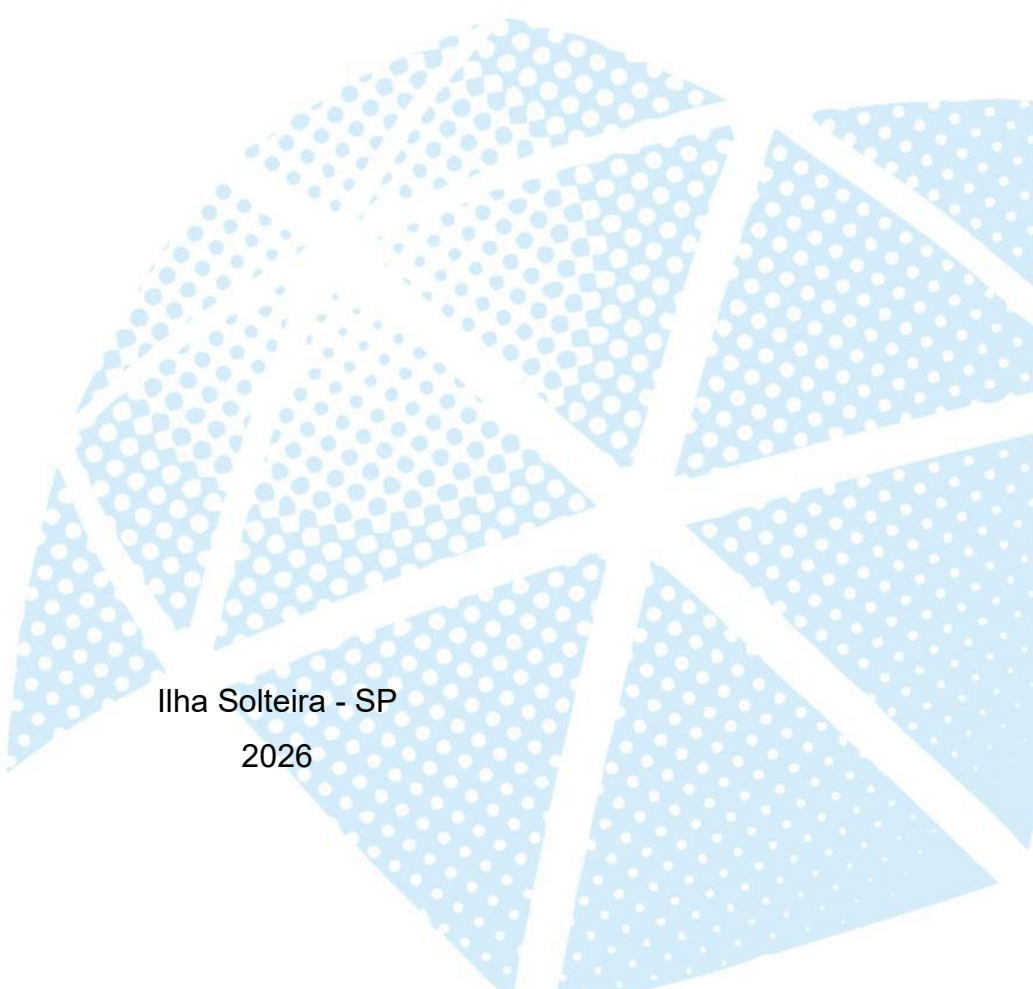


**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

JOÃO VITOR DOS SANTOS FERREIRA

**SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DE FONTES DE
ENERGIA PARA COMBUSTÍVEIS LIMPOS**



Ilha Solteira - SP
2026

JOÃO VITOR DOS SANTOS FERREIRA

**SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DE FONTES DE
ENERGIA PARA COMBUSTÍVEIS LIMPOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentada à Universidade Estadual
Paulista (UNESP), FEIS, Ilha Solteira, para
obtenção título de Grau acadêmico
Bacharel em Engenharia Civil.

Área de Concentração: Engenharia e
Tecnologia.

Orientador(a): Profa. Dra. Luzenira Alves
Brasileiro

Ilha Solteira - SP

2026

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

F383s Ferreira, João Vitor dos Santos.
Sustentabilidade ambiental, técnica e econômica de fontes de energia para combustíveis limpos / João Vitor dos Santos Ferreira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2026
61 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Civil) -
Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira,
2026

Orientador: Luzenira Alves Brasileiro

Inclui bibliografia

1. Engenharia econômica. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. impacto Ambiental.

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

Este estudo promove avanços científicos e tecnológicos no campo da Engenharia Civil ao viabilizar a infraestrutura para o transporte sustentável, incentivando a transição para combustíveis limpos. Sob a perspectiva econômica, a pesquisa aponta para uma redução de custos tanto em escala individual quanto coletiva, enquanto, no âmbito ambiental, propicia uma mitigação significativa de impactos negativos, alinhando o desenvolvimento técnico à preservação dos ecossistemas.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This study promotes scientific and technological advances in the field of Civil Engineering by enabling the infrastructure for sustainable transport, encouraging the transition to clean fuels. From an economic perspective, the research points to a reduction in costs both on an individual and collective scale, while, in the environmental sphere, it provides a significant mitigation of negative impacts, aligning technical development with the preservation of ecosystems.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Aluno: **JOÃO VITOR DOS SANTOS FERREIRA**

Título: **SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DE FONTES ENERGIA PARA COMBUSTÍVEIS LIMPOS**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Civil, junto ao Curso de Graduação em Engenharia Civil, da Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Campus de Ilha Solteira

COMISSÃO EXAMINADORA



Profª Drª Luzenira Alves Brasileiro

(Orientadora)



Prof. Dr. Breno Padovezi Rocha

(Examinador)



Profª Drª Camila Gabriela Alexandre Geromel Costa

(Examinadora)

Ilha Solteira

19/06/2026

Dedico este trabalho à ...

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Paulo Celso Ferreira Filho e Adriana Renata dos Santos, e aos meus avós, João Porfirio dos Santos, Aparecida Donizete Camilo dos Santos, Sonia Maraiza do Nascimento Ferreira e Paulo Celso Ferreira (in memoriam), por sempre me apoiarem em todo o processo.

Aos meus amigos que em toda a minha jornada acadêmica estiveram comigo, apoiando e me ajudando a sempre seguir em frente.

Agradeço aos grupos extracurriculares que fizeram parte de maneira positiva em minha formação, especialmente a Equipe Águia e ao Centro Acadêmico da Engenharia Civil, que foram cruciais para meu desenvolvimento pessoal.

E a todos os professores que se fizeram presentes durante a minha formação, em especial a minha orientadora, Professora Luzenira Alves Brasileiro, por todo o apoio e condução que foram fundamentais para a conclusão deste trabalho e para minha formação acadêmica e pessoal.

RESUMO

O presente trabalho analisa a transição energética e a viabilidade da inserção da eletromobilidade no sistema de transporte público urbano, confrontando as vertentes fóssil e renovável ao longo de um ciclo de vida de vinte anos. A metodologia adota uma abordagem analítica dividida em duas dimensões independentes: a microescala, focada na saúde financeira do operador privado por meio de modelagem atuarial, e a macroescala, direcionada aos impactos estruturais no setor elétrico e socioambiental através da Matriz de Leopold e do Coeficiente de Gravidade de Impacto. Na microescala, os resultados econômicos indicam que a frota elétrica abastecida por autogeração solar fotovoltaica consolida-se como a solução ótima, alcançando o maior índice de eficiência com uma Relação Benefício-Custo de 0,89 e tempo de amortização da usina estimado em 2,2 anos. Em contrapartida, a operação dependente da rede de distribuição comercial apresenta o pior desempenho financeiro devido à vulnerabilidade frente à inflação tarifária setorial. Na macroescala, a análise quantitativa revela que a matriz solar fotovoltaica exibe baixa agressividade ecológica, registrando um Coeficiente de Gravidade de Impacto de apenas 0,016, enquanto a matriz hidrelétrica de grande porte atinge o índice elevado de 0,070 em decorrência de danos sistêmicos na bacia hidrográfica. Conclui-se que a descentralização energética por meio de sistemas fotovoltaicos integrados às garagens urbanas é condição indispensável para garantir a sustentabilidade fiscal da eletromobilidade de massa e a estabilidade da infraestrutura elétrica nacional.

Palavras-chave: engenharia econômica; energia solar fotovoltaica; impacto ambiental.

ABSTRACT

This study analyzes the energy transition and the feasibility of implementing electromobility in the urban public transport system, contrasting fossil and renewable alternatives over a twenty-year life cycle. The methodology adopts an analytical approach divided into two independent dimensions: the micro-scale, focused on the financial health of the private operator through actuarial modeling; and the macro-scale, oriented toward structural impacts on the electrical sector and socio-environmental indicators using the Leopold Matrix and the Waste/Impact Gravity Coefficient. At the micro-scale, the economic results indicate that the electric fleet powered by dedicated solar photovoltaic self-generation consolidates as the optimal solution, achieving the highest efficiency index with a Benefit-Cost Ratio of 0.89 and an estimated solar plant payback period of 2.2 years. Conversely, operations dependent exclusively on the commercial distribution grid present the poorest financial performance due to vulnerability to sector-specific tariff inflation. At the macro-scale, the quantitative analysis reveals that the solar photovoltaic matrix exhibits low ecological aggressiveness, registering a Gravity Coefficient of only 0.016, whereas the large-scale hydroelectric matrix reaches a high index of 0.070 due to systemic damages in the river basin. In conclusion, decentralized energy generation via photovoltaic systems integrated into urban bus depots is an indispensable condition to ensure both the fiscal sustainability of mass electromobility and the structural stability of the national electrical infrastructure.

Keywords: engineering economics; photovoltaic solar energy; environmental impact.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Imagem Ilustrativa da UHE Itaipú.....	17
Figura 2 – Fatores de Juros Composto	45
Figura 3 – Diagrama de Fluxo de Caixa	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo de Potencial de Geração Solar	20
Tabela 2 – Matriz de Leopold Quantitativa - UHE Tucuruí.....	35
Tabela 3 – Matriz de Leopold Quantitativa - Complexo Solar Futura 1.....	36
Tabela 4 – Comparativo de Valores Macro.....	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACT	Administração Científica do Trabalho
BYD	Build Your Dreams
CAPEX	Capital Expenditure (Investimento em Bens de Capital / Custo de Capital Inicial)
CGR	Coeficiente de Gravidade de Resíduos (ou Coeficiente de Gravidade de Impactos)
CO2	Dióxido de Carbono
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt-pico
NOx	Óxidos de Nitrogênio
OPEX	Operational Expenditure (Despesas Operacionais / Custo de Operação)
RBC	Relação Benefício-Custo
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
S10	Diesel com teor máximo de 10 partes por milhão de enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

P_b	Benefício Presente (Valor presente dos fluxos de receitas ou economias geradas)
P_c	Custo Presente Líquido (Valor presente do fluxo de saídas e custos de um projeto)
Σ	Somatório (Operador matemático de acumulação)

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	16
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E PANORAMA ENERGÉTICO	16
1.2 O PROBLEMA: OS IMPACTOS OCULTOS DAS HIDRELÉTRICAS.....	17
1.3 A INOVAÇÃO VIA ENERGIA SOLAR E COMBUSTÍVEIS LIMPOS	19
2 DESENVOLVIMENTO	21
2.1 PROPOSIÇÃO	21
2.2 REVISÃO DE LITERATURA	21
2.2.1 Critérios de sustentabilidade ambiental.....	21
2.2.1.1 Identificação e avaliação de impactos ambientais.....	21
2.2.1.2 Metodologia de Avaliação: A Matriz de Leopold.....	21
2.2.1.3 Análise comparativa de emissões e degradação de ecossistemas.....	24
2.2.2 Parâmetros de Sustentabilidade Técnica.....	25
2.2.2.1 Análise de implantação: Infraestrutura e desafios de engenharia	26
2.2.2.2 Eficiência operacional e gestão de variabilidade de fontes	27
2.2.3 Viabilidade Econômica	29
2.2.3.1 Avaliação de custos de implantação e manutenção.....	29
2.2.3.2 Análise de viabilidade financeira	31
3 MATERIAL E METÓDO.....	33
3.1 ANÁLISE AMBIENTAL	33
3.1.1 Análise Macro: Balanço de Carbono e Pressão Territorial em Larga Escala.....	33
3.2 ANÁLISE TÉCNICA	36
3.3 ANÁLISE ECONÔMICA	38
3.3.1 Análise Macro: CAPEX, OPEX.....	38
3.3.2 Análise Micro: Estudo de Caso Quantitativo de Frota de Ônibus Urbanos.....	42
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	47
5 CONCLUSÃO	51
REFERÊNCIAS.....	53
APÊNDICE A – DEMONSTRATIVO DOS CÁLCULOS UTILIZADOS NA MATRIZ DE LEOPOLD	55
APÊNDICE B – MEMORIAL DE CÁLCULO DO VALOR PRESENTE DE CUSTO	57

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E PANORAMA ENERGÉTICO

A transição para uma economia de baixo carbono representa, sob a ótica da sustentabilidade planetária, o maior desafio técnico e intelectual da engenharia contemporânea. No cenário global, a busca incessante por combustíveis limpos e fontes renováveis não é apenas uma tendência de mercado, mas uma resposta imperativa à crise climática exacerbada pelas emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE). O setor de energia, historicamente dependente de combustíveis fósseis, atravessa uma mudança de paradigma impulsionada por acordos internacionais, como o Acordo de Paris, que estabelece metas rigorosas para limitar o aumento da temperatura global.

Neste tabuleiro geopolítico e ambiental, o Brasil ocupa uma posição de vanguarda. De acordo com os dados consolidados pelo Balanço Energético Nacional (EPE, 2023), o país ostenta uma matriz elétrica notavelmente limpa em comparação à média mundial, com mais de 82,9% de sua capacidade instalada proveniente de fontes renováveis. Este diferencial competitivo é fruto de um destaque histórico da hidroeletricidade, que, durante décadas, foi o motor do desenvolvimento infraestrutural e industrial brasileiro, aproveitando o vasto potencial hídrico das bacias hidrográficas nacionais.

Entretanto, a excessiva dependência de um único modal energético, a chamada "hidrodependência", tem revelado vulnerabilidades críticas. A ocorrência de eventos climáticos extremos, como secas prolongadas e regimes de chuvas imprevisíveis, coloca em risco a segurança energética do Sistema Interconectado Nacional (SIN), forçando o acionamento de usinas termelétricas emergenciais que elevam tanto os custos tarifários quanto a pegada de carbono do setor. Diante deste cenário, a Engenharia Civil, como protagonista histórica na construção das grandes infraestruturas nacionais, encontra-se em um momento de profunda reestruturação de suas diretrizes.

A transição atual marca o deslocamento do modelo de "intervenção bruta" caracterizado por grandes barramentos, desvios de rios e inundação de vastas áreas para sistemas de geração distribuída, modular e descentralizada, com ênfase na energia solar fotovoltaica. Esta tecnologia permite que a infraestrutura urbana se

torne, ela própria, uma planta geradora, reduzindo a necessidade de grandes linhas de transmissão e mitigando impactos ambientais em biomas sensíveis.

Sob a perspectiva da Engenharia Civil moderna, essa mudança é essencial não apenas para garantir a resiliência e a segurança energética, mas para alinhar o desenvolvimento técnico-científico à preservação dos ecossistemas. O desafio para os novos profissionais da área reside na integração de materiais inovadores, no planejamento de cidades inteligentes e na concepção de infraestruturas que não apenas suportem a demanda por combustíveis limpos e mobilidade elétrica, mas que operem em simbiose com o meio ambiente, respeitando o ciclo de vida dos recursos naturais e minimizando as externalidades socioambientais negativas.

1.2 O PROBLEMA: OS IMPACTOS OCULTOS DAS HIDRELÉTRICAS

A engenharia de grandes barramentos hidrelétricos demanda a inundação de vastas extensões territoriais, transformando ecossistemas em reservatórios de águas paradas, o que desencadeia um ciclo de degradação ambiental irreversível. Além da perda direta da fauna e flora terrestre, a vegetação submersa entra em um processo de decomposição anaeróbica, tornando-se uma fonte significativa de emissão de gases de efeito estufa, como o metano. Esse fenômeno compromete o status de "energia limpa" dessas usinas, visto que o impacto climático das áreas alagadas em regiões tropicais pode rivalizar com o de fontes fósseis durante suas primeiras décadas de operação.

Figura 1 – Imagem Ilustrativa da UHE Itaipú



Fonte: Gerado pelo autor utilizando a inteligência artificial.

A análise visual da Unidade Hidrelétrica de Itaipu revela a colossal escala da intervenção humana sobre a bacia do Rio Paraná, evidenciando o triunfo da engenharia civil do século XX sobre os obstáculos geográficos. Na imagem, a imponente estrutura de concreto atua como um divisor físico e simbólico: de um lado, o reservatório expansivo, que, embora garanta a segurança energética de milhões, atesta a submersão de vastas áreas de florestas e solos férteis. Do outro, a jusante, a liberação controlada do fluxo hídrico demonstra o domínio tecnológico sobre o regime natural do rio.

Sob uma perspectiva crítica, a fotografia encapsula o paradoxo do desenvolvimento hídrico brasileiro. Enquanto a magnitude da barragem representa o progresso técnico e a capacidade de geração de energia renovável em larga escala, a extensão do espelho d'água ao fundo serve como um lembrete visual das externalidades socioambientais. A inundação necessária para tal empreendimento resultou na supressão de ecossistemas complexos e no deslocamento de comunidades cuja identidade estava atada à topografia original. Assim, a imagem não retrata apenas uma obra de infraestrutura, mas um monumento à escolha de um modelo energético que privilegia a potência centralizada em detrimento da preservação da memória biofísica e cultural do território.

No âmbito social, de maneira mais geral, englobando todas as barragens, esse modelo de desenvolvimento impõe o deslocamento de populações nativas, ribeirinhas e indígenas, cujas vidas e subsistências estão ligadas diretamente aos ciclos do rio. O processo de expulsão raramente é mitigado por indenizações que reflitam o valor real da terra, resultando na marginalização dessas comunidades, que são empurradas para centros urbanos sem o suporte necessário para a transição. Esse deslocamento não é apenas geográfico, mas econômico, pois aniquila fontes tradicionais de renda, como a pesca artesanal e a agricultura de vazante, desestruturando o sistema social local de forma permanente.

Por fim, a submersão de grandes áreas resulta em uma perda irreparável do patrimônio imaterial e da memória coletiva. Locais sagrados, sítios arqueológicos e monumentos naturais, são sacrificados em prol da geração energética, apagando registros históricos e geográficos essenciais para a identidade de um povo. A cultura nativa, fundamentada na relação cooperativa com o meio ambiente original, sofre uma ruptura drástica, uma vez que o ecossistema é destruído, o conhecimento tradicional e os laços comunitários perdem o seu sentido prático, caracterizando o que muitos

pesquisadores definem como um etnocídio provocado por grandes obras de infraestrutura.

1.3 A INOVAÇÃO VIA ENERGIA SOLAR E COMBUSTÍVEIS LIMPOS

A engenharia civil vem passando por transformações com a inserção da energia solar fotovoltaica, permitindo que o ambiente urbano mude o papel de mero consumidor para o de produtor de sua própria energia, integrando o conceito de geração distribuída diretamente nas edificações. A tecnologia solar moderna transcende a instalação de painéis em solo, permitindo a integração fotovoltaica na construção. Nesse modelo, os elementos construtivos, como fachadas, coberturas e vidros, assumem a função técnica de geração elétrica, transformando edificações passivas em usinas ativas. Essa integração reduz a necessidade de novas e destrutivas intervenções em ecossistemas fluviais, mitigando o impacto ambiental direto sobre a biodiversidade e os recursos hídricos.

No cenário brasileiro, a abundância e a previsibilidade do recurso solar oferecem a base técnica ideal para a viabilização de novos vetores energéticos, com destaque para o Hidrogênio Verde (H₂V). A produção de combustíveis limpos via eletrólise, alimentada por fontes renováveis, é apontada como a solução definitiva para a descarbonização de setores difíceis de abater, como o transporte de carga pesada, a aviação e a indústria siderúrgica. Para a Engenharia Civil, isso implica no projeto e execução de novas infraestruturas de armazenamento e logística, adaptadas a uma economia que não mais depende da queima de hidrocarbonetos fósseis, mas da conversão direta da radiação solar em energia química estocável.

Sob o prisma da sustentabilidade técnica e econômica, a fonte solar fotovoltaica apresenta uma agilidade de implantação que contrasta drasticamente com os cronogramas decenais das grandes hidrelétricas. Enquanto uma usina hídrica exige complexos estudos de mecânica dos solos, estabilidade de taludes e anos de obras civis pesadas, sistemas solares podem ser instalados de forma modular e escalonável, apresentando riscos estruturais reduzidos e um CAPEX (Capital Expenditure) cada vez mais competitivo. Como destaca Tolmasquim (2016), a diversificação da matriz energética por meio de fontes intermitentes, porém altamente previsíveis e distribuídas, é o caminho fundamental para a construção de uma

infraestrutura nacional resiliente, capaz de suportar as demandas eletrointensivas do século XXI sem comprometer a estabilidade ecossistêmica.

Além da eficiência energética, a adoção da energia solar em larga escala promove uma democratização do acesso à energia. Ao permitir a micro e minigeração distribuída, o setor de engenharia civil contribui para a redução das perdas técnicas nas linhas de transmissão e para a estabilização das tarifas elétricas, protegendo a economia nacional das crises de escassez hídrica. Portanto, a inovação solar não se limita apenas à substituição de uma fonte por outra, mas à reengenharia de todo o sistema de consumo e produção, onde a sustentabilidade ambiental torna-se o pilar central da viabilidade técnica e financeira dos empreendimentos modernos.

Para compreender a magnitude do potencial solar brasileiro como o insumo primário para combustíveis limpos, é fundamental confrontar seus índices de irradiância com os de nações que lideram o setor. A Alemanha, reconhecida mundialmente pela sua infraestrutura fotovoltaica consolidada, apresenta índices de irradiação solar média que variam entre 900 e 1.200 kWh/m² ao ano. Em contraste, como demonstra a tabela 1, o Brasil possui uma vantagem geográfica insuperável. Até mesmo as regiões com menor incidência solar no Sul do país superam os índices alemães, enquanto o "Cinturão Solar" no Nordeste atinge níveis que quase duplicam o potencial de geração por metro quadrado instalado. Essa disparidade não é apenas geográfica, mas também técnica e econômica, um projeto no Brasil produzirá significativamente mais energia com o mesmo custo de capital e área de implantação, justificando o investimento maciço na fonte solar como a base para a descarbonização da mobilidade.

Tabela 1 – Comparativo de Potencial de Geração Solar

Localidade	Irradiação Média (kWh/m ² ano)	Observação Técnica
Alemanha (Média)	900 a 1.200	Liderança histórica com baixo recurso solar.
Porto Alegre (RS)	1.650	Superior à média alemã.
São Paulo (SP)	1.820	Potencial robusto.
Cinturão Solar (NE/SE)	> 2.200	Área de potencial máximo.
Natal (RN)	2.350	Exemplo de máxima irradiância.

Fonte: Produção do próprio autor.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 PROPOSIÇÃO

A pesquisa se caracteriza como um estudo de natureza qualitativa e quantitativa, fundamentado por uma abordagem descritiva e comparativa. A metodologia se baseia no aproveitamento de dados técnicos obtidos durante a etapa de Iniciação Científica, submetidos a um viés ambiental, técnico e econômico. Para isso, o estudo utiliza o método comparativo contrapondo os impactos da fonte de energia hidrelétrica e energia solar fotovoltaica.

2.2 REVISÃO DE LITERATURA

2.2.1 Critérios de sustentabilidade ambiental

A sustentabilidade deixou de ser um aspecto acessório para se tornar um determinante de projeto tão imprescindível quanto o desempenho estrutural. Nesta seção, segue uma avaliação do impacto das matrizes energéticas sobre a capacidade de suporte dos ecossistemas.

2.2.1.1 Identificação e avaliação de impactos ambientais

A identificação de impactos ambientais na engenharia de infraestrutura moderna é regida pelo princípio da precaução e pela análise sistêmica do ciclo de vida. Segundo a Resolução CONAMA nº 001/86, impacto ambiental é qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente que, direta ou indiretamente, afetem a saúde, a segurança e o bem-estar da população, bem como a qualidade dos recursos ambientais. No âmbito deste estudo, a avaliação foca na ruptura do equilíbrio ecossistêmico causada por dois modelos distintos de geração: o concentrado/invasivo (hidrelétricas) e o distribuído/modular (solar).

2.2.1.2 Metodologia de Avaliação: A Matriz de Leopold

Para que a identificação de impactos não seja meramente subjetiva, a Engenharia Civil utiliza métodos matriciais. A Matriz de Leopold é a ferramenta base aqui empregada, cruzando as ações do projeto (limpeza de terreno, escavação, barramento, instalação de painéis) com os fatores ambientais (solo, água, ar, fauna e flora).

- Magnitude: Refere-se à escala da alteração (quantitativa).
- Importância: Refere-se ao peso do impacto na qualidade ambiental local (qualitativa).

Ao aplicar essa matriz, observa-se que, enquanto as usinas hidrelétricas geram impactos de magnitude regional e importância crítica, a energia solar gera impactos de magnitude local e importância secundária, visto que sua instalação não exige a alteração da rede de drenagem natural de uma bacia hidrográfica.

Para este estudo, a análise foca no cruzamento de dados quantitativos de área e potência com a avaliação qualitativa do impacto (Magnitude e Importância).

Ações de Projeto Analisadas:

- Fase de Construção: Desvio de rio, supressão de vegetação, escavação e movimentação de terra, e construção de canteiros.
- Fase de Operação: Enchimento do reservatório, alteração do regime hidrológico, e manutenção de arranjos fotovoltaicos.

Características Ambientais Afetadas:

- Meio Físico: Qualidade da água, dinâmica sedimentar e microclima local.
- Meio Biótico: Ictiofauna, ecossistemas terrestres e flora local.

2.2.1.3 Indicadores de Gravidade Ambiental por Megawatt (MW)

A análise isolada da potência instalada é um critério insuficiente para a Engenharia Civil contemporânea, que exige a incorporação do Custo Ambiental de Oportunidade. Para consolidar a identificação de impactos, introduz-se o conceito de Gravidade Relativa, um indicador que pondera o dano ambiental causado para cada unidade de energia (MW) entregue ao Sistema Interconectado Nacional (SIN). Enquanto a engenharia convencional foca na escala e na economia de escopo, a engenharia sustentável prioriza a minimização da pegada de carbono (rastro de poluição que você, uma empresa ou um produto deixam no planeta) por unidade produzida.

A Usina Hidrelétrica de Tucuruí, localizada no Rio Tocantins, serve como um paradigma de avaliação para o fator flora e meio físico na Matriz de Leopold. Com uma área alagada de aproximadamente 2.850 km² para gerar 8.370 MW, seu índice de densidade de potência é de apenas 2,93 MW/km².

Sob o ponto de vista da gravidade ambiental, esse número revela um impacto desproporcional:

- **Decomposição e Qualidade da Água:** A supressão vegetal incompleta antes do enchimento do reservatório resultou em décadas de emissão de gases de efeito estufa e acidificação da água, prejudicando as próprias estruturas de concreto e componentes eletromecânicos da usina.
- **Passivo de Biodiversidade:** O custo em biodiversidade por MW em Tucuruí é considerado um dos mais altos do mundo, classificando a obra com nota máxima (10/10) em quase todas as células de dano Irreversível na Matriz de Leopold.

Em contrapartida, o Complexo Solar Futura 1, na Bahia, representa a vanguarda da infraestrutura modular. Sua pontuação na matriz de meio físico é mínima devido a dois fatores de engenharia:

- **Localização Geográfica Estratégica:** Situado em bioma de Caatinga com baixo índice pluviométrico, o risco de processos erosivos e transporte de sedimentos (comum e crítico em taludes de hidrelétricas) é drasticamente reduzido.
- **Mitigação por Design:** Diferente do alagamento total, o projeto solar prevê a preservação de faixas de vegetação nativa entre os blocos de painéis. Isso mantém a permeabilidade do solo e permite a manutenção de corredores ecológicos, reduzindo a nota de gravidade para o fator fauna na matriz.

Para colocar essa análise de forma palpável e numérica, utiliza-se o Coeficiente de Gravidade Relativa (CGR), calculado pela fórmula 1:

$$CGR = \frac{\sum(M \times I)}{\text{Potência instalada (MW)}} \quad (1)$$

Onde M é a magnitude e I a importância do impacto na Matriz de Leopold.

Ao aplicarmos essa métrica, observamos que as hidrelétricas tropicais (localizadas em regiões de clima quente e úmido, como a Amazônia) possuem um CGR exponencialmente superior ao das plantas solares. Para a Engenharia Civil, este indicador é crucial na fase de estudo de viabilidade (EV), pois permite prever o volume

de medidas compensatórias exigidas pelo licenciamento ambiental. Um CGR elevado implica em custos financeiros mais altos com o PBA (Plano Básico Ambiental), tornando a solar fotovoltaica, em muitos cenários, a opção mais barata quando as externalidades ambientais são internalizadas no orçamento da obra.

A gravidade ambiental em hidrelétricas é amplificada pela sinergia de impactos. O desmatamento causa erosão, que gera assoreamento, o qual, por sua vez, diminui a vida útil da barragem e altera a qualidade da água. Na tecnologia solar, os impactos são menores, uma falha no controle de poeira nos painéis não compromete a estabilidade geológica do terreno vizinho. Essa independência de fatores confere às usinas solares uma nota de segurança de impacto muito superior nos relatórios de gestão de risco de engenharia.

2.2.1.3 Análise comparativa de emissões e degradação de ecossistemas

A sustentabilidade de uma matriz energética não deve ser avaliada apenas pelo produto (eletricidade), mas pela totalidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e pela extensão da ruptura dos ecossistemas.

Diferente da percepção comum de que a energia hidrelétrica é isenta de emissões, segundo Fearnside (2002), em reservatórios tropicais (como Tucuruí e Balbina) demonstram que essas infraestruturas podem ser fontes significativas de Metano (CH_4) e Dióxido de Carbono (CO_2).

- **Decomposição Anaeróbica:** Quando vastas áreas de floresta são inundadas sem a supressão vegetal total, a matéria orgânica entra em decomposição no fundo do reservatório. O metano gerado é liberado tanto pela superfície do lago quanto pelas turbinas e vertedouros. Segundo Fearnside (2002), o potencial de aquecimento global do metano é cerca de 28 a 34 vezes superior ao do (CO_2) em um horizonte de 100 anos.
- **Pegada de Carbono da Obra Civil:** A construção de barragens consome grandes volumes de concreto, massa e aço. A produção de clínquer (base do cimento) é responsável por cerca de 8% das emissões globais de (CO_2). Assim, a "dívida de carbono" inicial de uma UHE é extremamente elevada.

A energia solar fotovoltaica apresenta um perfil de emissão invertido. Praticamente 90% de sua pegada de carbono está concentrada na fase de extração de silício de grau solar e na fabricação dos módulos (geralmente em países com

matrizes elétricas ainda baseadas em carvão, como a China). Diferente dos sistemas convencionais de geração centralizada, o sistema fotovoltaico apresenta emissão operacional nula durante os seus 25 a 30 anos de vida útil. Conforme apontam os estudos de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), os impactos ambientais da tecnologia concentram-se nas fases de fabricação e descarte, sendo que o tempo de retorno de carbono ocorre nos primeiros dois anos de operação (SMITH et al., 2024; DE SIMÓN-MARTÍN et al., 2017).

- **Tempo de Retorno Energético (EPBT):** O tempo de retorno da energia solar fotovoltaica varia entre 1 e 2 anos. Isso significa que, após esse período, toda a energia gerada é lucro ambiental, ao passo que hidrelétricas tropicais podem levar décadas para neutralizar as emissões de metano oriundas do reservatório.

A degradação ecossistêmica é avaliada aqui pela fragmentação e alteração do regime hidrológico.

- **Impacto Sistêmico (Hídrico):** A construção de barramentos altera o pulso de inundação dos rios, vital para os ciclos de reprodução da fauna aquática e fertilização das margens. A degradação ocorre pela transformação de um sistema lótico (água corrente) em lântico (água parada), o que provoca a extinção local de espécies e favorece a proliferação de macrófitas e vetores de doenças.
- **Impacto Territorial (Solar):** A degradação na fonte solar é predominantemente visual e superficial. Como a instalação não interfere em corpos hídricos e permite a permeabilidade parcial do solo, a integridade dos aquíferos e a microfauna do solo são preservadas. Além disso, a tecnologia solar permite o comissionamento reversível, ao fim da vida útil, a infraestrutura pode ser removida, e o ecossistema original, recuperado de maneira facilitada.

2.2.2 Parâmetros de Sustentabilidade Técnica

A sustentabilidade técnica em projetos de infraestrutura energética é definida pela convergência entre a exequibilidade construtiva, a segurança estrutural e a confiabilidade operativa. Segundo Revelle (1997), um sistema técnico é considerado sustentável quando sua implementação não exaure a capacidade de resposta do

ecossistema e quando sua manutenção é viável dentro dos limites tecnológicos de sua era.

2.2.2.1 Análise de implantação: Infraestrutura e desafios de engenharia

A construção de barragens é amplamente documentada como uma das atividades de engenharia civil de maior complexidade e risco. Segundo Cruz (2004), a incerteza do meio geológico é o fator determinante na segurança estrutural de uma barragem. Diferente de obras prediais, onde o solo pode ser substituído ou reforçado pontualmente, a barragem interage com o maciço rochoso e terroso em toda a sua extensão.

- **Incerteza Geotécnica e Tratamentos de Fundação:** A literatura aponta que a identificação de descontinuidades, fraturas e zonas de cisalhamento no maciço de fundação é o maior desafio técnico. Conforme preconiza a NBR 13028 (ABNT, 2017), o projeto de barragens deve prever investigações geológicas e geotécnicas exaustivas. Entretanto, autores como Bazzo (2012) ressaltam que muitas patologias estruturais e infiltrações excessivas em hidrelétricas brasileiras decorrem de modelos geológicos insuficientes na fase de projeto básico.
- **Gestão de Concreto:** O controle tecnológico do concreto em grandes volumes é outro desafio crítico. O calor de hidratação do cimento pode gerar gradientes térmicos elevados, levando à fissuração térmica do corpo da barragem. Para mitigar esse risco, a engenharia civil utiliza o resfriamento de agregados ou a adição de gelo à mistura, processos que elevam a complexidade do canteiro de obras (SILVA; PINTO, 2015).
- **Logística de Obras Remotas:** A implantação de UHEs em regiões de fronteira (como a Amazônia) impõe desafios logísticos severos. Tolmasquim (2016) destaca que o custo de mobilização e a construção de infraestruturas auxiliares (estradas, vilas e pontes) podem representar até 25% do custo total do empreendimento, impactando diretamente o índice de sustentabilidade técnica do projeto.

A energia solar fotovoltaica revela um modelo de implantação fundamentado na rapidez e na baixa interferência no meio físico. Enquanto a hidrelétrica é uma obra

sob medida para o local, a usina solar é um arranjo de componentes industriais padronizados.

- **Geotecnia de Superfície:** Diferente das hidrelétricas, as fundações fotovoltaicas são de baixa profundidade. Conforme discutido por Viana et al. (2014), a utilização de estacas cravadas ou parafusos de solo minimiza o impacto na compactação do terreno e dispensa o uso extensivo de concreto e grandes escavações. Este aspecto é central na sustentabilidade técnica, pois permite a preservação da drenagem natural do solo.
- **Padronização e Segurança Estrutural:** O principal desafio de engenharia civil em usinas solares reside na resistência mecânica das estruturas de suporte contra as cargas de vento. A literatura técnica ressalta a importância de ensaios em túnel de vento para o design de rastreadores solares, visando evitar falhas por fadiga ou arrancamento (IRENA, 2023).
- **Agilidade Construtiva e Descomissionamento:** Um conceito emergente é o de Engenharia Reversível. Pinho e Galdino (2014) explicam que a facilidade de mobilização e desmobilização de uma usina solar é um parâmetro técnico superior ao da hidrelétrica, cuja estrutura de concreto permanece como um passivo geológico permanente mesmo após o fim de sua vida útil operacional.

2.2.2.2 Eficiência operacional e gestão de variabilidade de fontes

O desempenho dos ativos de energia depende da regularidade no fornecimento e da vida útil das instalações. No Brasil, essa análise deve considerar como as estruturas se desgastam fisicamente e quais são os requisitos de estabilidade exigidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

As usinas hidrelétricas (UHE) são pilares de confiabilidade devido à sua capacidade de fornecer inércia rotacional ao sistema, fator essencial para a regulação de frequência. Entretanto, a eficiência a longo prazo é condicionada por fenômenos físicos e químicos que afetam tanto o maquinário quanto o reservatório.

- **Rendimento e Cavitação:** Conforme consolidado por Zoppou (2001), as turbinas hidráulicas operam com eficiências que superam 90%. Contudo, a operação fora do ponto de projeto (ponto de melhor rendimento) pode induzir a cavitação, formação de bolhas de vapor que implodem nas pás do rotor. Esse fenômeno causa erosão mecânica e perda de eficiência hidráulica, exigindo

intervenções de manutenção onerosas para recuperação das superfícies metálicas.

- **Impacto do Assoreamento e Perda de Carga:** O acúmulo de sedimentos nos reservatórios é apontado por Tundisi (2008) como o principal fator de redução da vida útil funcional. Na engenharia civil, o assoreamento representa uma perda de volume útil, transformando o ativo de uma usina de acumulação em uma usina a fio d'água. Isso compromete a função de bateria do sistema, reduzindo a capacidade de resposta a variações de demanda.
- **Patologias do Concreto:** A eficiência estrutural é ameaçada pela Reação Álcali-Agregado (reação química exotérmica entre os hidróxidos alcalinos de sódio e potássio presentes na pasta de cimento e certos minerais reativos encontrados nos agregados de pedra e areia). Segundo Bazzo (2012), o monitoramento por instrumentação (piezômetros e extensômetros) é vital, pois a expansão do concreto pode causar o desalinhamento dos eixos das unidades geradoras, resultando em perdas por vibração e atrito excessivo nos mancais.

A tecnologia solar fotovoltaica apresenta um modelo de eficiência centrado na inovação de semicondutores e na robustez da eletrônica de potência, enfrentando desafios distintos das fontes rotativas.

- **Coeficientes de Temperatura e Performance Ratio (PR):** Relatórios da IRENA (2023) confirmam que a eficiência comercial de módulos saltou para a faixa de 20% a 22% com a tecnologia mono-PERC (tecnologia que permite maior eficiência energética por metro quadrado). No entanto, a performance de campo é inversamente proporcional à temperatura das células. Viana et al. (2014) explicam que, em climas tropicais, o aumento da temperatura das células reduz a tensão de circuito aberto, o que exige projetos de engenharia civil que favoreçam a circulação de ar sob os módulos para mitigar perdas térmicas.
- **Inércia Sintética e Estabilidade de Rede:** O maior desafio técnico da fonte solar reside na ausência de massa girante, o que resulta em "inércia zero". O ONS (2024) destaca que a sustentabilidade técnica da inserção massiva de solar depende de inversores inteligentes. Estes equipamentos devem ser capazes de simular inércia sintética e fornecer suporte de potência reativa, garantindo que variações bruscas de irradiância (causadas por nebulosidade) não provoquem instabilidades na frequência do SIN.

A integração entre as fontes hídrica e solar é atualmente tratada como o pilar da segurança energética nacional, utilizando a complementaridade sazonal e diária.

- A fonte hídrica como reserva de potência do sistema: A proposta de Tolmasquim (2016) define as hidrelétricas como estoques de energia. Durante o dia, o despacho solar preserva o nível dos reservatórios que passam a operar com carga máxima durante o pico noturno, quando a geração solar cessa.
- Mitigação do corte de geração por restrição da rede e H2V: A eficiência sistêmica é otimizada pela conversão do excedente de geração solar em outros vetores energéticos. A produção de Hidrogênio Verde (H2V) via eletrólise permite o aproveitamento da energia que seria desperdiçada por restrições de rede, melhorando o aproveitamento técnico da infraestrutura instalada e oferecendo uma solução de armazenamento de longo prazo que supera as limitações físicas dos reservatórios hídricos.

2.2.3 Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica de um empreendimento de infraestrutura energética é determinada pela relação entre o montante de capital investido e a capacidade de geração de caixa ao longo da vida útil do ativo. Essa dinâmica exige o uso de métricas como o Custo Nivelado da Energia (LCOE) e o Valor Presente Líquido (VPL) para garantir que as receitas futuras cubram o custo de capital inicial e os custos operacionais (BLANK; TARQUIN, 2020; YESCOMBE, 2014). No cenário atual, a análise comparativa entre fontes hídricas e solares revela uma inversão de paradigmas: enquanto a primeira apresenta alta durabilidade com custos de implantação crescentes e incertos, a segunda beneficia-se de uma curva de aprendizado tecnológica que reduziu drasticamente o custo por megawatt instalado

2.2.3.1 Avaliação de custos de implantação e manutenção

Na literatura de economia da energia e engenharia de custos, o investimento necessário para a viabilização de um ativo é decomposto em duas dimensões temporais e operacionais: o CAPEX (*Capital Expenditure*), referente ao investimento inicial em infraestrutura e equipamentos, e o OPEX (*Operational Expenditure*), que

compreende as despesas recorrentes para garantir a funcionalidade da planta ao longo de sua vida útil (TOLMASQUIM, 2016).

A fundamentação teórica sobre os custos de hidrelétricas (UHE) destaca a alta intensidade de capital em construção civil. Segundo Bazzo (2012), a imprevisibilidade inerente ao meio geográfico é o principal fator de risco financeiro.

- **Composição de Custos:** De acordo com a EPE (2022), as obras civis (barragens, escavações e túneis) representam entre 60% e 75% do CAPEX total de uma UHE. Os equipamentos eletromecânicos, como turbinas e geradores, compõem uma parcela menor quando comparada aos custos de infraestrutura e às compensações socioambientais, que têm crescido exponencialmente em projetos localizados na região amazônica.
- **Economia de Escala vs. Custo Local:** A literatura aponta que, embora as grandes usinas apresentem ganhos de escala, o "custo por kW instalado" é extremamente sensível à topografia e à distância dos centros consumidores, o que exige grandes investimentos em logística de canteiro (CRUZ, 2004).

Diferente das hidrelétricas, os custos de implantação de usinas fotovoltaicas (UF) são regidos pela Lei de Swanson, que observa a redução sistemática dos custos à medida que a produção de módulos em escala global aumenta.

- **Predomínio de Componentes Industrializados:** Conforme relatórios da IRENA (2023), o CAPEX solar é majoritariamente composto pela aquisição de módulos fotovoltaicos, inversores e estruturas de suporte. O peso da obra civil é residual, limitando-se a fundações leves e infraestrutura elétrica básica.
- **Redução de Preços:** A literatura técnica ressalta que, entre 2010 e 2022, houve uma redução de aproximadamente 89% no custo dos módulos solares. Isso posicionou a fonte solar como a de menor CAPEX por unidade de potência para novos empreendimentos em diversos mercados internacionais (IRENA, 2023).

A análise de custos operacionais (OPEX) diferencia as fontes pela complexidade mecânica e necessidade de mão de obra.

- **Manutenção em Hidrelétricas:** O OPEX hídrico é caracterizado pela manutenção de grandes massas metálicas e sistemas hidráulicos. Segundo Zoppou (2001), as despesas envolvem o monitoramento de sedimentos, manutenção de turbinas e, em casos críticos, a recuperação de concreto afetado por reações químicas (RAA). Embora baixo em relação ao faturamento,

o OPEX hídrico exige equipes técnicas altamente especializadas e presença física constante.

- **Manutenção em Usinas Solares:** O OPEX solar é referenciado como um dos menores do setor elétrico. Viana et al. (2014) explicam que as despesas são predominantemente preventivas, como a limpeza de módulos e monitoramento remoto. Por não possuir partes móveis complexas, a taxa de falhas é estatisticamente menor, embora a literatura recomende o provisionamento para a substituição de inversores após 10 ou 15 anos de operação.

2.2.3.2 Análise de viabilidade financeira

A viabilidade financeira de um projeto de infraestrutura energética é determinada pela sua capacidade de remunerar o capital investido frente aos riscos assumidos. Na literatura financeira aplicada à engenharia, essa análise é balizada por métricas que descontam o valor do dinheiro no tempo e comparam o custo de geração de diferentes tecnologias de forma equalizada.

O indicador mais difundido para a comparação de fontes de energia é o LCOE (o custo nivelado de energia). Matematicamente, ele representa o valor presente médio do custo de construção e operação de uma usina dividido pelo total de energia que ela produzirá ao longo de sua vida útil.

Conforme apontado pela IRENA (2023), o LCOE da fonte solar fotovoltaica tornou-se altamente competitivo, superando em muitos casos o custo de manutenção de hidrelétricas antigas. Isso ocorre porque, embora a usina solar produza menos energia por MW instalado (menor fator de capacidade), seu custo de implantação (CAPEX) reduziu de forma desproporcional à sua produtividade, tornando o denominador da equação mais eficiente.

A decisão de investimento em engenharia civil é frequentemente guiada pelo VPL (Valor Presente Líquido) e pela TIR (Taxa Interna de Retorno).

- **VPL (Valor Presente Líquido):** Define a riqueza gerada pelo projeto após descontar o custo do capital. Projetos de geração hidrelétrica possuem um perfil financeiro caracterizado por um longo período de construção sem receitas e forte incidência de custos financeiros capitalizados, dinâmica que é compensada no longo prazo pelo fluxo de caixa previsível e pela extensa vida útil do ativo (YESCOMBE, 2014; SOUZA; LIMA, 2018).

- TIR (Taxa Interna de Retorno): Representa a rentabilidade intrínseca do projeto. Na fonte solar, a TIR tende a ser mais atrativa para investidores privados devido ao curto período de retorno do capital. Enquanto uma UHE pode levar 15 anos para retornar o investimento inicial, usinas solares bem projetadas no Brasil atingem o ponto de equilíbrio entre 4 e 7 anos (ABSOLAR, 2024).

A literatura destaca que a viabilidade financeira é sensível a variáveis exógenas que afetam cada fonte de maneira distinta:

- Risco Hidrológico (GSF): Em usinas hidrelétricas, a viabilidade financeira é ameaçada pela escassez de chuvas. Conforme discute Tolmasquim (2016), o *Generation Scaling Factor* (GSF) pode obrigar geradoras hídricas a comprar energia no mercado de curto prazo a preços elevados para cumprir contratos, o que corrói a rentabilidade prevista no projeto original.
- Risco Cambial e de Insumos: A viabilidade solar é sensível à variação do dólar, uma vez que a maioria dos módulos e semicondutores é importada. Segundo a EPE (2022), o gerenciamento de riscos financeiros em projetos fotovoltaicos exige estratégias para garantir que o CAPEX não oscile durante a fase de aquisição de equipamentos.

3 MATERIAL E METÓDO

Para conferir o rigor necessário à análise, a investigação estrutura-se em dois níveis de observação complementares que permitem compreender desde a infraestrutura de grande escala até à sua aplicação final. No nível macro, a análise foca-se na dimensão sistémica da matriz energética nacional, utilizando como objetos de estudo a UHE Tucuruí (PA) e o Complexo Solar Futura 1 (BA). Neste horizonte, examinam-se variáveis como a segurança energética, o balanço de carbono regional e a eficiência territorial de grandes empreendimentos. Em paralelo, o nível micro direciona a investigação para a logística urbana e a aplicação prática da energia, materializada através de um estudo de caso focado na substituição de uma frota de transporte, por veículos elétricos. Esta abordagem integrada permite cruzar os dados de geração de larga escala com os benefícios diretos na mobilidade urbana, analisando a infraestrutura de carregamento e a economia operacional para fundamentar tecnicamente as notas de magnitude e importância atribuídas na análise final.

3.1 ANÁLISE AMBIENTAL

A avaliação dos impactos ambientais de grandes empreendimentos de engenharia, como a UHE Tucuruí e o Complexo Solar Futura 1, exige uma decomposição das variáveis que afetam o equilíbrio ecológico em diferentes escalas. Esta análise não apenas cataloga alterações, mas quantifica a magnitude das transformações nos meios físico e biótico, servindo de base para a valoração da Matriz de Leopold.

3.1.1 Análise Macro: Balanço de Carbono e Pressão Territorial em Larga Escala

A escala macro da análise ambiental concentra-se no impacto das infraestruturas sobre as metas de descarbonização e o uso do solo regional. No caso da UHE Tucuruí, a análise foca na emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) decorrentes da formação do reservatório. Diferente do senso comum que classifica a hidroeletricidade como emissão zero, a decomposição da biomassa submersa em climas tropicais gera fluxos significativos de Metano (CH₄). Conforme aponta

Fearnside (2015), a oxidação da matéria orgânica em condições anóxicas no fundo dos reservatórios amazônicos pode, em determinados períodos, equiparar o impacto de aquecimento global destas usinas ao de centrais termoeletricas de ciclo combinado.

Em contrapartida, a análise do Complexo Solar Futura 1 sob a ótica macro revela uma pegada de carbono concentrada na fase de fabricação. No entanto, o indicador de intensidade de carbono por kWh gerado é drasticamente inferior ao da fonte hídrica amazônica. Ao observar a eficiência territorial, nota-se que a energia fotovoltaica apresenta uma densidade de potência superior; enquanto Tucuruí inunda aproximadamente 2.850 km² para uma potência de 8.370 MW, o Complexo Futura 1 otimiza o uso do solo na Caatinga, bioma que, segundo a ABSOLAR (2024), possui um dos maiores índices de irradiância do país, permitindo uma geração de alto rendimento com mínima alteração do relevo original.

A conexão entre a geração de energia e a frota de transporte (o micro aplicado) é o que valida o saldo ambiental do projeto. A análise técnica demonstra que a substituição de motores de combustão interna por tração elétrica só atinge a sustentabilidade plena quando a fonte primária é limpa. Sem a integração com a fonte solar (modelo Futura 1), a adoção de veículos elétricos resultaria numa "externalidade deslocada", onde a poluição é removida do centro urbano, mas gerada na fonte termoeletrica durante os picos de carga.

Portanto, a utilização da energia solar para alimentar a frota elimina a poluição no ponto de consumo e na geração. Como afirma Tolmasquim (2016), a integração da geração distribuída com o setor de transportes é a chave para a verdadeira descarbonização profunda. Na análise micro da infraestrutura de garagem, a instalação de coberturas fotovoltaicas não apenas provê o combustível, mas mitiga o efeito de ilha de calor e reduz a necessidade de impermeabilização total do solo, criando um sistema de ciclo fechado onde o benefício ambiental é maximizado pela sinergia entre a engenharia de energia e a engenharia de transportes.

A análise qualitativa das fontes energética converge para a sistematização numérica através da Matriz de Leopold, que atua como o instrumento de validação da magnitude dos impactos descritos anteriormente. Ao atribuir valores de Magnitude (M), que medem a escala da alteração (-10 a +10), e Importância (I), que pondera o peso do impacto no contexto regional (1 a 10), torna-se possível extrair um índice de Gravidade Ambiental (M x I).

No cenário da UHE Tucuruí, a aplicação da matriz revela um índice crítico de -585 pontos. Este valor é reflexo de impactos de magnitude e importância máximas em fatores como a supressão de floresta nativa e o deslocamento socioeconômico. Conforme indicado na tabela 2, a soma dos produtos demonstra que a quebra da conectividade fluvial para a ictiofauna (-162 pontos) e o deslocamento populacional (-110 pontos) são os vetores que tornam o passivo ambiental das grandes hidrelétricas amazônicas um desafio para a engenharia de mitigação.

Tabela 2 – Matriz de Leopold Quantitativa - UHE Tucuruí

Fatores Ambientais (Linhas) / Ações (Colunas)	Enchimento do Reservatório	Manutenção do Barramento	Soma da Linha (M×I)
Qualidade da Água (Eutrofização)	-9 / 9	-4 / 7	-109
Flora (Supressão de Floresta)	-10 / 10	0 / 0	-100
Fauna (Ictiofauna/Migração)	-9 / 10	-8 / 9	-162
Geologia (Assoreamento)	-6 / 8	-7 / 8	-104
Socioeconomia (Deslocamento)	-10 / 10	-2 / 5	-110
TOTAL TUCURUI (Σ)			-585

Fonte: Produção do próprio autor.

Em contrapartida, o Complexo Solar Futura 1 apresenta um saldo que reforça a sustentabilidade da fonte fotovoltaica, totalizando +14 pontos. A baixa agressividade da operação solar é evidenciada pela reversibilidade dos impactos. O fator de maior peso negativo, o sombreamento do solo (-12 pontos), possui magnitude reduzida (-3), indicando que a alteração física na Caatinga é superficial e não compromete a resiliência do bioma a longo prazo.

Tabela 3 – Matriz de Leopold Quantitativa - Complexo Solar Futura 1

Fatores Ambientais (Linhas) / Ações (Colunas)	Geração Fotovoltaica	Limpeza/Manutenção	Soma da Linha (M×I)
Qualidade da Água (Consumo)	0 / 0	-2 / 3	-6
Flora (Sombreamento)	-3 / 4	0 / 0	-12
Fauna (Efeito Barreira)	-2 / 5	-1 / 2	-12
Geologia (Erosão Local)	-1 / 3	-1 / 3	-6
Socioeconomia (Emprego Local)	6 / 7	2 / 4	50
TOTAL FUTURA 1 (Σ)			14

Fonte: Produção do próprio autor.

Para que a comparação entre um empreendimento de 8.370 MW (Tucuruí) e um de 852 MW (Futura 1), utiliza-se o cálculo do CGR (Coeficiente de Gravidade Relativa), que normaliza o impacto pela potência instalada.

- CGR Tucuruí: 0,070 pontos de impacto por MW.
- CGR Futura 1: 0,016 pontos de impacto por MW.

Essa normalização prova que, mesmo em proporção, a fonte hídrica amazônica gera 4,3 vezes mais impacto ambiental por megawatt instalado do que a fonte solar. Essa métrica é fundamental para validar a transição para o nível micro (frota de veículos), a escolha de uma fonte com CGR baixo (Solar) é o que garante que a eletrificação do transporte não seja apenas uma transferência de dano ambiental, mas uma redução real da pressão sobre os ecossistemas.

Enquanto o impacto de Tucuruí exige programas de monitoramento e compensação bilionários, dado que a magnitude -10 em flora é irreversível, o complexo solar permite uma integração socioeconômica positiva, onde a geração de emprego e renda (magnitude +6) sobrepõe-se aos danos físicos. Esta validação numérica fundamenta a tese de que a infraestrutura de engenharia civil moderna deve priorizar ativos de baixo CGR para sustentar a mobilidade urbana sustentável.

3.2 ANÁLISE TÉCNICA

A dimensão técnica deste estudo avalia a capacidade das fontes de energia em suprir a demanda de potência exigida pela mobilidade elétrica, além de analisar as tecnologias de conversão e transporte de energia envolvidas. O procedimento foca na estabilidade de rede (nível macro) e no dimensionamento da infraestrutura de recarga (nível micro).

No nível macro, a engenharia civil e elétrica deve garantir que a matriz seja capaz de absorver os picos de carga gerados pela recarga simultânea de frotas de veículos.

- Estabilidade e Inércia (UHE Tucuruí): As grandes máquinas rotativas de Tucuruí fornecem o que se chama de "inércia de sistema". Conforme explica Kindermann (2018), a massa rotante das turbinas e geradores hidrelétricos atua como uma reserva de energia cinética que estabiliza a frequência da rede elétrica nacional contra variações bruscas de carga. No contexto da eletromobilidade, Tucuruí é tecnicamente indispensável para garantir o carregamento noturno da frota, período em que a fonte solar é nula e a demanda por potência de base é elevada.
- Tecnologia de Rastreamento e Eficiência (Solar Futura 1): O Complexo Futura 1 utiliza tecnologia de *trackers* (seguidores solares) de eixo único. Do ponto de vista da engenharia, isso representa uma sofisticação na montagem

eletromecânica que permite um aumento de até 25% na geração em comparação com estruturas fixas. De acordo com a EPE (2023), o avanço dos inversores inteligentes e sistemas de controle em parques como o de Futura 1 permite que a fonte solar forneça "serviços ancilares", ajudando no controle de tensão da rede, o que facilita a integração de carregadores de alta potência em áreas industriais ou garagens de ônibus.

A análise micro técnica desenvolve-se sobre a interface entre a garagem (infraestrutura civil) e o veículo elétrico. Aqui, o método avalia o dimensionamento de potência e as perdas de conversão.

- **Dimensionamento da Infraestrutura de Garagem:** O carregamento de uma frota de 3 ônibus elétricos, por exemplo, exige uma potência instalada na garagem que pode superar 150 kW. O procedimento técnico analisa a necessidade de subestações dedicadas e o reforço da rede elétrica local. A implementação de estações de recarga rápida exige que os projetos de infraestrutura civil incorporem sistemas avançados de gerenciamento térmico. O calor gerado durante a transferência de alta potência pode comprometer tanto a eficiência dos componentes internos da estação quanto a integridade e a vida útil das células de combustível dos veículos (MENDES; SOUZA, 2021).
- **Degradação de Ativos e Manutenção:** O método avalia o ciclo de vida dos componentes. Enquanto em Tucuruí a preocupação técnica reside na cavitação das turbinas e na integridade estrutural do barramento, na unidade micro solar (garagem), o foco é a taxa de degradação anual dos painéis (tipicamente 0,5% a.a.) e a vida útil das baterias dos veículos. O procedimento técnico quantifica que a sinergia entre a carga lenta (durante o dia com solar) e o balanceamento de carga aumenta a longevidade das baterias da frota, otimizando o ativo móvel.

Um fator técnico nesta análise é a contabilização das perdas elétricas ao longo do trajeto da energia. A eletricidade gerada em Tucuruí precisa transitar por linhas de transmissão de ultra-alta tensão (500 kV a 800 kV) por milhares de quilômetros até alcançar os centros de consumo urbanos. Durante este percurso, ocorrem perdas corona e perdas ôhmicas significativas nas linhas e nos sucessivos estágios de transformação (subestações elevadoras e abaixadoras).

Em contrapartida, ao adotar o modelo de Geração Distribuída (GD) na cobertura da garagem (inspirado na tecnologia fotovoltaica descentralizada de Futura

1), a distância entre o ponto de geração e o ponto de consumo (o conector do veículo) é reduzida a escassos metros. Segundo Tolmasquim (2016), a eliminação dos elos de transmissão e grande distribuição eleva a eficiência energética global do sistema. O modelo fotovoltaico local minimiza as quedas de tensão na rede da concessionária e otimiza o fator de potência da instalação, resultando num rendimento técnico superior por cada kWh gerado.

3.3 ANÁLISE ECONÔMICA

A dimensão económica fundamenta-se na avaliação do ciclo de vida dos ativos e na eficiência do capital investido. O objetivo é contrastar o modelo de alto investimento concentrado (UHE) com o modelo de investimento distribuído e escalonável (Solar/Frota), utilizando indicadores de rentabilidade e custo de oportunidade.

3.3.1 Análise Macro: CAPEX, OPEX

A escala macro da análise económica investiga o comportamento dos fluxos de capital associados à implantação e operação de megaprojetos de infraestrutura energética, avaliando o seu impacto sobre o orçamento público, o Sistema Interconectado Nacional (SIN) e a sociedade. Esta abordagem fundamenta-se nos critérios de viabilidade financeira de grandes ativos, onde os investimentos iniciais (CAPEX) e os custos de manutenção (OPEX) determinam o custo de oportunidade do Estado e a modicidade tarifária geral.

O Custo de Capital (CAPEX) representa os recursos financeiros mobilizados inicialmente para as fases de planeamento, desapropriação, projetos de engenharia, aquisição de equipamentos e execução das obras civis. A análise comparativa demonstra perfis de investimento radicalmente distintos em termos de magnitude e risco financeiro:

- UHE Tucuruí: O CAPEX de grandes centrais hidroelétricas caracteriza-se pela sua magnitude bilionária e pela forte imobilização de capital de longo prazo. Para usinas do porte e complexidade de Tucuruí (8.370 MW), o indicador de CAPEX de referência oscila entre R\$ 6.000.000,00 e R\$ 9.000.000,00 por megawatt (MW) instalado. Convertendo para a escala total do ativo, o

investimento estrutural ultrapassa a marca de R\$ 50 bilhões. Conforme estabelece Gomes (2020), a intensidade de capital dessas obras é agravada pelas externalidades socioambientais. Em grandes hídricas, os custos associados às indenizações para reassentamento de populações atingidas, desapropriações de terras, programas de mitigação do Plano Básico Ambiental e a complexa logística de transporte de insumos pesados (como cimento estrutural e aços especiais) representam até 20% do orçamento total do projeto (cerca de R\$ 10 bilhões). Adicionalmente, o risco de CAPEX é elevado pelo risco geológico e por atrasos cronológicos: como o tempo de construção de uma grande UHE varia entre 7 a 12 anos, há uma incidência severa de juros durante a obra, inflacionando o custo por megawatt final antes mesmo da geração do primeiro quilowatt-hora.

- Complexo Solar Futura 1: O CAPEX do Complexo Futura 1 (852 MW) contrasta diretamente com o modelo hídrico devido à sua natureza modular e simplificada. O investimento concentra-se na aquisição de tecnologia semicondutora (módulos fotovoltaicos de silício monocristalino), estruturas de suporte com seguidores solares (*trackers*), inversores de alta potência e cablagem de corrente contínua. Segundo dados setoriais da ABSOLAR (2024), o CAPEX de referência para a fonte solar centralizada de grande porte está parametrizado entre R\$ 3.000.000,00 e R\$ 4.000.000,00 por MW instalado, totalizando aproximadamente R\$ 3 bilhões para um complexo desse porte (um valor cerca de 16 vezes menor em números absolutos do que a grande hídrica). A engenharia civil associada é simplificada, restringindo-se à terraplanagem leve, cravação direta de estacas metálicas no solo da Caatinga e fundações para os contentores dos inversores e subestação local. O risco financeiro de atraso é drasticamente reduzido, complexos de quase 1 GW de potência podem ser edificados e comissionados em prazos que variam de 12 a 24 meses. Essa velocidade de implantação elimina o peso dos juros de longo prazo e permite a entrada em operação em fases (comissionamento modular), gerando fluxo de caixa antecipado.

O Custo Operacional (OPEX) engloba os gastos recorrentes necessários para manter a infraestrutura em funcionamento ao longo da sua vida útil regulatória, incluindo pessoal, segurança, seguros, insumos técnicos e manutenção preditiva, preventiva e corretiva.

- UHE Tucuruí: O custo de operação e manutenção (OPEX) de grandes centrais hidrelétricas exige uma estrutura fixa altamente especializada, sendo estimado pelo mercado em uma faixa que varia de 1% a 2% do investimento inicial de capital (CAPEX) ao ano, conforme os parâmetros de planejamento da matriz de geração nacional (EPE, 2022). Os custos operacionais são fortemente influenciados pela manutenção eletromecânica pesada das turbinas Francis, geradores síncronos e comportas do vertedouro. O método identifica gastos substanciais associados à gestão do reservatório, que incluem a dragagem de sedimentos para evitar o assoreamento precoce do lago, o controle de macrófitas aquáticas que afetam as grades de captação e o monitoramento estrutural contínuo do barramento civil contra fendas e infiltrações através de instrumentação geotécnica complexa. Embora o custo marginal da água como combustível seja nulo, a estrutura física monumental impõe um custo fixo de manutenção elevado.
- Complexo Solar Futura 1: O perfil operacional do Complexo Futura 1 é caracterizado pela descentralização e automação. Não existem partes móveis de alta velocidade mecânica, o que reduz o desgaste por atrito e fadiga de materiais. Conforme relatórios da IRENA (2023), o OPEX anual fotovoltaico centralizado é estimado entre R\$ 30.000,00 e R\$ 50.000,00 por MW instalado ao ano, o que representa cerca de R\$ 34 milhões anuais para o complexo solar de 852 MW. Esse valor distribui-se fundamentalmente entre a limpeza periódica automatizada ou robotizada dos módulos para remoção de poeira, a manutenção preventiva dos motores e rolamentos dos *trackers*, a capina mecânica da vegetação rasteira para evitar o sombreamento dos painéis e a substituição programada de inversores que possuem uma vida útil técnica menor, aproximadamente 10 a 15 anos, do que a dos módulos fotovoltaicos, com vida útil de 25 a 30 anos. O custo por megawatt operacional é substancialmente menor, impulsionado pela digitalização e supervisão remota via centrais de monitoramento de dados.

Ao analisar o custo de geração pura por megawatt-hora (MWh) para novos projetos, a dinâmica de mercado inverteu-se na última década. Conforme demonstra a EPE (2023), enquanto a energia gerada por novas e complexas hidrelétricas atinge patamares de custo de geração contratada superiores a R\$ 250,00 / MWh (devido ao peso da amortização do CAPEX civil bilionário), a fonte solar centralizada sofreu uma

deflação estrutural de quase 90%, sendo comercializada em faixas que oscilam entre R\$ 120,00 e R\$ 160,00 / MWh. Isto ocorre porque o fator acumulado de redução no preço dos módulos solares globais superou as economias de escala das obras civis hídricas, que sofrem com pressões inflacionárias de insumos básicos como aço, cimento e combustível de maquinário pesado.

Por fim, o procedimento macro contabiliza os impactos econômicos transversais que as usinas exercem sobre a economia da sociedade e do Estado.

- **Royalties e Economia Regional:** A UHE Tucuruí gera uma externalidade macroeconômica positiva contínua através do pagamento de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH). Esses repasses financeiros distribuídos por lei aos municípios e estados impactados pelo reservatório representam, muitas vezes, mais de 60% da receita corrente líquida de pequenas administrações locais, financiando a infraestrutura civil urbana regional.
- **Encargos de Transmissão e Impacto no Consumidor:** O modelo macro identifica que a energia de Tucuruí, por estar localizada no Norte do país, exige o transporte por grandes linhas de transmissão intermunicipais e interestaduais até os centros de carga do Sudeste. Este transporte impõe custos elevados de tarifa de uso do sistema de transmissão, que variam de R\$ 5,00 a R\$ 12,00 por kW.mês, além de encargos setoriais que são repassados diretamente para a conta de luz do consumidor individual na forma de tarifas de distribuição. Em contraste, embora complexos como Futura 1 também dependam da rede básica de transmissão, o avanço do modelo solar descentralizado em miniatura elimina este elo de transmissão de longa distância. O capital deixa de ser imobilizado em grandes linhas de transmissão e passa a ser investido localmente nas garagens e coberturas urbanas. Isso gera uma retenção de valor econômico direto no sítio de consumo da frota de transporte e reduz o impacto das flutuações das bandeiras tarifárias (que adicionam de R\$ 1,50 a R\$ 7,87 a cada 100 kWh consumidos da rede convencional durante crises hídricas) na saúde financeira municipal.

Tabela 4 – Comparativo de Valores Macro. .

Indicador Económico	Modelo Hídrico Centralizado (UHE Tucuruí)	Modelo Solar Escalável (Complexo Futura 1)
Média de CAPEX p/ MW	R\$ 6.000.000,00 a R\$ 9.000.000,00	R\$ 3.000.000,00 a R\$ 4.000.000,00
CAPEX Total do Ativo	~ R\$ 50 Bilhões (8.370 MW)	~ R\$ 3 Bilhões (852 MW)
OPEX Anual Estimado	R\$ 500 Milhões a R\$ 1 Bilhão / ano	~ R\$ 34 Milhões / ano
Custo de Geração (MWh)	> R\$ 250,00 / MWh	R\$ 120,00 a R\$ 160,00 / MWh
Prazo de Implantação	7 a 12 Anos	1 a 2 Anos
Dependência de Redes	Crítica	Flexível

Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.2 Análise Micro: Estudo de Caso Quantitativo de Frota de Ônibus Urbanos

O objeto de estudo micro constitui-se por uma frota de 3 ônibus urbanos padrões (12 metros) integrados ao sistema de transporte municipal. Cada coletivo percorre uma média de 200 km por dia operacional, trabalhando 25 dias por mês, o que equivale a 5.000 km/mês por autocarro. A frota consolidada de 3 veículos percorre 15.000 km/mês (180.000 km/ano), totalizando uma rodagem acumulada de 3.600.000 km ao longo do horizonte analítico de 20 anos.

As especificações e demandas energéticas e operacionais por vertente estão estipuladas da seguinte forma:

- Vertente Fóssil (Diesel): O modelo Mercedes-Benz OF-1721 apresenta consumo médio urbano ponderado de 2,5 km/litro de Diesel S10. Mantendo o preço de referência estável do Diesel S10 a R\$ 6,00/litro, a frota consome 6.000 litros/mês, gerando um custo inicial com combustível de R\$ 36.000,00/mês (R\$ 432.000,00 no ano 1). O OPEX de manutenção mecânica corretiva e preventiva (filtros, óleo lubrificante, fluidos de exaustão Arla 32 e retificação de componentes do motor a combustão) é fixado em R\$ 30.000,00/ano por veículo (R\$ 90.000,00/ano para a frota no ano 1).
- Vertentes Elétricas (Solar e Hidrelétrica): O modelo elétrico BYD D9W apresenta consumo médio urbano ponderado de 1,25 kWh/km com sistema de ar-condicionado ativo. Adicionando a margem padrão de 12% para perdas associadas à eficiência térmica e conversão AC/DC em sistemas de recarga rápida de páteo, a demanda real extraída da garagem é ajustada para 1,40 kWh/km. Fornecer a quilometragem anual de 180.000 km da frota exige uma demanda totalizada de energia elétrica na garagem de 252.000 kWh/ano. O OPEX de manutenção mecânica é drasticamente menor devido à ausência de

caixas de câmbio complexas e pistões, além do uso de travagem regenerativa, sendo fixado em R\$ 12.000,00/ano por veículo (R\$ 36.000,00/ano estável para a frota). De forma compulsória, insere-se o custo de substituição total do banco de baterias de tração no ano 10, avaliado em R\$ 300.000,00 por veículo (R\$ 900.000,00 para a frota).

O custo de aquisição dos ônibus está integrado ao CAPEX inicial do projeto para avaliar o impacto real da transição tecnológica na engenharia financeira:

- Vertente A (Diesel): Aquisição de 3 ônibus Mercedes-Benz OF-1721 a R\$ 850.000,00 cada. A infraestrutura de pátio para abastecimento já está disponível na empresa. CAPEX Inicial Total = R\$ 2.550.000,00.
- Vertente B (Solar): Aquisição de 3 ônibus elétricos BYD D9W a R\$ 2.400.000,00 cada (R\$ 7.200.000,00). Exige a instalação de carregadores rápidos de pátio em Corrente Contínua (CC) de 150 kW, incluindo uma subestação abrigada de média tensão de 500 kW, orçada em R\$ 450.000,00. Para suprir integralmente a pesada demanda anual de 252.000 kWh, projeta-se uma usina solar fotovoltaica corporativa de 170 kWp sobre a cobertura da garagem, cotada a valor de mercado em R\$ 480.000,00. CAPEX Inicial Total = R\$ 8.130.000,00.
- Vertente C (Hidrelétrica): Exige a aquisição dos 3 ônibus elétricos BYD D9W (R\$ 7.200.000,00) e a mesma central de carregadores pesados com a subestação de pátio de 500 kW (R\$ 450.000,00), porém dispensa o investimento no parque fotovoltaico de autogeração. CAPEX Inicial Total = R\$ 7.650.000,00.

Custos Operacionais Anuais e Projeção Inflacionária.

- Diesel: Os custos somados de combustível (R\$ 432.000,00) e manutenção mecânica (R\$ 90.000,00) totalizam R\$ 522.000,00 no ano 1. Aplica-se uma taxa de inflação setorial combinada ao desgaste mecânico acumulado de componentes pesados a combustão estipulada em 5% ao ano sobre o valor operacional anual ao longo de todo o horizonte analítico. Adicionalmente, devido ao limite regulamentar e à exaustão do ciclo de vida útil técnico dos motores a combustão em regime urbano severo, estabelece-se de forma compulsória a substituição integral da frota ao final do Ano 10. Esse evento

operacional introduz um novo desembolso de capital idêntico ao CAPEX inicial (R\$ 2.550.000,00) para a aquisição de 3 novas unidades. Contudo, a desmobilização da frota antiga gera um valor residual imediato decorrente da alienação dos ativos usados no mercado secundário por 15% de seu custo histórico (R\$ 127.500,00 por veículo). Dessa forma, o impacto financeiro líquido de renovação de frota contabilizado no fluxo de caixa do ano 10 é mitigado para R\$ 2.167.500,00 (R\$ 2.550.000,00 de saída para nova compra subtraídos de R\$ 382.500,00 de entrada da venda do ativo residual).

- Solar: Custos com consumo de energia comercial zerados. O custo operacional anual é composto pela manutenção mecânica da frota elétrica (R\$ 36.000,00) e pela manutenção predial/limpeza industrial dos módulos solares (R\$ 12.000,00), totalizando um OPEX fixo de R\$ 48.000,00/ano. Computa-se a substituição dos inversores centrais solares no ano 10, avaliada em R\$ 80.000,00, além da troca das baterias da frota (R\$ 900.000,00) também no ano 10.
- Hidrelétrica: Utilizando como base a tarifa comercial/industrial B3 contratada de Ilha Solteira de R\$ 0,85/kWh. A fatura anual de energia da concessionária no ano 1 totaliza R\$ 214.200,00 (252.000 kWh x R\$ 0,85), que somada à manutenção mecânica da frota (R\$ 36.000,00) totaliza um OPEX inicial de R\$ 250.200,00. Aplica-se a taxa histórica de inflação energética de 6% ao ano sobre a parcela da fatura de energia, mantendo a manutenção fixa. Computa-se a troca das baterias da frota (R\$ 900.000,00) no ano 10.

Seguindo rigorosamente o modelo matemático de engenharia económica de Oliveira (1972) validado na pesquisa de iniciação científica de referência, todos os desembolsos futuros (M) foram trazidos ao Valor Presente (P) pela aplicação dos fatores de desconto de juros compostos (P/F , 9%, n) à taxa real de 9% ao ano, como demonstrado pela fórmula 2:

$$P = M \cdot \left(\frac{P}{F}, 9\%, n \right) \quad (2)$$

Os valores de transformação de juros foram utilizados da figura 2.

Figura 2 – Fatores de Juros Composto.

FATORES DE JUROS COMPOSTOS - I = 9,0 POR CENTO									
N	PAGAMENTO SIMPLES		SÉRIE UNIFORME DE PAGAMENTOS			SÉRIE EM GRADIENTE UNIFORME			
	P/M	M/P	P/U	U/P	M/U	U/M	G/P	G/U	
1	1.0900	0.9174	1.0900	0.9174	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0030
2	1.1881	0.8417	0.5685	1.7591	0.4785	2.0900	0.8416	0.4784	1.0000
3	1.2950	0.7722	0.3951	2.5313	0.3951	3.2781	2.3860	0.9426	3.0900
4	1.4116	0.7084	0.3087	3.2397	0.2187	4.5731	4.9112	1.3925	6.3680
5	1.5386	0.6499	0.2571	3.8896	0.1671	5.9847	7.1110	1.8282	10.9411
6	1.6771	0.5963	0.2229	4.4859	0.1329	7.5233	10.0923	2.2498	16.9157
7	1.8240	0.5470	0.1987	5.0329	0.1087	9.2004	13.3745	2.6574	24.4491
8	1.9926	0.5019	0.1807	5.5348	0.0907	11.0284	16.8875	3.0511	33.6494
9	2.1719	0.4604	0.1668	5.9952	0.0768	13.0210	20.5709	3.4312	44.6778
10	2.3674	0.4224	0.1558	6.4177	0.0658	15.1929	24.3726	3.7977	57.6987
11	2.5804	0.3875	0.1469	6.8052	0.0569	17.5602	28.2480	4.1509	72.6916
12	2.8127	0.3555	0.1397	7.1607	0.0497	20.1407	32.1588	4.4910	89.4517
13	3.0658	0.3262	0.1336	7.4869	0.0436	22.9533	36.0729	4.8181	107.9923
14	3.3417	0.2992	0.1284	7.7861	0.0384	26.0191	39.9931	5.1326	128.3455
15	3.6425	0.2745	0.1241	8.0607	0.0341	29.3608	43.8067	5.4346	150.5647
16	3.9703	0.2519	0.1203	8.3126	0.0303	33.0033	47.5847	5.7244	184.9253
17	4.3276	0.2311	0.1170	8.5436	0.0270	36.9736	51.2819	6.0024	221.9284
18	4.7171	0.2120	0.1142	8.7556	0.0242	41.3012	54.8858	6.2686	261.9019
19	5.1416	0.1943	0.1117	8.9501	0.0217	46.0183	58.3866	6.5236	304.2031
20	5.6044	0.1784	0.1095	9.1285	0.0195	51.1599	61.7768	6.7674	348.2210
21	6.1088	0.1637	0.1076	9.2922	0.0176	56.7643	65.0507	7.0005	397.3809
22	6.6586	0.1507	0.1059	9.4424	0.0159	62.8731	68.2046	7.2232	451.1450
23	7.2578	0.1378	0.1044	9.5802	0.0144	69.5316	71.2358	7.4357	510.0183
24	7.9110	0.1264	0.1030	9.7066	0.0130	76.7894	74.1431	7.6384	574.5493
25	8.6230	0.1160	0.1018	9.8228	0.0118	84.7005	76.9263	7.8316	643.3385
26	9.3991	0.1064	0.1007	9.9290	0.0107	93.3235	79.5861	8.0155	716.0386
27	10.2450	0.0976	0.0997	10.0266	0.0097	102.7226	82.1239	8.1906	793.3624
28	11.1671	0.0895	0.0989	10.1161	0.0089	112.9676	84.5417	8.3571	874.0442
29	12.1721	0.0822	0.0981	10.1983	0.0081	124.1346	86.8421	8.5154	957.0517
30	13.2576	0.0754	0.0973	10.2737	0.0073	136.3067	89.0278	8.6656	1042.1860
31	14.4617	0.0691	0.0967	10.3428	0.0067	149.5744	91.1023	8.8083	1137.4931
32	15.7632	0.0634	0.0961	10.4062	0.0061	164.0360	93.0689	8.9436	1240.0644
33	17.1619	0.0582	0.0956	10.4644	0.0056	179.7992	94.9313	9.0718	1350.9132
34	18.7243	0.0534	0.0951	10.5178	0.0051	196.9811	96.6933	9.1933	1469.9138
35	20.4118	0.0490	0.0946	10.5668	0.0046	215.7094	98.3589	9.3083	1597.0818
36	22.2511	0.0449	0.0942	10.6118	0.0042	236.1231	99.9318	9.4171	1732.3903
37	24.2537	0.0412	0.0939	10.6530	0.0039	258.3742	101.4161	9.5200	1876.9128
38	26.4365	0.0378	0.0935	10.6908	0.0035	282.6478	102.8157	9.6172	2030.7148
39	28.8158	0.0347	0.0932	10.7259	0.0032	309.0643	104.1344	9.7090	2193.7768
40	31.4092	0.0318	0.0930	10.7574	0.0030	337.8799	105.3761	9.7957	

Fonte: Oliveira,1972.

Os cálculos foram detalhados no apêndice B, o resultado final do valor presente de custo de cada vertente foi de:

$$P_{C_{Diesel}} = R\$ 2.550.000,00 + R\$ 7.962.314,50 + R\$ 915.552,00 = R\$ 11.427.866,50$$

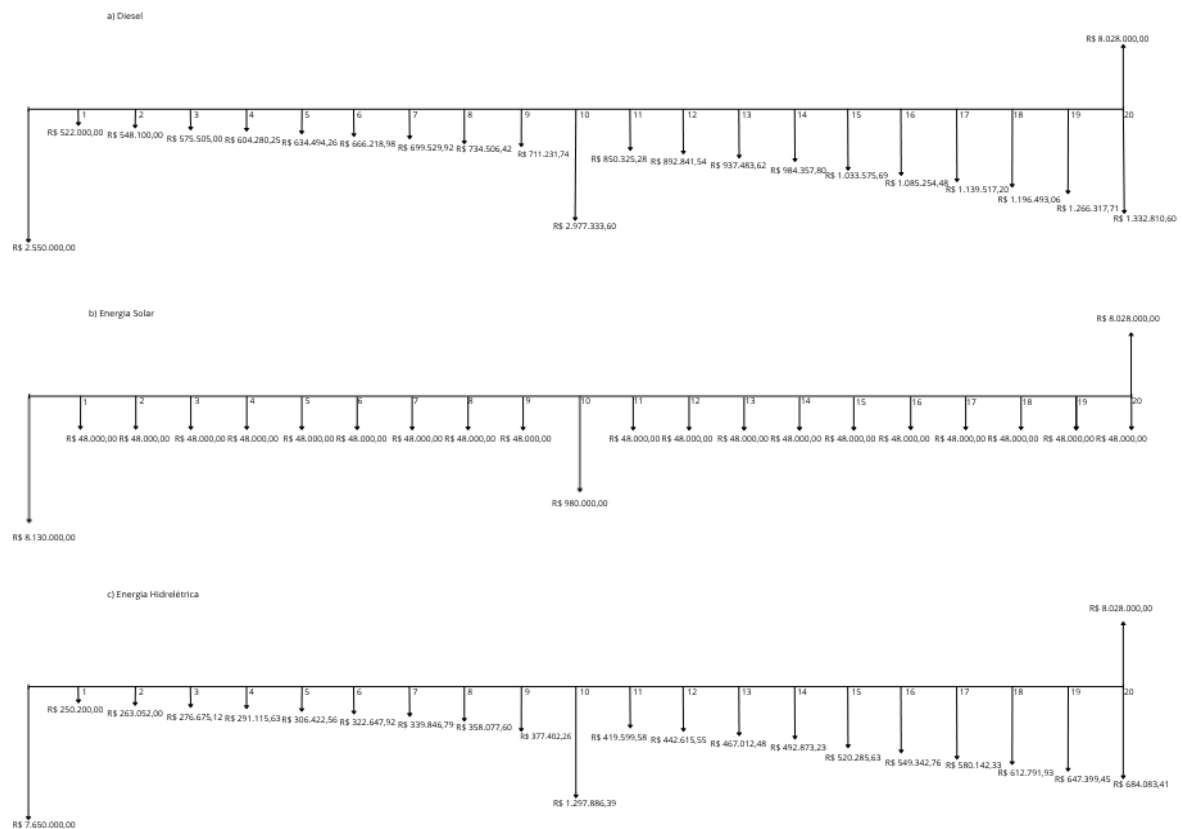
$$P_{C_{Solar}} = R\$ 8.130.000,00 + R\$ 438.163,20 + R\$ 413.952,00 = R\$ 8.982.115,20$$

$$P_{C_{Hidrelétrico}} = R\$ 7.650.000,00 + R\$ 4.192.742,40 + R\$ 380.160,00 = R\$ 12.222.902,40$$

Para manter a equivalência com a metodologia estabelecida na iniciação científica, utilizou-se a modelagem de um Valor presente de benefício (Pb) baseado na prestação de serviço público continuado de transporte coletivo, reajustado e

avaliado na entrega de mobilidade urbana em R\$ 90.000.000,00 ao final de 20 anos de concessão. Trazido ao valor presente pelo fator do vigésimo ano ($90.000.000 \times 0,1784$), estabelece-se o PB = R\$ 16.056.000,00. Com isso, foi possível construir o diagrama de fluxo de caixa comparando ambos os sistemas, diesel, solar e hidrelétrico, mostrado na imagem abaixo.

Figura 3 – Diagrama de Fluxo de Caixa.



Fonte: Produção do próprio autor.

A Relação Benefício-Custo (RBC) é expressa pela fórmula 3:

$$RBC = \frac{P_b}{P_c} \quad (3)$$

$$RBC_{Diesel} = \frac{16.056.000,00}{11.427.866,50} = 1,40$$

$$RBC_{Solar} = \frac{16.056.000,00}{8.982.115,20} = 1,79$$

$$RBC_{Hidrelétrica} = \frac{16.056.000,00}{12.222.902,40} = 1,31$$

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A avaliação da transição energética no transporte coletivo urbano exige uma abordagem integrada que correlacione a viabilidade econômico-financeira do operador local (microescala) aos impactos estruturais, socioambientais e de infraestrutura energética (macroescala). Ao longo de um horizonte analítico de 20 anos, os dados demonstram que as escolhas operacionais feitas dentro da garagem geram profundas repercussões no ecossistema macro.

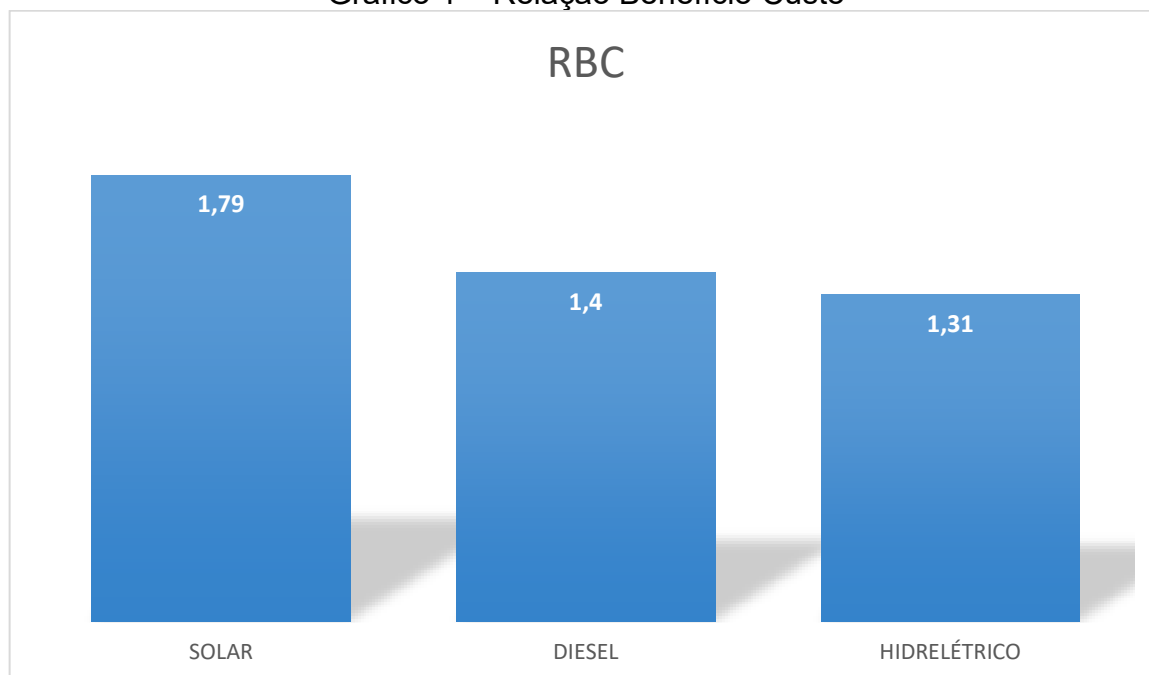
Sob a perspectiva da microescala, o modelo matemático de Engenharia Econômica revelou que a visão tradicional focada apenas no custo de aquisição imediata (CAPEX) induz a erros estratégicos de planejamento. A Vertente A (Diesel), apesar de exigir o menor investimento inicial (R\$ 2,55 milhões), revelou-se a segunda opção mais onerosa no longo prazo.

A necessidade de renovação integral da frota a combustão no ano 10 decorrente da exaustão mecânica e do limite regulamentar de vida útil de 10 anos para motores fósseis urbanos, elevou o Custo Presente Líquido do Diesel para R\$ 11,42 milhões. Mesmo deduzindo o ingresso financeiro do valor residual de 15% (R\$ 382.500,00) pela venda dos veículos usados, a Relação Benefício-Custo (RBC) do Diesel foi severamente penalizada, fixando-se em 1,40.

Por outro lado, a Vertente C (Hidrelétrica), que utiliza ônibus elétricos modernos abastecidos diretamente pela concessionária local, apresentou o pior desempenho financeiro da escala micro, com um RBC de 1,31. O operador que adota essa configuração assume o risco do elevado CAPEX dos veículos elétricos (R\$ 7,65 milhões), mas permanece totalmente vulnerável à inflação tarifária industrial e comercial de 6% ao ano, acumulando uma fatura de energia de R\$ 4,19 milhões a valor presente que consome a rentabilidade do projeto.

A Vertente B (Solar) consolidou-se como a solução ótima na microescala, atingindo o maior índice de eficiência atuarial com um RBC de 1,79. O investimento marginal de R\$ 480.000,00 para a instalação da usina fotovoltaica de 170 kWp eliminou por completo o custeio com insumos energéticos comerciais, blindando a operação contra reajustes tarifários. Essa infraestrutura solar reduz o Custo Presente Líquido total da operação em R\$ 3,24 milhões quando comparada à rede elétrica, apresentando um tempo de amortização extremamente rápido, com taxa de retorno simples de apenas 2,2 anos.

Gráfico 1 – Relação Benefício Custo



Fonte: Produção do próprio autor.

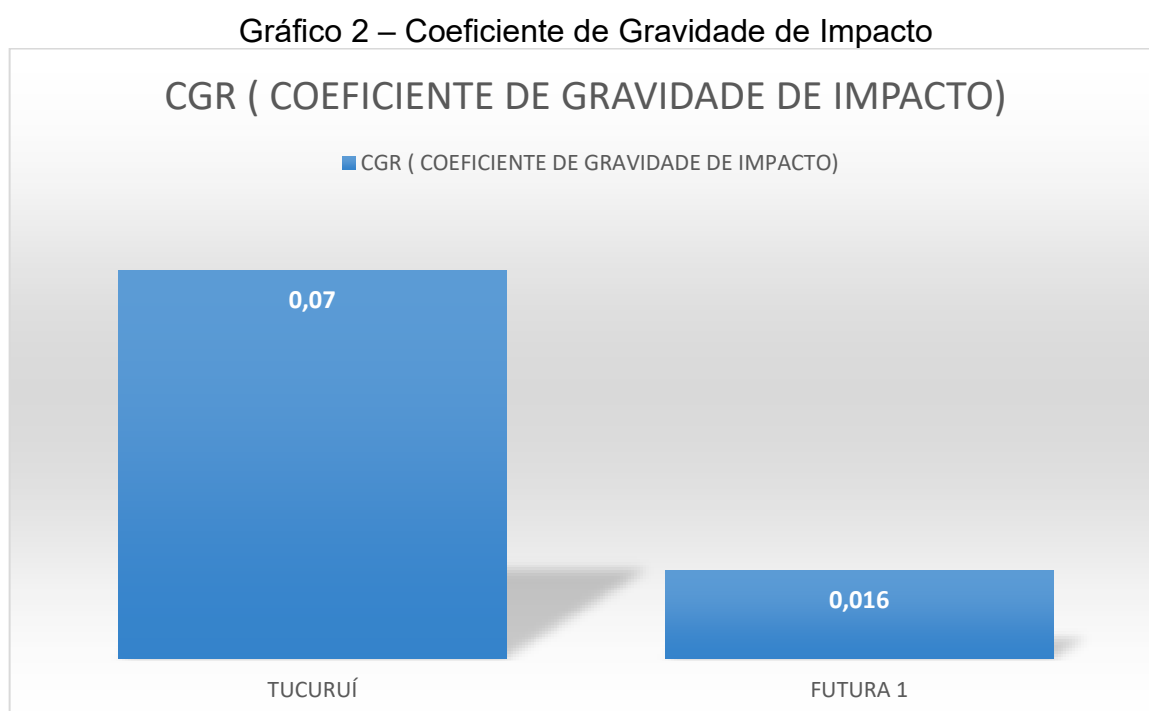
Ao expandir a análise para a macroescala, os impactos qualitativos e estruturais correlacionam-se perfeitamente com os resultados financeiros obtidos na microescala. A dependência tarifária da Vertente C, criticada no micro pelo seu impacto financeiro, reflete-se no macro como um risco de infraestrutura para o setor elétrico. A concentração do carregamento de baterias de alta potência em pátios urbanos sem geração local introduz o fenômeno do efeito rampa, sobrecarregando subestações de distribuição nos horários de pico e forçando o Sistema Interligado Nacional (SIN) a arcar com perdas técnicas de transmissão estimadas entre 7% e 10% no transporte da energia.

Na Vertente A (Diesel), a aparente simplicidade operacional é contestada macroeconomicamente pelas externalidades negativas que o combustível fóssil impõe à sociedade. A queima continuada do Diesel S10 mantém o passivo ambiental local e transfere custos ocultos elevados para o Estado através do sistema de saúde pública, em virtude do tratamento de patologias respiratórias associadas à emissão de material particulado e óxidos de nitrogênio nos centros urbanos. Adicionalmente, expõe o planejamento municipal à vulnerabilidade geopolítica do refino e às flutuações cambiais do petróleo.

A superioridade financeira da Vertente B (Solar) na garagem traduz-se, na macroescala, em resiliência e segurança energética. Ao adotar o conceito de Geração

Distribuída (GD) integrada à mobilidade, a energia é produzida de forma concomitante no próprio ponto de consumo, anulando as perdas de transmissão no grid. A garagem deixa de ser um polo puramente consumidor de alta potência e passa a atuar como uma microusina urbana capaz de injetar excedentes limpos na rede durante o período diurno, mitigando riscos de escassez hídrica e promovendo a descarbonização integral das emissões.

A sistematização de todas essas interações mutáveis entre as ações de engenharia e os fatores ambientais/estruturais é consolidada qualitativamente por meio da aplicação da Matriz de Leopold, que gerou um resultado de -585 para a usina de Tucuruí e um resultado positivo de 14 para a usina Solar Futura 1, posteriormente demonstrando no gráfico 2 um CGR (Coeficiente de Gravidade de Impacto) para ambas as usinas.



Fonte: Produção do próprio autor.

A convergência analítica entre o micro e o macro evidencia que a sustentabilidade de frotas públicas de transporte reside na descentralização energética.

Isolar a eletromobilidade (Vertente C) sem associá-la a uma fonte de autogeração limpa no pátio resulta em prejuízo financeiro para o operador logístico (devido à inflação tarifária) e prejuízo técnico para o grid (devido à sobrecarga de

potência). Da mesma forma, manter a tecnologia tradicional (Vertente A) consome os recursos operacionais devido ao curto ciclo de vida útil dos motores e penaliza a saúde ambiental urbana.

Portanto, a Vertente B prova que a usina solar fotovoltaica corporativa não é um elemento acessório de mitigação ecológica, mas sim o componente estrutural indispensável para garantir a viabilidade financeira da operação na garagem e a estabilidade sistêmica da infraestrutura de transportes e energia do município.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo cumpriu com êxito o objetivo de avaliar a transição energética e a viabilidade da eletromobilidade no transporte público urbano, superando a visão simplista do custo de aquisição imediata por meio de uma abordagem integrada em duas dimensões independentes, a micro e a macro.

Na dimensão da Microescala, fundamentada na modelagem atuarial e na Engenharia Econômica para uma frota de 3 ônibus urbanos ao longo de 20 anos, os resultados matemáticos comprovaram que a Vertente B (Solar Própria) é a única solução que apresenta sustentabilidade financeira robusta, alcançando o maior índice de eficiência com uma Relação Benefício-Custo (RBC) de 1,79. A incorporação de uma usina fotovoltaica de 170 kWp provou ser o motor econômico do projeto, blindando o operador contra a inflação tarifária e apresentando um retorno de investimento simples de apenas 2,2 anos em relação à rede. Em contrapartida, a dependência exclusiva da concessionária de energia (Vertente C) revelou-se inviável, registrando o pior cenário microeconômico (RBC de 1,31) devido ao acúmulo de R\$ 4,19 milhões em faturas compulsórias a valor presente. A tecnologia tradicional a Diesel (Vertente A) também se mostrou deficitária no longo prazo (RBC de 1,40), severamente punida pela barreira física de sua vida útil regulamentar, que exigiu uma nova rodada de CAPEX para renovação integral da frota no Ano 10.

Na dimensão da Macroescala, avaliada sob critérios estruturais e socioambientais através da Matriz de Leopold e do Coeficiente de Gravidade de Impacto (CGR), as conclusões reforçam e justificam a superioridade da vertente solar por razões sistêmicas. A análise quantitativa do CGR expôs a disparidade entre as fontes primárias de abastecimento: enquanto a matriz Hidrelétrica (UHE Tucuruí) apresentou um CGR elevado de 0,070, impulsionado por impactos severos e de difícil reversão no ecossistema (como a supressão de flora e impactos na ictiofauna, totalizando -585 pontos na matriz original), o Complexo Solar (Futura 1) registrou um CGR de apenas 0,016, chancelando a alta resiliência e reversibilidade da tecnologia fotovoltaica (saldo positivo de +14 pontos). Estruturalmente, a análise macro demonstrou que alimentar frotas elétricas pesadas diretamente pelo grid comercial (Vertente C) transfere o problema para o setor elétrico através do efeito rampa e de perdas técnicas de transmissão. A Vertente B, operando por Geração Distribuída (GD)

no próprio ponto de consumo, elimina essas perdas e alivia a curva de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Diante das evidências analíticas, conclui-se que a inserção da eletromobilidade urbana em larga escala nas cidades brasileiras está intrinsecamente condicionada à descentralização energética. Isolar o vetor transporte do vetor geração resulta em fragilidade fiscal para os operadores e riscos operacionais para o grid elétrico. Recomenda-se, portanto, a revisão das políticas públicas municipais e dos marcos regulatórios de concessão de transportes, de modo que passem a exigir e incentivar a simbiose entre ônibus elétricos e usinas de autogeração solar fotovoltaica nas garagens.

Por fim, este trabalho consolida a infraestrutura solar corporativa não como um mero investimento acessório ou apelo ecológico, mas sim como a chave técnica e econômica indispensável para viabilizar a descarbonização das frotas públicas, garantindo a resiliência financeira dos sistemas de transporte e a segurança energética das cidades inteligentes do século XXI.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico ABSOLAR**. n. 67. São Paulo: ABSOLAR, maio 2024.

BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. **Engenharia Econômica**. 8. ed. Porto Alegre: AMGH, 2020.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**: engenharia econômica, tomada de decisão e estratégia. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

DE SIMÓN-MARTÍN, Miguel; DíEZ-MEDIAVILLA, Montserrat; ALONSO-TRISTÁN, Cristina. Real Energy Payback Time and Carbon Footprint of a GCPVS. **AIMS Energy**, v. 5, n. 1, p. 77-95, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2023**: Ano de referência 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota Técnica EPE/PR/002/2023**: Premissas para o Planejamento da Expansão da Geração - Custos de Geração. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Brasília: MME/EPE, 2023.

ERHART, R. et al. **Engenharia Econômica e Análise de Investimentos**. São Paulo: Atlas, 2021.

FEARNSIDE, Philip M. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. **Environmental Management**, v. 27, n. 3, p. 377-396, 2001.

FEARNSIDE, Philip M. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: the example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to a fossil fuel alternative. **Environmental Conservation**, v. 24, n. 1, p. 64-75, 1997.

FEARNSIDE, Philip M. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. **Water, Air, and Soil Pollution**, v. 133, n. 1, p. 69-96, 2002.

FENNER, A. L. et al. Avaliação do Ciclo de Vida aplicada à geração de energia elétrica: uma revisão sistemática. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, v. 56, n. 2, p. 312-325, 2021.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Power Generation Costs in 2022**. Abu Dhabi: IRENA, 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway**. Abu Dhabi: IRENA, 2023. v. 1.

KEMENES, Alexandre; FORSBERG, Bruce R.; MELACK, John M. Downstream greenhouse gas emissions from the Tucuruí hydroelectric dam in Amazonia. **Inland Waters**, v. 6, n. 3, p. 293-302, 2016.

KEMENES, Alexandre; FORSBERG, Bruce R.; MELACK, John M. Methane as a dominant pathway for carbon release from Amazonian dams. **Nature Geoscience**, v. 1, n. 1, p. 40-43, 2007.

MENDES, T. R.; SOUZA, F. L. **Infraestrutura para Eletromobilidade: Desafios de engenharia e gerenciamento térmico em sistemas de alta potência**. São Paulo: Editora Blucher, 2021.

MERCULIANO, S. et al. Impactos de grandes empreendimentos hidrelétricos sobre a biodiversidade amazônica: o caso da UHE Tucuruí. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, n. 32, p. 45-58, 2014.

ROSA, Luiz Pinguelli; DOS SANTOS, Marco Aurélio (Eds.). **Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.

ROSA, Luiz Pinguelli et al. Greenhouse gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs compared to a fossil fuels alternative. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 8, n. 3, p. 233-244, 2004.

SMITH, Brittany et al. **An Updated Life Cycle Assessment of Utility-Scale Solar Photovoltaic Systems**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024.

SOUZA, R. C.; LIMA, G. A. C. **Análise de Investimentos in Infraestrutura de Energia**. Rio de Janeiro: Synergia, 2018.

TOLMASQUIM, Mauricio T. **Energia Renovável: Hidrelétrica, Eólica, Solar e Biomassa**. Rio de Janeiro: Interciência, 2016.

YESCOMBE, E. R. **Principles of Project Finance**. 2. ed. San Diego: Academic Press, 2014.

APÊNDICE A – DEMONSTRATIVO DOS CÁLCULOS UTILIZADOS NA MATRIZ DE LEOPOLD

O valor final de -585 é o resultado do somatório dos produtos de magnitude e importância em duas ações principais da fase de operação: o Enchimento/Manutenção do Reservatório e a Operação das Turbinas/Barramento.

1. Qualidade da Água: $(-9 \times 9) + (-4 \times 7) = -81 - 28 = -109$

- Enchimento (-81): A nota máxima de magnitude (-9) e importância (9) deve-se à decomposição da biomassa submersa, que causou a anoxia (falta de oxigênio) e liberação de ácido sulfídrico.
- Manutenção (-28): O impacto é contínuo devido à estratificação térmica da água parada, que impede a autodepuração natural do rio.

2. Flora: $(-10 \times 10) + (0 \times 0) = -100 + 0 = -100$

- Enchimento (-100): Impacto absoluto. A magnitude é -10 porque a supressão da floresta amazônica na área inundada foi total e irreversível. A importância é 10 por se tratar de um bioma de alta biodiversidade e regulador climático global.

3. Fauna: $(-9 \times 10) + (-8 \times 9) = -90 - 72 = -162$

- Impacto Ictiofauna (-90): A barragem bloqueou as rotas migratórias de peixes reofílicos (que nadam contra a corrente para desovar).
- Fragmentação (-72): A criação do lago isolou populações terrestres em "ilhas", levando à extinção local por falta de variabilidade genética. É o maior peso negativo da matriz devido à perda de conectividade biótica.

4. Geologia e Solo: $(-6 \times 8) + (-7 \times 8) = -48 - 56 = -104$

- Assoreamento (-48): O reservatório funciona como uma bacia de decantação, retendo sedimentos e reduzindo sua vida útil.
- Erosão a Jusante (-56): A "água faminta" (sem sedimentos) liberada pelas turbinas possui maior poder erosivo, degradando as margens do rio após a barragem e exigindo obras civis constantes de contenção.

5. Socioeconomia: $(-10 \times 10) + (-2 \times 5) = -100 - 10 = -110$

- Deslocamento (-100): Milhares de ribeirinhos e comunidades indígenas perderam seu território e base econômica. A importância 10 reflete o impacto cultural imensurável.
- Operação (-10): Impactos menores contínuos relacionados à perda de acesso a recursos pesqueiros originais.

Síntese Final do Somatório

$$\text{Total} = (-109) + (-100) + (-162) + (-104) + (-110) = -585$$

Diferente do modelo hídrico, a matriz solar apresenta muitos valores nulos ou próximos de zero na fase de operação, pois não há consumo de combustível, emissão de efluentes ou barramento de fluxos naturais.

1. Qualidade da água: $(0 \times 0) + (-2 \times 3) = -6$

- Geração (0): A conversão da luz em eletricidade por células de silício não consome água.
- Limpeza/Manutenção (-6): A magnitude é baixa (-2) pois o consumo de água é intermitente e focado apenas na remoção de poeira dos módulos. A importância (3) é baixa porque a água utilizada geralmente provém de poços ou caminhões-pipa, sem comprometer o regime de rios.

2. Flora: $(-3 \times 4) + (0 \times 0) = -12$

- Sombreamento (-12): A magnitude é -3 porque os painéis bloqueiam parte da radiação fotossinteticamente ativa. No entanto, a importância (4) é moderada, pois em biomas como a Caatinga, o sombreamento pode até beneficiar espécies de sub-bosque, e a vegetação não é suprimida permanentemente sob as estruturas cravadas.

3. Fauna: $(-2 \times 5) + (-1 \times 2) = -10 - 2 = -12$

- Efeito Barreira (-10): O cercamento da usina por questões de segurança patrimonial impede o trânsito de grandes mamíferos.
- Manutenção (-2): O ruído ocasional de equipes de limpeza tem magnitude mínima (-1) e importância desprezível (2).

4. Geologia e Solo: $(-1 \times 3) + (-1 \times 3) = -6$

- Erosão e Compactação (-6): Diferente das barragens, a solar não exige grandes movimentações de terra. As estacas são cravadas diretamente no solo. A magnitude (-1) e importância (3) refletem apenas a impermeabilização pontual nas bases dos *trackers* e subestação.

5. Socioeconomia: $(+6 \times 7) + (+2 \times 4) = +42 + 8 = +50$

- Geração de Energia (+42): A magnitude é positiva (+6) pois injeta energia limpa no SIN sem os riscos de racionamento hídrico. A importância (7) é alta para a segurança energética nacional.

- Desenvolvimento Regional (+8): A manutenção da usina gera empregos técnicos e impostos (ISS/IPTU) para municípios que, muitas vezes, possuem baixo IDH, sem o impacto negativo de expulsão de moradores.

Síntese Final do Somatório:

$$\text{Total} = (-6) + (-12) + (-12) + (-6) + (+50) = +14$$

APÊNDICE B – MEMORIAL DE CÁLCULO DO VALOR PRESENTE DE CUSTO

Vertente A (Diesel):

O Custo Presente Líquido (PC Diesel) é composto pelo CAPEX Inicial (ano 0), pelos custos operacionais anuais (OPEX), que englobam combustível e manutenção mecânica sofrendo reajuste inflacionário e de desgaste de 5% ao ano, e pelo evento de renovação compulsória da frota no ano 10 (considerando o valor residual de revenda de 15%).

- CAPEX Inicial (ano 0): R\$ 2.550.000,00 (Compra de 3 ônibus Mercedes-Benz OF-1721).
- Base do OPEX (ano 1): R\$ 432.000,00 (Combustível) + R\$ 90.000,00 (Manutenção) = R\$ 522.000,00.
- Fórmula do OPEX para o ano n: $M_n = R\$ 522.000,00 (1,05)^{(n-1)}$.

Detalhamento do fluxo de caixa descontado (ano a ano):

- Ano 1: $R\$ 522.000,00 \times 0,9174 = R\$ 478.882,80$
- Ano 2: $R\$ 548.100,00 \times 0,8417 = R\$ 461.335,77$
- Ano 3: $R\$ 575.505,00 \times 0,7722 = R\$ 444.405,01$
- Ano 4: $R\$ 604.280,25 \times 0,7084 = R\$ 428.072,13$
- Ano 5: $R\$ 634.494,26 \times 0,6499 = R\$ 412.357,82$
- Ano 6: $R\$ 666.218,98 \times 0,5963 = R\$ 397.266,38$
- Ano 7: $R\$ 699.529,92 \times 0,5470 = R\$ 382.642,87$
- Ano 8: $R\$ 734.506,42 \times 0,5019 = R\$ 368.648,77$
- Ano 9: $R\$ 711.231,74 \times 0,4604 = R\$ 355.031,09$
- Ano 10 (Apenas OPEX): $R\$ 809.833,60 \times 0,4224 = R\$ 342.073,71$
- Ano 10 (Renovação Líquida de Frota): Como a vida útil regulamentar expirou, realiza-se a compra de uma nova frota (saída de R\$ 2.550.000,00) subtraída

da entrada do Valor Residual de 15% da frota antiga (entrada de R\$ 382.500,00).

Desembolso Líquido = R\$ 2.550.000,00 - R\$ 382.500,00 = R\$ 2.167.500,00

Valor Presente do Evento = R\$ 2.167.500,00 x (M/P, 9%, 10) = R\$ 2.167.500,00 x 0,4224 = R\$ 915.552,00

- Ano 11: R\$ 850.325,28 x 0,3876 = R\$ 329.586,08
- Ano 12: R\$ 892.841,54 x 0,3555 = R\$ 317.405,17
- Ano 13: R\$ 937.483,62 x 0,3262 = R\$ 305.807,16
- Ano 14: R\$ 984.357,80 x 0,2992 = R\$ 294.520,06
- Ano 15: R\$ 1.033.575,69 x 0,2745 = R\$ 283.716,53
- Ano 16: R\$ 1.085.254,48 x 0,2519 = R\$ 273.375,60
- Ano 17: R\$ 1.139.517,20 x 0,2311 = R\$ 263.342,43
- Ano 18: R\$ 1.196.493,06 x 0,2120 = R\$ 253.656,53
- Ano 19: R\$ 1.266.317,71 x 0,1945 = R\$ 246.298,80
- Ano 20: R\$ 1.332.810,60 x 0,1784 = R\$ 237.773,41

Vertente B (Solar):

Custo Presente Líquido (PC Solar) absorve um elevado investimento de capital no ano 0, mas desfruta de um custo operacional fixo e otimizado (sem correção inflacionária de insumos). No ano 10, computa-se de forma estrita o custo de troca de baterias dos ônibus elétricos e a troca dos inversores da usina solar.

- CAPEX Inicial (ano 0): R\$ 8.130.000,00 (3 ônibus BYD D9W + Carregadores/Subestação + Usina Solar de 170 kWp).
- OPEX Anual Constante (anos 1 a 20): R\$ 36.000,00 (Manutenção da frota elétrica) + R\$ 12.000,00 (Operação e conservação predial da planta solar) = R\$ 48.000,00/ano.
- Fator de Série Uniforme para 20 anos a 9%: (P/U, 9%, 20) = 9,1284.

VP do OPEX Total = R\$ 48.000,00 x 9,1284 = R\$ 438.163,20

- Evento de Manutenção Pesada (ano 10): Substituição das baterias de tração da frota (R\$ 900.000,00) e troca dos inversores da usina solar (R\$ 80.000,00).

Desembolso de Manutenção no ano 10} = R\$ 900.000,00 + R\$ 80.000,00 = R\$ 980.000,00

Valor Presente do Evento = R\$ 980.000,00 x (M/P, 9%, 10) = R\$ 980.000,00 x 0,4224 = R\$ 413.952,00

Vertente C (Hidrelétrica):

O Custo Presente Líquido (PC Hidrelétrica) compreende o investimento nos ônibus elétricos e infraestrutura de carregamento, desprovido da usina fotovoltaica. O seu custo de custeio é composto pela fatura de energia da distribuidora (reajustada pela inflação energética setorial de 6% ao ano) somada ao custo fixo de manutenção mecânica dos veículos elétricos. No ano 10, aplica-se o custo de substituição das baterias de tração.

- CAPEX Inicial (ano 0): R\$ 7.650.000,00 (3 ônibus BYD D9W + Carregadores Rápidos CC/Subestação).
- Composição do OPEX Inicial (ano 1): R\$ 214.200,00 (Fatura de energia: 252.000 kWh × R\$ 0,85) + R\$ 36.000,00 (Manutenção da frota elétrica) = R\$ 250.200,00.
- Fórmula do OPEX para o ano n: $M_n = [R\$ 214.200,00 \times (1,06)^{(n-1)}] + R\$ 36.000,00$.

Detalhamento do Fluxo de Caixa Descontado (Ano a Ano):

- Ano 1: $(R\$ 250.200,00) \times 0,9174 = R\$ 229.533,48$
- Ano 2: $(R\$ 263.052,00) \times 0,8417 = R\$ 221.411,92$
- Ano 3: $(R\$ 276.675,12) \times 0,7722 = R\$ 213.654,16$
- Ano 4: $(R\$ 291.115,63) \times 0,7084 = R\$ 206.227,61$
- Ano 5: $(R\$ 306.422,56) \times 0,6499 = R\$ 199.141,41$
- Ano 6: $(R\$ 322.647,92) \times 0,5963 = R\$ 192.394,36$
- Ano 7: $(R\$ 339.846,79) \times 0,5470 = R\$ 185.894,40$
- Ano 8: $(R\$ 358.077,60) \times 0,5019 = R\$ 179.718,35$
- Ano 9: $(R\$ 377.402,26) \times 0,4604 = R\$ 173.743,92$
- Ano 10 (apenas OPEX): $(R\$ 397.886,39) \times 0,4224 = R\$ 168.066,97$
- Ano 10 (substituição de Baterias): Substituição programada das baterias da frota.

Valor Presente das Baterias = $R\$ 900.000,00 \times (M/P, 9\%, 10) = R\$ 900.000,00 \times 0,4224 = R\$ 380.160,00$

- Ano 11: $(R\$ 419.599,58) \times 0,3876 = R\$ 162.637,01$
- Ano 12: $(R\$ 442.615,55) \times 0,3555 = R\$ 157.353,05$
- Ano 13: $(R\$ 467.012,48) \times 0,3262 = R\$ 152.344,05$
- Ano 14: $(R\$ 492.873,23) \times 0,2992 = R\$ 147.466,69$
- Ano 15: $(R\$ 520.285,63) \times 0,2745 = R\$ 142.822,12$

- Ano 16: (R\$ 549.342,76) x 0,2519 = R\$ 138.377,41
- Ano 17: (R\$ 580.143,33) x 0,2311 = R\$ 134.071,03
- Ano 18: (R\$ 612.791,93) x 0,2120 = R\$ 129.911,27
- Ano 19: (R\$ 647.399,45) x 0,1945 = R\$ 125.924,19
- Ano 20: (R\$ 684.083,41) x 0,1784 = R\$ 122.040,02

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURSO : ENGENHARIA CIVIL
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: TRANSPORTES
REALIZADA EM : 19-06-2026
DISCENTE : JOÃO VITOR DOS SANTOS FERREIRA
COMISSÃO EXAMINADORA:

1. Prof^a Dr^a Luzenira Alves Brasileiro (Orientadora)
2. Prof. Dr. Breno Padovezi Rocha (Examinador)
3. Prof^a Dr^a Camila Gabriela Alexandre Geromel Costa (Examinadora))

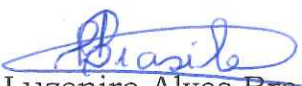
TÍTULO: SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DE FONTES ENERGIA PARA COMBUSTÍVEIS LIMPOS

Local: Sala de Reunião do DEC

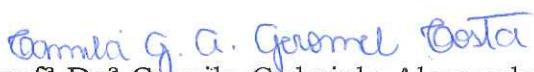
Horário de início: 14 horas

Em sessão pública, após exposição em torno de 40 (quarenta minutos), o discente foi arguido oralmente, e no final da exposição foi "**APROVADO**" pelos membros componentes da Comissão Examinadora. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ATA, a qual é assinada pelos membros da Comissão Examinadora e pelo discente.....

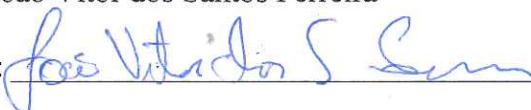
Ilha Solteira, 19 de junho de 2026


Prof^a Dr^a Luzenira Alves Brasileiro
(Orientadora)


Prof. Dr. Breno Padovezi Rocha
(Examinador)


Prof^a Dr^a Camila Gabriela Alexandre Geromel Costa
(Examinadora)

Ciente: João Vitor dos Santos Ferreira

Discente: 

FOLHA DE APROVAÇÃO

Aluno: **JOÃO VITOR DOS SANTOS FERREIRA**

Título: **SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DE FONTES ENERGIA PARA COMBUSTÍVEIS LIMPOS**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Civil, junto ao Curso de Graduação em Engenharia Civil, da Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Campus de Ilha Solteira

COMISSÃO EXAMINADORA



Profª Drª Luzenira Alves Brasileiro

(Orientadora)



Prof. Dr. Breno Padovezi Rocha

(Examinador)



Profª Drª Camila Gabriela Alexandre Geromel Costa

(Examinadora)

Ilha Solteira

19/06/2026