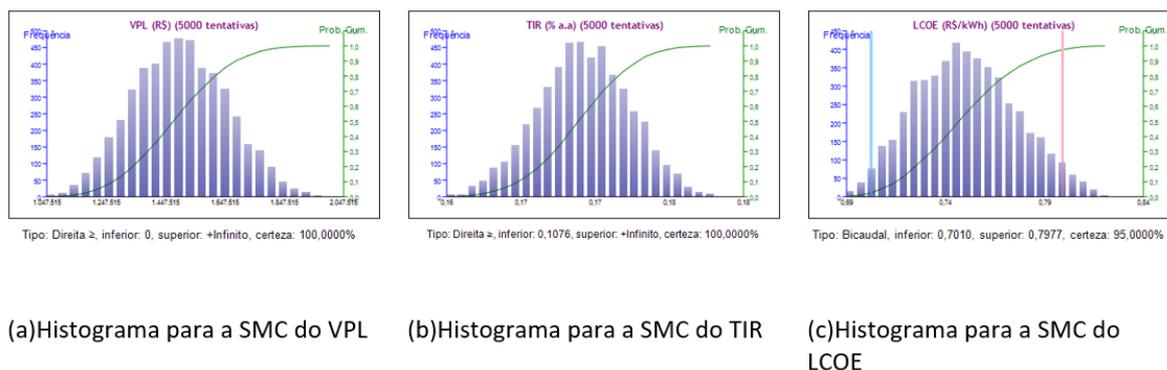


Figura 5.8 – Histogramas gerados nas SMC associadas as previsões de VPL, TIR e LCOE-BESS.

Custo de Capital, Eficiência Round Trip do BESS e Aumento percentual de Energia ao ano foi visto que existe apenas 65,34% de probabilidade do payback em questão ser menor ou igual ao que apontou o estudo determinístico, porém existe 90% de chance deste indicador econômico ser abaixo ou igual a 10,46 anos, o que atende perfeitamente a necessidade do projeto de ser menor que 15 anos.

E para finalizar as inferências sobre a SMC do BESS escolhido, na Tabela 5.32 é possível verificar estatísticas relacionadas às simulações, onde podemos verificar que a VPL pode chegar até R\$ 1.999.408,61, e além disso, o valor mínimo do VPL é positivo.

Tabela 5.32 – Estatísticas geradas nas SMC-BESS

Estatística	VPL(R\$)	TIR (%)	LCOE (R\$/kWh)	Payback
Média	1.473.042,29	17,08	2,1911	10,097
Máximo	1.999.408,617	17,96	2,4413	11,01
Mínimo	1.022.105,24	16,14	1,9663	9,36
Desvio padrão	158.180,82	0,31	0,0774	0,2722

Além disso, pode ser visto na Tabela 5.32 que o menor valor da TIR é maior que a TMA, assim como, o maior valor do Payback é menor do que a vida útil dos equipamentos envolvidos no Projeto, desta maneira, não há elementos contrários a escolha pelo Projeto E1-BESS-AZUL.

6 CONCLUSÕES

A O objetivo deste trabalho foi analisar a viabilidade técnica e econômica dos sistemas SGD e BESS para redução de custos de energia elétrica no horário de ponta no Hospital Universitário Lauro Wanderley (HULW), permitindo a realocação de recursos para melhorar os serviços prestados. O estudo foi dividido em quatro fases: análise do perfil do consumidor, avaliação de opções tarifárias, previsões técnicas e opções econômicas. Por meio dos estudos do perfil do consumidor e viabilidade técnica, foi calculada a demanda máxima mensal (700 kW ou 760 kVA) e o consumo diário (1400 kWh), aplicados no horário de ponta. Estas Informações foram usadas para solicitar orçamentos de fornecedores consagrados pelo mercado.

Na última fase do trabalho foi executado o estudo de viabilidade econômica dos projetos, considerando o período de 15 anos, foram realizados os cálculos necessários conforme as equações levantadas no referencial teórico e os dados levantados nas etapas ocorridas até este momento e se calculado os indicadores econômicos de Payback, VPL, TIR e LCOE para as quatro propostas de SGD e para as outras quatro propostas de BESS, sendo isto realizado, tanto para a modalidade tarifária Azul quanto para a Verde.

Primeiramente foram calculados, de forma determinística os indicadores de todos os projetos citados até o momento, sendo que a melhor proposta de acordo com os critérios técnicos e econômicos para o SGD foi a E3-SGD (Modalidade Verde), apresentando entre seus pares viáveis tecnicamente, o menor Payback (11,2 anos), maior VPL (R\$ 252.109,46) de valor acima do zero; maior TIR (15,47% que foi maior que a TMA calculada de 10,76%) e LCOE (R\$ 3,0755).

No caso do BESS, os indicadores econômicos calculados de forma determinística apontaram que a melhor proposta foi a proposta E1 - BESS (Modalidade Azul) sendo a de menor Payback (9,8 anos), maior VPL (R\$ 1.596.671,33) de valor acima do zero; maior TIR (17,58% que foi maior que a TMA calculada de 10,76%) e LCOE (R\$ 2,134). Em seguida foi realizada a abordagem probabilística, sendo executada a SMC para a proposta E3-SGD (Modalidade Verde), considerando a realização de 5000 tentativas e entradas do modelo variando em 10 % tanto para mais quanto para menos em relação a um valor mais provável foi possível obter diversas inferências, que gerou os seguintes resultados: existe 80,32 % de probabilidade da TIR ser maior do que a TMA de 10,76%; 95% de certeza que o LCOE varie entre R\$ 2,7614 e R\$3,4333.

Já em relação a melhor proposta de BESS, a partir da SMC realizada chegou-se as seguintes afirmativas: existe 100 % de probabilidade de o VPL ser maior do que zero; 100 % de probabilidade de a TIR ser maior do que a TMA de 10,76% e 95% de certeza que o LCOE fique entre R\$ 1,9663 e R\$ 2,4413, além disso, existe 90% de chance de o Payback ser abaixo ou igual a 10,46 anos, o que atende perfeitamente a necessidade do projeto.

Assim, considerando as propostas recebidas tanto de SGD quanto de BESS e os métodos tanto determinísticos quanto probabilísticos abordados, existiram opções tanto de SGD quanto de BESS viáveis tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. No mais, não pode ser rejeitada a hipótese que a PROPOSTA E1 – BESS (Modalidade Azul) deve ser a recomendada, caso o HULW tenha saúde financeira suficiente para realizar o investimento, incluindo a capacidade de adquirir o equipamento sem comprometer seu fluxo de caixa.

Propõe-se como trabalhos futuros:

- A utilização do software HOMER pro para otimizar o estudo de viabilidade econômicas e melhora a estratégia para utilização de fontes de energia.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. *Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica 2020*, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. 2020. Disponível em: <<https://abradee.org.br/instituto-abradee4/projetos-e-programas/material-de-divulgacao-2/>>. Acesso em: 21 ago 2021.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C.; JUSTO, J. J. Techno-economic analysis of a pv–wind–battery–diesel standalone power system in a remote area. *The Journal of Engineering*, v. 2017, n. 13, p. 740–744, 2017. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/joe.2017.0429>>.
- _____. Techno-economic analysis of a pv–wind–battery–diesel standalone power system in a remote area. *The Journal of Engineering*, v. 2017, n. 13, p. 740–744, 2017. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/joe.2017.0429>>.
- AMRO, M. The value of storage in electricity generation: A qualitative and quantitative review. *Journal of Energy Storage*, v. 32, p. 101872, 12 2020.
- ANEEL. (atlas de energia elétrica do brasil. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, v. 03, p. 236, 01 2008.
- _____. *Custo da energia que chega aos consumidores*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>>.
- _____. *Modalidades Tarifárias*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>.
- _____. *Postos Tarifários*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>>.
- ANEEL a. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>.
- ASKARI, M. et al. Bottled water safety evaluation: A comprehensive health risk assessment of oral exposure to heavy metals through deterministic and probabilistic approaches by monte carlo simulation. *Food and Chemical Toxicology*, v. 185, p. 114492, 2024. ISSN 0278-6915. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0278691524000589>>.
- BHAMIDI, L.; SADHUKHAN, A.; SIVASUBRAMANI, S. Multi-objective optimization for demand side management in a smart grid environment. In: . [S.l.: s.n.], 2017. p. 200–205.
- BONACIM, C. A. G.; ARAUJO, A. M. P. d. Valor econômico agregado por hospitais universitários públicos. *Revista de Administração de Empresas*, Fundação Getúlio Vargas, Escola de Administração de Empresas de S.Paulo, v. 49, n. 4, p. 419–433, Oct 2009. ISSN 0034-7590. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0034-75902009000400006>>.
- CALDAS, L. A. *Perspectivas da substituição gradual de termelétricas a combustíveis fósseis por sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída*. 120 f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) — UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA, João Pessoa, 2017.

CALDEIRA, C. A. *ANÁLISE DO FORNECIMENTO DE SERVIÇOS ANCILARES POR UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA BASEADO EM BATERIA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO*. 86 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) — Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2020.

CHANNI, H. *Performance and analysis of standalone PV System with BESS and Diesel generator system*. [S.l.: s.n.], 2022. ISBN 978-620-4-74522.

COELHO, E. de O. P. et al. Stochastic financial analysis of diesel generation extension vs investment in hybrid photovoltaic-diesel-battery in a microgrid in the amazon indigenous community. *Energy for Sustainable Development*, v. 77, p. 101344, 2023. ISSN 0973-0826. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082623002016>>.

DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002642>>.

ENERGÊS. *Entendendo a Fatura de Energia – 3*. 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia-3/#:~:text=Por%20exemplo%3A%20Suponha%20o%20custo,25%20%3D%20R%24125%2C00.>>>

FAMÁ, R.; PEROBELLI, F. F. C. *Teoria de finanças; Conceitos clássicos e inovações*. [S.l.]: Saint Paulo, 2024. 205 p.

FERREIRA, R. et al. Electrical expansion in south america: Centralized or distributed generation for brazil and colombia. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 17, n. 2, p. 50–60, 2019.

FERREIRA, R. de S.; RUDNICK, H.; BARROSO, L. The expansion of transmission: The challenges faced in south america. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 14, n. 4, p. 54–64, 2016.

FILHO, J. M. *Instalações elétricas industriais*. [S.l.]: LTC; 9ª edição, 2017. 976 p.

FILHO, N. C.; HARTMUT, K. B. *Análise de investimentos: manual para solução de problemas e tomadas de decisão*. 12. ed. São Paulo. [S.l.]: Atlas, 2020. 205 p.

FILS, J.-F. et al. A monte carlo simulation study comparing the up and down, biased-coin up and down and continual reassessment methods used to estimate an effective dose (ed95 or ed90) in anaesthesiology research. *BJA Open*, v. 8, p. 100225, 2023. ISSN 2772-6096. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772609623001041>>.

FLORES, J. T. et al. Demand planning in smart homes. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 7, p. 3247–3255, 2016.

_____. Demand planning in smart homes. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 7, p. 3247–3255, 2016.

FONSECA, M. N. *PROPOSTA PARA CONFIGURAÇÃO ÓTIMA DE PROJETOS HÍBRIDOS ISOLADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA*. 141 f. Tese (m Ciências em Engenharia de Produção) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, ITAJUBÁ, 2017.

- FRANCO, A. C. *ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA EM PARQUES INDUSTRIAIS*. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, Ponta Grossa, 2021.
- GITMAN, L. J. *Princípios de Administração Financeira*. [S.l.]: Pearson Universidades, 2010. 800 p.
- KANSARA, B. U.; PAREKH, B. R. Modelling and simulation of distributed generation system using homer software. In: *2011 INTERNATIONAL CONFERENCE ON RECENT ADVANCEMENTS IN ELECTRICAL, ELECTRONICS AND CONTROL ENGINEERING*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 328–332.
- KHAN, M. R. B. et al. Modeling and simulation of a pv-diesel-battery system for a standalone microgrid. In: *2018 IEEE 5th International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Application (ICSIMA)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- LAZZARIN, R. *Evolução Tecnológica de Sistemas Fotovoltaicos ao Longo dos Tempos: Estudo de Caso de uma Propriedade Rural no Município de Cascavel/PR*. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2023.
- MARTINEZ-BOLANOS, J. R. et al. Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs. *Journal of Energy Storage*, v. 29, p. 101373, 2020. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19316251>>.
- MERCADO, L. C.; BASTIDAS, J.; OSORIO, J. Operational risk assessment for the pollination service with apis mellifera bees in cashew crops in vichada, colombia. *International Journal of Forestry Research*, v. 2024, p. 1–8, 02 2024.
- MOTA, H. S. *Análise técnico econômica de unidades geradoras de energia distribuída*. 96 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear - Materiais) — Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.
- NISA, T. H. *Avaliação econômica de sistemas solares fotovoltaicos residenciais*. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas de Potência e Automação) — Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2014.
- OKEDU, K.; ROLAND, U.; BASSEY, N. Comparative study of on and off grid tied integrated diesel/solar (pv) battery generation system. *International Journal of Engineering Technologies IJET*, v. 1, p. 19–25, 02 2015.
- PINHO, J. T. et al. Sistemas híbridos: Soluções energéticas para a amazônia. *Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2012. Resolução Normativa n° 493 de 05 de junho de 2012*, v. 01, p. 398, 0 2008.
- RAMOS, V. R. B. *O valor econômico agregado à sociedade (VEAS) pelo hospital universitário da UFSCar no ano de 2017*. 132 f. Dissertação (Mestrado em Gestão de Organizações e Sistemas Públicos) — Universidade Federal de São Carlos, São Paulo, 2019.

- RANAWEERA, I.; MIDTGÅRD, O.-M. Optimization of operational cost for a grid-supporting pv system with battery storage. *Renewable Energy*, v. 88, p. 262–272, 2016. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115304651>>.
- RIBEIRO, R. et al. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. *Revista Principia*, v. 1, n. 34, p. 84–92, 2017. ISSN 2447-9187. Disponível em: <<https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/1355>>.
- RIBEIRO, R. G. A. et al. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. *Revista Principia*, v. 1, n. 34, p. 84–92, jun. 2017. Disponível em: <<https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/1355>>.
- ROCHA, L. C. S. et al. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 90, p. 412–419, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301746>>.
- RODRIGUES, V. da S. *Tarifação Binômia para consumidores de energia de Baixa Tensão no Brasil: Viabilidade Legal e Técnica*. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, ARARANGUÁ, 2020.
- ROSS, S. A. et al. *Fundamentos de Administração Financeira*. [S.l.]: Bookman, 2013. 808 p.
- _____. *Fundamentos de Administração Financeira*. [S.l.]: AMGH, 2015. 1072 p.
- SANTIAGO, V. E. *Tarifação de Uso da Rede de Distribuição com Presença de Geração Distribuída*. 166 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2022.
- SANTOS, A. et al. *Conservação de Energia: eficiencia energética de equipamentos e instalações*. [S.l.: s.n.], 2006. 596 p.
- SANTOS, L. G. M. D. *Estratégias de Armazenamento de Energia Elétrica e uma Análise de Viabilidade Econômica da Adoção de Baterias para Gerenciamento pelo Lado da Demanda*. 135 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, São Paulo, 2018.
- SANTOS, T. de S. *Contratação de energia elétrica por grandes consumidores no mercado cativo e no mercado livre*. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Lisboa, 2020.
- SCHRAM, I. B. *SENSIBILIDADE DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA NO BRASIL UTILIZANDO O MÉTODO DE MONTE CARLO*. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, CASCAVEL, São Paulo, 2019.
- SCHRAM, I. B. *SENSIBILIDADE DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA NO BRASIL UTILIZANDO O MÉTODO DE MONTE CARLO*. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, CASCAVEL, 2019.

SILVA, E. C. B. Yáscara F. F. Costa e. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras. *REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA*, v. 22, n. 01, p. 48–73, 2016.

SILVA, L. M. R.; BELUCO, A.; DARONCO, G. A wind pv diesel hybrid system for energizing a sewage station in santa rosa, in southern brazil. *IEEE Latin America Transactions*, v. 18, n. 04, p. 773–780, 2020.

_____. A wind pv diesel hybrid system for energizing a sewage station in santa rosa, in southern brazil. *IEEE Latin America Transactions*, v. 18, n. 04, p. 773–780, 2020.

SURYOATMOJO, H. et al. Optimal control of diesel engine generator using variable speed permanent magnet synchronous generator based on fuzzy controller. In: *2022 10th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 65–71.

TITMAN, S. et al. *Avaliação de Projetos e Investimentos: Valuation*. [S.l.]: Bookman, 2009. 584 p.

TRINDADE, H. de O. *Viabilidade do Ambiente de Contratação Livre em um Órgão Público*. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2020.

UDAETA et al. Comparação da produção de energia com diesel e biodiesel analisando todos os custos envolvidos. *ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL*, v. 5, 2004. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100039&lng=en&nrm=abn>.

VAZQUEZ, S. et al. Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010.

VIANA, A. N. C. et al. *Eficiência Energética - Fundamentos e Aplicações*. [S.l.]: Neoenergia; 2^o edição, 2022. 629 p.

VILELA, F. et al. Economic feasibility analysis for co-generation of power by diesel generator at peak time: Monte carlo simulation approach in a hospital. *Acta Scientiarum. Technology*, v. 43, p. e50965, 06 2021.

VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. [S.l.]: Érica, 2016. 224 p.

WU, C.-I. et al. Studies on operation modes of diesel generators in a standalone power system. In: *2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 72–76.