



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

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF SUPPLYING ELECTRICITY DURING PEAK HOURS USING DIESEL GENERATION AND BATTERY STORAGE SYSTEMS

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN HORA PUNTO MEDIANTE SISTEMAS DE GENERACIÓN DIESEL Y ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS

Paulo Felix do Nascimento Neto ^{1*}, Altemir Tomaz de Carvalho Garcia ²,
Isaac Soares de Freitas ³, & Fabiano Salvadori ⁴

^{1 2 3 4} Universidade Federal da Paraíba (UFPB)

¹ paulo.neto@estudante.cear.ufpb.br ² altemir@cear.ufpb.br ³ isaacfreitas@cear.ufpb.br

⁴ salvadori.fabiano@gmail.com

ARTIGO INFO.

Recebido: 08.01.2025

Aprovado: 07.03.2025

Disponibilizado: 15.05.2025

PALAVRAS-CHAVE: Viabilidade Técnica Econômica; Fornecimento de Energia; Geração Diesel; Armazenamento Energia.

KEYWORDS: Technical Economic Feasibility; Power Supply; Diesel Generation; Energy Storage.

PALABRAS CLAVE: Viabilidad Técnica Económica; Suministro de Energía; Generación Diésel; Almacenamiento de energía.

*Autor Correspondente: Nascimento Neto, P. F. do.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise comparativa da viabilidade técnica e econômica do fornecimento de energia elétrica utilizando Sistemas de Geração a Diesel (SGD) e Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria (Battery Energy Storage System - BESS) durante horário de ponta para a redução dos custos na conta de energia do Hospital Universitário, da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Foi realizada uma coleta de dados sobre o consumo de energia para identificar o perfil de consumo da unidade. Foram aplicados os principais indicadores econômicos: VPL, payback, TIR e LCOE. 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\$ 3.075 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. A SMC obteve os seguintes resultados: para o SGD, houve 0,8032 de probabilidade de a TIR superar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Para o BESS, a probabilidade do VPL maior que 0 e TIR maior que TMA foi igual a 1.

ABSTRACT

This paper presents a comparative analysis of the technical and economic feasibility of supplying electricity using Diesel Generation Systems (DGS) and Battery Energy Storage Systems (BESS) during peak hours to reduce energy costs in the University Hospital of the Federal University of Paraíba (UFPB). Data on energy consumption was collected to identify the unit's consumption profile. The main economic indicators were applied: (NPV), payback, (IRR) and (LCOE). The Monte Carlo Simulation (MCS) method was used. Four DGS 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\$ 3,075 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. SMC obtained the following results: for SGD, there was a 0.8032 probability of the IRR exceeding the Minimum Attractive Rate (MAR). For BESS, the probability of NPV greater than 0 and IRR greater than MAR was equal to 1.

RESUMEN

Este trabajo presenta un análisis comparativo de la viabilidad técnica y económica del suministro de energía eléctrica mediante Sistemas de Generación Diesel (SGD) y Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) en el horario pico para reducir costos en la factura energética del Hospital Universitario de la Universidad Federal de Paraíba (UFPB). Se realizó la recopilación de datos sobre el consumo de energía para identificar el perfil de consumo de la unidad. Se aplicaron los principales indicadores económicos: (VAN), payback, (TIR) y (LCOE). Se utilizó el método de simulación de Monte Carlo (MCS). Se compararon cuatro propuestas SGD y cuatro BESS. La mejor propuesta SGD presentó los siguientes resultados: payback de 11,2 años, VAN de R\$ 252.109,46, TIR de 15,47% y LCOE de R\$ 3.075 y la mejor propuesta BESS, con payback de 9,8 años, VAN de R\$ 1.596.671,33, TIR de 17,58% y LCOE de R\$ 2.134. SMC obtuvo los siguientes resultados: para el SGD, había una probabilidad de 0,8032 de que la TIR superara la Tasa Mínima de Atractivo (MAR). Para BESS, la probabilidad de que el VPN sea mayor que 0 y la TIR mayor que la TMA fue igual a 1.

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um item que está no cotidiano da sociedade, estando presente nas residências, comércios e indústrias. No entanto, o modelo do sistema de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia tem apresentado inconsistências para suprir as demandas dos consumidores considerando vários parâmetros e entre este está o da viabilidade técnica e econômica (Martinez-Bolanos et al., 2020).

Isso leva os consumidores a buscarem estratégias para enfrentar instabilidades no fornecimento de energia elétrica e/ou custos elevados em determinados horários do dia, sendo que uma das maneiras mais utilizadas é o uso de Sistemas de Geração a Diesel - SGD.

Os SGD podem ser utilizados para diferentes tipos de usuários e, especialmente, os que necessitam funcionar ininterruptamente todos os dias do ano, 24 horas por dia ou em períodos quando a energia fornecida pela concessionária é mais cara, por exemplo, em supermercados ou complexos comerciais que abrigam restaurantes, postos de combustíveis, estacionamentos e hospitais (Ijeoma et al., 2023; Martinez-Bolanos et. al., 2020; Vilela et al., 2021).

No caso de Vilela et al. (2021), o custo da eletricidade representa uma parte considerável das despesas de funcionamento, o que realça a importância de pensar constantemente em formas de reduzir esse custo sem perder a qualidade e confiabilidade necessárias à atividade assistencial hospitalar.

Porém, o uso de SGD está associado a diversos inconvenientes tais como elevado custo no litro do diesel e alto valor da pegada de carbono (Ijeoma et al., 2023). Foi justamente na busca por soluções mais alinhadas com os princípios de sustentabilidade que outras fontes alternativas e renováveis passaram a ser desenvolvidas e utilizadas, 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) (Leal et al., 2020).

Um dos critérios mais importantes para definição do sistema de suporte/fornecimento de energia elétrica, além do critério técnico, é o critério econômico. Assim, surge a necessidade de realizar as análises de viabilidade econômica (AVE) (Economic Feasibility Analysis - EFA) que, frequentemente, utilizam técnicas tradicionais e determinísticas como o valor presente líquido (VPL) (Net Present Value - NPV); *payback* (PB); taxa interna de retorno (TIR) (Internal Rate of Return - IRR); custo nivelado de energia (CNE) (Levelized Cost of Electricity - LCOE).

Porém, o modo tradicional, apesar de frequentemente ser utilizado como instrumento gerencial, conforme observado em Carvalho et al. (2019), 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) (Monte Carlo Simulation - MCS).

Este trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade técnica/econômica entre SGD e BESS, durante horário de ponta para a redução da conta de energia elétrica, no Hospital Universitário Lauro Wanderley (HULW) da Universidade Federal da Paraíba. 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.

REFERENCIAL TEÓRICO

CÁLCULO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA

Alguns fatores são essenciais para entender o custo da energia elétrica em HU no Brasil. Hospitais consomem grandes quantidades de energia devido ao regime de funcionamento e à alta demanda de equipamentos médicos sofisticados, como aparelhos de ressonância magnética e tomografia. Devido às grandes cargas utilizadas, a maioria dos hospitais é enquadrada como consumidores de média tensão.

As unidades alimentadas em média tensão, conforme foi visto em Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL, 2022), são inseridas no grupo A, que tem tarifa binômica. A tarifa binômica é formada por preços aplicados na demanda (kW) e também ao consumo energia ativa (kWh) (Caldeira, 2019). O grupo A detém duas modalidades de fornecimento, que são: modalidade tarifária horo sazonal verde e modalidade tarifária horo sazonal azul (Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL], 2021).

Na modalidade azul são aplicadas as tarifas diferenciadas no horário de ponta e fora de ponta tanto para o consumo de energia elétrica como para demanda de potência ativa contratada, e na modalidade verde são aplicadas as tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica no horário de ponta e fora de ponta e uma única tarifa para a demanda de potência ativa (PROCEL, 2022).

A Resolução Normativa 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 de ponta. O horário de ponta é determinado pelo intervalo de três horas consecutivas (ANEEL, 2021).

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).

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, 2022).

O HULW é atendido pela concessionária ENERGISA/PB, com uma demanda contratada na ponta de 640 kW, na fora de ponta de 940 kW, modalidade tarifária azul, categoria A4 e com um fornecimento em média tensão 13,8 kV.

NECESSIDADE DA REDUÇÃO DE CUSTOS NOS HOSPITAIS UNIVERSITÁRIOS DO BRASIL

O que se observa nos HU Federais de forma geral é que os recursos recebidos não são suficientes para todas as demandas reais. Pinheiro e Borges (2019) apontam que é comum a falta de medicamentos, materiais, roupas de cama e insumos em geral, dificultando a execução das tarefas, bem como um número insuficiente de trabalhadores e leitos.

Assim, pensar na economia/otimização/racionalização de determinados custos, como o da energia elétrica, se torna ação estratégica permitindo a realocação de recursos em áreas que

podem ser afetadas por falta de recursos ou mesmo pensar em novos investimentos viabilizadores da melhoria na qualidade do serviço prestado pela instituição.

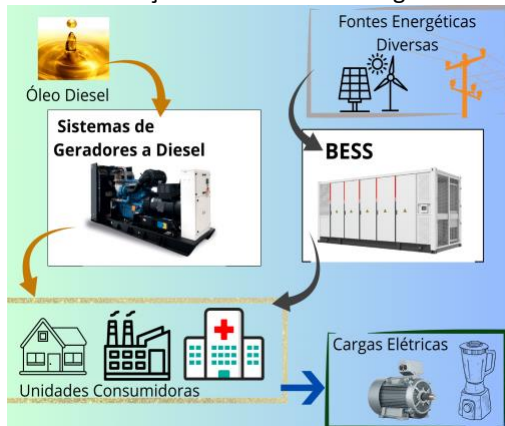
O percentual de consumo de energia elétrica em hospitais pode variar dependendo do tamanho, tipo de equipamentos e serviços oferecidos. Em geral, os custos com energia elétrica podem chegar, conforme visto em Duarte et al. (2020) a 23,7 % dos gastos com operação e manutenção em um hospital. A maior parte do consumo de energia está relacionada à climatização, iluminação e operação de equipamentos médicos. No entanto, hospitais maiores com alta demanda de aparelhos críticos (como ressonância magnética, UTI e refrigeração) tendem a ter percentuais mais elevados.

A racionalização/otimização de insumos como a energia elétrica pode ser realizada de diversas maneiras. Pode ser através da substituição de determinados equipamentos, adequação do horário de funcionamento, políticas de antidesperdício, etc. Destacamos, neste caso, a adequação do suprimento de energia numa análise comparativa de dois sistemas que têm a possibilidade de fornecer energia elétrica para o HU/UFPB.

SISTEMAS PARA FORNECIMENTO DE ENERGIA

Na Figura 1 é apresentada de forma simplificada a conexão entre fontes energéticas, SGD e BESS, sendo evidenciado que o uso de tanto um quanto o outro tem o objetivo de atender às unidades consumidoras como residências, indústrias e hospitais que, por sua vez, possuem cargas elétricas tais como: motores, refrigeradores e liquidificadores.

Figura 1. O SGD, o BESS e suas relações entre fontes energéticas e unidades consumidoras



Fonte: Autores (2024). Criado com a plataforma Canva (<https://www.canva.com>).

Destaca-se a importância do BESS no uso de fontes energéticas alternativas e renováveis, uma vez que, permite o acúmulo da energia gerada para ser utilizado em momentos que não existiria essa fonte como é o caso de um sistema de energia solar que é capaz de acumular energia durante o dia e pode ser acoplado a um BESS que vai armazenando energia para ser utilizado à noite.

SISTEMAS DE GERAÇÃO DIESEL (SGD)

Sistema de Geração Diesel são máquinas que produzem eletricidade queimando combustíveis a diesel. Essas máquinas úteis usam uma combinação de um motor a diesel e um gerador elétrico para produzir eletricidade. O sistema converte a energia química contida no combustível diesel em energia mecânica por meio da combustão (Pereira, 2011).

Os SGD são utilizados para fornecer energia elétrica em momentos de necessidade, como cortes de energia, quedas de energia e quaisquer outras interrupções na energia principal.

Elas também são usadas como a principal fonte de energia em sistemas de gerenciamento de energia adequadas às questões tarifárias, devido à capacidade de serem ligadas e desligadas rapidamente, sem qualquer tempo de atraso, eventos e muito mais.

Existem muitas configurações de geradores a diesel, desde pequenas gerações a geradores portáteis, mas todos funcionam da mesma maneira e têm os mesmos componentes principais (Rauniyar et al., 2021).

Os 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 24 h/dia com carga constante (Pereira, 2011).

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS

Um sistema de armazenamento de energia elétrica por baterias (Battery Energy Storage Systems - BESS) pode ser definido como um conjunto de dispositivos projetados para armazenar e liberar energia elétrica por meio de baterias. Esse sistema tem como objetivo melhorar a estabilidade e a eficiência de redes elétricas, otimizar o uso de fontes de energia renováveis e fornecer *backup* de energia. O BESS é composto por uma ou mais baterias, sistemas de gerenciamento, inversores, e outros componentes que permitem o controle e o gerenciamento da energia armazenada (Salvadori et al., 2024; Caldeira et al., 2019).

O BESS é um mecanismo importante na ampliação da capacidade dos sistemas de geração e distribuída, pois, essa tecnologia consegue unificar recursos energéticos convencionais e renováveis (Salvadori et al., 2024; Caldeira et al., 2019).

As baterias são formadas por um arranjo de células conectadas em série e/ou em paralelo dependendo da tensão e do nível da corrente desejados. Esse agrupamento de células converte energia química em energia elétrica e Linden (2005) define alguns parâmetros importantes que servem como referência:

- O estado de carga (State of Charge - SOC) é a capacidade de que a bateria pode ser descarregada em certo período;
- 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 é a vida útil da bateria. A vida útil é determinada pelo número de ciclos de carga e descarga que ele pode realizar.

MENSURAÇÃO DO PERFIL DE CARGA DO HU

De acordo com Queiroz (2011), a análise da curva de carga auxilia o planejamento do setor energético, tanto técnica quanto economicamente, propiciando a alocação otimizada de recursos na expansão da malha de distribuição e proporciona subsídios para a concessionária realizar uma contratação prévia de demanda, principalmente no horário de ponta, buscando maior eficiência do sistema.

Além disso, o perfil de carga da unidade consumidora de energia deve ser analisado, com a finalidade de verificar se há um consumo expressivo de energia nos horários de tarifas mais caras (Albuquerque et. al., 2020).

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

O estudo de análise de viabilidade econômica é uma avaliação detalhada que visa determinar se um projeto ou investimento é financeiramente viável, considerando riscos e benefícios. Ele envolve uma análise de custos, receitas, retorno esperado e outros indicadores financeiros para ajudar na tomada de decisão. Dentro dos principais parâmetros econômicos utilizando destaca-se o *payback* (PB), o VPL e TIR (Ribeiro et al., 2017).

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).

DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DO SGD E BESS

O SGD será adotado como fonte auxiliar para alimentar a unidade durante o horário de ponta, no horário fora de ponta a concessionária fornecerá a energia para a unidade. A determinação do modelo do gerador 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.

A estratégia para dimensionar o BESS foi selecionar uma tecnologia de bateria que seja compatível com o sistema da unidade 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 será dimensionado pela Equação (1), adaptada de Abubakar (2020), onde foram considerados os fatores mais comuns para análise geral:

$$Bat_{size} = \frac{E_{diária} \times D_{autonomia}}{DoD} \quad (1)$$

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

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA APLICADA A ESCOLHAS ENERGÉTICAS

Na literatura especializada existem diversos trabalhos que realizam a análise de viabilidade econômica procurando identificar as melhores soluções entre determinadas fontes energéticas, sejam elas, alternativas, renováveis ou nenhuma dessas.

Como é o caso dos trabalhos que estudam a utilização de energia solar, para substituir o uso de geradores a diesel que funcionam nos momentos de fornecimento insuficiente das empresas distribuidoras de energia ou no caso de falhas ou ainda nos intervalos com tarifas altas, conforme tratado em Ijeoma et al. (2023) que realizaram um estudo num grande supermercado.

Já em Martinez-Bolanos et al. (2020) é apresentada a análise econômica da troca de gerador a diesel por quatro diferentes tecnologias de baterias: (i) chumbo-ácido (OPzS); (ii) níquel-cádmio (NiCd); (iii) Íons de Lítio (Li-NCA); e (iv) Redox Flow (FeCr). Neste trabalho os autores utilizaram o *software* HOMER Energy TM nas simulações verificando que para um consumidor comercial conectado à rede de média tensão na cidade de Campinas (Brasil), nenhum dos tipos de bateria analisados foi economicamente atraente como substituto dos SGD.

Mas independentemente sobre que tipos de fontes de energias estão sendo abordadas nos estudos de viabilidade econômica existem ferramentas ou técnicas frequentemente utilizadas como a análise do fluxo de caixa; o VPL; *payback*; TIR; LCOE e o custo de ciclo de vida (Ijeoma et al., 2023; Vilela et al., 2021; Jaramillo-Cardona et al., 2022).

Esses métodos são baseados em modelos determinísticos que estabelecem, segundo Assis et al. (2019), “a relação racional a qual pode ser lógica ou matemática precisa entre as variáveis envolvidas, devido ao grau de conhecimento relativamente alto do sistema sob estudo”.

Neste ponto convém refletir se quando o VPL, *payback*, LCOE ou qualquer outro indicador determinístico está sendo calculado em alguma Avaliação Econômica, o atento avaliador tem conhecimento relativamente alto dos valores das variáveis envolvidas.

Assim, diante das incertezas que determinados cenários de análises econômicas nos trazem, diversos autores recomendam a utilização de modelos probabilísticos, procurando minimizar as deficiências do processo de tomada de decisão determinístico e se aproximando mais da realidade (Carvalho et al., 2019).

Os modelos probabilísticos, também chamados de não determinísticos, estatísticos, estocásticos, ou ainda, de aleatórios, são aqueles que procuram explicar ou prever um resultado, geralmente usando probabilidades, sem se preocupar com a precisão de todos os agentes causais ou determinantes do resultado (Assis et al., 2019).

E uma das técnicas, que faz uso do conceito do modelo probabilístico, bastante utilizada na Análise Econômica que envolve escolha de fontes energéticas é a Simulação de Monte Carlo (SMC).

ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa (FC) é uma previsão das receitas e das despesas durante o período da vida útil de um projeto. No caso de projetos que utilizam fontes que reduzem o consumo de energia elétrica, as receitas são os valores economizados nas faturas pagas à concessionária, enquanto as despesas são todos os investimentos desde a aquisição, instalação e manutenção dos equipamentos (Ross et al., 2022).

Em Jaramillo-Cardona et al. (2022) foi utilizada a análise de FC e VPL para realizar um estudo técnico-econômico e determinar a viabilidade econômica de projetos baseados em Pequenas Turbinas Eólicas (Small Wind Turbines - SWT), considerando a disponibilidade de recursos eólicos na Colômbia.

PAYBACK

Existem duas formas de classificar e calcular o *payback* (PB), sendo eles: PB simples (PBs) e PB descontado (PBd) (Carvalho et al., 2019). O PBs é o tempo em que o FC acumulado do investimento seja igual ou maior que o custo do investimento (Ross et al., 2022). O período de PBs pode ser encontrado dividindo-se o investimento inicial pela entrada de caixa anual (Titman et al., 2009), conforme a Equação (2):

$$PBs = \frac{I}{FC} \quad (2)$$

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

E para calcular o PB descontado do projeto, primeiro descontamos cada um dos FC a uma taxa de desconto, em seguida calculamos quanto tempo leva para que os FC descontados igualem o investimento inicial (Ross et al., 2022; Carvalho et al., 2019). O FC descontado que será aplicado no (PBd) pode ser calculado de acordo com a Equação (3):

$$FCd = \sum \frac{FC}{(1+r)^t} \quad (3)$$

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

De acordo com Titman et al. (2009), quando usamos o período de PB para tomar decisões de aceitação ou rejeição, se aplicam os seguintes critérios:

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

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

O VPL é a soma de todos os FC demonstrados em valor presentes até o fim do período de análise que indica o lucro de um investimento. Para o cálculo do VPL, os FC do projeto são atualizados a um valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros (Caldas, 2017), de acordo com a Equação (4):

$$VPL(n) = \sum \frac{FCt}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (4)$$

sendo: FC₀ - FC inicial do projeto (investimento inicial em R\$); FC_t - FC de caixa no período n (em R\$); t - tempo (anos); r - taxa de mínima de atratividade ou 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 > que 0, aceitar o projeto;
- Se o VPL < que 0, rejeitar o projeto;
- Se o VPL = 0, projeto economicamente indiferente.

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. Essa é conhecida como Taxa Mínima de Atratividade - TMA (Casarotto & Kopittke, 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 (Titman et al., 2009; Rocha et al., 2018; Coelho et al., 2023; Lima et al., 2024).

Para se chegar a seu resultado na literatura especializada são vistas diversas equações e algumas delas foram apresentadas em Rocha et al. (2018) quando da avaliação de um projeto de microgeração eólica. O WACC pode ser determinado pela Equação (5):

$$WACC = k_d D(1-\tau) + k_e E \quad (5)$$

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 e o τ - Taxa marginal do imposto para se determinar k_d e k_e utilizam-se as Equação (6) e (7) a seguir:

$$k_d = R_f + pRisk + RB \quad (6)$$

$$k_e = R_f + \beta (RM - R_f) + RB \quad (7)$$

sendo: R_f - 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; e o 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 & Araújo et al., 2009).

Porém, nos casos em que o projeto é financiado integralmente com o capital próprio, segundo Famá e Perobelli (2024), 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 8.

$$k_e = R_f + \beta (R_M - R_f) \quad (8)$$

TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A TIR é um dos parâmetros mais usados 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 (Ribeiro et al., 2017). A TIR é uma medida relativa, expressa em percentual, que demonstra a rentabilidade de um projeto que está sendo analisado (Caldas, 2017). Igualando a zero a Equação (4), teremos as Equações (9) e (10):

$$0 = -FCO + \sum \frac{FCt}{(1+TIR)^t} \quad (9)$$

$$FCO = \sum \frac{FCt}{(1 + TIR)^t} \quad (10)$$

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

CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)

O LCOE é um parâmetro que demonstra o custo unitário da energia gerada, dado em unidades monetárias por unidade de energia (\$/kWh) (Lazzarin, 2023). 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. O LCOE pode ser determinado pela Equação (11):

$$LCOE = \frac{\sum \frac{It+O&Mt+Ft}{(1+i)^t}}{\frac{Et}{(1+i)^t}} \quad (11)$$

sendo: I_t - despesas com investimentos no ano t (em R\$); $O\&M_t$ - 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 (Nisa, 2014). 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).

SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

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

Em Coelho et al. (2023) foram comparadas as opções de se expandir a capacidade de geração à diesel versus um sistema PV-Diesel-Bateria na comunidade indígena Maruwai que está localizada no estado de Roraima (Brasil).

Já em Rocha et al. (2021) foi realizada a análise econômica do consumo de energia elétrica do Instituto Federal do Norte de Minas Gerais (Campus 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.

E para se realizar a SMC é comum o uso de *softwares* como o Oracle Crystal Ball®, conforme pode ser visto em Askari et al. (2024), onde foram realizadas 10 mil interações ou o *software* R®, observado em Fils, Kapessidou, Linden e Guntz (2023), executando 5 mil simulações e o Risk Simulator®, conforme pode ser visto em Mercado, Bastidas e Gómez (2024), quando 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 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 variável de saída VPL.

No caso descrito acima com atribuição de 3 valores (1 central, 1 à direita deste e outro à esquerda do primeiro) se refere à distribuição de probabilidade triangular, porém existem outros como a lognormal.

METODOLOGIA

O estudo aqui apresentado foi realizado a partir dos dados relacionados ao consumo e demanda de energia elétrica do Hospital Universitário Lauro Wanderley, localizado no Campus I da Universidade Federal da Paraíba e na cidade de João Pessoa, capital da Paraíba, que faz parte do Nordeste brasileiro.

Esse hospital foi inaugurado em 1980 e, atualmente, faz parte da Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares. Conforme a Lei nº 12.550, de 15 de dezembro de 2011, trata-se de uma empresa pública que possui diversas finalidades, entre as quais a prestação de serviços gratuitos de assistência médico-hospitalar, ambulatorial e de apoio diagnóstico e terapêutico à comunidade.

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 (Figura 2).

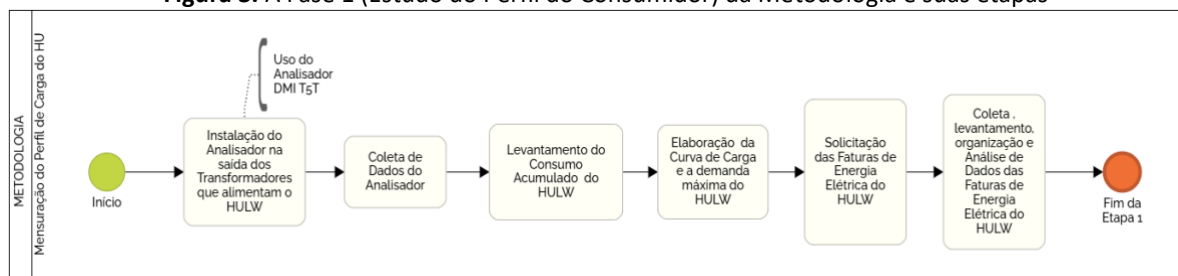
Figura 2. As Fases constituintes da Metodologia



Fonte: Autores (2024).

Na primeira fase foram seguidas as etapas apresentadas na Figura 3, onde observa-se que o processo de análise/estudo se inicia com a instalação do Analisador de Energia ISSO-DMI-T5TTM, utilizado para as medições dos dados de consumo de energia, demanda, tensão, corrente e fator de potência.

Figura 3. A Fase 1 (Estudo do Perfil do Consumidor) da Metodologia e suas etapas



Fonte: Autores (2024).

O analisador de energia foi configurado para um período de medição de 24 h/dia, durante 7 dias e atendendo a resolução normativa ANEEL nº 1.000, foram realizadas medições das grandezas elétricas em intervalos de 15 minutos, registrando a maior demanda de potência ativa injetada ou requerida do sistema elétrico. 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 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 há um mês, chegando-se a um valor inicial de referência mensal.

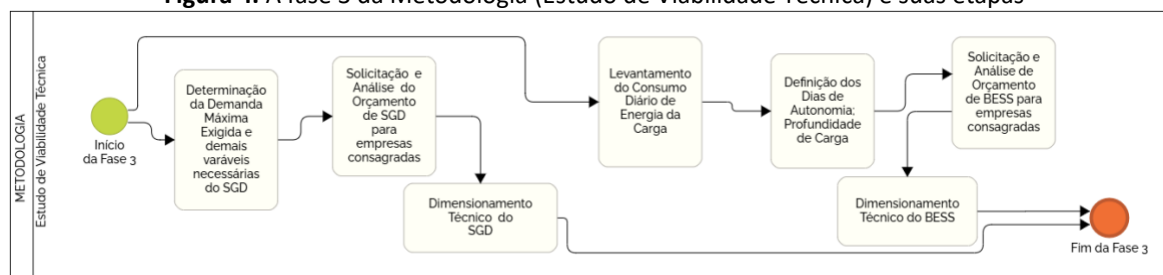
Num segundo momento foi solicitado ao setor de Engenharia do HULW as faturas de energia elétrica do período de um ano e os dados foram organizados numa tabela com consumo, demanda, demanda contratada e demanda faturada, tanto no horário de Ponta quanto no horário Fora de Ponta, de forma que foi possível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

Quanto à terceira fase, é apresentado o fluxograma na Figura 4, onde pode ser visto 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 consagradas”.

Figura 4. A fase 3 da Metodologia (Estudo de Viabilidade Técnica) e suas etapas



Fonte: Autores (2024).

Para o BESS, foi possível executar a etapa de “Dimensionamento Técnico do BESS”, a partir da execução das etapas anteriores, que foram: Levantamento do Consumo Diário de Energia da Carga; 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.

Assim, nesta fase 3, foi possível se chegar as características necessárias para que o HULW pudesse ser suprido no horário de ponta considerando a demanda e consumo estimado, porém uma coisa é se chegar a valores teóricos e outra coisa é o que o mercado oferece em nível de soluções tecnológicas, e neste ponto foram consultados fornecedores conceituados tanto de SGD quanto de BESS, que foram informados das características que eram desejadas e à partir do que tinham disponíveis, esses fornecedores enviaram cotações que os dados estarão presentes nos resultados, tendo o nome das empresas omitidas para não distorcer o caráter acadêmico da pesquisa.

Mas é na quarta e última fase que 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.

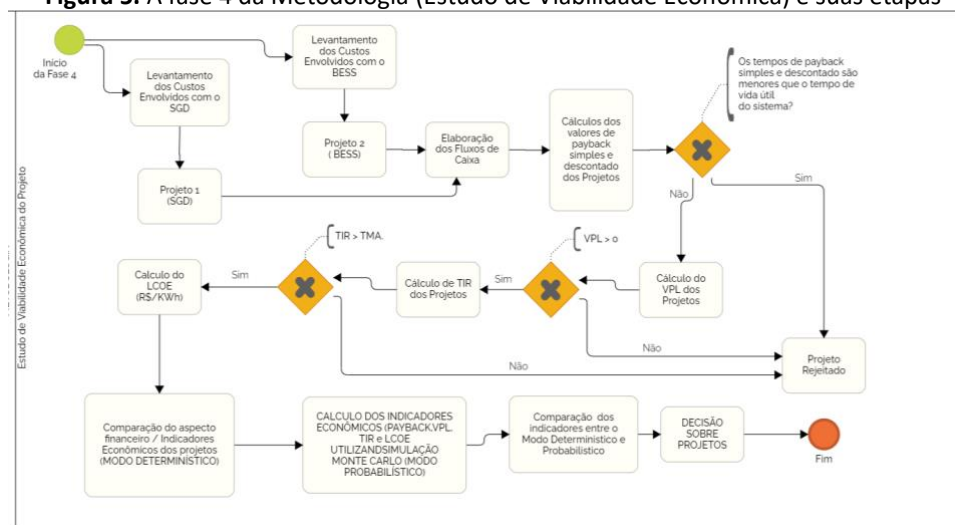
Com relação a esses indicadores eles foram avaliados considerando os seguintes critérios:

Payback - foi avaliado se os tempos de Payback Simples e Descontado são menores que o tempo de vida útil dos sistemas avaliados, sendo esses 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 seguido-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 isso 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 dessas 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 5).

Figura 5. A fase 4 da Metodologia (Estudo de Viabilidade Econômica) e suas etapas



Fonte: Autores (2024).

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.

RESULTADOS

ESTUDO DO PERFIL DO CONSUMIDOR

Os dados do consumo acumulado semanal e mensal, e da demanda máxima tanto no horário de ponta como no horário de fora de ponta obtidos na primeira etapa foram agrupados na Tabela 1. O consumo mensal foi calculado pela divisão do consumo semanal por sete, para encontrar o valor de um dia (útil) e multiplicado pelo valor médio de dias de um ano, que é fruto da divisão da quantidade de dias de um ano (365) pela quantidade de meses (12).

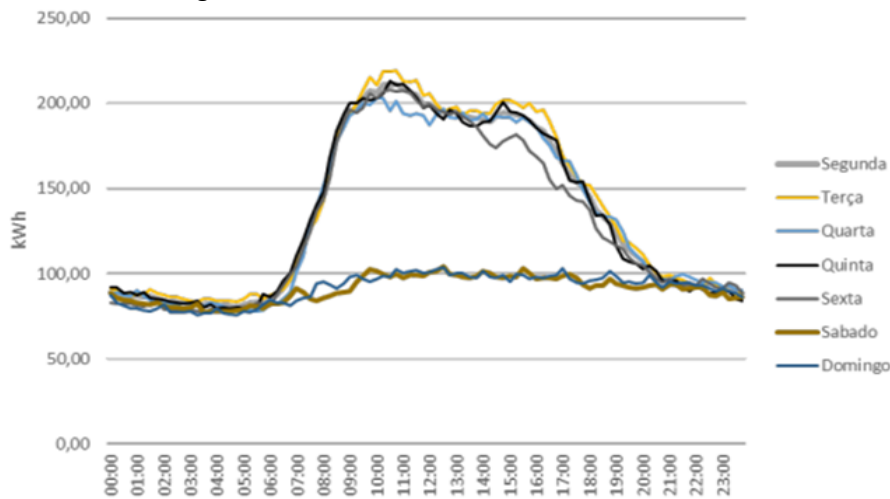
Tabela 1. Consumo acumulado semanal e mensal

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

Fonte: Autores (2024).

A curva de carga (Figura 6) foi construída a partir da Tabela dos dados retirados da medição, nela é possível observar o comportamento de consumo diário durante período de uma semana. Ela mostra um consumo que se inicia às 06:30, atingindo um pico máximo de consumo às 09:30, em seguida é levemente atenuado por volta das 12:30, permanecendo um patamar até as 16:30, passando a ser reduzido significativamente até das 20 h. 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 8 h às 17 h. 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.

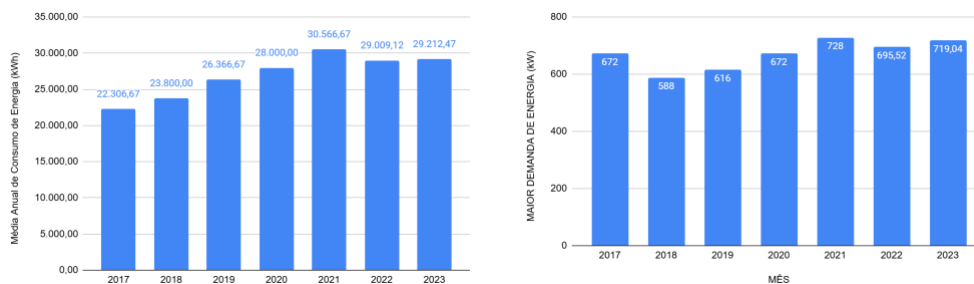
Figura 6. A Curva de consumo da unidade analisada



Fonte: Autores (2024).

Dando continuidade no estudo do perfil do consumidor foi realizado o levantamento do consumo e demanda do HULW, através das faturas da concessionária que foram disponibilizadas, sendo que alguns destes dados foram organizados em Tabelas e posteriormente em Gráficos (Figura 7).

Figura 7. Consumo Médio (kWh) e Demanda Máxima(kW) de Energia Coletados das Faturas do HULW



(a) Média Anual de Consumo de Energia(kWh)

(b) Maior Demanda Mensal no Ano(kW)

Fonte: Autores (2024).

Na Figura 7(a) é possível se observar em relação ao consumo médio que foi calculado a partir das médias de todos os meses de cada ano que entre 2017 a 2021 houve uma tendência de aumento nesse consumo, que foi interrompida em 2022, quando ocorreu uma redução de 5,1% em relação ao ano anterior, observando-se em 2023 um leve aumento de 0,7% em relação ao ano anterior.

Portanto, se considerarmos a diferença percentual de determinado ano para o subsequente, a média entre 2017 a 2023 foi de 4,74%, porém se considerarmos as variações percentuais entre 2021 e 2023 (período que observa certa estabilidade, esta média seria de 1,59%).

Vale lembrar que o dito a pouco se referiu à média, pois em relação aos valores máximos de Consumo, estes chegaram ao valor de 36.400 kW em março de 2021.

Já na Figura 7(b) observasse a maior demanda de energia mensal que ocorreu dentro dos anos em destaque e se for desconsiderado o ano de 2017, o comportamento da demanda se assemelha ao do consumo, pois existe uma tendência de crescimento entre os anos 2018 e 2021, que também é cessada em 2022 e, além disso, verifica-se uma certa estabilidade entre 2021 e 2023.

Neste caso, considerando a diferença percentual de determinado ano para o subsequente, a média entre 2017 a 2023 foi de 1,43%, porém se considerarmos as variações percentuais entre 2021 e 2023 (período que observa uma certa estabilidade, esta média seria de 2,42%).

ESTUDO DA OPÇÃO TARIFÁRIA

Os valores das tarifas de TUSD e TE foram baseados de acordo com o reajuste tarifário anual de 2024, onde o valor final da tarifa é a soma dos valores de TUSD e TE em seus respectivos postos tarifários, caso seja aplicável (Tabela 2).

Tabela 2. Cálculo das tarifas de energia nas modalidades tarifárias verde e azul

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	32,42
Modalidade tarifária - azul		
Consumo fora ponta (R\$)	0,28655	0,37575
Consumo ponta (R\$)	0,42014	0,55093
Demanda fora ponta (R\$)	24,72	32,42
Demanda ponta (R\$)	48,77	63,95

Fonte: Autores (2024).

Os tributos como PIS, COFINS e ICMS foram obtidos do site da concessionária Energisa/PB, tendo como mês de referência novembro de 2024, com os valores de 0,6771%, 3,0729% e 20%, respectivamente. Através dos dados disponibilizados foi realizada a simulação das diferentes modalidades Tarifárias com impostos aplicados.

ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA SOLICITAÇÃO 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 700 kW (760 kVA) e tivessem capacidade de gerar/abastecer um consumo de 1.400 kWh (diário).

PROPOSTAS RECEBIDAS DAS EMPRESAS DE SGD

Após o recebimento dos orçamentos das empresas de SGD, organizados na Tabela 3, onde pode ser visto que a E2-SGD, diferentemente das outras, ofereceu tanto um orçamento com 1 grupo de gerador quanto com 2.

Tabela 3. Características dos SGD contidos nas Propostas recebidas

	E1-SGD	E2-SGD (Proposta 1)	E2-SGD (Proposta 2)	E3-SGD
Quantidade de Grupo(s) Gerador(es)	1	2	1	1
Potência Emergência (kVA)	700			850
Potência Principal ou Contínua ou Prime(kVA)	635	900 (02 grupos geradores 450 kVA)	880	773
Fator de Potência-Alternador	0,8	0,8	0,8	0,8
Tensão - Alternador (VCA)	380/220	440/254 v	440/254V, 380/220V, 220/127V.	380/220
Consumo do Motor a Diesel (l/h) a 100 % de carga	141	90	160	150,14
Tanque - Capacidade(l)	200	400	500	900
Tanque (Material)	Tanque metálico com reservatório interno em polietileno	Polietileno	Polietileno	Polietileno

Fonte: Autores (2024).

É importante que se diga que todos os geradores funcionam a 60 Hz e os motores são trifásicos e com 6 cilindros.

CUSTOS DOS SGD

Os valores dos SGD que foram apresentados nas Propostas citadas na seção anterior estão expostos na Tabela 4, 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 4. Custos dos SGD

	E1-SGD	E2-SGD (Proposta 1)	E2-SGD (Proposta 2)	E3-SGD
Custo do produto	R\$ 549.430,00	R\$ 1.350.000,00	1.200.000,00	R\$ 713.104,00

Fonte: Autores (2024).

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.

PROPOSTAS RECEBIDAS DAS EMPRESAS DE BESS

Após o recebimento dos orçamentos das empresas de BESS, organizados na Tabela 5, onde pode ser visto que a E3-BESS, diferentemente das outras, ofereceu 2 Propostas.

Tabela 5. Características dos BESS contidos nas Propostas recebidas

	E1-BESS	E2-BESS	E3-BESS Proposta 1	E3-BESS Proposta 2
Demanda Fornecida pelo Inversor	1000 kW	1000 kW	594 kVA	1000 kW
Energia total nominal kWh	1518		1500	2200
Tecnologia das baterias	baterias de fosfato de ferro e lítio (LFP)	baterias de fosfato de ferro e lítio (LFP)	baterias de fosfato de ferro e lítio (LFP)	baterias de fosfato de ferro e lítio (LFP)
Vida útil	15 anos para uso de 1 ciclo por dia	6000 Ciclos para DoD de 80% a 25°C	6000 ciclos a 0,5 C, 25 °C e SOH de 70%	15 anos para uso de 1 ciclo por dia
Sistema contra incêndio	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: Autores (2024).

CUSTOS DOS 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.

Tabela 6. Custos dos BESS

	E1-BESS	E2-BESS	E3-BESS Proposta 1	E3-BESS Proposta 2
Valor do BESS	R\$ 3.057.057,00	R\$ 4.623.756,09	R\$ 3.333.884,52	R\$ 4.487.226,09
Capacidade da bateria	1404 kWh	1935 kWh	1500 kWh	2.256kWh
Custo do kWh	R\$2.177,39 /kWh	R\$ 2.389,54 / kWh	R\$ 2.222,59/kWh	R\$ 1.989,01/kWh

Fonte: Autores (2024).

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

O HULW é atendido pela concessionária ENERGISA/PB, com uma demanda contratada na ponta de 640 kW, na fora ponta de 940 kW, modalidade tarifária contratada é a Azul, categoria A4 e com um fornecimento em média tensão 13,8 kV.

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 citam quantidade de anos, mas cita os 6 mil 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.

CÁLCULO DA TMA

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 (ke) 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 na Secretaria de Estado da Infraestrutura e dos Recursos Hídricos do Governo da Paraíba (SEIRH-PB, 2024) e que foi considerado como uma variação da equação 8, pois em relação a esta utiliza o $R'f$ que é a Taxa livre de risco histórica e acrescenta a RB que já foi esclarecida em parte anterior.

$$ke = Rf + \beta (RM - R'f) + RB \quad (11)$$

Este ke foi calculado a partir dos valores da Tabela 7 o que resultou no valor de 10,76% - que foi a TMA adotada.

Tabela 7. Valores utilizados para calcular a TMA (ke)

Sigla	Valor	Descrição/Origem
β	0,7	Green & Renewable Energy - unlevered beta (05/01/2023)
RB	2,09%	EMBI+_Risco Brasil do dia 8/9/2023
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

Fonte: Adaptado de SEIRH-PB (2024).

Neste ponto, é importante citar que apesar de geradores a diesel não ter nada a ver 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 esses e futuros projetos. Lembrando que enquanto o Beta relacionado à 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, o que não interessou ao objetivo deste trabalho.

RESULTADOS DOS PRINCIPAIS INDICADORES ECONÔMICOS

De acordo com os valores obtidos dos equipamentos do SGD e BESS, foram estimados 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% do valor total do preço dos equipamentos principais dos sistemas e 2% para os custos com material elétrico, sendo assim, a soma desses valores corresponde ao montante do preço do investimento inicial. A Tabela 8 mostra o custo inicial do investimento em relação ao SGD e ao BESS, respectivamente.

Tabela 8. Levantamento do custo inicial do investimento do SGD e BESS

Levantamento do custo inicial do investimento - SGD				
Orçamentos	E1 - SGD	E2 - SGD (Proposta 1)	E2 - SGD (Proposta 2)	E3 - SGD
Custo do equipamento (R\$)	549.430,00	1.350.000,00	1.200.000,00	713.104,00
Engenharia, instalação e material (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 (Proposta 1)	E3 - BESS (Proposta 2)
Custo do equipamento (R\$)	3.057.057,00	4.623.756,09	3.333.884,52	4.487.226,09
Engenharia, instalação e material (R\$)	305.705,7	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

Fonte: Autores (2024).

Além do mais, foi levado em conta o custo de manutenção dos sistemas com o valor de 1,5% em relação ao custo do equipamento. Considerando que a energia sofrerá reajustes anuais, para este trabalho foi usado um reajuste de 5% ao no valor da energia elétrica, essa taxa foi retirada da resolução homologatória da ANEEL nº 3378, de 27 de agosto de 2024.

Também foi adotado o reajuste anual de 5% para o combustível diesel. Tomou-se como 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. Como base de preço do diesel para distribuição foi R\$ 6,21 por litro, foi consultada a 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 operação e manutenção também sofrerá reajustes anuais, outro parâmetro importante é a perda de rendimento do sistema, que foi aplicado o valor de 2% ao ano e a TMA aplicada foi a de 10,76%.

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 (Tabela 9).

Tabela 9. Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias verde e azul

Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias verde				
	E1 - SGD	E2 - SGD (Proposta 1)	E2 - SGD (Proposta 2)	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)	2,814	3,932	3,494	3,075
Análise de viabilidade econômica do SGD - Modalidades tarifárias azul				
	E1 - SGD	E2 - SGD (Proposta 1)	E2 - SGD (Proposta 2)	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%	-	-	-10,96%
LCOE (R\$/kWh)	2,813	3,930	3,493	3,075

Fonte: Autores (2024).

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 (Tabela 10).

Tabela 10. Análise de viabilidade econômica do BESS - Modalidades tarifárias verde e azul

Análise de viabilidade econômica do BESS - Modalidades tarifárias verde				
	E1 - BESS	E2 - BESS	E3 - BESS (Proposta 1)	E3 - BESS (Proposta 2)
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	E3 - BESS (Proposta 1)	E3 - BESS (Proposta 2)
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	2,278	2,881

Fonte: Autores (2024).

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 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 (Modalidade Verde), apresentando entre seus pares, o menor *payback*, maior VPL de valor acima do zero; maior TIR e menor LCOE.

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 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.

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 Simulator® e após a Criação de perfil com 5 mil tentativas. Nas próximas seções serão destacadas as etapas que foram interpretadas como indispensáveis para a compreensão da operacionalização da SMC ocorrida.

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 (Tabela 11), sendo consideradas as distribuições de o tipo Triangular, o valor mais provável o valor utilizado no estudo anterior (determinístico), e a partir deste foi retirado 10% para se chegar ao valor mínimo e acrescentado o mesmo valor para chegar ao valor máximo.

Tabela 11. Definição das Variáveis e Valores de Entrada na SMC

Célula	Variável de Entrada	Tipo de Distribuição	Mínimo	Mais provável	Máximo
D42	Aumento percentual de Energia (Eletricidade e Diesel) ao ano (%)	Triangular	4,5	5,00	5,5
H48	Consumo do gerador a diesel (l/h)		135	150	165
D44(SGD)/D45(BESS)	Custo de Capital (TMA) (%)		9,684	10,76	11,836
D45	Degradação o sistema (%)		1,8	2,00	2,2
D43	Despesas com operação e manutenção no ano (%)		1,35	1,5	1,65
F50	Eficiência Round-trip do BESS (%)		74	82	90
F43	Energia útil por dia do BESS (kWh)		1260	1400	1540
H42	Energia útil por dia do SGD (kWh)		1350	1500	1650

Fonte: Autores (2024).

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.

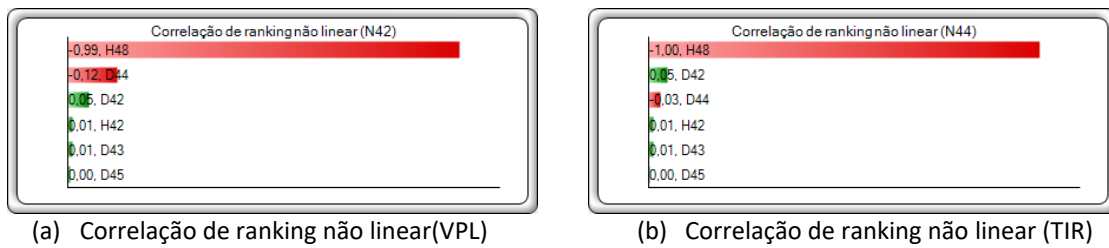
SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO PARA A PROPOSTA MAIS VIÁVEL DE SGD

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 11, 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.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE (A.S) PARA IDENTIFICAR QUE VARIÁVEIS DE ENTRADA SÃO RELEVANTES - SGD ESCOLHIDO

As Figuras 8(a) e 8(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 de cor verde são correlações positivas e as de cor vermelha são negativas, dessa maneira pode ser visto que existe uma forte correlação negativa nos dois casos para a célula H48 (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) referente à célula D44 e ao aumento percentual de energia (eletricidade e diesel) ao ano.

Figura 8. Análise de Sensibilidade das variáveis de entrada em teste e relacionadas com o VPL e TIR(SGD)



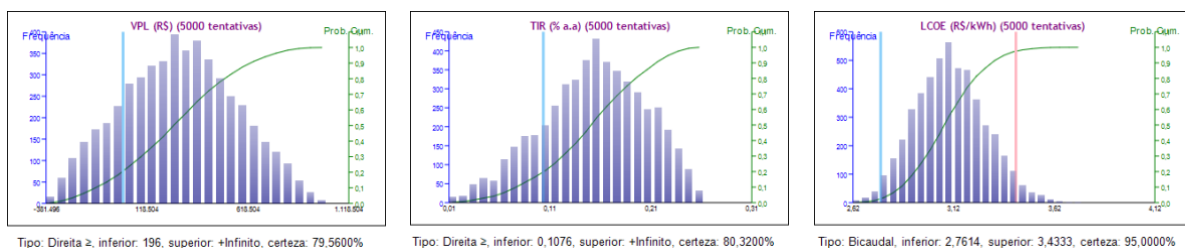
Fonte: Autores (2024).

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.

EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO COM AS VARIÁVEIS IDENTIFICADAS COMO RELEVANTES NA A.S. E INTERPRETAÇÃO-SGD

Na Figura 9 são apresentados os histogramas gerados a partir das SMC realizadas, onde pode ser visto na Figura 9(a) que existe 79,56% de chance do VPL ser maior do que zero, além disso, é possível verificar na Figura 9(b) que existe 80,32% de chance da TIR ser maior do que a TMA de 10,76% e a partir da Figura 9(c) que possibilita a afirmação que existe 95% de chance que o LCOE seja entre R\$ 2,7614 e R\$ 3,4333.

Figura 9. Histogramas gerados nas SMC associadas as previsões de VPL, TIR e LCOE-SGD



a)Histograma para a SMC do VPL (b)Histograma para a SMC do TIR (c)Histograma para a SMC do LCOE

Fonte: Autores (2024).

E, para finalizar as inferências sobre a SMC do SGD escolhido, na Tabela 12 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.

Tabela 12. 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

Fonte: Autores (2024).

Nesta Tabela acima 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.

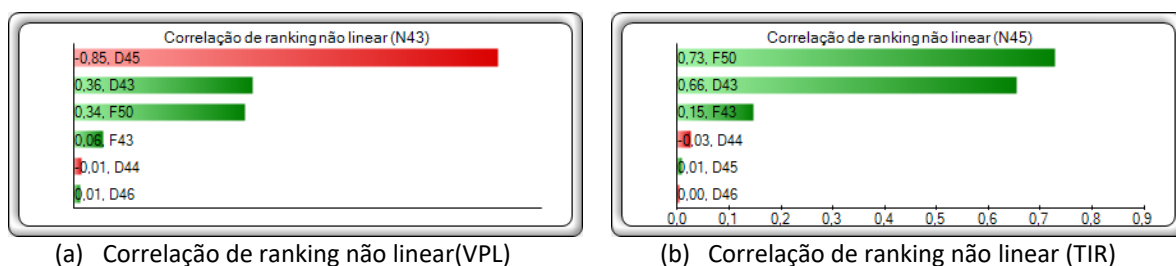
SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO PARA A PROPOSTA MAIS VIÁVEL DE BESS

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 11, 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.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE (A.S) PARA IDENTIFICAR QUE VARIÁVEIS DE ENTRADA SÃO RELEVANTE-BESS ESCOLHIDO

Considerando o que já foi exposto anteriormente e a partir da Figura 10 as variáveis de entrada que irão permanecer no modelo SMC referente ao VPL do BESS escolhido serão as referentes às células D45, D43 e F50, respectivamente correspondentes a 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 D45 tem uma forte correlação negativa (-0,85 de -1 possível) com o VPL deste projeto.

Figura 10. Análise de Sensibilidade das variáveis de entrada em teste e relacionadas com o VPL e TIR (BESS)



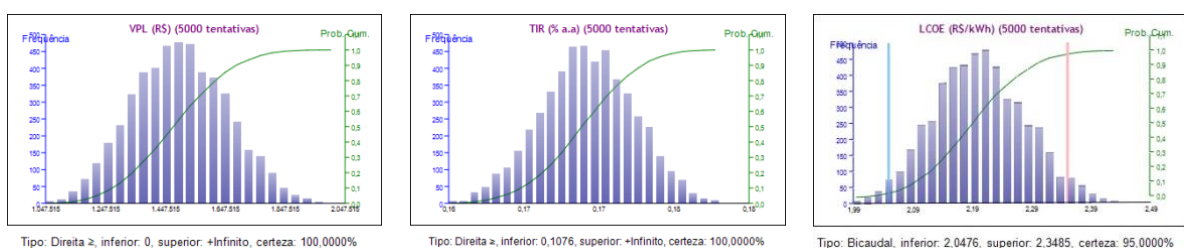
Fonte: Autores (2024).

Já em relação a TIR (Figura 10(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).

EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO COM AS VARIÁVEIS IDENTIFICADAS COMO RELEVANTES NA A.S. E INTERPRETAÇÃO-BESS

Na Figura 11 são apresentados os histogramas gerados a partir das SMC realizadas, (Figura 11(a)) que existe 100% de chance, ou melhor, probabilidade de valor 1 do VPL ser maior do que zero. Além disso, é possível verificar (Figura 11(b)) que existe probabilidade no valor de 1 da TIR ser maior do que a TMA de 10,76% e a partir da Figura 11(c) que possibilita a afirmação que existe 95% de chance que o LCOE fique entre R\$ 2,0476 e R\$ 2,3485.

Figura 11. Histogramas gerados nas SMC associadas as previsões de VPL, TIR e LCOE-BESS



(a)Histograma para a SMC do VPL

(b)Histograma para a SMC do TIR

(c)Histograma para a SMC do LCOE

Fonte: Autores (2024).

Quanto ao *payback*, a SMC realizada considerando as variações referentes às entradas Custo de Capital, Eficiência Round Trip do BESS e Aumento percentual de Energia ao ano foi visto que existe apenas 65,34% de chance do *payback* em questão ser menor ou igual ao que apontou o estudo determinístico, porém existe 90% de chance desse 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 13 é possível verificar estatísticas relacionadas às simulações, onde podemos verificar que a VPL pode chegar até R\$ 1.999.408,61, além disso, o valor mínimo do VPL é positivo.

Tabela 13. 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	1.999.408,61	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

Fonte: Autores (2024).

Além disso, pode ser visto na Tabela 13 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 à escolha pelo Projeto E1-BESS-AZUL.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

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 (1.400 kWh), aplicados no horário de ponta. Essas 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 isso 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 menor LCOE (R\$ 2,0476).

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 chance da TIR ser maior do que a TMA de 10,76%; 0,95 de probabilidade 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 chance (probabilidade de valor 1) do VPL ser maior do que zero e da TIR ser maior do que a TMA de 10,76% e 95% de certeza (probabilidade de 0,95) que o LCOE fique entre R\$ 2,0476 e R\$ 2,3485, 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.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL (2021). *Resolução Normativa Nº 1.000*. Recuperado de <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>

Agência Nacional de Energia Elétrica. (2024). *Resolução nº 3378*. Recuperado de <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243378ti.pdf>

Albuquerque, J. & Rosas, P. (2020). Inclusão de armazenamento de energia para arbitragem.

Askari, M., Soleimani, H., Kamal, B. N., Saeedi, R., Samaneh, A., Ghani, M., Abtahi, M., & Mahmood A. (2024). 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*, 185, 114492. <https://doi.org/10.1016/j.fct.2024.114492>

Assis, J. P. de, Sousa, R. P. de, & Dias, C. T. dos S. (2019). Glossário de estatística (901p.). Mossoró: *Edufersa*. Recuperado de https://livraria.ufersa.edu.br/wp-content/uploads/sites/165/2019/07/Glossario-de-Estatistica_2019-1.pdf

Bonacim, C. A. G. & Araujo, A. M. P. de. (2009). Valor econômico agregado por hospitais universitários públicos. *Revista de Administração de Empresas - RAE*, 49(4), 419-433. Recuperado de <https://www.scielo.br/j/rae/a/KrGtL6SzYVHYqyCGW/PXNFkt/?format=pdf&lang=pt>

Caldas, L. A. (2017). *Perspectivas da substituição gradual de termelétricas a combustíveis fósseis por sistemas fotovoltaicos em microgeração distribuída* (Dissertação de Mestrado), Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, PB, Brasil.

Caldeira, C. A., Almeida, A. D. D. de, Schlickmann, H. R., Gehrke, C. S., & Salvadori F. (2019). "Impact analysis of the BESS insertion in electric grid using real-time simulation," *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, Gramado, RS, Brazil, 1-6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895464>

Carvalho, D. F., Pinto de, N. R., Pinheiro, R., Sanches, A. L., & Alves, P. R. O. (2019). Método de Monte Carlo Aplicado à Viabilidade de um Projeto de Investimento. *Anais do Congresso de Logística das Faculdades de Tecnologia do Centro Paula Souza*, Guarulhos, SP, Brasil. Recuperado de <https://fateclog.com.br/anais/2019/>

Casarotto Filho, N. & Kopittke, B. H. (2020). Análise de investimentos: manual para solução de problemas e tomadas de decisão. 12ª ed. São Paulo: *Atlas*.

Coelho, E. de O. P., Aquila, G., Bonatto, B. D., Nakamura, W. T., Rotella, P., Jr., & Rocha, L. C. S. (2023). 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*, 77, 101344. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.101344>

Duarte, O. F. P., Petry, B. M., Klauck, M. H., & Moreira, D. R. (2008). Proposição e aplicação de metodologia para o uso eficiente da energia em sistemas hospitalares. In *7º Encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas* (p. 43). Montevideo, Uruguai. Recuperado de <https://iie.fing.edu.uy/eventos/epim/epim2008/programa/p43.pdf>

Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares. (2023). *Relatório integrado 2023*. Recuperado de <https://www.gov.br/ebserh/pt-br/transparencia/RelatrioIntegradoEbserh2023.pdf>.

- Famá, R. & Perobelli, F. F. C. (2024). Teoria de finanças: Conceitos clássicos e inovações. São Paulo: Saint Paulo Editora.
- Fils, J. F., Kapessidou, P., Van Der Linden, P., & Guntz, E. (2023). 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*, 8, 1-9. [https://www.bjaopen.org/article/S2772-6096\(23\)00104-1/fulltext](https://www.bjaopen.org/article/S2772-6096(23)00104-1/fulltext)
- Fonseca, M. N. (2017). *Proposta para configuração ótima de projetos híbridos isolados de geração de energia* (Tese de doutorado). Universidade Federal de Itajubá. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil.
- Greener. (2021). *Estudo estratégico: Mercado de armazenamento – Aplicações, tecnologias e análises financeiras*. Recuperado de <https://energiasroraima.com.br/wp-content/uploads/2021/03/Estudo-Estratgico-do-Mercado-de-Armazenamento-de-Energia-no-Brasil-1.pdf>
- Ijeoma, M. W., Chen, H., Carbajales-Dale, M., & Yakubu, R. O. (2023). Techno-Economic Assessment of the Viability of Commercial Solar PV System in Port Harcourt, Rivers State, Nigeria. *Energies*, 16(19),1-25. <https://doi.org/10.3390/en16196803>
- Jaramillo-Cardona, J., Perafan Lopez, J., Torres-Madroño, J., Nieto, C., & Sierra-Perez, J. (2022). Techno-economic assessment of small wind turbines under La Guajira-Colombia resource conditions. *Ciencia, Tecnología y Futuro - CT&F*, 12(1), 45-56. <https://doi.org/10.29047/01225383.400>
- Lazzarin, R. (2023). *Evolução tecnológica de sistemas fotovoltaicos ao longo dos tempos: Estudo de caso de uma propriedade rural no município de Cascavel/PR* (Dissertação de mestrado). Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, PR, Brasil.
- Leal, R. S., Hartmann, L. V., Gehrke, C., & Salvadori, F. (2020). Tecnologias para sistemas de armazenamento de energia - Revisão e estudo de caso. *Anais do Simpósio Brasileiro de Automação*, 2(1). <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1111>
- Lei nº 12.550, de 15 de dezembro de 2011(2011,16 de dezembro). Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares - EBSERH; acrescenta dispositivos ao Decreto-Lei nº 2.848, de 7 de dezembro de 1940 - Código Penal; e dá outras providências. *Presidência da República*. Recuperado de https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2011/lei/l12550.htm
- Lima, J. D. de & Southier, L. F. P. (2024). *Guia prático para usuários do \$AVEPI®*. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR – Campus Pato Branco), Departamento Acadêmico de Matemática (DAMAT) e Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção e Sistemas (PPGEPS). Recuperado de <http://pb.utfpr.edu.br/savepi>
- Linden, D. (2005). Batteries and fuel cells. In *Standard Handbook of Electronic Engineering*. McGraw-Hill.
- Martinez-Bolanos, J. R., Udaeta, M. E. M., Gimenes, A. L. V., & Silva, V. O. da (2020). 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*, 29(1), 1-8. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101373>
- Martins, J. R., Cruz, S. F. R., Siqueira, A. P. S., & Celeste, W. C. (2018). Análise de viabilidade da geração distribuída em horário de ponta: estudo de caso. *Revista Gestão & Tecnologia*, 18(3), 112-129.
- Mercado, L. C., Bastidas, J. J. B., & Gómez, J. C. O. (2024). Operational risk assessment for the pollination service with *Apis mellifera* bees in cashew crops. *International Journal of Forestry Research*, 2024(1), 1-8. <https://doi.org/10.1155/2024/8804848>
- Nisa, T. H. (2014). Avaliação econômica de sistemas solares fotovoltaicos residenciais [Dissertação de mestrado]. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal.
- Secretaria de Estado da Infraestrutura e dos Recursos Hídricos da Paraíba. (2024). *Parceria público-privada (PPP) para construção, operação e manutenção de usinas fotovoltaicas a fim de suprir o consumo de energia elétrica da administração estadual, na modalidade de geração distribuída: Estudo de viabilidade econômico-financeira* (Registro CGE Nº 24-01230-1). João Pessoa: Pbdoc. Recuperado de https://paraiba.pb.gov.br/diretas/secretaria-de-infraestrutura-e-dos-recursos-hidricos/arquivos/edital_002_2024/edital.pdf
- Pereira, J. C. (2011). Motores e geradores: princípios de funcionamento, instalação, operação e manutenção de grupos diesel geradores. princípios de funcionamento, instalação, operação e manutenção de grupos diesel geradores. Recuperado de https://www.joseclaudio.eng.br/geradores/PDF/dies_e11.pdf
- Pinheiro, K. de F. & Borges, Â. M. C. (2019). Os Efeitos da Ebserh na Gestão dos Recursos Humanos dos Hospitais Universitários Federais. *Cadernos do Ceas: Revista Crítica de Humanidades*, v. único, 247,452-477. <http://dx.doi.org/10.25247/2447-861x.2019.n247.p452-477>
- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.(2022); Quarto Plano Anual de Aplicação de Recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica 2022/2023. Recuperado de https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cgee/arquivos/documentos/03-4o-par-procel-versao-final-09-03-2022_1.pdf

- Queiroz, P. V. S. (2011). Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga 2011. (Dissertação de Mestrado) – *Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Recuperado de http://www2.dbd.pucRio.br/pergamum/tesesabertas/0913478_2011_pretextual.pdf
- Ramos, V. R. B. (2019). O valor econômico agregado à sociedade (VEAS) pelo Hospital Universitário da UFSCar no ano de 2017 (Dissertação de Mestrado). *Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, SP, Brasil*. Recuperado de <https://repositorio.ufscar.br/handle/ufscar/11090>
- Rauniyar, M., Bhujel, N., Hansen, T. M., & Fournery, R., (2021), "Diesel Generator Model Development and Validation using Moving Horizon Estimation," *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Toronto, ON, Canada, 1-6. <https://doi.org/10.1109/IECON48115.2021.9589981>
- Ribeiro, R. G. A., Brito, N. S. D., Medeiros, M. V. B., Simões, M. C. S., & Oliveira, S. A. de. (2017). Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. *Revista Principia*, 1(34), 84-92 Recuperado de <https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/1355>
- Rocha, L. C. S., Aquila, G., Rotela Junior, P., de Paiva, A. P., Pamplona, E. de O., & Balestrassi, P. P. (2018). A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 412-419. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.078>
- Rocha, L. G., Medeiros, M. O., & Pereira, L. D. de L. (2021). Modelagem da previsão de geração de energia solar e análise econômica da implantação de painéis fotovoltaicos no IFNMG campus Teófilo Otoni. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 7(2), 70-84. <https://doi.org/10.47456/bjpe.v7i2.34768>
- Rodrigues, V. da S. (2020). *Tarifação Binômica para consumidores de energia de Baixa Tensão no Brasil: Viabilidade Legal e Técnica*. (Dissertação (de mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC, Brasil.
- Ross, S., Westerfield, R., & Jordan, B. (2022). *Fundamentos de administração financeira*. 5ªed. Porto Alegre: *Bookman*. Recuperado de <https://books.google.com/books?id=KHB5EAAAQBA>
- Salvadori, F., Ando Junior, O. H., de Campos, M., Sausen, P. S., da Silva, E. A., Santos, A. Q. O., & Oliveira, F. M. de. (2024). Energy Storage Applications in Renewable Energy Systems. In: Sguarezi Filho, A. J., Jacomini, R. V., Capovilla, C. E., Casella, I. R. S. (eds) *Smart Grids—Renewable Energy, Power Electronics, Signal Processing and Communication Systems Applications*. Green Energy and Technology. *Springer*, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-37909-3_3
- Schram, I. B. (2019). *Sensibilidade do custo da energia elétrica fotovoltaica no Brasil utilizando o método de Monte Carlo* (Dissertação de Mestrado). *Universidade Estadual do Oeste do Paraná*, Cascavel, PR, Brasil.
- Titman, S. & Martin, J. D. (2009). *Avaliação de projetos e investimentos: Valuation*. Porto Alegre: Bookman. ISBN: 9788577805730.
- Vilela, F. F., Amaral, J. V. S. do, Santos Leal, G. dos, Oliveira, G. F. de, Montevechi, J. A. B., & da Cruz Piedade, D. D. (2021). Economic feasibility analysis for co-generation of power by diesel generator at peak time: monte carlo simulation approach in a hospital. *Acta Scientiarum Technology*. 1-9. Recuperado de <https://periodicos.uem.br/ojs/index.php/ActaSciTech/article/view/50965>