

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA



CAMPUS FLORIANÓPOLIS

CENTRO TECNOLÓGICO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS

ENGENHARIA DE PRODUÇÃO ELÉTRICA

EDUARDO SANTOS LETTI

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO NO PRÉDIO DE EPS DA UFSC

Florianópolis
2025

EDUARDO SANTOS LETTI

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO NO PRÉDIO DO EPS DA UFSC

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia de Produção Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção Elétrica.

Orientador(a): Prof.(a) Caroline Rodrigues Vaz
Coorientador(a): Leonardo Moreira Ferreira

Florianópolis
2025

Letti, Eduardo Santos
ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO PRÉDIO DO EPS DA UFSC / Eduardo
Santos Letti ; orientadora, Caroline Rodrigues Vaz,
coorientador, Leonardo Ferreira, 2025.
137 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia de Produção Elétrica, Florianópolis,
2025.

Inclui referências.

1. Engenharia de Produção Elétrica. 2. Energia solar
fotovoltaica. 3. Viabilidade econômica. 4.
Autossuficiência. 5. Instituições públicas de ensino. I.
Vaz, Caroline Rodrigues. II. Ferreira, Leonardo. III.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia de Produção Elétrica. IV. Título.

Eduardo Santos Letti

**Análise de Viabilidade Econômica da Implantação de Sistema Fotovoltaico no Prédio do EPS da
UFSC**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel e
aprovado em sua forma final pelo Curso em Engenharia de Produção Elétrica.

Local: Auditório João E. E. Castro – EPS/CTC, 4 de 12 de 2025.

Insira neste espaço
a assinatura

Profª. Mônica Maria Mendes Luna, Dra.
Coordenação do Curso

Banca examinadora

Insira neste espaço
a assinatura

Profª. Caroline Rodrigues Vaz, Dra.
Orientador(a)

Insira neste espaço
a assinatura

Prof. Antônio Cezar Bornia, Dr.
Instituição EPS/UFSC

Insira neste espaço
a assinatura

Prof. Alexandre Borges Fagundes, Dr.
Instituição DTI/UEDESC

Florianópolis, 2025.

Aos meus pais, Miguel Afonso Letti e Fabiana Machado Santos Letti, por tudo que me ensinaram, e por todo suporte e esforços feitos para que eu pudesse chegar até aqui, palavras nunca repassarão o sentimento de gratidão que sinto por ser seu filho.

Muito obrigado!

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha orientadora, Caroline Rodrigues Vaz, e ao meu coorientador, Leonardo Ferreira, pelo direcionamento e paciência durante o processo de desenvolvimento deste trabalho.

À Secretaria do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, pela disposição em responder todas as dúvidas que surgiram ao longo da graduação.

Ao Departamento de Arquitetura e Projetos (DPAE), à Coordenadoria de Projetos de Arquitetura e Engenharia (COPAE) e à Coordenadoria de Planejamento do Espaço Físico (COPLAN), pela disponibilização dos arquivos necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos professores, colegas e amigos da Universidade Federal de Santa Catarina, que agregaram conhecimento e alegrias a essa trajetória. Especialmente à Letícia D. T., pelo amor, carinho e apoio.

Agradeço à minha família, especialmente ao meu pai, mãe e irmã, que estiveram incansavelmente ao meu lado nos momentos mais difíceis, e que proporcionaram ainda mais momentos incríveis. Obrigado, do fundo do meu coração.

Esta conquista não é só minha, contei com o apoio de muitos durante esses 6 anos e meio de graduação, serei eternamente grato por todos, não é possível recordar ou reconhecer todos nesta breve dedicatória, mas obrigado!

RESUMO

O crescente desafio orçamentário das Universidades Federais, impulsionado pelas elevadas despesas com energia elétrica, exige a adoção de soluções sustentáveis e economicamente viáveis, como a Geração Distribuída fotovoltaica. Diante da barreira da medição agregada nos campi, que impede a gestão energética individualizada por edifício, este estudo foca em desenvolver uma metodologia robusta para avaliar o potencial de autossuficiência de um prédio específico. O trabalho teve como objetivo central avaliar a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico de 69,661 kWp no Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS) da UFSC. O método empregou modelagem 3D (SketchUp/PVSystem) para simular a geração anual no primeiro ano de 79,28 MWh e desenvolveu uma metodologia para estimar o consumo individual da edificação (149.630,54 kWh/ano), contornando a ausência de medição individualizada ao aplicar Fatores de Potência, Demanda, Carga e um Fator de Utilização baseado na sazonalidade da unidade consumidora CMD01. Os principais resultados demonstram a viabilidade econômica do projeto em ambos os cenários de investimento, com o Cenário I (otimista) apresentando um rápido Payback Descontado de 3,5 a 4,9 anos e uma alta Taxa Interna de Retorno (TIR) de 31,12% ao ano, superando a taxa básica de juros (Selic) de 15% ao ano (2025). O sistema garante um Fator de Autossuficiência de 52,98% no primeiro ano de operação, confirmando que toda a energia gerada é utilizada localmente para abater as despesas. A conclusão é que o projeto é economicamente viável e robusto, reforçando a estratégia de redução de custos operacionais da universidade. A principal contribuição acadêmica consiste na formulação de um roteiro metodológico que integra a estimativa de consumo e o cálculo do nível de autossuficiência a partir da simulação 3D da geração fotovoltaica, possibilitando também a análise econômica da Geração Distribuída em edifícios individuais sob medição agregada.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; Viabilidade econômica; Universidade Federal; Geração distribuída; Autossuficiência.

ABSTRACT

The growing budgetary challenge for Federal Universities, driven by high electricity costs, demands the adoption of sustainable and economically viable solutions, such as photovoltaic Distributed Generation. Faced with the barrier of aggregated metering across campuses, which prevents individualized energy management per building, this study focuses on developing a robust methodology to evaluate the self-sufficiency potential of a specific building. The work's central objective was to assess the feasibility of installing a 69.661 kWp photovoltaic system on the Department of Production and Systems Engineering (EPS) building at UFSC. The method employed 3D modeling (SketchUp/PVSyst) to simulate an annual generation on the first year of 79.28 MWh and developed a methodology to estimate the building's individual consumption (149.630,54 kWh/year), circumventing the lack of individual metering by applying Power, Demand, and Load Factors, alongside a Utilization Factor based on the seasonality of the CMD01 consumer unit. The main results demonstrate the economic feasibility of the project in both investment scenarios, with Scenario I (optimistic) showing a rapid Discounted Payback of 3.5 to 4.9 years and a high Internal Rate of Return (IRR) of 31.12% per year, significantly surpassing the benchmark interest rate (Selic) of 15% per year (2025). The system ensures a Self-Sufficiency Factor of 52.98% in the first year of operation, confirming that all generated energy is utilized locally to offset costs. The conclusion is that the project is economically viable and robust, strengthening the university's operational cost reduction strategy. The main academic contribution lies in the formulation of a methodological framework that integrates the estimation of energy consumption and the calculation of the self-sufficiency level based on 3D simulation of photovoltaic generation, while also enabling the economic analysis of Distributed Generation in individual buildings under aggregated metering.

Keywords: Photovoltaic system; Economic feasibility; Public university; Distributed generation; Self-sufficiency.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Taxa de Mudança Ano-a-Ano na Demanda Global por Energia Elétrica, 1992-2026.....	1
Figura 02 - Geração Global de Eletricidade por Fonte, 2014 - 2027.....	3
Figura 03 - Capacidade de Crescimento de Eletricidade Renovável por Segmento de Tecnologia, 2010-2030.....	4
Figura 04 - Capacidade Instalada Acumulada em GD Fotovoltaica no Brasil.....	5
Figura 05 - Distribuição dos Gastos com a Energia Elétrica, 2023.....	7
Figura 06 - Mapa do Campus Trindade da UFSC.....	21
Figura 07 - Sistema Fotovoltaico do Hospital Universitário da UFS.....	23
Figura 08 - Sistema Fotovoltaico da Didática I, Campus São Cristóvão, UFS.....	24
Figura 09 - Subestação Glória, Sergipe.....	24
Figura 10 - Usina de Minigeração Fotovoltaica da UTFPR.....	25
Figura 11 - Recorte do Mapa de Fontes Alternativas de Geração de Energia.....	26
Figura 12 - Participação na Geração Fotovoltaica por Setor no Brasil.....	31
Figura 13 - Ilustração do Efeito Fotoelétrico.....	34
Figura 14 - Sistema FV Off-Grid e On-Grid.....	35
Figura 15 - Sistema FV Híbrido.....	36
Figura 16 - Fluxo de Energia em Sistema Fotovoltaico <i>On-Grid</i>	37
Figura 17 - Planta Baixa de Expansão do Prédio de Salas de Aula de EPS.....	59
Figura 18 - Planta Baixa Simplificada do Prédio de Salas dos Professores de EPS.....	59
Figura 19 - Exemplo de Modelo 3D de Edificação com Sistema FV.....	60
Figura 20 - Exemplo de modelo 3D no Software PVSyst.....	61
Figura 21 - Histórico de Despesas com Energia Elétrica da UFSC, por Categoria.....	64
Figura 22 - Histórico do Consumo de Energia Elétrica - FLN.TRI - CMD01.....	65
Figura 23 - Consumo de Energia Elétrica em 2024 - FLN.TRI - CMD01.....	66

Figura 24 - Histórico das Despesas com Energia Elétrica - FLN.TRI - CMD01.....	66
Figura 25 - Despesas com Energia Elétrica em 2023 - FLN.TRI CMD01.....	67
Figura 26 - Demanda de Potência Elétrica em 2024 - FLN.TRI - CMD01.....	68
Figura 27 - Fatura de Junho de 2025 da Subestação FLN.TRI - CMD01.....	69
Figura 28 - Situação e Alimentadores Prédio do Departamento de EPS.....	72
Figura 29 - Modelo 3D do Prédio de EPS no Sketchup.....	76
Figura 30 - Vista Técnica do Modelo 3D do Prédio de EPS no PVSyst.....	77
Figura 31 - Vista Realista do Modelo 3D do Prédio de EPS no PVSyst.....	77
Figura 32 - Sensibilidade do VPL para com a TMA.....	93
Figura 33 - Sensibilidade do LCOE para com a TMA.....	94
Figura 34 - Sensibilidade do Payback Descontado para com a TMA.....	94
Figura 35 - Fluxograma da Metodologia Aplicada.....	96

LISTA DE QUADROS

Quadro 01 - Universidades Avaliadas.....	8
Quadro 02 - Estudos Feitos Tendo a UFSC como Objeto de Estudo no Contexto Fotovoltaico.....	12
Quadro 03 - Universidades com Energia Fotovoltaica.....	23
Quadro 04 - Subgrupos de Alta Tensão e Modalidades de Fornecimento Aplicáveis.....	29
Quadro 05 - Subgrupos de Baixa Tensão e Modalidades de Fornecimento Aplicáveis....	29
Quadro 06 - Modalidades de Fornecimento de Universidades Federais.....	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Organização dos Dados de Energia do CMD01.....	61
Tabela 02 - Tarifas de Aplicação e Base Econômica do Subgrupo A4 Verde SCEE.....	68
Tabela 03 - Histórico Injeção de Energia na Rede pelo CMD01.....	71
Tabela 04 - Histórico Mensal do Consumo de Energia Elétrica de 2025.....	73
Tabela 05 - Média Mensal e Anual de Consumo e Despesas com Energia Elétrica, CMD01.....	73
Tabela 06 - Valores para o Cálculo do PME Comparativo.....	74
Tabela 07 - Cálculo do Crescimento Médio das Despesas em Energia Elétrica do CMD01.....	75
Tabela 08 - Perdas do Sistema Fotovoltaico Proposto.....	78
Tabela 09 - Tipos de Carga e Fatores de Potência.....	80
Tabela 10 - Fator de Demanda sobre a Potência Ativa.....	81
Tabela 11 - Aplicação do Fator de Carga.....	82
Tabela 12 - Fator de Utilização Mensal do CMD01.....	83
Tabela 13 - Consumo de Energia Estimado para o Prédio de EPS.....	85
Tabela 14 - Histórico do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos por Potência Instalada.....	87
Tabela 15 - Dados de Entrada para Construção do Fluxo de Caixa.....	90
Tabela 16 - Análise de Sensibilidade dos Indicadores Econômicos.....	91
Tabela 17 - Taxa Interna de Retorno por Cenário.....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Sigla	Nome por Extenso
AM1.5	Massa de Ar 1.5
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAGR	Controle Acadêmico da Graduação
CAPEX	Custo de Investimento (<i>Capital Expenditure</i>)
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CMD	Centro de Medição e Distribuição
CME	Custo Médio da Energia
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPAE	Coordenadoria de Projetos de Arquitetura e Engenharia
COPLAN	Coordenação de Planejamento
COSIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DPAE	Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia
EERES	Sistemas de Eficiência de Energia e Energia Renovável (<i>Energy Efficiency and Renewable Energy Systems</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPS	Engenharia de Produção e Sistemas
FC	Fator de Carga
FD	Fator de Demanda
FP	Fator de Potência
FU	Fator de Utilização
FV	Fotovoltaico

GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt-pico
IAM	Incidence Angle Modifier
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency</i>)
IEMS	Sistemas de Gestão de Energia Inteligentes (<i>Intelligent Energy Management Systems</i>)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
LCOE	Custo Nivelado de Energia (Levelized Cost of Energy)
MEC	Ministério da Educação.
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OMS	Organização Mundial da Saúde
OPEX	Custo de Operação e Manutenção (Operational Expenditure)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P+L	Produção Mais Limpa
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento

PIS	Programa de Integração Social
PR	Performance Ratio
PVSyst	Software de Simulação Fotovoltaica
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
RT	Relatório Técnico
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições Padrão de Teste (<i>Standard Test Conditions</i>)
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUE	Tomada de Uso Específico
TUG	Tomada de Uso Geral
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UF	Universidade Federal
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
VPL	Valor Presente Líquido
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA.....	7
1.2 OBJETIVOS.....	13
1.2.1. OBJETIVO GERAL.....	13
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1.3 JUSTIFICATIVA.....	14
1.4 DELIMITAÇÃO DE PESQUISA.....	17
1.5 ESTRUTURA DA PESQUISA.....	18
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	20
2.1 UNIVERSIDADE PÚBLICA FEDERAL E INFRAESTRUTURA ELÉTRICA	20
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	26
2.2.1. TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	27
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	31
2.3.1. EFEITO FOTOVOLTAICO.....	32
2.3.2. TIPOS DE CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	34
2.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID.....	36
2.4.1. TERMINOLOGIAS UTILIZADAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID.....	39
2.4.2. FATORES DE DESEMPENHO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID.....	40
3 METODOLOGIA.....	43
3.1 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA.....	43
3.2 AMBIENTE DE ESTUDO.....	43
3.3 COLETA DE DADOS.....	44
3.4 ANÁLISE E TABULAÇÃO DE DADOS.....	45
3.4.1. LEVANTAMENTO DO CONSUMO E DESPESAS ENERGÉTICAS....	45
3.4.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	47
3.4.3. ESTIMATIVA DE AUTOSSUFICIÊNCIA.....	50
3.4.4. LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO E OPERAÇÃO. 52	
3.4.5. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	54
3.5 SOFTWARES.....	58
3.5.1. AutoCAD.....	58
3.5.2. SketchUp.....	60
3.5.3. PVSyst.....	60
3.5.4. Microsoft Excel.....	61

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
4.1 PERFIL DE CONSUMO E DESPESAS DA UFSC.....	63
4.2 ANÁLISE ESPECÍFICA DO CMD01.....	64
4.2.1. CONSUMO E DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA.....	65
4.2.2. DEMANDA DE POTÊNCIA.....	67
4.2.3. PERFIL TARIFÁRIO.....	68
4.3 FLUXO DE ENERGIA DO LOCAL DE ESTUDO.....	70
4.4 CONSUMO E DESPESAS ENERGÉTICAS.....	72
4.5 SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO PRÉDIO DE EPS.....	76
4.6 POTENCIAL DE AUTOSSUFICIÊNCIA DO PRÉDIO DE EPS.....	80
4.7 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FV PROPOSTO...	87
5 CONCLUSÃO.....	96
5.1 CONCLUSÕES.....	96
5.2 RECOMENDAÇÕES FUTURAS.....	98
REFERÊNCIAS.....	100

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade passou a ser sistematicamente registrada com a criação da *International Energy Agency* em 1974, a fim de ajudar a coordenar uma resposta a crise do petróleo (1973 - 1974) em que grandes interrupções de seu fornecimento inferiram um aumento generalizado de preços em produtos e serviços ao redor do mundo. Em 2025, consta em sua missão que a agência trabalha com governos e indústrias para moldar um futuro energético seguro e sustentável para todos (IEA, 2025).

A demanda por eletricidade global foi consolidada até julho de 2025 com previsões para 2026 pela IEA com sua própria base de dados, e ajuda de países membros e associados. Os dados ilustrados na Figura 01 representam a variação da carga máxima momentânea registrada em cada ano (EnergyCAP, [s.d]).

Figura 01 - Taxa de Mudança Ano-a-Ano na Demanda Global por Energia Elétrica, 1992-2026.



Fonte: IEA, 2025.

Nota-se na Figura 01 quedas súbitas em alguns dos anos, especialmente em 2001, 2009 e 2020, com crescimentos abaixo de 1% ou negativos em relação ao ano anterior, e recuperações acentuadas nos anos subsequentes. Essas variações refletem o impacto das crises respectivas e o processo de recuperação econômica logo após os anos citados.

Em 2001 a situação econômica foi agravada pela correção abrupta nas ações de “empresas da internet” (*dot-coms*) e posteriormente pelos atentados de 11 de setembro nos EUA, deteriorando a confiança de consumidores e investidores no país (IEA, 2002).

A crise imobiliária americana de 2009 teve início em meados de 2007 com a divulgação de grandes perdas em títulos de garantia em hipotecas, causadas por inadimplências nos Estados Unidos. A crise se intensificou com o colapso da corretora americana Bear Stearns, em março de 2008, e do banco de investimento Lehman Brothers, em setembro, e a subsequente intervenção das autoridades monetárias para socorrer diversas instituições nos Estados Unidos da América e na Europa. A crise se espalhou rapidamente pelos mercados financeiros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e para os mercados emergentes (IEA, 2009). Configurando o primeiro crescimento negativo registrado na demanda por eletricidade desde a Grande Depressão em 1981 (IEA, 2011).

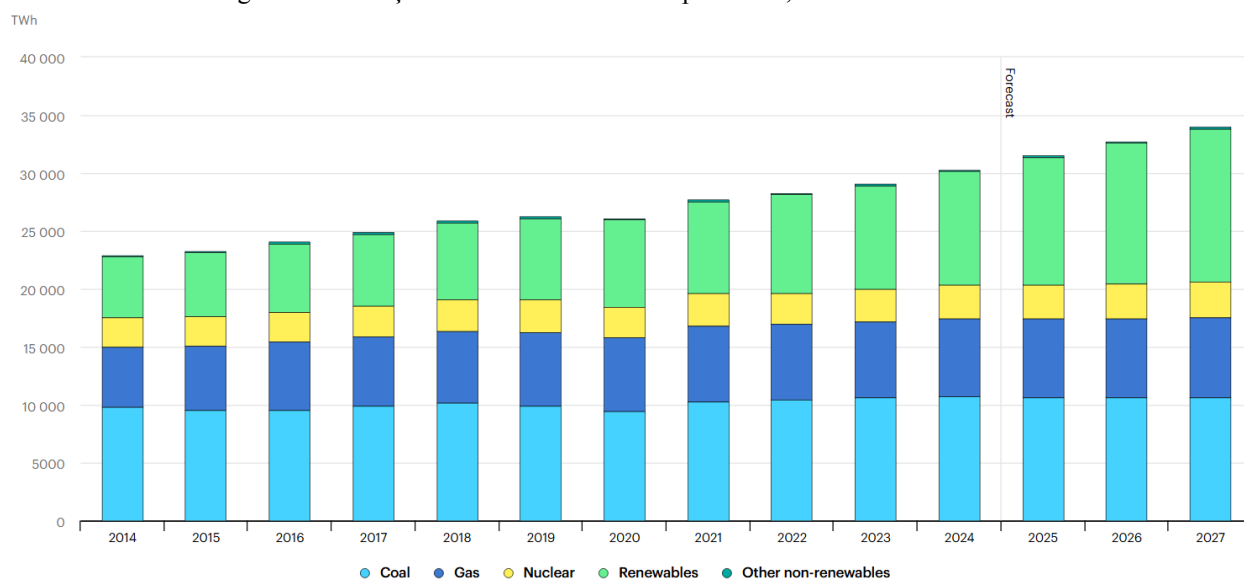
A COVID-19 (2020 - 2023) foi caracterizada como uma pandemia em março de 2020 pela Organização Mundial da Saúde (OPAS/OMS, 2023), onde a humanidade pela primeira vez em quase um século precisou restringir-se de contato, o que provocou uma desaceleração da atividade industrial e comercial em todo o mundo, resultando na queda da demanda por eletricidade ilustrada na Figura 01 (IEA, 2021).

Todos os eventos foram seguidos de tentativas para recuperação econômica, as quais implicaram no crescimento do consumo energético global. A demanda por eletricidade em 2002 foi retomada pela política monetária expansionista (queda de juros), estímulos fiscais e ganhos de produtividade (IEA, 2002). De maneira similar, após a recessão de 2008-2009, a recuperação em 2010 também foi resultado de fortes respostas políticas, com a maioria das maiores economias do mundo introduzindo pacotes de estímulo fiscal (IEA, 2010).

Enquanto em 2021 a demanda global por eletricidade aumentou em 6%, impulsionado pelo retorno das atividades comerciais e industriais enquanto os *lockdowns* (confinamentos) ao redor do mundo eram aliviados (IEA, 2022).

Independente da baixa demanda em crises econômicas ou do aumento logo após, observa-se na Figura 01 um padrão de crescimento na demanda energética ao longo dos anos. Tal energia é gerada por diferentes fontes que por sua vez compõem a matriz elétrica, subsetor da matriz energética (EPE/MME). A Figura 02 reúne as fontes responsáveis pela geração elétrica global desde 2014 com previsões até 2027.

Figura 02 - Geração Global de Eletricidade por Fonte, 2014 - 2027.



Fonte: adaptado IEA, 2025.

A Figura 02 demonstra que as fontes fósseis foram responsáveis por mais de metade da geração elétrica no cenário global em 2024, sendo o carvão o maior contribuinte (IEA, 2025).

Fontes de energia não renováveis são aquelas cujas reservas naturais são finitas, com reposição natural lenta, compostas principalmente por combustíveis fósseis, como o carvão mineral, petróleo e gás natural, formados pela decomposição de matéria orgânica ao longo de milhões de anos (Goldember; Lucon, 2007), e evidenciados na Figura 02 como agentes significantes no setor elétrico mundial (IEA, 2025).

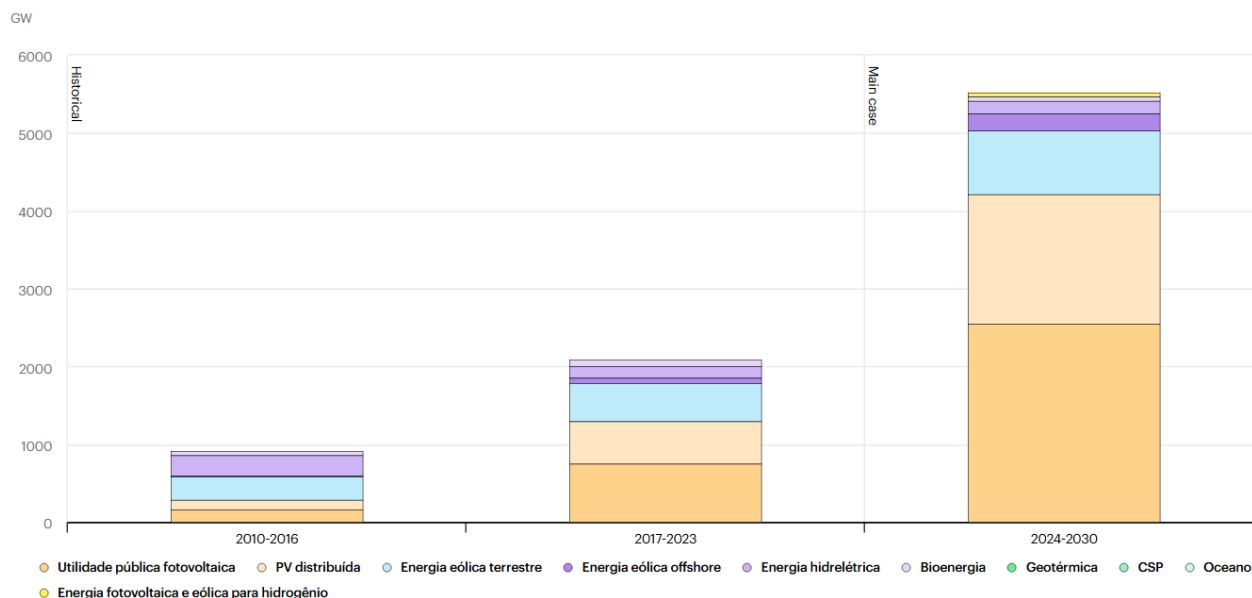
Fontes de energia renováveis, como hidrelétricas, usinas solares e eólicas, possuem um ciclo de reposição natural curto ou contínuo (Goldember; Lucon, 2007). As quais participaram coletivamente de aproximadamente 33% da geração de eletricidade global em 2024, como observado na Figura 02 (IEA, 2025).

A energia solar, parte das fontes renováveis, é convertida em energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos. Esses sistemas são encontrados em usinas de geração centralizadas (GC), ou instalados em residências, comércios e indústrias, configurando-se como geração descentralizada ou distribuída (GD) (Rampinelli; Machado, 2021).

A contribuição de energias renováveis globalmente se dá principalmente devido à expansão da energia solar fotovoltaica, tanto em escala centralizada quanto distribuída, impulsionada pela redução dos custos de equipamentos, pela rapidez no licenciamento e

pela ampla aceitação social, e que representará quase 80% do crescimento estimado para 2030, cerca de duas vezes e meia acima do registrado nos sete anos anteriores, entre 2017 e 2023 (IEA, 2024), apresentado na Figura 03.

Figura 03 - Capacidade de Crescimento de Eletricidade Renovável por Segmento de Tecnologia, 2010-2030.



Fonte: adaptado IEA, 2024.

Essa expansão reflete uma transformação estrutural no paradigma energético global, caracterizada pela literatura através dos "3 Ds": Descarbonização, Digitalização e Descentralização (Nasirov; Agostini; Budría, 2025). Dentro deste novo cenário, Filho et al. (2024) argumentam que o consumidor passivo é reconfigurado em um “prosumidor” ativo, capaz de gerar e gerenciar sua própria energia.

Internacionalmente, essa tendência é corroborada por dados recentes que apontam a energia solar como a principal responsável pelo atendimento do crescimento da demanda elétrica global (IEA, 2025). Relatórios indicam ainda que as fontes de baixo carbono ultrapassaram, pela primeira vez, a marca de 40% da geração mundial, evidenciando o papel crítico das renováveis na modernização das matrizes elétricas (EMBER, 2025).

No Brasil, a expansão da geração fotovoltaica vista na Figura 03 foi impulsionada principalmente pela micro e minigeração distribuída (MMGD), regulamentada com a Lei nº 14.300/2022. Esse processo teve início com a Resolução Normativa (REN) nº

482/2012, a qual estabeleceu condições para o acesso de micro e minigeradores à rede de distribuição e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a potência outorgada em GW (acumulada) para geração centralizada foi de 7,2 GW em 2022, enquanto a geração distribuída possuía 17,3 GW, e que continuou expandindo, chegando a subir em 98,7% entre 2022 e 2024 (EPE, 2025).

Figura 04 - Capacidade Instalada Acumulada em GD Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: EPE, 2025.

O crescimento acelerado da capacidade instalada ilustrado na Figura 04 tende a ser ainda mais intensificado, como é destacado por autores como Oliveira (2015), Gontijo (2022) e Moreira et al (2022), os quais analisaram a capacidade de hospedagem de geração distribuída fotovoltaica no sistema elétrico das Universidades Federais (UFs) de Itajubá, Minas Gerais e Juiz de Fora, respectivamente, e constataram seu potencial de contribuição para a GD nacional.

O estudo de Oliveira (2015) analisou quantitativamente o impacto na Qualidade de Energia Elétrica (QEE) com a instalação de painéis fotovoltaicos no Campus Prof. José Rodrigues Seabra da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), e concluiu que a capacidade de hospedagem de fontes de geração distribuída no sistema elétrico da UF é robusta, mantendo impacto sobre tensão e distorções harmônicas dentro dos níveis estabelecidos por norma.

Similarmente, Gontijo (2022) definiu o limite de geração distribuída que a rede elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) pode comportar sem violar os padrões de QEE. Após a avaliação de 3 diferentes cenários, a autora concluiu que os principais obstáculos para inserção de sistemas de GD não são as limitações técnicas da rede ou os padrões de QEE, mas sim as regras generalizadas da concessionárias para toda região, em contraste as particularidades da rede local, argumentando que são necessários estudos individualizados para cada medidor que se pretende instalar o sistema, que se bem projetado pode inclusive melhorar a qualidade da rede, reduzindo perdas e energia reativa.

Moreira et al (2022) publicaram um artigo que visa determinar a capacidade máxima de hospedagem de GD no sistema de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora a partir de métodos estatísticos, e também concluiu que o campus pode acomodar com robustez sistemas FV em geração distribuída.

As Universidades Federais são destacadas do ponto de vista técnico como agentes para diversificação da matriz elétrica com a expansão da GD, mas são também parte do motivo da existência das legislações que permitem tal tecnologia.

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) possui o primeiro sistema fotovoltaico do Brasil conectado à rede, em operação a 28 anos, trazido ao país pelo professor Rüther em 1997. Os estudos desenvolvidos a partir desta usina contribuíram para a criação da regulação de GD e do SEE comentados anteriormente, evidenciando o propósito de desenvolvimento científico de uma UF e seu potencial no contexto de MMGD no Brasil.

Nesse contexto, a análise da autossuficiência energética de um edifício é utilizada para compreender o desempenho do sistema fotovoltaico instalado. O conceito da autossuficiência pode ser descrito como a relação entre a energia autoconsumida e energia total demandada pelo prédio, tornando-se autossuficiente quando a energia autoconsumida é igual a demanda máxima de carga energética (Gagliano, Tina e Aneli, 2025).

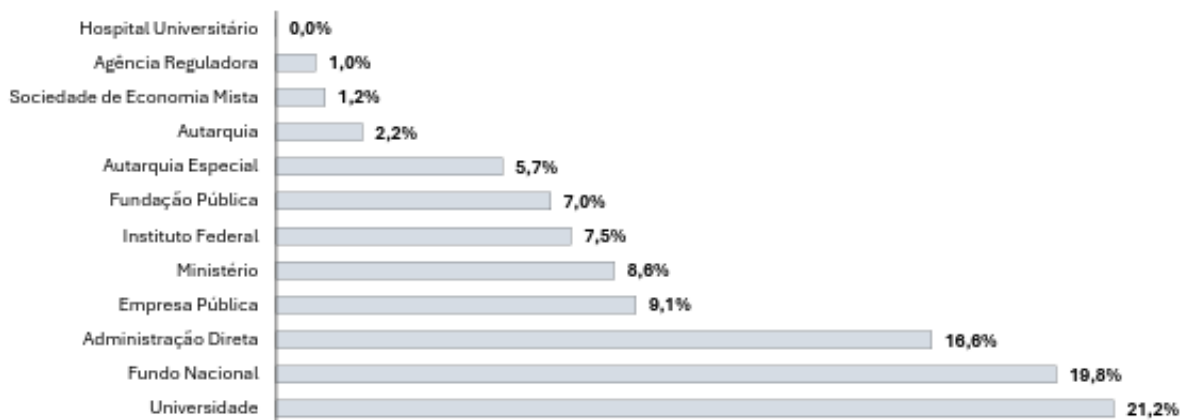
Nesse contexto de crescente demanda global por eletricidade e a busca por fontes renováveis, a autossuficiência energética configura-se como uma métrica de desempenho pertinente, especialmente para instituições como as Universidades Federais, que

demonstram grande potencial técnico e pioneirismo na Geração Distribuída (GD). A problemática e nuances associadas ao tema foram abordadas com mais detalhes no próximo tópico.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

As Universidades Federais brasileiras configuram-se como o segmento da administração pública federal com maior perfil de despesas em energia elétrica, concentrando 21,2% da despesa total (EPE, 2024), como demonstrado na Figura 05.

Figura 05 - Distribuição dos Gastos com a Energia Elétrica, 2023.



Fonte: Atlas de Eficiência Energética Brasil 2024, EPE.

Os três principais segmentos da administração pública federal concentraram 57,6% do total dos gastos com energia elétrica em 2023, de acordo com a Figura 05. As universidades em primeiro lugar, com 21,2%, por conta dos grandes campi espalhados por todo país, com estruturas contendo laboratórios, restaurantes, hospitais e prédios para comportar o corpo docente e discente, além de todos os prédios necessários para administração e gestão da universidade. Os fundos nacionais financiam diferentes estruturas físicas, como hospitais e escolas, pelo Fundo Nacional de Saúde e de Educação, por exemplo, e encontram-se em segundo lugar, com 19,8%. Já a administração direta é composta por prédios administrativos e centrais operacionais, como ministérios e secretarias, abrangendo 16,6% das despesas em energia elétrica da administração pública federal (Decreto-Lei Nº 200/1967).

A gestão desses contratos de energia é um desafio amplamente discutido na literatura, como no artigo publicado por Nascimento et al (2022) na Universidade Federal Rural de Pernambuco (UFRPE) e o estudo feito na Universidade Federal Rural da

Amazônia (UFRA) por Fernandes, Guimarães e Branco (2021), os quais projetam usinas de MMGD para suprir parte da demanda contratada por cada universidade. Ambos os estudos apresentaram viabilidade econômica para os sistemas FVs propostos, destacando o potencial de geração dessas universidades.

Silva (2021) avaliou individualmente Universidades Federais brasileiras, apresentadas no Quadro 01, em dois cenários distintos. No cenário I, a implantação dos sistemas FVs se dariam em cada *campi* da UF sendo analisada, já no cenário II, o sistema seria composto apenas por uma grande usina instalada em um campus da UF em questão.

Quadro 01 - Universidades Avaliadas.

Universidades Federais	Campus	Cenário I	Cenário II
Universidade Federal do Oeste da Bahia (UFOB)	Centro Multidisciplinar da Barra	X	X
	Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa		
	Campus Reitor Edgard Santos		
	Centro Multidisciplinar Luis Eduardo Magalhães		
	Reitoria		
	Centro Multidisciplinar de Santa Maria da Vitória		
Universidade Federal da Bahia (UFBA)	Ondina	X	
Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT)	Araguaia/Barra do Garça	X	X
	Araguaia/Pontal do Araguaia		
	Cuiabá		
	Rondonópolis		
	Sinop		
Universidade Federal do Pará (UFPA)	Cidade Universitária Prof. José da Silveira Netto	X	
Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB)	Amargosa	X	X
	Cachoeira		

	Cruz das Almas		
	Santo Antônio de Jesus		
Universidade de Brasília (UnB)	Darcy Ribeiro	X	
Universidade Federal de Ciências da Saúde de Porto Alegre (UFSCPA)	Sarmento Leite	X	
	Arabutã		
	Canoas		
	Correia Lima		
	Conceição		
	Sete de Setembro		
Universidade Federal da Paraíba (UFPB)	Campus I	X	
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)	Santa Maria	X	

Fonte: adaptado de Silva (2021).

O estudo de Silva (2021) utilizou do método de Monte Carlo para estimar a probabilidade de obter-se o Valor Presente Líquido (VPL) distribuído normalmente para todas as UFs do Quadro 01, tendo em mente que é uma situação dependente, significando que é influenciada por outros fatores, como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), tarifas e custo de operação e manutenção (O&M). Entretanto, para comparação entre os cenários, usou-se apenas as universidades: UFOB, UFMR e UFRB, devido a presença de dados consolidados de cada uma.

No final das simulações de Silva (2021) foi destacado que para a maioria das Universidades Federais analisadas, instalar sistemas fotovoltaicos individualmente em cada campus (Cenário I) é economicamente mais vantajoso. A principal desvantagem de construir uma única usina centralizada para compartilhar a energia (Cenário II) é a incidência do imposto ICMS sobre a energia transferida, o que torna o projeto menos atrativo. A autora ressalta que o retorno do investimento ainda depende de riscos como clima e variações na tarifa de energia (Silva, 2021).

Desse modo, os trabalhos de Nascimento et al (2022) e Fernandes, Guimarães e Branco (2021), focados em UFs específicas, em conjunto com a análise abrangente de UFs de Silva (2021), concluem que Universidades Federais possuem potencial para

complementar sua demanda energética com sistemas fotovoltaicos distribuídos em seus campi.

Maragno (2017) e Godoi (2019) fizeram avaliações similares, ambos com o Campus Trindade da UFSC como objeto de estudo. Maragno (2017) buscou determinar a viabilidade da implantação de sistemas FVs na extensão de todo campus Trindade para suprir todo consumo de energia elétrica do ano de 2017, e concluiu que a própria universidade seria responsável por gerar 110% do seu consumo, ocupando cerca de 76% das coberturas das edificações.

O estudo de Godoi (2019), por sua vez, definiu a potência do sistema fotovoltaico mini gerador em 5 MWp, a fim de abater a fatura da Unidade Consumidora (UC) Cidade Universitária, configurando-se como maior UC da UFSC na época. Seus resultados indicaram viabilidade para uma taxa de juros de até 8% ao ano, com um *payback* descontado de doze anos e meio para em uma taxa de 3% ao ano.

As abordagens de Maragno (2017) e Godoi (2019) possibilitam determinar a geração para o consumo de uma unidade consumidora, sem a possibilidade de aprofundar o perfil energético dos prédios utilizados como base para os sistemas FVs projetados, devido a ausência de medição individualizada na universidade.

Uma temática mais específica, desenvolvida por Rodrigues (2023) na Universidade de Brasília (UnB), analisou a qualidade da energia elétrica gerada por uma usina fotovoltaica composta por três subsistemas com seus respectivos UCPs (Unidades de Condicionamento de Potência) e previamente instalada nos telhados da Faculdade de Tecnologia (FT), a fim de identificar possíveis danos e falhas da energia a ser injetada na rede. Para evitar a limitação de medição por unidade consumidora, Rodrigues (2023) utilizou medidores de energia na saída dos inversores e na entrada da subestação conectada à FT. Contudo, os custos desses equipamentos representam, por si só, uma limitação para o contexto de pesquisas.

Embora seja possível coletar dados sobre o consumo de instalações elétricas específicas com equipamentos como os utilizados por Rodrigues (2023), a ausência de medição individualizada em unidades consumidoras é uma das principais barreiras para gestão energética nas Universidades Federais.

Paixão (2020) abordou metodologias de gestão energética no contexto das UFs brasileiras, através da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia (UPUFBA) como estudo de caso. A autora ressalta que a implementação de medidas de eficiência energética em edificações de ensino público é insuficiente sem o acompanhamento sistemático a longo prazo para verificar sua contribuição, visto que requerem abordagens específicas por possuírem diversos tipos de usuários com diferentes comportamentos, pouca manutenção e um único dispositivo de medição responsável por sistemas grandes e complexos.

As características das edificações de ensino público citadas interferem no cálculo de indicadores de desempenho energético (IDE) e configuram-se como uma lacuna acadêmica, que de acordo com Paixão (2020) já possuem projetos para preenchê-la:

“[...] tais como a “Plataforma de cálculo benchmarking”, e o “MonitorEE”. Estas plataformas visam responder as lacunas geradas pela falta de indicadores, e possibilitam a comparação do desempenho energético das edificações públicas brasileiras [...] (BORGSTEIN et al., 2014; CBCS, 2014; MMA, 2020; MONITOREE, 2020).” (Paixão, 2020, p. 27).

A necessidade de medição individualizada da energia elétrica, evidenciada por Paixão (2020), também foi reconhecida no ambiente acadêmico por diferentes UFs. A Universidade Federal de Lavras (UFLA) implementou um sistema de medidores inteligentes de água e energia em diversas edificações (UFLA, 2023). A informação coletada é transmitida via rede de sensores sem fio e armazenados em um banco de dados na Diretoria de Gestão e Tecnologia da Informação (DGTI) da faculdade. Tais dados de telemetria são então organizados e exibidos através de painéis de água e energia disponibilizados na internet, mas com acesso restrito.

A Universidade Federal do Goiás (UFG) instalou medidores de energia elétrica em pontos estratégicos da Faculdade de Ciências e Tecnologia (FCT), como no sistema de ar-condicionado, elevadores e na entrada de energia da faculdade, a fim de avaliar os dados para possível redução do consumo (UFG, 2025).

Na Faculdade Federal do Paraná (UFPR) está instalado um sistema de monitoramento da energia consumida pelo bloco PK do Centro Politécnico, em que a cada 5 minutos são registrados valores de tensão, corrente e potência total, além da

potência e fator de potência de cada fase. O sistema também monitora a geração fotovoltaica com a mesma periodicidade, registrando as saídas em corrente contínua e alternada dos módulos e inversores, respectivamente (UFPR, 2025).

A UFSC possui estudos dentro do contexto fotovoltaico (FV) de geração distribuída do setor público universitário, os quais apresentam tanto o potencial da universidade como ilustram a barreira da falta de submedição individualizada. Exibidos no Quadro 02.

Quadro 02 - Estudos Feitos Tendo a UFSC como Objeto de Estudo no Contexto Fotovoltaico.

Autor	Ano	Local de Estudo	Objetivo resumido
Almerão	2023	UFSC/Campus de Araranguá	Monitorar um sistema FV existente para avaliar a distribuição espectral da radiação solar e seu impacto no desempenho energético.
Abreu	2023	Complexo Aquático UFSC/Campus Trindade	Avaliar a viabilidade técnica e econômica da integração de geração FV e armazenamento em baterias em campus universitário, considerando dois cenários de custo das baterias.
Rosa	2022	UFSC/Campus de Joinville	Avaliar a viabilidade econômica da instalação de sistemas FV no campus Joinville, considerando o potencial solar e o retorno do investimento.
Silva	2021	Universidades Federais do Brasil	Estruturar um modelo de negócio estocástico e um plano de investimento público que indique ao MEC as melhores opções para implantação de sistemas FV em universidades.
Godoi	2019	UC Cidade Universitária	Avaliar o potencial econômico da instalação de um sistema FV de 5 MWp no campus universitário, analisando o retorno e os benefícios energéticos.
Vieira	2019	UFSC/Campus de Araranguá	Analisar como a geração distribuída fotovoltaica influencia o fator de potência em uma unidade consumidora do grupo A, no contexto de campus universitário.
Maragno	2017	UFSC/Campus Trindade	Estimar o potencial máximo de geração solar da UFSC para suprir total ou parcialmente o consumo anual, utilizando os telhados disponíveis.

Fonte: Autor.

A limitação que a medição agregada traz é justamente a barreira que o presente trabalho tentará contornar, a fim de estimar a autossuficiência energética do prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS) e o prédio adjacente com salas de aula e laboratórios, quando conectados a um sistema fotovoltaico.

A ANEEL estabelece diretrizes gerais de medição e faturamento (REN ANEEL N°1000/2021), mas não há regulamentação específica que defina um procedimento normativo para estimativas a partir da potência instalada. Para casos de inexistência de medição, consta na Resolução Normativa ANEEL N°1000/2021:

“[...] Art. 319. No caso de ausência de medição pelas exceções dispostas no art. 228, a distribuidora deve estimar a energia ativa consumida e a demanda de potência ativa para fins de faturamento considerando:

I - a carga instalada;

II - o período de utilização; e

III - a aplicação de fatores de carga e de demanda típicos da atividade.” (REN ANEEL N°1000/2021).

A concessionária local (CELESC), por sua vez, disponibilizou um “Simulador de Consumo” para estimar consumo e custo a partir da potência de equipamentos elétricos, a ferramenta limita-se a tarifas convencionais e brancas, enquanto a Unidade Consumidora em que o prédio de EPS faz parte da tarifa horossazonal verde (DPAE, 2025).

Portanto, nem as diretrizes da Resolução Normativa n°1000 da ANEEL (2021) nem as ferramentas específicas da concessionária local (CELESC) oferecem uma solução direta para o problema da ausência de dados de consumo individualizados por edificação na UFSC.

Considerando a ausência de medição individualizada em campi universitários, como desenvolver uma metodologia robusta que utilize os dados da unidade consumidora para estimar o consumo, determinar a viabilidade econômica e o potencial de autossuficiência da implantação de um sistema fotovoltaico no prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS) da UFSC?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para estimar o consumo energético individualizado de edificações em campi universitários sob medição agregada e, com base nela, analisar a viabilidade econômica e o potencial de autossuficiência da

implantação de um sistema de geração fotovoltaica no prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS) da UFSC.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com o objetivo geral definido, este trabalho tem por finalidade:

- a. Dimensionar um sistema fotovoltaico para a área útil disponível no telhado do prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas da UFSC;
- b. Aplicar uma metodologia de estimativa de consumo para o prédio do EPS, utilizando fatores de demanda, carga e utilização em conjunto com os quadros de carga originais, a fim de obter dados de medição individualizada;
- c. Avaliar a autossuficiência do Prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas para geração simulada, com base nos quadros de carga do edifício;
- d. Avaliar a viabilidade econômica do projeto por meio de indicadores financeiros, realizando uma análise de sensibilidade.

1.3 JUSTIFICATIVA

O estudo se justifica pelo grande potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos no Campus Trindade, já evidenciado pelos estudos comentados anteriormente, como Oliveira (2015), Gontijo (2022) e Moreira et al (2022), além dos listados no Quadro 02.

Historicamente, a UFSC possuía demanda contratada por unidade consumidora (UC), comentado anteriormente na descrição do estudo de caso de Godoi (2019), o qual concentrou sua análise na “UC Cidade Universitária”, que englobava diferentes prédios dentro do Campus Trindade.

Em 2019 ocorreu a reorganização em Centros de Medição e Distribuição (CMDs), atualmente em uso (2025), que agregam o consumo de diversos prédios em uma única fatura, mas de forma mais organizada, ao descentralizar a medição com as estruturas construídas para abrigar a entrada, medição e distribuição de energia das diversas instalações (DPAE, 2020).

A instalação de telemetria nas subestações começou a ser feita em 2021, tecnologia inexistente na configuração anterior, que permite acompanhar o consumo em tempo real, facilitando o diagnóstico de alguma perda de energia ou falha no sistema, e

das injeções por geração (DPAE, 2021). Os prédios pertencentes aos CMDs não possuem medição individualizada, apenas previsão de instalação, então a limitação discutida no tópico anterior continua ativa (DPAE, 2025).

Esse impedimento impossibilita análises aprofundadas em diferentes situações, dificultando a compreensão não somente de temáticas voltadas à engenharia elétrica, mas também à outras áreas, como ocorreu no desenvolvimento do estudo de Tesche (2015) e Silva (2018), ambos com o mesmo local de estudo, o Restaurante Universitário (RU).

O trabalho de Tesche (2015) teve como objetivo propor a implantação de práticas de Produção Mais Limpas (P+L) visando a melhoria da gestão ambiental e o aumento da eficiência de recursos. Parte destas práticas consiste no uso de em um indicador para gestão energética, que no contexto do trabalho indicaria o quanto de energia é gasta por refeição. Contudo, o autor não pode concluir tal cálculo e afirma em seu estudo:

“O indicador de consumo de energia elétrica não pôde ser mensurado, pois o Restaurante Universitário não possui relógio medidor de consumo.” (Tesche, 2015, p. 76).

Silva (2018) consistiu em realizar um estudo sobre o biogás gerado a partir da digestão anaeróbia dos resíduos alimentares do RU, para ser utilizado como fonte de energia no próprio restaurante. Uma das análises se referia a conversão do biogás em energia elétrica, mas não pôde obter o potencial energético do processo devido a falta de medidores de energia elétrica no local.

Este estudo pretende justificar o investimento em um sistema fotovoltaico dimensionado apenas pelo potencial do telhado de um prédio específico, conectado ao CMD01, para avaliar seu potencial de autossuficiência e, a partir das dificuldades encontradas, evidenciar a necessidade de submedição para uma gestão energética mais precisa, ao mesmo tempo que apresenta uma metodologia para estimar o consumo individual.

Neste contexto, investigar um edifício isolado permite expor a falta de rastreabilidade da energia que a medição agregada possui. A geração de um prédio pode ser consumida por outro que compõe o CMD01, o que impede identificar quem realmente produziu excedente e quem apenas se beneficiou, visto que de acordo com a REN N°1000/2021 da ANEEL, o excedente de energia se dá pela diferença positiva entre a

energia elétrica ativa injetada e a energia elétrica ativa consumida, significando que se existir uma carga para ‘puxar’ o excedente de uma edificação específica, o medidor lerá apenas a diferença líquida, não identificando como excedente. Essa dinâmica pode mascarar consumos elevados e dificultar políticas de eficiência, já que prédios eficientes podem acabar subsidiando os ineficientes.

O Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia (DPAE) confirma que a universidade reconheceu a carência da medição individualizada por edificação em seu Plano de Logística Sustentável (PLS/2021-2024), e priorizou a instalação de medição nas Subestações do Campus Trindade. Em 2024, os seguintes CMD’s encontram-se com sistema de medição por telemetria (DPAE, 2025):

“Centro de Medição e Distribuição - CMD01, SE35 - Biblioteca Universitária, SE25 - Centro de Comunicação e Expressão, SE03 - Centro de Filosofia e Ciências Humanas, SE24 - Centro de Ciência Biológicas (Horto botânico), SE29 - Engenharia Mecânica, SE17 - Centro Tecnológico, SE16 - Centro de Ciências da Saúde, SE11 - Centro Socioeconômico, SE23 - Centro de Ciências Físicas e Matemáticas.” (DPAE, 2025, p. 15).

Nos Relatórios de Energia UFSC de 2022 a 2024 está também ressaltado que embora a medição individualizada não tenha sido priorizada, avanços estão sendo feitos através de estudos de planejamento de novas edificações e em *retrofits* de instalações existentes, nos quais têm sido estabelecidos como diretriz essa necessidade, contando também com dispositivo para o envio das informações à rede de dados da UFSC. Exemplos de avanços são destacados no Relatório de Energia de 2024:

“[...] previsão de medidores nos novos Blocos do Centro de Ciências Biológicas - CCB, Bloco CBS-02, Bloco Administrativo do Centro de Físicas e Matemáticas - CFM e na reforma do Bloco A do Centro de Ciências da Educação - CED.” (DPAE, 2025, p. 15).

Neste trabalho, como não há medição individualizada e a fatura é conjunta a de outros prédios, foi utilizada a geração simulada do sistema fotovoltaico e a viabilidade econômica foi avaliada a partir da fatura do CMD01.

Para referência de autossuficiência energética do prédio, foi considerado o quadro de cargas existente, datado ao projeto original do ano 2000 (DPAE, 2025), o que fornece

apenas uma noção teórica do consumo atual. No entanto, a área útil do telhado foi aproveitada ao máximo possível, de modo que seja possível contribuir na redução da fatura do consumo agregado medido pelo CMD01.

Desta forma, o trabalho estabelece um roteiro para analisar instalações elétricas individualmente no contexto em que a UFSC e outras instituições estão inseridas, e evidenciar a necessidade de medição individualizada por edificação. As delimitações impostas ao presente trabalho são discutidas no capítulo seguinte.

1.4 DELIMITAÇÃO DE PESQUISA

Este trabalho se limita à análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico instalado no prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas da UFSC. A avaliação foi feita com base em simulações realizadas no software PVSyst, utilizando a área útil máxima disponível na cobertura, dados de irradiação solar para dimensionamento do sistema e dados academicamente disseminados sobre eficiência e perdas do sistema FV proposto. A economia gerada foi estimada a partir da energia abatida na fatura da unidade consumidora CMD01, tendo em vista que é o captador, medidor e distribuidor da energia do objeto de estudo.

Não foi escopo deste trabalho realizar medições de consumo elétrico específicas da edificação, nem atualizar integralmente os dados de carga elétrica. Foram utilizados os desenhos elétricos existentes como referência para estimar o consumo, ciente de que esses documentos datam de aproximadamente duas décadas atrás (2000) e não representam a situação atual.

Embora seja tecnicamente possível distinguir os componentes tarifários da fatura, incluindo consumo em ponta e fora de ponta, bandeiras tarifárias, demanda, energia reativa e créditos recebidos de outras unidades consumidoras, a utilização isolada da tarifa fora de ponta para estimar a economia poderia levar à subestimação do impacto financeiro real da geração fotovoltaica.

Em diversos períodos, o consumo fora de ponta é acrescido por bandeiras tarifárias, além de ser influenciado pela alocação de créditos oriundos de outras UCs e possíveis injeções provenientes de edificações conectadas ao CMD01. Esses fatores distorcem a relação direta entre energia compensada e custo evitado, tornando a análise por faixas tarifárias menos representativa da fatura efetiva.

Diante dessa complexidade e da dificuldade de rastrear, com precisão retrospectiva, a origem e o efeito de cada crédito ou acréscimo tarifário presente nos dados agregados, optou-se por simplificar a estimativa do custo de energia. Assim, o estudo adota uma visão global da fatura para representar o peso financeiro da energia elétrica na unidade consumidora, reconhecendo que essa abordagem implica abrir mão da granularidade tarifária em favor de uma interpretação mais coerente com a realidade dos registros disponíveis.

Conseqüentemente, esta delimitação assume explicitamente que a análise não separa a economia por horários ou componentes específicos da fatura, reconhecendo a simplificação metodológica como escolha intencional diante da complexidade da estrutura tarifária e da circulação de créditos no CMD01.

Adicionalmente, a pesquisa não abrangerá o projeto executivo da instalação elétrica do sistema, tampouco questões regulatórias específicas junto à concessionária (como homologações, parecer de acesso, e estudos de proteção). Também não foram abordados todos os indicadores econômicos possíveis. A análise foi focada em quatro principais métricas: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback Descontado e Custo Nivelado de Energia (LCOE), utilizando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) estabelecida com base em parâmetros compatíveis com instituições públicas.

Relatórios de energia da UFSC anteriores a 2019 não foram usados como referência por possuírem uma configuração de distribuição distinta da atual, como consta no relatório de 2019 que o consumo do CMD01 sofreu quedas devido ao remanejamento de cargas para outros Centros de Medição e Distribuição (DPAE, 2020). Adicionalmente, está evidenciado pelo estudo de Godoi (2019), descrito anteriormente, em conjunto com as faturas disponibilizadas pelo DPAE que a UC de número 12187491 era chamada de UC Cidade Universitária, e a partir de outubro de 2019 passou a ser chamada de CMD01.

Com o trabalho devidamente delimitado, a seguir é apresentada uma descrição sucinta de sua estrutura, indicando os temas centrais e os conteúdos desenvolvidos em cada capítulo.

1.5 ESTRUTURA DA PESQUISA

O presente trabalho foi estruturado em quatro capítulos principais: Introdução, Referencial Teórico, Metodologia e Resultados e Discussões.

O Capítulo 1 (Introdução) apresentou a introdução, contextualizando a crise energética e a relevância da gestão em Universidades Federais, terminando na definição dos objetivos, justificativa e delimitação do estudo.

O Capítulo 2 (Referencial Teórico) aprofunda a discussão sobre a infraestrutura elétrica universitária e o panorama regulatório brasileiro, com ênfase na transição da REN nº 482/2012 para a Lei nº 14.300/2022. Além disso, revisa os fundamentos físicos do efeito fotovoltaico e detalha os componentes e fatores de perda técnica (*shading*, *mismatch*, degradação) para a compreensão da simulação.

O Capítulo 3 (Metodologia) detalha o roteiro desenvolvido para contornar a ausência de medição individualizada. Descreve-se o processo de modelagem 3D da edificação (SketchUp) para simulação de geração (PVSyst), bem como o método desenvolvido para estimar o consumo do prédio de EPS a partir de fatores de carga, demanda e utilização sazonal, fundamentando a análise de autossuficiência.

Por fim, o Capítulo 4 (Resultados e Discussões) apresenta a análise de dados da unidade consumidora CMD01, resultados da simulação energética e da estimativa de consumo do prédio de EPS. É neste capítulo que se concentra a análise de viabilidade econômica, confrontando os custos de CAPEX e OPEX com as economias geradas sob a ótica de quatro indicadores financeiros (VPL, TIR, Payback Descontado e LCOE), submetidos a uma análise de sensibilidade da Taxa Mínima de Atratividade.

No capítulo a seguir, Capítulo 2, são abordados os conceitos e fundamentos necessários para embasar o desenvolvimento deste estudo, com ênfase nas características de sistemas fotovoltaicos e seus princípios de funcionamento, assim como vantagens e desvantagens da aplicação da tecnologia no cenário atual, e a contextualização para UFs.

Com a estrutura da pesquisa definida, o capítulo a seguir apresenta a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento do estudo, detalhando os aspectos técnicos, regulatórios e contextuais da geração fotovoltaica em universidades.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo contextualiza a infraestrutura elétrica das universidades federais, o panorama regulatório da Geração Distribuída no Brasil e a estrutura tarifária brasileira para o contexto fotovoltaico. Em seguida, detalha os fundamentos técnicos, tipos de sistemas FVs, descrevendo os componentes e fatores de desempenho dos sistemas fotovoltaicos on-grid.

2.1 UNIVERSIDADE PÚBLICA FEDERAL E INFRAESTRUTURA ELÉTRICA

Universidades Públicas Federais funcionam como cidades em miniatura, com uma infraestrutura que inclui moradias estudantis, restaurantes, lanchonetes, papelarias, salas de aula, laboratórios de pesquisa, hospital, bibliotecas e áreas administrativas. Como exemplo, o campus Trindade da Universidade Federal de Santa Catarina é ilustrado pela Figura 06.

Figura 06 - Mapa do Campus Trindade da UFSC.



Fonte: UFSC, 2024.

A extensão e complexidade de uma Universidade Federal fazem com que seu consumo de energia seja elevado, como observado na Figura 05 (EPE, 2024), o que torna necessária uma gestão eficiente da relação com a eletricidade. A eficiência energética busca reduzir o consumo sem comprometer conforto e produtividade (Justino; Silva;

Rabelo, 2019), contribuindo também para a diminuição das emissões de carbono por meio do uso responsável da energia (Lima; Hamzagic, 2022).

Em organizações públicas, como as universidades, a eficiência energética atualmente (2025) é promovida com diferentes ações. O trabalho de Almeida et al (2025) aborda as principais práticas adotadas em eficiência energética por Universidades Federais brasileiras para reduzir o consumo energético. Dentre as práticas mapeadas, os autores afirmam que as principais incluíram:

“[...] a utilização de energia solar, a substituição de lâmpadas convencionais por lâmpadas de LED (*Light Emitting Diode*), a instalação de sensores de presença para otimizar o uso de energia em ambientes internos e a substituição de equipamentos antigos por modelos com tecnologias mais modernas e com menor consumo energético.” (Almeida et al, 2025, p. 6)

No cenário internacional, a modernização da gestão energética tem sido impulsionada por Sistemas de Gestão de Energia Inteligentes (IEMS). Em uma revisão abrangente que compara aplicações em edifícios residenciais, comerciais e educacionais, Mischos, Dalagdi e Vrakas (2022) concluem que, especificamente para o ambiente educacional, as abordagens de "controle indireto", que utilizam dados para incentivar mudanças comportamentais nos ocupantes, mostram-se promissoras e adequadas para aumentar a conscientização a longo prazo.

Essa abordagem é complementada pela visão de Di Battista, Del Rosso e Tozzi (2024), que ao analisarem campi públicos, demonstram que uma gestão eficiente não depende apenas de investimentos em infraestrutura física ("*mid-long term actions*"), mas deve integrar ações administrativas imediatas e estratégias de conscientização comportamental da comunidade acadêmica para reduzir o desperdício antes mesmo da implementação de renováveis.

Nesse contexto, a infraestrutura universitária assume o papel de ferramenta pedagógica. Almasri, Abu-Hamdeh e Al-Tamimi (2024) destacam que a integração de Sistemas de Eficiência de Energia e Energia Renovável (EERES) transforma o campus em um ambiente de aprendizado interdisciplinar, onde os estudantes atuam como

defensores da sustentabilidade e a própria operação do campus valida tecnologias de baixo carbono.

No âmbito fotovoltaico nacional, Almeida et al (2025) realizaram um levantamento e concluíram que 51 das 69 UFs brasileiras já possuem sistemas de energia solar fotovoltaica instalados ou em fase de instalação, como apresentado no Quadro 03, mas que não existe um padrão uniforme na divulgação das informações relacionadas às práticas de eficiência energética nos sites das UFs brasileiras, o que configurou-se como uma limitação para o levantamento de informações e uma barreira para estimar a redução média do consumo entre as universidades, e a efetividade das ações tomadas individualmente por cada uma.

Quadro 03 - Universidades com Energia Fotovoltaica.

Energia Fotovoltaica

UFOP; UFAL; UFRJ; UFVJM; UFES; UFPR;
 UTFPR; UFSC; UFRGS; UFG; UnB; UFCA;
 UFBA; UNIR; UFPA; Unifesspa; Unifap; UFT;
 UFNT; UFMS; UFS; UFOPA; UFRB; UFAC;
 UNIFAP; UFAM; UFSB; UNILA; UFOB; UFDPAr;
 UFCAT; Unipampa; UFV; UFTM; UFSJ; UNIFEI;
 UFJF; UNIFAL; UFLA; UFSM; UFBA; UFRB;
 UFPel; UFR; UFGD; UFABC; UFCG; UFPI;
 FURG; UFFS e UFRN.

Fonte: Almeida et al, 2025.

Um destaque entre as UFs listadas na Quadro 03 é a Universidade Federal de Sergipe (UFS), com 20 sistemas fotovoltaicos instalados distribuídos em seus campi. Exemplos desses sistemas são apresentados nas Figuras 07 e 08, que mostram, respectivamente, o sistema fotovoltaico do Hospital Universitário e o do prédio Didática I da UFS.

Figura 07 - Sistema Fotovoltaico do Hospital Universitário da UFS.



Fonte: UFS, 2022.

Figura 08 - Sistema Fotovoltaico da Didática I, Campus São Cristóvão, UFS.



Fonte: UFS, 2023.

A UFS também possui uma usina fotovoltaica de 1 MW em desenvolvimento, que permitiria reduzir em até 40% as despesas em energia elétrica da universidade. Em 2019, seu projeto foi aprovado e buscava-se recursos para sua execução (UFS, 2019). Não foram encontrados registros da continuação da obra, mas através do Google Maps, com imagens de satélite de 2024, relatou-se que a etapa da construção de uma subestação (UFS, 2019) foi concluída, evidenciada na Figura 09.

Figura 09 - Subestação Glória, Sergipe.



Fonte: Google Maps, 2024.

A Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), também listada no Quadro 03, inaugurou uma Usina de Minigeração Fotovoltaica em março de 2020, com 420 kWp instalados através de um Chamado Público da Copel (UTFPR, 2020). A usina pode ser observada na Figura 10.

Figura 10 - Usina de Minigeração Fotovoltaica da UTFPR.



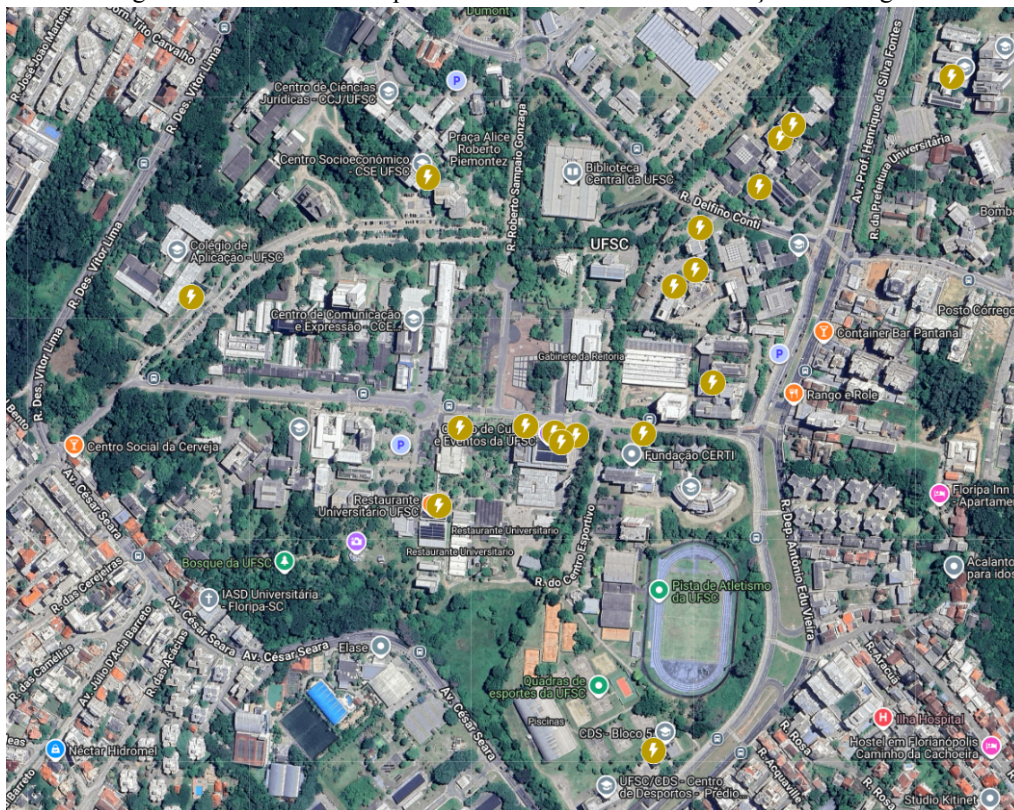
Fonte: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2022.

Recursos para projetos públicos ou sem fins lucrativos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e programas de eficiência energética podem ser adquiridos através de Chamados Públicos previstos na Lei nº 15.103/2025, onde concessionárias de

energia abrem uma "Chamada Pública de Projetos de Eficiência Energética" para que instituições públicas possam submeter seus projetos. Os mesmos são analisados e escolhidos exclusivamente pela concessionária local, que deve atribuir 0,5% de sua receita operacional líquida anual a projetos de P&D e 0,5% em programas de eficiência energética.

Apesar de ser uma ótima maneira para as universidades obterem orçamento para projetos, não há registros que a UFSC, universidade sede do objeto de estudo, tenha submetido ou sido contemplada em uma Chamada Pública aberta pela CELESC. Isto não significa que não esteja inserida no contexto da energia solar, muito pelo contrário, a UFSC conta com 19 usinas de mini/microgeração espalhadas pelo Campus Trindade, apresentados na Figura 11, e 31 usinas fotovoltaicas no total, considerando os Campi de Araranguá e Joinville, e o sistema isolado da Ilha Fortaleza Santo Antônio de Ratonés.

Figura 11 - Recorte do Mapa de Fontes Alternativas de Geração de Energia.



Fonte: DPAE, 2025.

Dentre os sistemas FVs apresentados na Figura 11, os dois maiores encontram-se na mesma UC do campus Trindade, o primeiro com capacidade instalada de 240,24 kWp, distribuídos em 624 módulos de monosilício, instalados no telhado do Centro de Eventos.

Enquanto o segundo possui capacidade instalada de 184,8 kWp, distribuídos em 480 módulos de monosilício.

Estes sistemas participam da minigeração distribuída, devido a alta capacidade de geração, enquanto os demais fazem parte da microgeração distribuída (REN N°1000/2021, ANEEL), assunto detalhado no tópico seguinte.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Antes de 2012, não havia no Brasil um mecanismo que permitisse a um consumidor comum conectar um sistema de geração à rede elétrica e ser compensado pela energia injetada. As instalações existentes eram, em sua maioria, projetos de pesquisa ou sistemas isolados.

Um marco deste período pioneiro foi o primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede do Brasil, instalado em 1997 no telhado do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC. Fundamental para demonstrar a viabilidade técnica da tecnologia no país e para a criação da regulação de GD e do SEE, comentado no tópico 1. Introdução.

O cenário mudou com a publicação da Resolução Normativa (REN) n° 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta resolução estabeleceu as condições para o acesso de micro e minigeradores à rede de distribuição e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Através do SCEE, a energia excedente injetada na rede passou a ser contabilizada como um "empréstimo" à distribuidora, gerando créditos que poderiam ser usados para abater o consumo da fatura em até 60 meses (ANEEL, 2012).

Posteriormente, a REN n° 687/2015 aprimorou a norma anterior, introduzindo novas modalidades como o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e a geração em condomínios, o que tornou o modelo de negócios ainda mais flexível (ANEEL, 2015).

Mais recentemente, para oferecer maior segurança jurídica e previsibilidade ao setor, foi sancionada a Lei n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022, conhecida como o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Esta lei consolidou as regras do setor e instituiu um regime de transição para a remuneração das distribuidoras pelo uso da rede.

De acordo com a Lei n° 14.300/2022, foi estabelecida a cobrança gradual sobre a energia injetada para sistemas conectados após janeiro de 2023, referente ao custo de

utilização da infraestrutura da rede, conhecido como "Fio B", mas faz parte da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Essa tarifa, em conjunto com a Tarifa de Energia (TE) compõem a precificação da energia consumida, e são diferentes para cada subgrupo e modalidade, discutidas a seguir (REN N°1000/2021, ANEEL).

2.2.1. TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

No contexto fotovoltaico, todos os consumidores com unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição de energia e com sistemas instalados de até 3 MW podem pertencer a MMGD (Lei nº14.300/2022). Esses sistemas podem se enquadrar em diferentes subgrupos de tensão e modalidades de fornecimento, considerando o perfil do consumidor, as tarifas aplicadas e a demanda contratada. As informações contidas neste tópico são baseadas exclusivamente na Resolução Normativa N°1000/2021 e na Resolução Homologatória N°3.511/2025 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O subgrupo é definido pelo nível de tensão que chega na UC através da distribuidora, já a modalidade representa como a energia consumida será calculada, o perfil do consumidor e os custos que entram na fatura (REN N°1000/2021, ANEEL).

O perfil do consumidor determina se as tarifas aplicadas ao consumo da energia elétrica são iguais ou não em todo período medido. O custo da tarifa convencional é a mesma durante todo o dia. A tarifa de pré-gamento é um sistema onde o consumidor compra créditos de eletricidade antecipadamente (REN N°1000/2021, ANEEL).

O perfil horossazonal, por sua vez, significa que o consumo de energia é dividido em ponta (P), período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, e fora ponta (FP), conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta, com custos diferentes para cada (REN N°1000/2021, ANEEL). O perfil horossazonal pode variar entre azul, em que a demanda também é dividida em ponta e fora ponta, e o verde, em que existe apenas uma tarifa para demanda (REN N°1000/2021, ANEEL).

A demanda contratada representa a potência máxima a ser disponibilizada continuamente solicitada pela UC à concessionária (REN N°1000/2021, ANEEL). Caso a demanda ultrapasse seu limite no período medido, uma penalização é cobrada, de por

exemplo, R\$18,165970/kW para o subgrupo de tensão A4 com fornecimento horosazonal verde (REH N°3.511/2025, ANEEL).

O Quadro 03 e 04 apresentam os diferentes subgrupos de tensão e possíveis modalidades de fornecimento para consumidores. Os subgrupos são divididos em alta tensão, superior a 2,3kV, ou baixa tensão, inferior a 2,3kV (REH N°3.511/2025, ANEEL).

A partir do nível de tensão de 2,3kV a contratação de potência é obrigatória, visto que a potência instalada deve ser considerada pela concessionária local para dimensionar e atualizar a rede de distribuição de energia pública (REN N°1000/2021, ANEEL).

Quadro 04 - Subgrupos de Alta Tensão e Modalidades de Fornecimento Aplicáveis.

Subgrupo	Modalidades de Fornecimento Aplicáveis
A1 ($\geq 230\text{kV}$)	-
A2 (88 a 138kV)	Azul
A3 (69kV)	Azul
A3a (30 a 44kV)	Azul / Verde
A4 (2,3 a 25kV)	Azul / Verde

Fonte: Adaptado da Resolução Homologatória n° 3.511/2025, ANEEL.

As modalidades de fornecimento azul e verde presentes no Quadro 04 possuem variações. As modalidades plenas não participam do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), já a autoprodução (APE) representa edificações que geram energia para consumo próprio, e pode escolher se sua energia excedente será injetada na rede e recompensada ou vendida no Mercado Livre de Energia. Outra possibilidade é pertencer ao SCEE, em que a energia injetada na rede é convertida em créditos para serem usados em até 60 meses (REH N°3.511/2025, ANEEL).

Quadro 05 - Subgrupos de Baixa Tensão e Modalidades de Fornecimento Aplicáveis.

Subgrupo	Modalidades de Fornecimento Aplicáveis	Classe	Subclasse
B1 (Residencial)	Branca	Residencial	Residencial

	Pré-pagamento / Convencional	Residencial	Residencial / Baixa Renda
B2 (Rural)	Branca	Rural	NA
	Pré-pagamento / Convencional	Rural	NA
B3 (Demais classes)	Branca	NA	NA
	Pré-pagamento / Convencional	NA	NA
B4 (Iluminação Pública)	Convencional	Iluminação Pública	B4A / B4B

Fonte: Adaptado da Resolução Homologatória nº 3.511/2025, ANEEL.

Uma fatura de energia pode contabilizar diferentes tributos, penalizações e contribuições, e cada subgrupo de tensão e modalidade apresentados nos Quadros 04 e 05 possuem seus próprios valores tarifários.

Existem penalizações impostas a qualquer consumidor, como as bandeiras tarifárias, sistema de sinalização de custo de geração, ou o excedente de energia reativa, caso tenha medição para tal. O subgrupo A tem penalizações extras, seja pela ultrapassagem da demanda contratada ou fator de potência abaixo do limite (REN N°1000/2021, ANEEL).

A fatura também pode apresentar tributos e contribuições sobre o consumo e a demanda contratada. Nas faturas analisadas da UFSC, para o CMD01, estão como tributos e contribuições o Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL), Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ), e a Contribuição de Iluminação Pública (COSIP), contribuição municipal destinada à manutenção e expansão da iluminação pública. Esses encargos variam conforme o tipo de consumidor.

As Universidades Federais analisadas por Silva (2021) e apresentadas no Quadro 06, apresentam em sua maioria, um perfil com demanda contratada, e fornecimento horosazonal, variando entre verde e azul, podendo pertencer ao APE ou SCEE em caso de geração distribuída.

Quadro 06 - Modalidades de Fornecimento de Universidades Federais.

Universidades	Modalidade		
	Verde	Azul	Convencional

UFOB	X		
UFBA	X		X
UFMT	X		
UFPA	X		
UFRB	X		
UnB	X		
UFSCPA	X		
UFPB		X	
UFSM		X	
UFSCPA			X

Fonte: Adaptada de Silva, 2021.

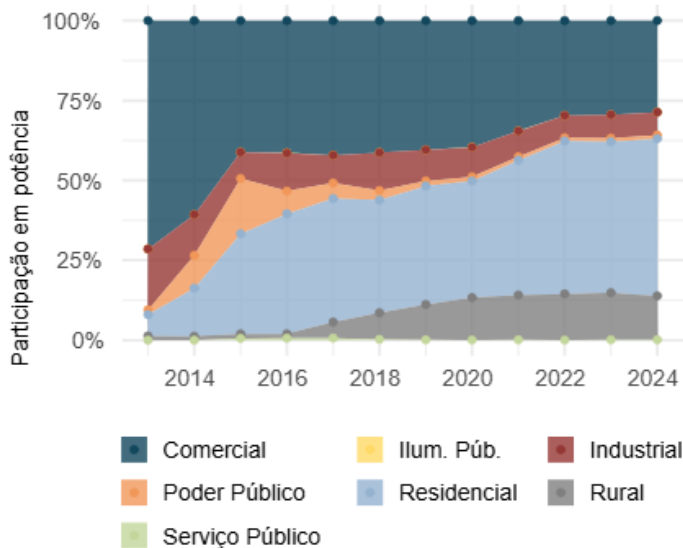
Os casos em que UFs apresentam mais de uma modalidade de faturamento se dá pelos diferentes perfis das UCs dos campi que a compõem, como é o caso da UFBA visto no Quadro 06.

Usinas de MMDG possuem diferentes classificações e características, mas todas geram energia através do mesmo princípio físico, o efeito fotovoltaico. Estes assuntos e nuances relacionadas são abordados no próximo tópico.

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistema fotovoltaico é um conjunto de equipamentos que combinados geram eletricidade a partir da energia incidida pelo Sol, é uma maneira de geração de energia renovável limpa, com baixíssima emissão de CO₂ em seu funcionamento (Ember, 2025), com alta popularidade, tanto para com a sociedade civil, indústrias, empresas, e para com o Governo, como apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Participação na Geração Fotovoltaica por Setor no Brasil.



Fonte: EPE, 2025.

Conforme ilustrado na Figura 12, esta fonte renovável tem se destacado nacionalmente no setor comercial e residencial. Para compreender o potencial e as particularidades de um projeto desta natureza, é preciso comentar os fundamentos técnicos por trás da tecnologia. Este capítulo abordará desde o fenômeno que dá origem a energia gerada, o efeito fotovoltaico, até as diferentes configurações de sistemas.

2.3.1. EFEITO FOTOVOLTAICO

O processo de geração de energia em uma célula solar ocorre em nível atômico e tem como base o silício (Si), material que compõe cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas fabricadas no mundo (Chengjian; Olindo; Vogt, 2024). A dominância do silício se deve a dois fatores principais: é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre e a tecnologia para seu processamento e purificação é extremamente madura e bem estabelecida, derivada da indústria de microeletrônica (Guerra et al, 2018).

Para ser utilizado em células fotovoltaicas, o silício não é encontrado em seu estado puro na natureza, ele é extraído principalmente do quartzo (dióxido de silício - SiO₂). Este material passa por um complexo processo industrial para atingir o altíssimo nível de pureza necessário (Bošnjakovic, 2024).

Inicialmente, o quartzo é processado em fornos para obter o silício de grau metalúrgico (98% de pureza), o que não é suficiente para aplicações fotovoltaicas, a qual

pede um nível de pureza muito superior (grau solar), que é alcançado por meio de processos de purificação química, como o Processo Siemens, e posterior solidificação em lingotes cristalinos através de métodos como o de Czochralski (para silício monocristalino) (Bošnjakovic, 2024).

Apesar de ultrapuro, o silício cristalino é, por si só, um mau condutor de eletricidade, pois seus elétrons estão firmemente presos na estrutura do cristal. Para que ele possa gerar e conduzir uma corrente elétrica é necessário realizar a dopagem. Este processo consiste na introdução controlada de pequenas quantidades de impurezas para alterar suas propriedades elétricas (Bošnjakovic, 2024). A dopagem cria os dois tipos de material semicondutor que formam a base da célula solar:

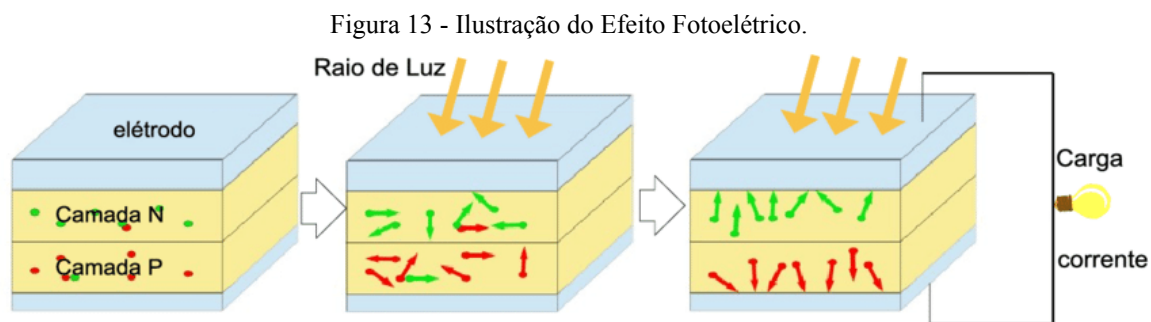
- a. **Silício tipo P (positivo):** Onde o silício puro é dopado com elementos como o boro (B), que possuem um elétron a menos na camada de valência (CV) que o silício, sua introdução na estrutura cristalina cria uma "falta" de elétrons, que funciona como uma carga positiva móvel, chamada de "lacuna" (Al-Ezzi; Ansari, 2022).
- b. **Silício tipo N (negativo):** Onde a dopagem é feita com elementos como o fósforo (P), que possuem um elétron a mais que o silício na CV, introduzindo elétrons livres na estrutura (Al-Ezzi; Ansari, 2022).

A união desses dois materiais cria uma interface chamada de junção P-N, onde se forma um campo elétrico permanente, que é a estrutura fundamental para o funcionamento do efeito fotovoltaico (Al-Ezzi; Ansari, 2022). O processo de conversão da luz em eletricidade ocorre em três etapas fundamentais:

- a. **Absorção do Fóton:** Quando um fóton (partícula fundamental da luz) proveniente da radiação solar atinge o material semicondutor com energia suficiente, ele transfere essa energia para um elétron da camada de valência do cristal de silício (Al-Ezzi; Ansari, 2022).
- b. **Liberação do Elétron (Geração de Pares):** Com a energia extra absorvida do fóton, o elétron se liberta de sua ligação atômica, tornando-se um elétron livre e com mobilidade na estrutura. O local que ele ocupava passa a funcionar como

uma carga positiva, conhecida como "lacuna". Esse fenômeno cria o que se denomina um par elétron-lacuna (Al-Ezzi; Ansari, 2022).

- c. **Movimento e Coleta das Cargas:** É neste momento que o campo elétrico da junção P-N se torna crucial. Ele atua como uma barreira que impede a recombinação do par elétron-lacuna e separa as cargas: o elétron livre (negativo) é "empurrado" para o lado N da célula, enquanto a lacuna (positiva) é direcionada para o lado P. Esse acúmulo de cargas opostas em cada lado da célula cria uma diferença de potencial elétrico (tensão) entre os terminais, de forma análoga a uma pilha ou bateria (Al-Ezzi; Ansari, 2022).



Fonte: Colonia, 2015.

Quando um circuito elétrico externo é conectado aos contatos metálicos da célula, ele oferece um caminho para que os elétrons acumulados no lado N fluem em direção ao lado P para se recombinar com as lacunas, como ilustrado na Figura 13. Esse fluxo ordenado de elétrons é, por definição, uma corrente elétrica contínua (CC) (Guerra et al, 2018).

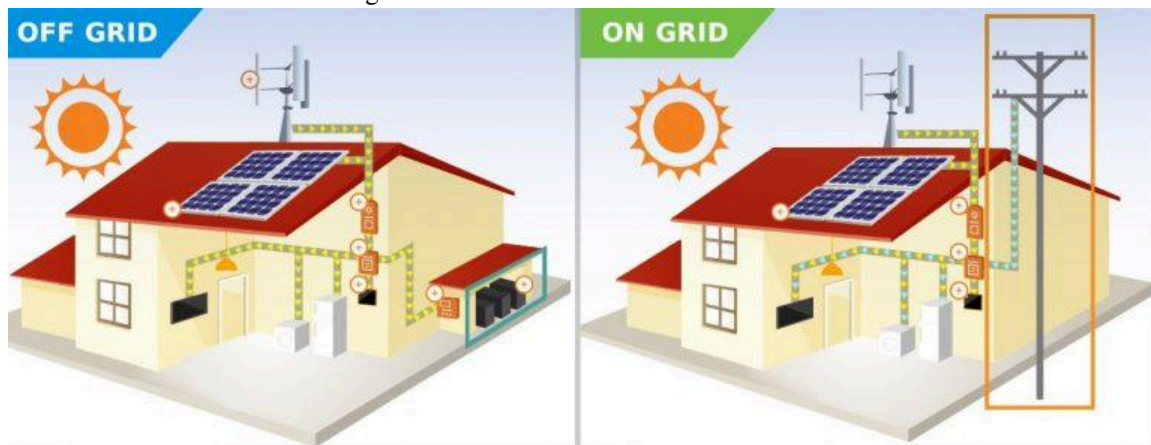
Esta corrente contínua, no entanto, não é compatível com a rede elétrica da edificação, que opera em corrente alternada (CA). Para que a energia gerada possa ser utilizada, ela precisa ser processada pelo inversor. Este equipamento eletrônico tem a função de converter a CC para CA e sincronizar sua tensão e frequência com os padrões da rede elétrica local. Somente após a conversão a energia está pronta para alimentar as cargas do prédio ou, em caso de excedente, ser injetada na rede de distribuição de energia (Al-Ezzi; Ansari, 2022). Os componentes que compõem um sistema fotovoltaico, como o inversor, e suas diferentes configurações de conexão com a rede foram abordados nos próximos tópicos.

2.3.2. TIPOS DE CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A relação dos sistemas FVs com a rede se divide em três configurações principais:

- a. **Sistemas Conectados à Rede (*On-Grid*):** A energia gerada é primeiramente consumida no local e, caso haja excedente, ele é injetado na rede pública, gerando créditos para o consumidor (Tabora et al, 2021), ilustrado no lado direito da Figura 14.
- b. **Sistemas Isolados (*Off-Grid*):** Operam de forma autônoma, sem qualquer conexão com a rede pública. São soluções para locais remotos onde a rede não chega. A energia excedente gerada durante o dia é armazenada em um banco de baterias para garantir o fornecimento durante a noite ou em dias com pouca irradiação solar ou armazenada na forma de calor com a água, usadas para aquecer chuveiros e torneiras elétricas (Tabora et al, 2021), ilustrado no lado esquerdo da Figura 14.

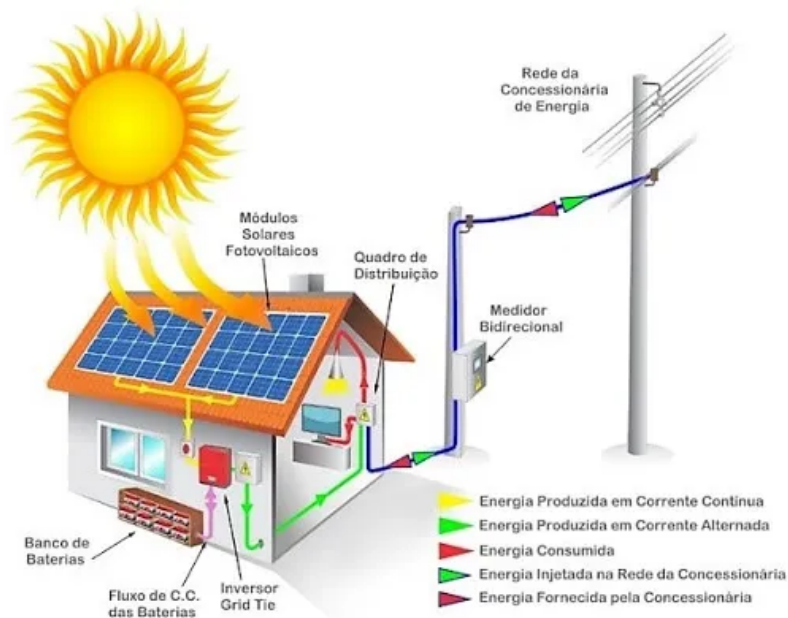
Figura 14 - Sistema FV Off-Grid e On-Grid.



Fonte: PotenciaPortal, 2025.

- c. **Sistemas Híbridos:** Combinam características dos dois modelos anteriores. Estão conectados à rede da concessionária, mas também possuem um banco de baterias para armazenamento. Sua principal vantagem é garantir o fornecimento de energia para cargas críticas mesmo em caso de apagões na rede pública (Tabora et al, 2021), ilustrado na Figura 15.

Figura 15 - Sistema FV Híbrido.



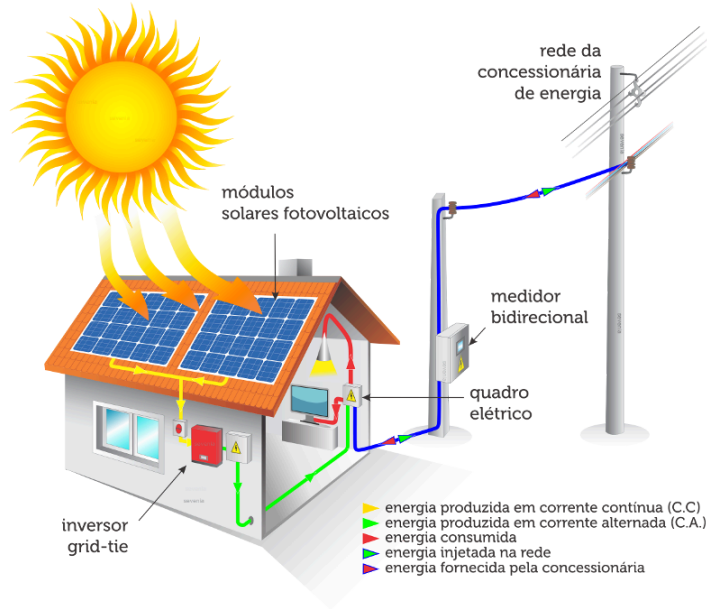
Fonte: LuzSolar, 2025.

Considerando que o sistema proposto para o prédio de EPS, assim como os demais sistemas existentes na UFSC, está conectado à rede de distribuição interna da universidade para abater o consumo local e interagir com a rede da concessionária, sem o uso de baterias, ele se enquadra na modalidade de geração descentralizada e do tipo conectada à rede (*on-grid*), o qual foi detalhado no próximo tópico.

2.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID

Como representação simplificada, a Figura 16 ilustra o fluxo de energia em um sistema de microgeração fotovoltaica *on-grid*. Nesta analogia, o medidor bidirecional corresponde à unidade consumidora CMD01, responsável por registrar tanto o consumo quanto a injeção de energia na rede da concessionária. O quadro elétrico é representado pelo quadro de distribuição interno do prédio do EPS, que recebe e distribui a energia consumida localmente.

Figura 16 - Fluxo de Energia em Sistema Fotovoltaico *On-Grid*.



Fonte: Adaptado de Luz Solar.

Os módulos fotovoltaicos, o inversor, o cabeamento e os dispositivos de segurança representam os principais elementos do sistema, abordados a seguir. Outros componentes complementares também fazem parte da instalação, mas não foram detalhados neste trabalho.

- a. Módulos:** Responsáveis pela conversão da luz solar em energia elétrica de corrente contínua (CC) através do efeito fotovoltaico. Cada módulo é composto por um arranjo de células fotovoltaicas, protegidas por um encapsulamento que garante durabilidade por mais de 25 anos (Benmouiza, 2022).
- b. Inversores:** Sua função primária é converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos em corrente alternada (CA), que é o padrão utilizado na rede elétrica e pelos aparelhos do dia a dia. Além disso, ele sincroniza a energia gerada com a frequência e a tensão da rede da edificação e possui funções de segurança, como o sistema anti-ilhamento, que desliga o sistema em caso de queda de energia da concessionária (Hariri et al, 2020).
- c. Cabeamento:** O sistema exige dois tipos de cabeamento, o cabeamento CC, que conecta os módulos fotovoltaicos entre si e ao inversor, e o cabeamento CA, que conecta a saída do inversor ao quadro elétrico da edificação (PPA; SEI-API, 2019).

- d. Dispositivos de Proteção:** Para garantir a segurança operacional do sistema solar e das pessoas, a proteção elétrica é essencial, abrangendo dispositivos contra sobrecorrente para evitar danos por falhas ou sobrecargas. Inclui também chaves seccionadoras para isolamento seguro dos circuitos CC e CA, sistemas de aterramento para proteção contra choques e falhas. Adicionalmente, a proteção contra raios e surtos utiliza aterramento combinado com Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS/SPDs) para mitigar danos como descargas atmosféricas (PPA; SEI-API, 2019).

Apesar de sistemas FVs on-grid representarem uma fonte de energia renovável, com baixa emissão de carbono (Ember, 2025), existem desvantagens e desafios em sua utilização. Os prós e contras de sistemas fotovoltaicos on-grid estão principalmente em sua conexão com a rede, e estão listados a seguir.

A. Vantagens

- a. Conexão com a rede elétrica:** Garante o fornecimento contínuo de energia, dispensando totalmente ou parcialmente o uso de sistemas de baterias, o que resulta em menor custo de investimento (Pinho; Galdino, 2014);
- b. Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE):** Permite obter benefícios a partir da energia injetada na rede (Lei N°14.300/2022);
- c. Benefícios ao sistema elétrico:** Melhoria do nível de tensão local no período de carga pesada e postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão (ANEEL, 2016);
- d. Sustentabilidade:** Alinhado com o viés sustentável, por ser uma fonte de energia renovável e com baixa emissão de GEE, com baixo impacto ambiental (ANEEL, 2016).

B. Desvantagens

- a. Dependência da rede:** Durante quedas de energia os sistemas FVs também desligam, como forma de proteção obrigatória (anti-ilhamento), não fornecendo energia de *backup* (Rampinelli; Machado, 2021);

- b. Fonte não despachável:** Os sistemas fotovoltaicos on-grid de GD são considerados fontes de energia não despacháveis, ou seja, não é possível controlar ou programar o nível de geração de acordo com a demanda (Baroni et al, 2022). Isto se torna um desafio crescente para o Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente com o aumento da geração de energia solar no Brasil, que pode limitar a operação de outras fontes, como as usinas eólicas (RT ONS DGL 0189/2025);
- c. Requisitos de conexão:** Sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem seguir requisitos de conexão locais, cumprimento procedimentos técnicos e regulatórios para se adequar aos padrões estabelecidos por norma (ANEEL, 2016);
- d. Variabilidade da Geração:** A geração FV é variável, visto que depende da incidência solar, a qual pode ser afetada por condições climáticas, sombreamento e variações na incidência solar diária (Baroni et al, 2022).

Dentre os principais desafios, o alto e rápido crescimento da tecnologia FV implica no maior deles, visto que muitas usinas de energia brasileiras estão sofrendo constantemente com curtailment, requisição obrigatória partindo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para limitar a produção, devido a um excesso de energia (RT ONS DGL 0189/2025).

Diante da análise das principais vantagens e desvantagens dos sistemas fotovoltaicos, torna-se necessário apresentar as terminologias e definições técnicas utilizadas neste estudo. Essa padronização conceitual garante maior clareza na interpretação dos resultados e uniformidade na aplicação dos termos ao longo do trabalho.

2.4.1. TERMINOLOGIAS UTILIZADAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID

No contexto da geração fotovoltaica, diferentes unidades de medida são usadas para quantificar potência e custo do sistema e módulos. O Watt (W) é a unidade padrão de potência elétrica, medindo a potência consumida ou gerada em um determinado instante (Giunta, 2019).

O Watt-pico (Wp), é uma unidade específica da indústria fotovoltaica. Ela mede a potência máxima que um módulo pode gerar em condições ideais de laboratório, conhecidas como Condições Padrão de Teste (STC), com irradiação de 1.000 W/m^2 , temperatura da célula a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e espectro de Massa de Ar 1.5 (AM1.5) inclinado perpendicularmente à superfície do módulo. Como essas condições raramente ocorrem na prática, a potência real (em W) de um módulo é quase sempre inferior à sua potência de pico (em Wp) (Rinio, 2021).

Essas duas unidades inferem em diferentes medidas de custo. O custo de potência (R\$/W) mensura o custo de capital de um sistema de geração dividido pela sua capacidade de potência (Powell et al, 2015). Por exemplo, um sistema de 1.000 W que custa R\$ 1.000 tem um custo de R\$1,00/W.

O custo de potencial de geração (R\$/Wp), por sua vez, mensura a potência máxima de um painel em Condições Padrão de Teste (STC). Essa métrica é ideal para comparar o custo de equipamentos em uma base padronizada, pois se refere ao custo pela potência de pico para um mesmo referencial (Harmon, 2000).

O custo de energia (R\$/Wh) mede o preço da energia gerada ou consumida, utilizado para quantificar a Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD) (REN nº1000/2021, ANEEL). Esta é a métrica utilizada nas faturas de energia elétrica. Esta unidade é usada no cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE), indicador que permite comparar diretamente o custo da energia gerada pelo próprio sistema em sua vida útil com o custo médio da energia comprada da concessionária, ou gerada por outras tecnologias, determinando a economia por unidade de energia do projeto (Cristea, 2025).

Após a definição das terminologias adotadas, o tópico seguinte aborda os principais fatores que influenciam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, utilizados para avaliar a eficiência do dimensionamento feito.

2.4.2. FATORES DE DESEMPENHO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID

A eficiência e durabilidade dos módulos que compõem o sistema FV podem ser afetadas por diferentes fatores, implicando em uma redução na geração efetiva dos módulos. Um estudo feito por Jordan e Kurtz (2012) concluiu que a mediana da taxa de

degradação de módulos localizados em ambientes externos para sistemas com exposição a mais de 20 anos é de 0,43% ao ano.

Embora a taxa de degradação precise ser atualizada enquanto novas informações tornam-se disponíveis, com o entendimento de que a degradação para 78% dos casos analisados se deu abaixo de 1% ao ano, os autores afirmam que os dados apresentados corroboram com os valores de degradação assumidos por Darling et al (2011) para calcular o custo nivelado de energia fotovoltaica (Darling et al., 2011, apud Jordan; Kurtz, 2012).

Além da degradação da tecnologia, sua taxa de conversão pode ser afetada por outros fatores. O efeito do sombreamento é um fenômeno em que mesmo uma pequena sombra sobre parte de uma única célula pode reduzir drasticamente a produção de energia de um conjunto inteiro de módulos ligados em série (*string*). Isto ocorre porque a célula sombreada deixa de gerar energia e passa a se comportar como uma resistência, dificultando a passagem da corrente gerada pelas demais células (Ekici; Köprü, 2017).

Este fenômeno pode levar ao "efeito de ponto quente" (*hotspot*), onde a célula sombreada superaquece ao dissipar a energia das demais, podendo sofrer danos permanentes (Ekici; Köprü, 2017). Para mitigar esse problema, os módulos modernos possuem diodos de desvio (*bypass*), que criam um caminho alternativo para a corrente, "pulando" o trecho sombreado do módulo e preservando a maior parte da geração do restante do sistema (Vieira et al, 2020).

A ação resistiva dos *hotspots* podem acarretar o *mismatch*, onde o desempenho inferior de um módulo (por causa de um *hotspot*, por exemplo) limita a produção de todos os outros módulos conectados a ele. Também existem as perdas no cabeamento, que se dão pela corrosão e superaquecimento do condutor, tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada (Ekici; Köprü, 2017).

Outro tipo de perda se dá com o tempo, onde a superfície dos módulos acumulam sujeira, diminuindo a incidência de radiação solar e conseqüentemente a geração. As perdas atreladas à sujeira podem chegar a 15% em áreas com pouca chuva. Para evitar o acúmulo exagerado recomenda-se limpezas regulares (Ekici; Köprü, 2017).

O Referencial Teórico estabeleceu as bases conceituais do projeto ao abordar três pilares: a infraestrutura elétrica das Universidades Federais, o panorama regulatório da

Geração Distribuída (GD) no Brasil e a tecnologia de sistemas fotovoltaicos, focando na conexão on-grid.

Foi destacado o potencial das universidades para a adesão a projetos de geração fotovoltaica, como no caso da UFSC. A análise da evolução das normas, como a REN n° 482/2012 e a Lei n° 14.300/2022, que definem o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), foi fundamental para a compreensão do ambiente regulatório. Por fim, o detalhamento técnico dos sistemas fotovoltaicos on-grid, seus componentes, terminologias e fatores de desempenho, consolidou o embasamento necessário para o avanço do estudo para as etapas de dimensionamento, simulação e análise econômica, realizada no tópico Metodologia.

3 METODOLOGIA

Neste tópico estará descrito o trabalho em relação a sua classificação como pesquisa, objeto de estudo, processo para coleta dos dados necessários para cumprir com o objetivo traçado, e como se dará a análise dos dados, descrevendo os softwares utilizados e métodos aplicados.

3.1 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA

Este estudo classifica-se como uma pesquisa quantitativa, por realizar simulações e cálculos financeiros. Também é um estudo de caso, ao analisar o prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS) para implementação do sistema fotovoltaico (Marconi; Lakatos 2003).

A pesquisa também é descritiva, pois busca caracterizar a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico levantando dados para a situação, como consumo energético, tarifas e custos de implantação (Marconi; Lakatos 2003). É uma pesquisa documental, visto que utiliza documentos institucionais e arquivos técnicos fornecidos pelo DPAE e COPLAN da UFSC, incluindo plantas baixas, desenhos elétricos e relatórios de energia (Marconi; Lakatos 2003).

Por fim, é uma pesquisa de simulação, já que emprega softwares especializados (PVSystem, SketchUp) para modelar a geração de energia e prever os resultados econômicos do projeto (Aoki, 2018).

3.2 AMBIENTE DE ESTUDO

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), localizada em Florianópolis, é uma das principais instituições federais de ensino superior do Brasil, em 10º lugar no ranking *Latin America University Rankings 2024*¹ (*Times Higher Education*). A universidade contém diversos campi e centros de ensino, abrigando milhares de estudantes de educação infantil, graduação e pós-graduação.

¹ Disponível em:

<https://sinter.ufsc.br/2024/11/12/ufsc-esta-entre-as-10-melhores-universidades-no-ranking-internacional-latin-america-university-rankings-2024-do-the/>. Acesso em: 17/08/2025

Em 2024, a UFSC contava com um total de 39.965 alunos matriculados, dos quais 26.458 alunos fazem parte da Graduação, 12.417 da Pós-Graduação e 1.090 alunos na Educação Infantil (DPGI/SEPLAN, 2024).

O estudo foi realizado no prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS), situado no Campus Trindade da UFSC. O prédio atende alunos de diferentes cursos, sem contagem precisa, além de 26 professores e 6 técnicos administrativos, de acordo com a coordenadoria do curso. O número exato de alunos matriculados não está especificado, mas informações sobre o número de vagas oferecidas podem fornecer uma ideia, por exemplo, no vestibular de 2025, foram oferecidas 84 vagas para o curso de Engenharia de Produção² por semestre, em período integral no campus de Florianópolis.

Para realizar a definição dos parâmetros e estimativas necessárias para dimensionar o sistema fotovoltaico e analisar sua viabilidade econômica foi feita uma coleta de dados, descrita no seguinte capítulo.

3.3 COLETA DE DADOS

A coleta das plantas baixas e desenhos elétricos foi realizada através da solicitação no site do Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia (DPAE), na seção de solicitação de projetos existentes, em 13 de maio de 2025.

Depois dos primeiros documentos recebidos ocorreu uma conversa via e-mail para esclarecer o que ainda faltava, quando foi incluída a Coordenação de Planejamento (COPLAN), que detém os arquivos em questão, como diagramas unifilares.

Entre os materiais recebidos, foram utilizados as plantas baixas e cortes do prédio do EPS, que mostram a estrutura física e as dimensões do edifício. Também, os desenhos elétricos completos do prédio, incluindo os quadros de carga por pavimento e o diagrama unifilar, que detalham a infraestrutura elétrica existente.

Os Relatórios de Energia UFSC disponíveis no site do DPAE, trazem informações sobre o consumo energético da universidade e da unidade consumidora CMD01, à qual o prédio de EPS está vinculado. Este relatório contém dados históricos de consumo, valores tarifários aplicados e outras informações relevantes sobre o padrão de uso de energia.

² Vestibular UFSC 2023 – Número de vagas e matrículas no curso de Engenharia de Produção. Disponível em: <https://vestibularunificado2024.ufsc.br/>. Acesso em: 02/06/2025.

As faturas de energia da UFSC estão disponibilizadas publicamente no Google Drive, e contém dados detalhados de consumo, demanda, tarifas e tributos, multas e penalizações específicas às UCs que compõem todos os campi da universidade (DPAE, 2025).

Por fim, o Mapa de Fontes Alternativas de Geração de Energia na UFSC e o Mapa de Localização de Unidades Consumidores, disponíveis no site do DPAE, apresentam a localização e características dos sistemas de geração distribuída já instalados, e a localização dos Centros de Medição no campus, respectivamente.

Os dados coletados devem ser analisados para extrair informações relevantes para o desenvolvimento do trabalho, processo descrito no próximo tópico.

3.4 ANÁLISE E TABULAÇÃO DE DADOS

A análise dos dados desta pesquisa foi dividida em cinco fases metodológicas, detalhadas a seguir.

3.4.1. LEVANTAMENTO DO CONSUMO E DESPESAS ENERGÉTICAS

O histórico de custos do consumo de energia da UFSC e de suas UCs está disponível no Relatório de Energia da UFSC, disponibilizado pelo DPAE. Para esta análise, foram utilizados os relatórios de 2023 e 2024 (publicados em 2024 e 2025, respectivamente), os quais apresentam um histórico até 2019.

As informações de consumo e despesa elétrica da UC em análise foram complementadas com dados retirados das faturas de energia específicas ao CMD01, as quais abrangem todas as particularidades de medição, como comentado anteriormente no tópico 3.3.

As particularidades de medição permitem determinar o Custo Médio da Energia (CME), considerando as variações tarifárias ao longo dos anos. Esse valor foi obtido pela relação entre as despesas e os consumos mensais médios acumulados no ano, representando o custo médio pago por kWh e, para a energia gerada, a economia correspondente ao consumo abatido da fatura, apresentada na Equação 3.1, utilizada no tópico 4.4 Consumo e Despesas Energéticas.

$$CME = \frac{\sum_{t=2022}^{2025} \overline{D}_t}{\sum_{t=2022}^{2025} \overline{C}_t} \quad (3.1)$$

Onde CME é o Custo Médio da Energia (R\$/kWh), \overline{D}_t representa a despesa média mensal de energia no ano t (R\$) e \overline{C}_t o consumo médio mensal de energia no ano t (kWh).

O custo médio de energia é definido em outros trabalhos pela tarifa aplicada pela concessionária local para o mês mais recente da publicação para uma modalidade e horário de consumo fora ponta, como feito por Martins (2016), Pinheiro (2017), Oliveira (2021) e Oliveira et al (2019), todos com o objetivo em comum de analisar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, cada um com suas particularidades.

Esta escolha tarifária justifica-se considerando as características operacionais do CMD01, cuja geração fotovoltaica é majoritariamente destinada ao autoconsumo, resultando em injeção mínima de energia na rede. Como a geração solar ocorre exclusivamente durante o período diurno, ela coincide integralmente com o posto fora de ponta, de modo que a compensação financeira, quando há excedente, é calculada com base nas tarifas TE e TUSD fora de ponta.

Diante do constatado no tópico 1.4 Delimitação de Pesquisa, especialmente quanto à influência de créditos provenientes de outras UCs, possíveis injeções internas e bandeiras tarifárias, optou-se por adotar o custo médio global da energia na estimativa da economia gerada pelo sistema fotovoltaico. Essa simplificação metodológica evita distorções associadas ao uso exclusivo das tarifas fora de ponta e permite representar o impacto financeiro da geração solar frente à complexidade dos dados agregados do CMD01.

Lauand (2024), cujo trabalho teve como objetivo avaliar o impacto de projetos de eficiência energética com e sem automação predial sobre o consumo e o custo médio da energia elétrica no campus, utilizou do consumo ponta e fora ponta para calcular o CME.

Em seu estudo, o autor calculou o Custo Médio de Energia a partir de dados reais de consumo e das tarifas praticadas pela concessionária local em novembro de 2023,

aplicando a equação generalizada tarifária da ANEEL para a modalidade verde, apresentada na Equação 3.3. Lauand (2024) considerou as parcelas de demanda, e de consumo nas faixas horárias de ponta e fora de ponta, bem como o fator de carga médio, obtendo o custo unitário de fornecimento sem a incidência de tributos, visto que seu objeto de estudo era isento de impostos sobre energia elétrica.

De modo análogo, neste trabalho o custo médio de energia foi obtido com base no valor total das faturas de energia elétrica da unidade consumidora CMD01 entre os anos de 2022 e 2025, mas considerando variações tarifárias, impostos e tributos retidos. Reconhece-se, contudo, que a representatividade do horário de ponta é menor no contexto da geração fotovoltaica, já que não há produção nesse intervalo, ainda assim, optou-se por considerar o valor integral da fatura para fins de cálculo, de modo a simplificar a análise e refletir de forma mais abrangente o comportamento energético e econômico do CMD01.

Adicionalmente, as faturas foram utilizadas para repassar o comportamento sazonal de consumo para a estimativa de consumo do prédio que suportará o sistema FV proposto, assuntos discutidos nos próximos tópicos.

3.4.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A escala do sistema FV foi determinada com base na área útil disponível no telhado, para que a geração seja o mais perto do potencial existente na cobertura do prédio, considerando a limitação de geração imposta para usinas de micro e minigeração distribuída. Esta escala é representada em Watt pico, calculada a partir da Equação 3.2.

$$P_{pico} = A_{util} \times \eta_{mod} \times 1000 \text{ W/m}^2 \quad (3.2)$$

A Equação 3.2 é consequência da manipulação da equação que determina a eficiência de um módulo (Potência pico / Potência incidente), tendo em vista que a Potência incidente é resultado da geração em STC (1000 w/m²) multiplicada pela área útil do sistema, a manipulação permite então encontrar que a Potência pico (Wp) de um sistema é a geração em STC, multiplicada pela eficiência (η) e área útil dos módulos (A_{util}). Esta equação é a mesma utilizada pelo software PVSyst para determinar a potência pico do sistema.

Esta derivação matemática está evidenciada no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho; Galdino, 2014), onde consta que a eficiência é dada pela relação entre a potência pico do módulo e sua área multiplicada pela irradiância solar incidente para geração STC.

A simulação do sistema foi feita com a combinação dos softwares AutoCAD, Sketchup e PVSyst, descritos com mais detalhes no tópico 3.5. Com os documentos recebidos do DPAE é possível visualizar a planta baixa do prédio com o AutoCAD, o que possibilitou ajustá-la para ser utilizada como *input* no Sketchup, onde foi feito o modelo 3D do prédio, com detalhes para o telhado.

Com o modelo 3D do prédio de EPS, o PVSyst gera estimativas de produção, combinando a geometria do edifício e parâmetros do sistema FV com os dados de irradiação solar. Os diferentes parâmetros servem para que a simulação considere a eficiência do sistema em converter luz solar em eletricidade e suas perdas por diferentes aspectos.

A compreensão das perdas e robustez física de sistemas FVs é discutida em âmbito acadêmico. Gnecco et al. (2021) analisaram o decaimento de eficiência de painéis fotovoltaicos de silício monocristalino aplicados em uma edificação, avaliando o impacto de diferentes condições climáticas sobre o desempenho e as perdas ao longo do tempo. O estudo destacou a importância de considerar o envelhecimento dos módulos e as perdas associadas à instalação e operação, a fim de representar de forma mais realista o comportamento de sistemas fotovoltaicos em simulações computacionais.

Adicionalmente, Ekici e Kopru (2017) investigaram por simulações computacionais, as perdas de um sistema de painéis monocristalinos com 150 Wp instalados na cobertura de um edifício universitário, ressaltando a influência de aspectos como temperatura dos módulos, sombreamento parcial e desempenho do inversor.

Os trabalhos de Gnecco et al. (2021) e Ekici e Kopru (2017) servem de referência para a definição dos parâmetros técnicos empregados neste trabalho, utilizados na simulação do sistema proposto por meio do software PVSyst.

O potencial de geração solar local, por sua vez, é obtido a partir da base de dados do Atlas Solarimétrico do Brasil, a qual possibilita determinar o nível de irradiação solar horizontal global médio para Florianópolis, cidade sede do campus Trindade da UFSC.

Os valores são baseados em 17 anos (a partir de 2006) de dados satelitais que são processados através do modelo físico de transferência radiativa BRASIL-SR.

Este modelo utiliza dados de cobertura de nuvens obtidos a partir de imagens digitais de satélites geoestacionários GOES e foi especificamente adaptado para a climatologia e condições atmosféricas sazonais observadas no Brasil. Estes dados processados pelo BRASIL-SR são validados por comparação estatística com dados medidos em superfície, através de 503 estações meteorológicas (INPE, 2017).

Corroborando os dados obtidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), o trabalho de Dal Prá (2022) mapeou a distribuição do potencial solar em Santa Catarina a partir de dados de estações meteorológicas em superfície de diferentes cidades, incluindo Florianópolis. Fundamentado em dados coletados durante um período de cinco anos (2015-2019) de estações do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o estudo aponta uma média anual de irradiação solar global horizontal de 4,208 kWh/m².dia para a capital.

Os painéis fotovoltaicos monocristalinos de silício foram escolhidos para compor o sistema fotovoltaico proposto, devido a suas características de eficiência, desempenho, degradação e potência gerada por área. Esta escolha também se justifica pela adoção desse tipo de tecnologia nos estudos de Gnecco et al. (2021) e Ekici e Kopru (2017), cujos resultados são utilizados neste trabalho como referência para as estimativas de perdas do sistema.

Os dados descritos permitem a estimativa de geração anual de energia através do PVSyst, que em conjunto com a estimativa de consumo da edificação em que foi proposto a instalação do sistema, permite determinar se a instalação elétrica terá parte ou todo seu consumo abatido, discutido com mais detalhes no próximo tópico.

3.4.3. ESTIMATIVA DE AUTOSSUFICIÊNCIA

Os quadros de carga do projeto elétrico original do prédio, fornecidos pelo DPAE e datados do início dos anos 2000, exibem a potência aparente projetada para cada quadro de distribuição (CD) e os circuitos que os compõem. Toda essa carga utilizada é reunida no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do prédio.

A carga total apresentada no quadro de cargas do prédio de EPS está na unidade de medida da potência aparente máxima suportada pela instalação elétrica, em VA. Para converter em energia, é necessário considerar a carga instalada, período de utilização e diferentes fatores, como o Fator de Potência (FP), Fator de Demanda (FD) e Fator de Carga (FC), definidos pela ANEEL na REN N°1000/2021 como:

“[...] XIX - fator de carga: razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo;

XX - fator de demanda: razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo e a carga instalada na unidade consumidora;

XXI - fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período; [...]” (ANEEL, REN N°1000/2021, p. 5).

O Fator de Potência e de Demanda são tabelados pela concessionária local, para diferentes tipos de carga na Norma Técnica N-321.0003 (CELESC, 2023). Entretanto, não está explícito uma adoção de valores pré-determinados para o Fator de Carga, o qual foi definido com base em referências da literatura.

Foram utilizados como parâmetro os resultados obtidos por Lauand (2024), em estudo realizado na Universidade Federal do Amazonas (UFAM), e por Aguilar (2012), que analisaram o comportamento do Fator de Carga em edificações no contexto de UFs, discutidos em mais detalhes na apresentação dos resultados.

Lauand (2024), em estudo conduzido na Universidade Federal do Amazonas (UFAM), determinou o fator de carga mensal e médio a partir de dados reais de consumo e demanda máxima registrados entre dezembro de 2022 e novembro de 2023. O autor aplicou o FC na equação tarifária generalizada da ANEEL para a modalidade verde, relacionando as informações da fatura do mês de novembro de 2023, apresentada na Equação 3.3.

$$PME = \left[\frac{TD}{730 \cdot FC} + \frac{C_p}{C_t} (T_{Cp} - T_{Cfp}) + T_{Cfp} \right] \cdot \left(\frac{1}{1 - \frac{ICMS+PIS+COFINS}{100}} \right) \quad (3.3)$$

De forma complementar, Aguilar (2012) analisou perfis energéticos de edificações dos setores comercial e público com base em dados do PROCEL INFO (2007), identificando um fator de carga médio para o setor público, categoria que engloba

universidades federais. Esse indicador representa o grau de constância no uso da potência ao longo do tempo e a eficiência com que a capacidade instalada é utilizada.

Portanto, diante da ausência de medições individualizadas para o prédio do EPS, adotou-se o fator de carga obtido por Lauand (2024) em edificação universitária com perfil de uso acadêmico e administrativo similar, considerado conservador em relação aos valores médios reportados por Aguilar (2012) para o setor público.

Tendo em vista que o prédio de EPS está no mesmo contexto universitário do CMD01, um fator de utilização foi considerado para repassar o comportamento sazonal observado na UC para a instalação elétrica em questão. Isto implicará na equivalência linear ao analisar a viabilidade econômica atrelada ao CMD01 e ao prédio de EPS, mas também não permitirá a superestimação de consumo, tendo em vista que existem períodos com mais e com menos demanda energética ao decorrer do ano, os períodos de aula tem horários pré-definidos, e que o calendário letivo não se estende o ano inteiro (DPAE, 2025).

A energia é a potência no tempo, então foi determinado um período de utilização diário para estimar a energia consumida. O horário de consumo foi determinado com base nas grades de aula semanais ocorridas no prédio de EPS, desconsiderando o período de almoço e férias. Todos os parâmetros são então aplicados à Equação 3.4 para calcular a energia mensal consumida pelo prédio de EPS.

$$E_{\text{cons}} [\text{Wh}] = \left(\sum_{i=1}^{12} FP_i \cdot FD_i \cdot FU_i \cdot S_{\text{max},i} \right) \cdot FC \cdot \text{horas} \cdot \text{dias} \quad (3.4)$$

Por fim, o cálculo para determinar o potencial de autossuficiência do prédio do EPS baseia-se na formulação apresentada no trabalho de Gagliano, Tina e Aneli (2025), que possuía como finalidade propor uma metodologia de avaliação integrada do desempenho energético de edificações com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando a interação entre geração distribuída e consumo local.

Os autores destacam a importância de quantificar o quanto da energia produzida é efetivamente aproveitada pela própria edificação, em contraste com a parcela exportada à rede elétrica. Para isso, definem dois indicadores principais: a *Self-Consumed Energy* (Rsc), que representa a fração da geração fotovoltaica utilizada internamente, e a

Self-Sufficiency (Dss), que expressa o grau de atendimento da demanda elétrica da edificação pela própria geração renovável.

O indicador Rsc é calculado pela razão entre a energia autoconsumida ($E_{el,autoconsumida}$) e a energia total gerada pelo sistema fotovoltaico ($E_{el,FV}$), e expressa a eficiência de aproveitamento interno da geração solar. Já o indicador Dss é determinado pela razão entre a energia autoconsumida e a demanda elétrica total da edificação ($E_{el,carga}$), refletindo o nível de independência energética do prédio em relação à rede.

Em outras palavras, enquanto o Rsc mede quanto da geração é consumida localmente, o Dss mede quanto da demanda total é suprida pela geração própria. E são apresentados nas Equações 3.5 e 3.6, respectivamente.

$$\text{Energia autoconsumida [\%]} = 100 \times \left(\frac{\text{Energia autoconsumida (Wh)}}{\text{Energia FV gerada (Wh)}} \right) \quad (3.5)$$

$$\text{Autossuficiencia [\%]} = 100 \times \left(\frac{\text{Energia autoconsumida (Wh)}}{\text{Energia Demandada Total (Wh)}} \right) \quad (3.6)$$

A análise de viabilidade econômica é a mesma para o CMD01 e o prédio de EPS devido a proporção de utilização mensal ser a mesma, assim como a determinação dos custos de investimento e operação do sistema FV, apresentada no próximo tópico.

3.4.4. LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO E OPERAÇÃO

A implantação do sistema FV traz consigo custos, que podem ser divididos em duas categorias: Custos de Investimento (CAPEX) e Custos de Operação e Manutenção (OPEX).

O CAPEX corresponde à principal saída de caixa, que inclui o custo dos equipamentos (módulos, inversores, cabeamento) e os serviços de instalação e homologação (Melo, 2018).

Já o OPEX representa os gastos ao longo do horizonte de análise, que para o estudo de caso advém da reposição de equipamentos com a vida útil menor que o sistema (inversores) e a manutenção dos módulos (limpeza e técnica), além de gastos com energia (Melo, 2018).

Para sistemas FVs o investimento inicial é majoritariamente composto pelo custo dos componentes, com um valor fixo de manutenção e operação ao longo dos anos. Considerando a vida útil total média de 25 anos para o sistema, adota-se a substituição dos inversores no 13º ano de operação, conforme a premissa estabelecida por Silva (2021), calculado a partir de uma porcentagem do investimento inicial. Enquanto os ganhos financeiros estão inteiramente na economia através do abatimento da fatura (Melo, 2018).

O custo de investimento no sistema fotovoltaico, considerando módulos, cabeamento e inversor (CAPEX), foi estimado com base no preço médio do Wp (R\$/Wp) divulgados em um estudo estratégico do mercado de geração distribuída (Greener, 2024).

O custo de Operação e Manutenção (O&M) que compõe o OPEX do sistema foi estimado com base em estudos e projetos reais de Geração Distribuída (GD), tomando como referência a metodologia empregada no estudo de viabilidade da Central Fotovoltaica da SANESUL (2022), que apresenta parâmetros de custos aplicáveis a sistemas de autoconsumo remoto de grande porte.

A utilização de estimativas para os custos de investimento inicial e manutenção é uma prática disseminada na literatura. Silva (2021) utilizou como referência valores de mercado para calcular o CAPEX e OPEX do sistema por ela proposto.

Com base nessas estimativas, foram definidos dois cenários de análise econômica para avaliar o impacto dos custos de investimento na viabilidade do sistema. No Cenário I, foi considerado um custo de CAPEX mais baixo, representando uma condição de mercado otimista. Já o Cenário II adota um custo de CAPEX mais elevado, caracterizando uma condição pessimista. Ambos os valores de investimento foram obtidos a partir da mesma pesquisa de mercado publicada pela Greener (2024), mantendo o OPEX fixo em ambos os casos.

As saídas e entradas compõem o Fluxo de Caixa (FC), registro de todos os recursos financeiros de um projeto ao longo de um determinado período (Casarotto; Kopittke, 2019), que para sistemas fotovoltaicos corresponde à sua vida útil, usualmente de 25 anos. O Fluxo de Caixa foi utilizado para determinar os indicadores econômicos que determinarão a viabilidade do projeto, abordados no próximo tópico.

3.4.5. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

O Microsoft Excel é utilizado para estruturar o Fluxo de Caixa, que combinado com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), possibilita determinar a viabilidade do projeto através dos indicadores econômicos escolhidos para o contexto do presente trabalho: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa de Retorno Interno (TIR), Payback Descontado e Custo Nivelado de Energia (LCOE).

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é a taxa de juros que representa o retorno mínimo que um investidor espera obter ao aplicar seu capital em um projeto. Ela funciona como um "custo de oportunidade", se o projeto não render mais do que a TMA, não seria vantajoso aplicar o dinheiro em tal (Casarotto; Kopittke, 2019).

Conforme o Relatório de Energia da UFSC, as despesas totais com energia elétrica em 2024 foram de aproximadamente R\$6.586.972,27 (DPAE, 2025). Portanto, o capital investido no sistema fotovoltaico não está perdendo uma "oportunidade" de render no mercado financeiro, mas sim sendo alocado para mitigar um dos maiores custos operacionais da universidade.

Os indicadores econômicos são métricas utilizadas para determinar se esse projeto é viável financeiramente e possui potencial de investimento. Sua definição conceitual e formulação matemática são apresentados abaixo.

a. Payback Descontado

O *Payback* é um indicador que mede o tempo necessário para que o investimento inicial em um projeto seja totalmente recuperado pelos seus retornos financeiros. No contexto fotovoltaico, corresponde ao período em que a economia acumulada na fatura de energia se iguala ao custo total de aquisição, instalação, manutenção e substituição de componentes do sistema.

Embora o *Payback* Simples seja de fácil compreensão, ele não considera o valor do dinheiro no tempo. Por isso, utiliza-se o *Payback* Descontado, uma metodologia mais precisa que leva em conta a perda do poder de compra ao longo do tempo ao ajustar os fluxos de caixa futuros por uma taxa de desconto. O cálculo consiste em somar os fluxos de caixa descontados ano a ano, até que essa soma se iguale ao investimento inicial, conforme a Equação 3.7.

$$\text{Payback Descontado} \quad \sum_{t=1} \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \geq I_0 \quad (3.7)$$

Onde:

- FC_t : Fluxo de Caixa no período t (economia gerada), em reais (R\$/ano).
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade, que representa o custo de oportunidade do capital, em porcentagem (%).
- I_0 : Investimento Inicial, em reais (R\$/ano).
- t : Período de tempo (em anos, até o *payback* descontado).

Na prática, ao analisar o fluxo de caixa ano a ano, raramente se encontra um ponto onde a soma dos fluxos de caixa descontados é exatamente igual ao investimento inicial. O que se observa é um momento em que o valor acumulado ainda é negativo e outro em que ele se torna positivo, então o *payback* está entre esses dois períodos.

Para fins de análise, ele é frequentemente expresso em anos e meses, exigindo uma interpolação para encontrar o ponto exato em que o projeto "se paga". Um período de *payback* mais curto é geralmente preferível, pois indica uma recuperação mais rápida do capital e menor exposição aos riscos de longo prazo (Lima, 2019).

b. Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL consiste em trazer para a data atual (momento zero) todos os fluxos de caixa futuros de um projeto, descontando-os pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Portanto, representa o valor monetário atual que o projeto irá gerar após remunerar todo o capital investido.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} - I_0 \quad (3.8)$$

Onde:

- VPL: Valor Presente Líquido.

- FCt: Fluxo de Caixa no período t.
- IO: Investimento Inicial no momento zero.
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade (taxa de desconto).
- n: Vida útil do projeto (horizonte de análise).
- t: Período de tempo (ano).

O valor calculado do VPL possibilita tomar decisões se baseando nas regras:

- **VPL > 0 (Positivo):** O projeto é considerado economicamente viável. Ele não apenas cobre todos os custos para a rentabilidade mínima esperada (TMA), mas também gera uma riqueza adicional. No caso sendo o abate na fatura de energia.
- **VPL < 0 (Negativo):** O projeto é considerado economicamente inviável. Os retornos futuros, trazidos a valor presente, não são suficientes para cobrir o investimento inicial. Portanto, o investimento deve ser rejeitado.
- **VPL = 0 (Zero):** O projeto é economicamente indiferente. Ele gera um retorno exatamente igual à TMA, ou seja, paga o investimento e remunera o capital à taxa mínima, mas não gera nenhum valor excedente. A decisão de investir, neste caso, dependeria de outros fatores estratégicos, como a visibilidade da sustentabilidade presente na universidade.

É crucial analisar o VPL positivo em conjunto com outros indicadores. Um projeto pode apresentar um VPL positivo, mas um tempo de *payback* muito próximo ao final de sua vida útil (por exemplo, 24 anos em um sistema com 25 anos de funcionamento físico). Nesse caso, apesar de matematicamente viável, o alto risco associado ao longo período de recuperação do capital pode tornar a decisão de investimento desaconselhável (Casarotto; Kopittke, 2019).

c. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador que traduz a rentabilidade de um investimento em um valor percentual, permitindo uma análise direta da atratividade do projeto.

Matematicamente, a TIR é a taxa de desconto que torna o VPL de um projeto exatamente igual a zero. Ou seja, ela representa a taxa de juros que o próprio projeto oferece como retorno sobre o capital investido. Para que um projeto seja considerado viável, sua TIR deve ser superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A TIR é calculada de forma iterativa pela seguinte equação (Casarotto; Kopittke, 2019):

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (3.9)$$

Onde:

- TIR: Taxa Interna de Retorno.
- FCt: Fluxo de Caixa no período t.
- I0: Investimento Inicial.
- n: Vida útil do projeto.
- t: Período de tempo (ano).

d. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy*) expressa o custo médio por unidade de energia gerada (em R\$/kWh) ao longo de toda a vida útil do sistema.

Este indicador é particularmente útil, pois permite comparar o custo real da energia produzida pelo sistema fotovoltaico com a tarifa de energia praticada pela concessionária local. Para seu cálculo, somam-se todos os custos do projeto (investimento inicial, custos futuros de O&M e reposição de inversores), descontados a uma TMA, e divide-se pela soma de toda a energia gerada durante a vida útil, também descontada pela mesma taxa (Cunha, 2023):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1 + TMA)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + TMA)^t}} \quad (3.10)$$

Onde:

- LCOE: Custo Nivelado de Energia (em R\$/kWh).
- It: Custos de investimento no ano t.
- Mt: Custos de Operação e Manutenção no ano t.
- Et: Energia gerada no ano t (em kWh).
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade.
- n: Vida útil do sistema.

3.5 SOFTWARES

Os softwares listados neste tópico foram usados na análise de dados até a simulação de geração e a análise de viabilidade econômica. Conforme detalhado a seguir:

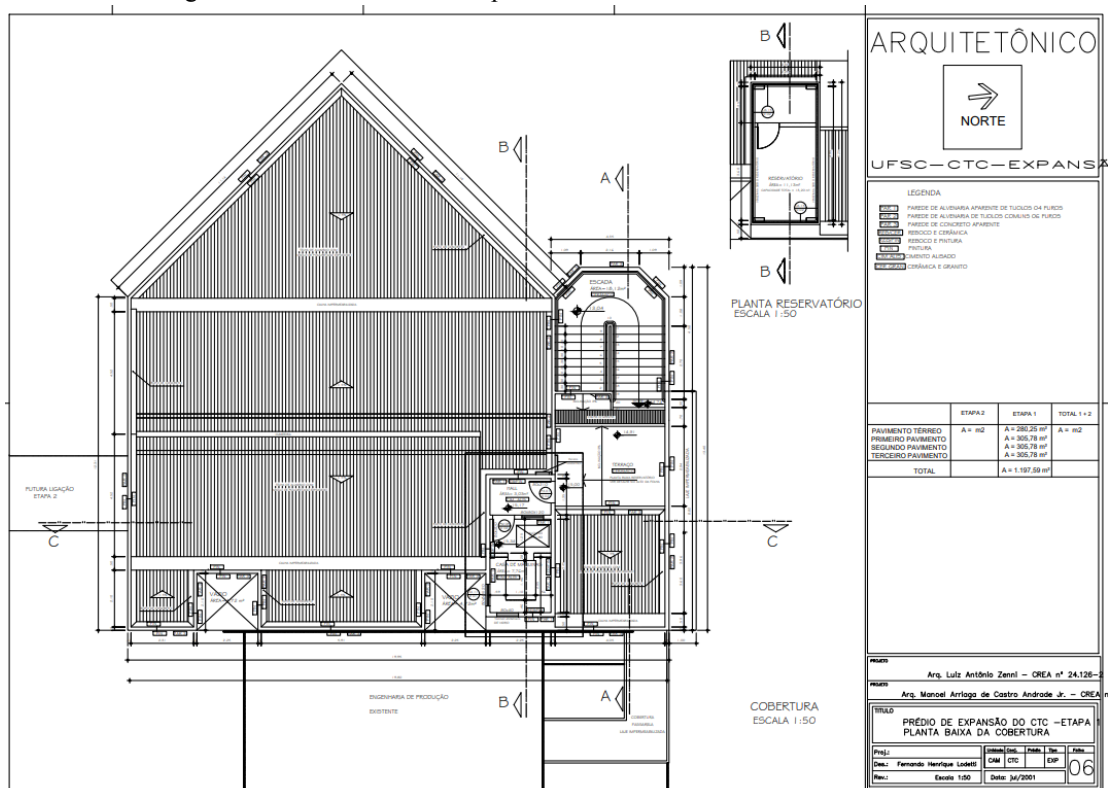
3.5.1. AutoCAD

De acordo com a Autodesk, o AutoCAD é um software utilizado para a criação e análise de desenhos técnicos em 2D e 3D, amplamente aplicado em áreas de arquitetura e engenharia. O software foi utilizado para analisar as plantas baixas recebidas, determinar as dimensões e montar um modelo 3D do prédio em estudo através do Sketchup.

Como as plantas baixas foram recebidas em formato .pdf, uma conversão para .dwg foi feita, com o próprio software do Autocad, para que possibilitasse as alterações e ajustes necessários para introduzir a base do desenho usado para construção do modelo 3D do prédio.

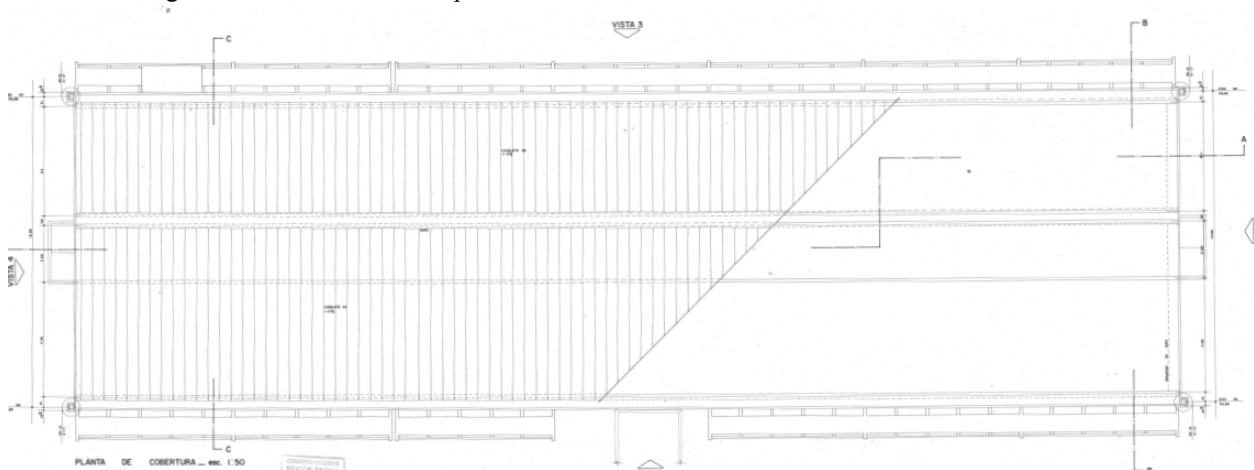
Na Figura 17 está apresentada a planta baixa do projeto que deu origem ao prédio do Curso de EPS que abriga as salas de aula. A Figura 18 apresenta a planta baixa do telhado do prédio que abriga o Departamento do curso, salas dos professores e empresas juniores, que fica ao lado do prédio de salas de aula, conectados por uma passagem em corredor suspenso.

Figura 17 - Planta Baixa de Expansão do Prédio de Salas de Aula de EPS.



Fonte: Desenvolvido pela UFSC, disponibilizado pelo DPAAE.

Figura 18 - Planta Baixa Simplificada do Prédio de Salas dos Professores de EPS.



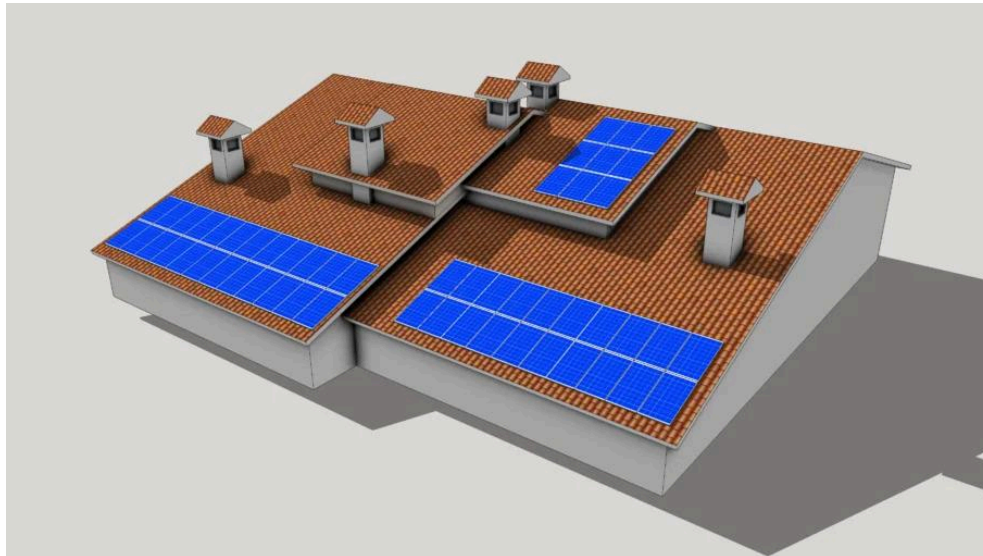
Fonte: Desenvolvido pela UFSC, disponibilizado pelo DPAAE.

Para o presente estudo, importa-se as plantas baixas .dwg ajustadas para serem usadas como base para subir o modelo 3D do prédio, discutido com mais detalhes no tópico seguinte.

3.5.2. SketchUp

De acordo com a Trimble, o Sketchup é um software de modelagem 3D, que permite a criação de modelos tridimensionais de edificações, como ilustrado na Figura 19.

Figura 19 - Exemplo de Modelo 3D de Edificação com Sistema FV.



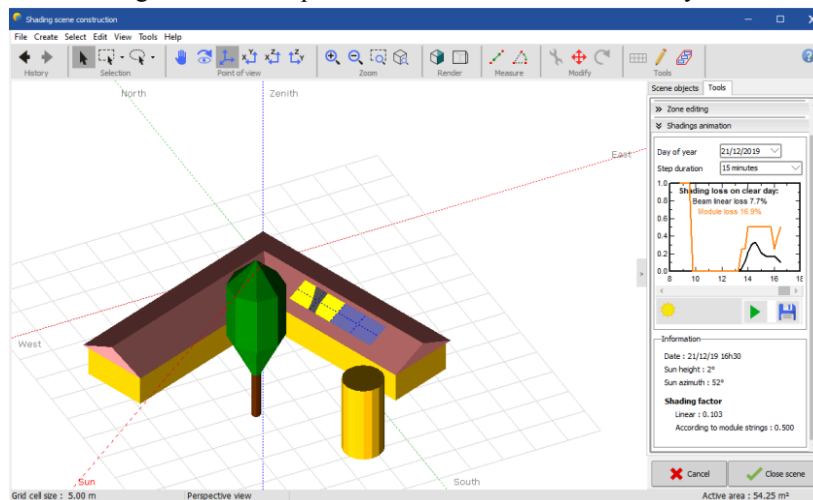
Fonte: 3D Warehouse, Sketchup.

A representação tridimensional deve detalhar o telhado do prédio, incluindo causadores de possíveis sombreamentos, como árvores e estruturas físicas presentes no próprio telhado, para que possa ser exportado para o PVSyst, onde é realizada a simulação de geração, abordado com mais detalhes no próximo tópico.

3.5.3. PVSyst

O PVSyst é um software para simulação e análise de dados de sistemas fotovoltaicos. Ele permite prever a geração de energia de um sistema considerando parâmetros como dados climáticos, área utilizada para captação e as características técnicas dos equipamentos (PVSyst SA, 2025). Abaixo temos um exemplo de como visualizamos o modelo feito.

Figura 20 - Exemplo de modelo 3D no Software PVSyst.



Fonte: PVSyst Tutorial - Grid Connected Near Shading 3D Scene.

Na tópico 4.5 (Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico), com o modelo 3D do prédio e os parâmetros do sistema FV definidos, o PVSyst foi usado para simular a geração anual de energia do sistema, que compõe por completo as economias geradas no projeto, e são organizadas e processadas em planilhas eletrônicas, discutidas imediatamente.

3.5.4. Microsoft Excel

De acordo com a Microsoft, o Excel é um software de planilhas eletrônicas que oferece ferramentas para organização, cálculo e análise de dados. Foi utilizado nas fases do tópico 4. Resultados e Discussões, para organizar os dados de consumo, e documentar os custos de CAPEX e OPEX. A Tabela 01 ilustra como os dados de energia foram organizados para construir os gráficos de consumo presentes no tópico 4.2 Análise Específica do CMD01.

Tabela 01 - Organização dos Dados de Energia do CMD01.

2025						
Mês/Consumo (MWh)	Ponta	Fora Ponta	Total Consumido	Injetado Ponta	Injetado Fora Ponta	Exced. Ener. Reativa
Janeiro	73,25	761,96	835,21	0,00	13.067,09	11.348,64
Fevereiro	62,04	623,61	685,65	0,00	11.216,25	19.980,00
Março	68,76	776,08	844,85	0,00	12.224,54	12.448,08
Abril	87,82	929,34	1.017,16	0,00	15.947,47	15.746,40
Maio	82,09	779,49	861,58	0,00	11.589,48	14.389,92
Junho	80,56	741,06	821,63	0,00	11.035,57	15.480,72
Julho	70,51	628,66	699,17	0,00	6.649,98	11.877,84
Agosto	69,11	580,53	649,64	0,00	0,00	13.212,72

Fonte: Autor.

Na Fase 4.7 (Análise da Viabilidade Econômica do Sistema FV Proposto) é usado para construir o fluxo de caixa, possibilitando calcular todos os indicadores de viabilidade (Payback Descontado, VPL, TIR e LCOE) e conduzir a análise de sensibilidade, variando a TMA. Todos os valores inseridos e processados no Excel integram os resultados obtidos em cada etapa, apresentados a seguir.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este tópico reúne os resultados obtidos nas etapas de modelagem, simulação e análise econômica do projeto. Assim como o levantamento de dados de consumo e despesas da UC CMD01, e posterior estimativa de autossuficiência do prédio de EPS.

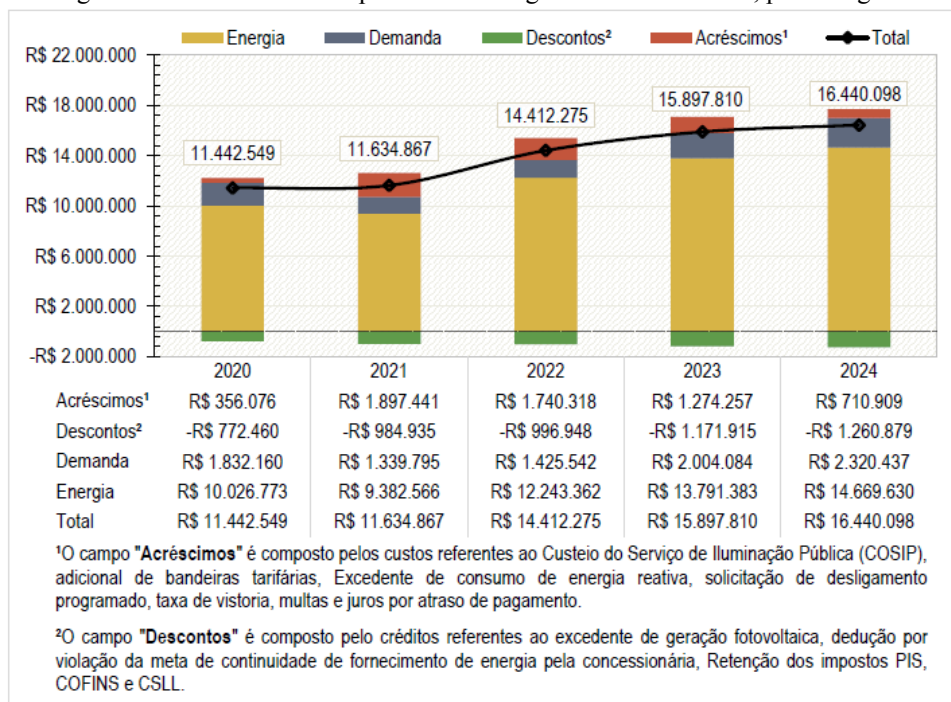
4.1 PERFIL DE CONSUMO E DESPESAS DA UFSC

O gerenciamento dos custos com energia elétrica representa um desafio orçamentário significativo para a UFSC. Em 2024, as despesas totais da universidade com faturas de energia alcançaram aproximadamente R\$15,1 milhões, um aumento de 3,2% em relação a 2023 (DPAE, 2025).

Os campi na cidade de Florianópolis representaram 93% do consumo da UFSC em 2024. Para ilustrar este consumo, o total de 1.882,214 MWh consumidos seria suficiente para abastecer 7.792 residências catarinenses por um ano (DPAE, 2025).

A Figura 21 mostra a evolução destas despesas. Observa-se que os custos com energia (consumo propriamente dito) e demanda (potência contratada) são as parcelas mais significativas. Em 2024, a despesa com demanda de potência cresceu 15,8% em relação ao ano anterior, um aumento expressivo que reforça a necessidade de um gerenciamento mais eficiente da carga. Por outro lado, os acréscimos diminuíram 44,2%, mesmo com o acionamento de bandeiras tarifárias nos últimos meses do ano (DPAE, 2025).

Figura 21 - Histórico de Despesas com Energia Elétrica da UFSC, por Categoria.



Fonte: Relatório de Energia UFSC 2024, DPAE.

Para aprofundar a análise de viabilidade do projeto, o próximo tópico focará na Unidade Consumidora (UC) que é diretamente impactada pela geração do sistema fotovoltaico proposto: FLN.TRI - CMD01. Conforme detalhado nos Relatórios de Energia da UFSC, esta é a maior UC da universidade, contemplando 150 edificações do campus Trindade (DPAE, 2024).

4.2 ANÁLISE ESPECÍFICA DO CMD01

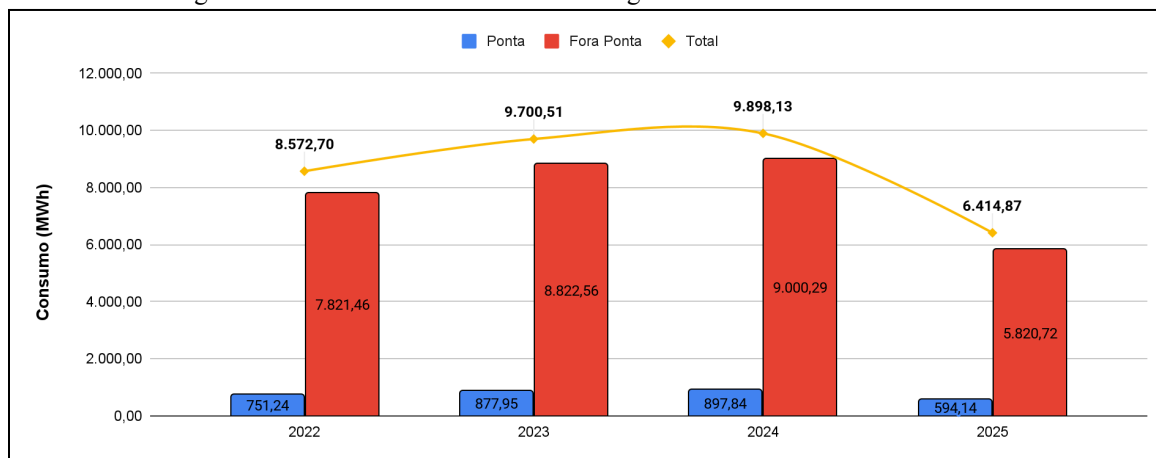
Este capítulo abordará informações referentes especificamente a UC que contém o prédio do EPS, a partir dos relatórios de energia da UFSC de 2024 e 2025, assim como suas faturas mensais dos anos de 2022 a 2025.

O Centro de Medição e Distribuição 01 é formado por quatro alimentadores, significando que é atendida por quatro circuitos independentes da rede de distribuição. A área que engloba o prédio da EPS é a do Alimentador 4, mas tendo em vista que a fatura da UC é conjunta para todos os alimentadores, as informações discutidas a seguir são para o CMD01 como um todo.

4.2.1. CONSUMO E DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA

O consumo de energia elétrica da UC foi de aproximadamente 9,9 GWh em 2024, como pode ser observado na Figura 22, o que representou 40,75% do consumo de energia de toda a UFSC (DPAE, 2025). Os valores de 2025 contabilizam o consumo até o mês de agosto.

Figura 22 - Histórico do Consumo de Energia Elétrica - FLN.TRI - CMD01.

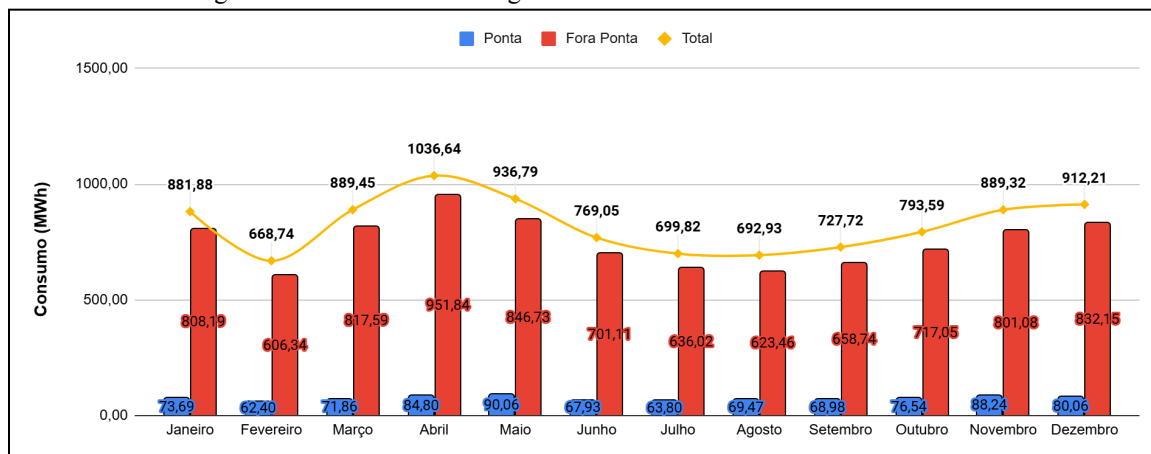


Fonte: Autor.

Em 2024, ocorreu um aumento no consumo de energia elétrica de aproximadamente 2% em relação a 2023, e 13,4% em relação a 2022, como ilustrado na Figura 22. Esse volume de consumo é o principal fator que define o potencial de economia do projeto, uma vez que toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é usada para abater o faturamento desta UC.

A Figura 23 ilustra o consumo mensal de energia elétrica da unidade CMD01 em 2024, e revela uma sazonalidade diretamente associada ao calendário de atividades da universidade. Os meses de fevereiro, julho e agosto registraram os menores níveis de consumo, em ordem crescente, com valores entre 660 e 700 MWh. Essa queda é justificada pelos períodos de férias de verão e recesso acadêmico de inverno, quando há uma redução significativa na circulação de pessoas e na utilização da infraestrutura do campus.

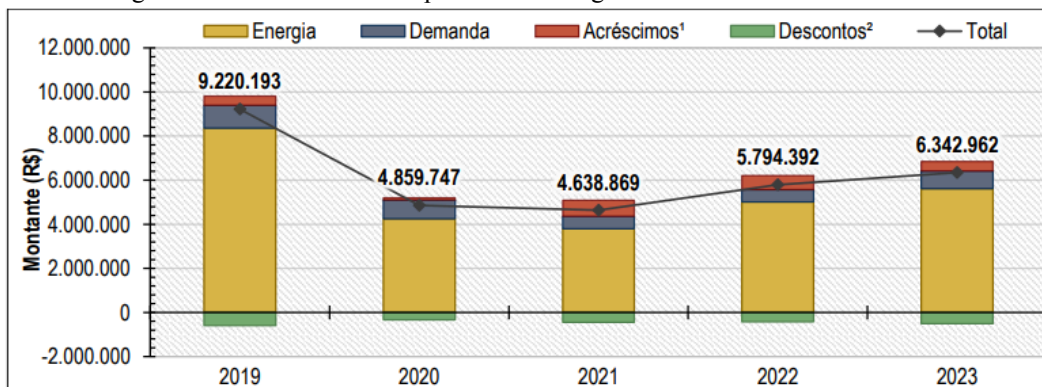
Figura 23 - Consumo de Energia Elétrica em 2024 - FLN.TRI - CMD01.



Fonte: Autor.

Os períodos de maior consumo ocorreram em diferentes períodos letivos foram os meses de abril e dezembro, ilustrados no Figura 23, quando a demanda energética atingiu seus picos no primeiro e segundo semestre letivo, respectivamente. Em termos financeiros, as despesas da CMD01 em 2023 totalizaram R\$6,342 milhões, ilustrado na Figura 24.

Figura 24 - Histórico das Despesas com Energia Elétrica - FLN.TRI - CMD01.

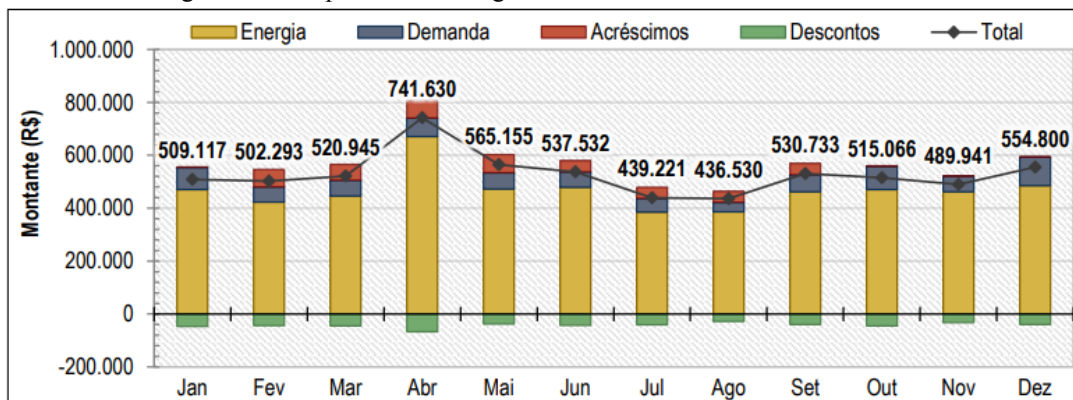


Fonte: Relatório de Energia UFSC 2023, DPAE.

O montante gasto em energia elétrica diminuiu 47,3% entre 2019 e 2020 devido ao encerramento das atividades letivas por conta da pandemia COVID-19. Em 2022, com a volta das atividades no mês de agosto, percebe-se um aumento de R\$1.155.523. Por conta desta situação, os dados considerados e apresentados no tópico 4.4 Consumo e Despesas Energéticas são para o período de 2022 a 2025.

A Figura 25 ilustra um perfil de sazonalidade do CMD01 similar ao apresentado anteriormente para com seu consumo em 2024, na Figura 23, mas para as despesas energéticas de 2023. Os custos mais baixos foram observados nos meses de férias e recesso (janeiro, fevereiro, julho e agosto), confirmando a forte correlação entre a presença da comunidade acadêmica, o consumo de energia e os gastos associados. Embora os acréscimos tenham influenciado significativamente nos gastos pros meses de fevereiro, julho e agosto.

Figura 25 - Despesas com Energia Elétrica em 2023 - FLN.TRI CMD01.



Fonte: Relatório de Energia UFSC 2023, DPAE.

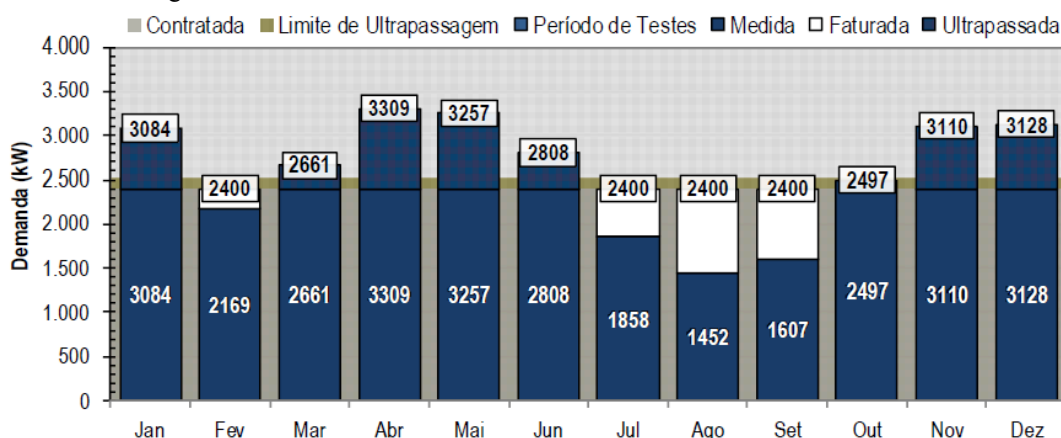
Os valores de gastos com energia elétrica para o ano de 2024 não foram disponibilizados nos relatórios de energia para a UC CMD01 em específico, mas através das faturas foi calculado R\$6.586.972,27 gastos em 2024, valor mais alto observado desde 2019.

Entretanto, o consumo de energia não é o único fator que implica em gastos, a demanda observada nas figuras discutidas neste tópico foi analisada especificamente para o CMD01 no relatório de energia de 2025, e foi abordada no tópico seguinte.

4.2.2. DEMANDA DE POTÊNCIA

A Figura 26 exhibe o monitoramento da demanda, e demonstra que em diversos meses a demanda faturada ultrapassou o valor contratado. Em dezembro de 2024, por exemplo, a demanda contratada foi 2.400 kW, mas a demanda medida atingiu picos próximos a 3.300 kW.

Figura 26 - Demanda de Potência Elétrica em 2024 - FLN.TRI - CMD01.



Fonte: Relatório de Energia UFSC 2024, DPAE.

As ultrapassagens no limite de demanda contratada observadas na Figura 26 resultam em penalidades financeiras substanciais, que são adicionadas à fatura de energia. Apesar de o sistema fotovoltaico reduzir o consumo de energia da rede, ele não influencia diretamente a demanda de potência contratada, que depende dos picos de carga do sistema elétrico.

4.2.3. PERFIL TARIFÁRIO

De acordo com a Tabela 1 da Resolução Homologatória N° 3.374 da ANEEL de 2024, referentes ao reajuste tarifário anual para CELESC, os valores das tarifas para o Subgrupo A4, Modalidade Verde em que o CMD 01 se enquadrou até agosto de 2025 estão apresentados na Tabela 02.

Tabela 02 - Tarifas de Aplicação e Base Econômica do Subgrupo A4 Verde SCEE.

Sub grupo	Modalidade	Posto	Tarifas de Aplicação			Base Econômica		
			TUSD		TE	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	Verde	NA	17,71	0	0	17,19	0	0
		P	0	998,00	456,91	0	991,22	471,64
		FP	0	106,86	286,47	0	109,43	292,74

Fonte: Adaptado da Resolução Homologatória N° 3.374, de 19 de Agosto de 2024, CELESC.

As tarifas acima são divididas em Tarifas de Aplicação e Base Econômica, com as subclasses Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE).

As tarifas de aplicação são as que aparecem nas faturas, então são os valores que são usados para o cálculo dos diferentes itens presentes na fatura do CMD 01. A fatura de Julho de 2025 apresentada na Figura 27, disponibilizada no Google Drive pelo DPAE, exemplifica como os valores são calculados:

Figura 27 - Fatura de Junho de 2025 da Subestação FLN.TRI - CMD01.

REFERÊNCIA			VENCIMENTO			TOTAL A PAGAR			Reservado ao Fisco				
06/2025			01/09/2025			R\$ 514.058,56			Leitura Anterior: 31/05/2025 Leitura Atual: 30/06/2025 Dias: 30 Origem da Leitura: Lida Próxima Leitura: 31/07/2025				
Classificação / Modalidade Tarifária / Tipo de Fornecimento: PODER PÚBLICO - PODER PÚBLICO FEDERAL - A4 horosazonal verde - TRIFÁSICO									NOTA FISCAL Nº 053994208 SERIE: 001 DATA EMISSAO: 14/07/2025 Consulte Chave de Acesso em: https://sat.sef.sc.gov.br/nf3e/consulta Chave de Acesso: 4225.0708.3367.8300.0190.6600.1053.9942.0810.1011.8912 Protocolo de Autorização:3.422.500.026.115.658 - 14/07/2025 às 17:08:0				
NOME: UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA CPF/CNPJ: 83.899.526/0001-82 ENDEREÇO: DELFINO CONTI S/N CAMPUS FLN.TRI - CMD01 - TRINDADE - FNS CEP: 88040-370 CIDADE: FLORIANOPOLIS SC									UNIDADE CONSUMIDORA 12187491 Cliente: 36000678 Etapa: 42 Grupo/Subgrupo Tensão:A/A4				
Itens de Fatura	Unidade	Quantidade	Preço unitário com tributos (R\$)	Valor (R\$)	Base Cálculo COFINS/PIS (R\$)	Alíquota COFINS (%)	Alíquota PIS (%)	PIS/COFINS (R\$)	Base Cálculo ICMS (R\$)	Alíquota ICMS (%)	ICMS (R\$)	Tarifa Unitária (R\$)	
(03) Consumo Fora Ponta TE	KWH	628.655,040	0,361521	227.272,31	188.636,02	3,72	0,81	8.545,21	227.272,31	17,00	38.636,29	0,286470	
(04) Consumo Fora Ponta TUSD	KWH	628.655,040	0,134856	84.777,88	70.365,64	3,72	0,81	3.187,56	84.777,88	17,00	14.412,24	0,106860	
(09) Consumo Ponta TE	KWH	70.511,040	0,576615	40.657,70	33.745,89	3,72	0,81	1.528,69	40.657,70	17,00	6.911,81	0,456910	
(0A) Consumo Ponta TUSD	KWH	70.511,040	1,259463	88.806,07	73.709,04	3,72	0,81	3.339,02	88.806,07	17,00	15.097,03	0,998000	
(0J) Energia Injetada Fora Ponta TE	KWH	6.649,982	-0,361521	-2.404,11	-1.995,41	3,72	0,81	-90,39	-2.404,11	17,00	-408,70	0,286470	
(0K) Energia Injetada Fora Ponta TUSD	KWH	6.649,982	-0,111930	-744,33	-744,33	3,72	0,81	-33,72	0,00	0,00	0,00	0,106860	
(0T) Demanda	KW	1.840,320	22,349790	41.130,77	34.138,55	3,72	0,81	1.546,47	41.130,77	17,00	6.992,23	17,710000	
(10) Energia Reativa Excedente	KWH	11.877,840	0,381423	4.530,48	3.760,30	3,72	0,81	170,34	4.530,48	17,00	770,18	0,302240	
(29) Diferença da Demanda Contratada	KW	1.359,680	18,550330	25.222,51	25.222,51	3,72	0,81	1.142,58	0,00	0,00	0,00	17,710000	
(2U) Bandeira Vermelha	KWH	699.166,080	0,056322	39.378,77	32.684,38	3,72	0,81	1.480,60	39.378,77	17,00	6.694,39	0,044630	
(2V) Bandeira Vermelha Injetada	KWH	6.649,982	-0,056320	-374,53	-310,86	3,72	0,81	-14,08	-374,53	17,00	-63,67	0,044630	
SUBTOTAL				548.253,52									
(BC) Tributo Retido COFINS 3,00%		0,000	0,000000	-16.447,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000000	
(BD) Tributo Retido CSLL 1,00%		0,000	0,000000	-5.482,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000000	
(BE) Tributo Retido IRPJ 1,20%		0,000	0,000000	-5.782,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000000	
(BF) Tributo Retido IRPJ 4,80%		0,000	0,000000	-3.184,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000000	
(BF) Tributo Retido PIS 0,65%		0,000	0,000000	-3.563,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000000	
(C0) COSIP Municipal		0,000	0,000000	266,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000000	
SUBTOTAL				-34.194,96									

Legenda: (03) Consumo Fora Ponta TE | (04) Consumo Fora Ponta TUSD | (09) Consumo Ponta TE | (0A) Consumo Ponta TUSD | (0J) Energia Injetada Fora Ponta TE | (0K) Energia Injetada Fora Ponta TUSD | (0T) Demanda | (10) Energia Reativa Excedente | (29) Diferença da Demanda Contratada | (2U) Bandeira Vermelha | (2V) Bandeira Vermelha da Energia Injetada | (BC) Tributo Retido COFINS | (BD) Tributo Retido CSLL | (BE) Tributo Retido IRPJ | (BF) Tributo Retido PIS | (C0) COSIP Municipal Florianópolis

Fonte: Google Drive, DPAE.

Diante deste contexto, o estudo da viabilidade do sistema fotovoltaico proposto para o prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS), por se tratar de uma central geradora de energia conectada ao CMD 01, enquadra-se na definição tarifária em que ele está inserido, Subgrupo A4, Modalidade Verde.

As tarifas analisadas neste estudo correspondem às tarifas de aplicação da Celesc Distribuição S.A. (Celesc-DIS), que se baseiam nas Resoluções Homologatórias publicadas pela ANEEL para cada ciclo tarifário anual. Considerando que a modalidade tarifária do CMD01 permaneceu a mesma desde 2022, as variações observadas nos valores das tarifas ao longo dos anos decorrem das diferentes homologações vigentes em cada período. Assim, para determinar o valor médio anual da energia, utilizado no cálculo do valor abatido da fatura, foi adotada a relação entre a média anual das despesas e o

consumo de energia elétrica no período de 2022 a 2025, conforme detalhado no Tópico 4.4 Consumo e Despesas Energéticas.

Ressalta-se que a fatura referente a agosto de 2025 apresentou valores unitários ligeiramente diferentes daqueles descritos na Resolução Homologatória nº 3.511/2025, publicada pela ANEEL em agosto do mesmo ano. Embora conste que a distribuidora deve adotar como referência os valores reajustados em média 13,53% em relação à REN Nº 3.374/2024 (REH Nº3.511/2025, ANEEL). Mesmo com essa pequena divergência, a fatura foi considerada no cálculo do custo médio de energia, por refletir as condições reais de faturamento no período analisado.

Para compreender como essa energia gerada interage com a rede e a infraestrutura local, o próximo tópico detalha o fluxo de energia, traçando sua trajetória desde a geração no sistema fotovoltaico, o ponto de conexão, uso pelos prédios adjacentes e medição na UC.

4.3 FLUXO DE ENERGIA DO LOCAL DE ESTUDO

Com base nos componentes descritos e nos documentos técnicos disponibilizados pelo DPAE, é possível traçar o fluxo de energia desde sua geração no telhado do prédio do EPS até sua conexão com a rede da concessionária (CELESC).

Com o sistema proposto, a corrente DC é gerada e convertida em AC pelo inversor, que está conectado ao barramento do Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do prédio do Departamento de EPS. A energia é imediatamente consumida no local, e o excedente é conduzido até o CMD01, que possui medição bidirecional e é responsável pela distribuição da energia recebida da CELESC. As edificações deficitárias contidas no CMD01 ‘puxam’³ a energia excedente dos prédios geradores, portanto a energia excedente que chega no CMD01 pode ser medida somente em horários de baixíssimo consumo.

Isto implica que a economia não se dá apenas através da diminuição no consumo de energia, mas também créditos recebidos pela injeção de energia, como evidenciado nas faturas da unidade consumidora analisada, ilustradas na Tabela 03.

³ O termo refere-se ao fluxo natural de corrente em circuitos interligados, onde as cargas elétricas consomem automaticamente a energia disponível na fonte de menor impedância (geração interna) antes de demandar da rede externa, conforme a Lei das Correntes de Kirchhoff (Boylestead, 2012).

Tabela 03 - Histórico Injeção de Energia na Rede pelo CMD01.

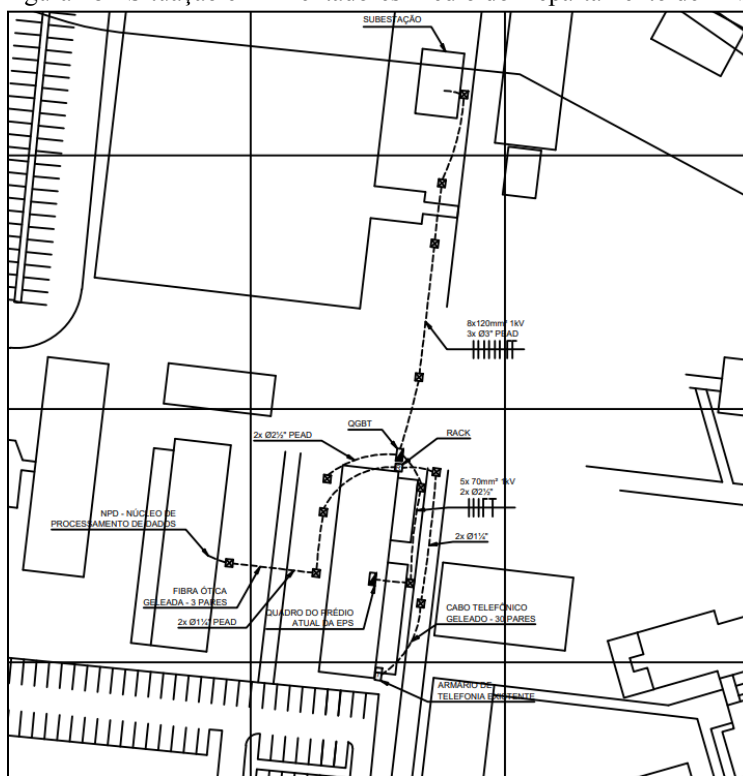
Injeção Mensal (MWh)/Ano	2022	2023	2024	2025
Janeiro	11.566	24.185	7.719	13.067
Fevereiro	6.809	19.986	13.142	11.216
Março	0	19.708	11.220	12.225
Abril	5.666	33.019	10.052	15.947
Mai	1.700	0	10.295	11.589
Junho	0	13.230	3.922	11.036
Julho	0	19.794	0	6.650
Agosto	5.925	0	7.920	0
Setembro	8.930	7.356	10.196	-
Outubro	13.486	18.665	9.162	-
Novembro	13.600	0	12.135	-
Dezembro	17.493	3.283	11.279	-

Fonte: Adaptado Faturas do CMD01, CELESC.

Entretanto, nos Relatórios de Energia da UFSC de 2024 e 2025 consta que o CMD01 recebeu créditos gerados pelo Laboratório Fotovoltaica, não estando claro se a energia injetada observada na Tabela 03 se deu por conta de sistemas FVs de prédios do próprio CMD01 ou apenas contribuições externas. Tendo em vista que estes valores são considerados para precificação das faturas, estão consequentemente sendo considerados no cálculo das despesas médias anuais com energia elétrica.

Na Figura 28 está ilustrada o fluxo de energia do prédio do Departamento de EPS a subestação. Para o caso da geração excedente em horários fora ponta (21h30 às 18h30 do dia seguinte) (PROPEE, 2018), a energia seguirá para subestação e é então consumida por outras edificações, com baixas chances de ser injetada na rede.

Figura 28 - Situação e Alimentadores Prédio do Departamento de EPS.



Fonte: obtido por e-mail, através de requisição pelo site do DPAE. Em 04/2025.

O fluxo de energia excedente tem como final antes da injeção na rede o CMD01, responsável por 150 edificações, onde é medido o consumo que implicam em parte das despesas elétricas da universidade, aprofundados e consolidados para simulação, estimativa de autossuficiência e análise de viabilidade econômica no seguimento.

4.4 CONSUMO E DESPESAS ENERGÉTICAS

O consumo do CMD01 em 2024 foi de 9.898,1 MWh, com uma média mensal de 824,8 MWh (DPAE, 2025). Esse foi o segundo ano completo de atividades normais após a pandemia, em consequência disso, houve novamente um aumento no consumo de energia elétrica da universidade, em que as UCs de Florianópolis foram as principais responsáveis por esse aumento, sendo o CMD01 o maior destaque (DPAE, 2025).

Em 2025, o consumo até agosto foi calculado pelas faturas disponibilizadas publicamente pelo DPAE, resultando em 6.414,86 MWh para o CMD01, distribuído mensalmente na Tabela 04.

Tabela 04 - Histórico Mensal do Consumo de Energia Elétrica de 2025.

Mês/Consumo (MWh)	2025							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto
Ponta	73,25	62,04	68,76	87,82	82,09	80,56	70,51	69,11
Fora Ponta	761,96	623,61	776,08	929,34	779,49	741,06	628,66	580,53
Total Consumido	835,21	685,65	844,85	1.017,16	861,58	821,63	699,17	649,64
Injetado Ponta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Injetado Fora Ponta	-13.067,09	-11.216,25	-12.224,54	-15.947,47	-11.589,48	-11.035,57	-6.649,98	0,00
Exced. Ener. Reativa	11.348,64	19.980,00	12.448,08	15.746,40	14.389,92	15.480,72	11.877,84	13.212,72

Fonte: Adaptado Faturas UFSC.

Os dados coletados para 2025 ilustrados na Tabela 04 também foram coletados para os anos de 2022, 2023 e 2024. O resumo com a média mensal e anual para o período analisado de 2022 a 2025, está apresentado na Tabela 05, estimando as despesas dos meses de setembro a dezembro de 2025 com o valor máximo dos anos anteriores, visto que tais faturas ainda não estão disponíveis.

Tabela 05 - Média Mensal e Acumulado Médio Anual de Consumo e Despesas com Eletricidade, CMD01.

Meses	Média Consumo Mensal (kWh)	Média Despesas Mensais (R\$)
Janeiro	784.765,51	R\$ 527.167,97
Fevereiro	683.948,70	R\$ 466.916,97
Março	797.585,53	R\$ 541.745,77
Abril	993.498,03	R\$ 670.695,08
Mai	839.567,45	R\$ 571.926,18
Junho	793.948,13	R\$ 499.988,71
Julho	690.170,87	R\$ 459.018,38
Agosto	692.869,82	R\$ 449.449,16
Setembro	745.154,74	R\$ 487.949,29
Outubro	779.925,29	R\$ 524.895,29
Novembro	836.233,51	R\$ 589.783,94
Dezembro	855.761,35	R\$ 565.251,52
Média Anual	9.493.428,93	R\$ 6.270.775,97

Fonte: Adaptado Faturas UFSC.

Substituindo os valores apresentados na Tabela 05 na Equação 3.1 obtém-se um custo médio de energia de R\$0,6605/kWh. Este valor incorpora, como comentado na Delimitação de Pesquisa e Metodologia, todos os fatores de custo observados nas faturas do CMD01, servindo como indicador médio do peso financeiro da energia para a instituição.

Para fins comparativos, fez-se o cálculo do PME utilizando a Equação 3.3 usada por Lauand (2024), para a fatura do CMD01 referente ao mês de agosto de 2025, sem a incidência de tributos sobre as tarifas (TE e TUSD). O Fator de Carga calculado levou em consideração o valor médio e máximo de demanda entre os anos 2022 e 2025, enquanto as tarifas, consumo ponta e total foram extraídos diretamente da fatura, valores apresentados na Tabela 06.

Tabela 06 - Valores para o Cálculo do PME Comparativo.

Agosto 2025	
Demanda Máxima (kW)	3542
Demanda Média (kW)	2369
FC	0,6689446127
TD (R\$/kWh)	17,832581
TCp (R\$/kWh)	1,486564
TCfp (R\$/kWh)	0,410185
Cp (kWh)	69109,2
Ct (kWh)	649637,28

Fonte: Autor.

A substituição dos valores da Tabela 06 na Equação 3.3 resultou em um PME aproximado de R\$0,5612/kWh. Contudo, esse valor não reflete a variabilidade presente no histórico completo do período analisado (2022–2025) e não incorpora tributos retidos e bandeiras tarifárias que influenciam diretamente o custo real do consumo fora de ponta. Por outro lado, o cálculo não considera componentes da fatura que não estão relacionados ao consumo FP, como a energia reativa excedente, à demanda faturada e ultrapassada, os quais, embora relevantes no custo total da unidade, não guardam relação direta com a energia consumida no posto fora de ponta.

O custo de energia sofre reajustes anuais dados pela ANEEL, e repassados para as concessionárias de energia. A ANEEL publicou o reajuste anual para as tarifas da CELESC em agosto de 2025, e consta uma variação de 15,80% para consumidores do Grupo A, aplicada para todas as faturas posteriores à homologação.

Analisando o histórico de reajustes, vê-se que em 2022, o reajuste médio foi de 11,30%, em 2023 houve uma queda de 0,81%, e em 2024 um reajuste de 4,19%, para consumidores do Grupo A. Estes percentuais refletem a variação acumulada das tarifas de energia (TE e TUSD) no período de 2022 a 2025, evidenciando um crescimento significativo no custo da energia elétrica. A média aritmética dos reajustes (7,62%) indica a tendência de aumento ao longo dos anos, mas não representa o valor atual das tarifas, uma vez que cada reajuste incide sobre a tarifa já corrigida do período anterior.

Observa-se que o percentual de 2025 se destaca por representar um aumento pontual e acima da tendência histórica. Assim, para evitar superestimar as projeções de economia, optou-se metodologicamente por adotar uma taxa mais conservadora, baseada no comportamento real das despesas do CMD01.

A Tabela 07 apresenta as despesas médias anuais com energia elétrica entre 2022 e 2025, cujo crescimento médio foi de 4,98% ao ano. Esse valor representa de forma mais fiel o crescimento real dos gastos totais com energia no período, já incorporando reajustes tarifários, variações sazonais e eventuais ajustes de consumo.

Tabela 07 - Cálculo do Crescimento Médio das Despesas em Energia Elétrica do CMD01.

Valores/Anos	2022	2023	2024	2025
Despesas médias anual	R\$ 5.794.392,08	R\$ 6.342.960,72	R\$ 6.586.972,27	R\$ 6.694.827,88
Crescimento médio anual (%a.a.)	9,47%	3,85%	1,64%	
Crescimento médio (%a.a.)	4,98%			

Fonte: Autor.

Portanto, o percentual de 4,98%, apresentado na Tabela 07, foi adotado como taxa de crescimento anual do custo da energia elétrica para as projeções de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico.

Com a definição do custo médio da energia (R\$0,6605/kWh) e da taxa de reajuste anual (4,98% a.a.) é possível estimar anualmente a economia gerada na fatura, aplicando o custo médio sobre o valor gerado, com um reajuste percentual a cada ano. Os

parâmetros necessários para obter a geração de energia anual através da simulação do sistema fotovoltaico foram abordados no próximo capítulo.

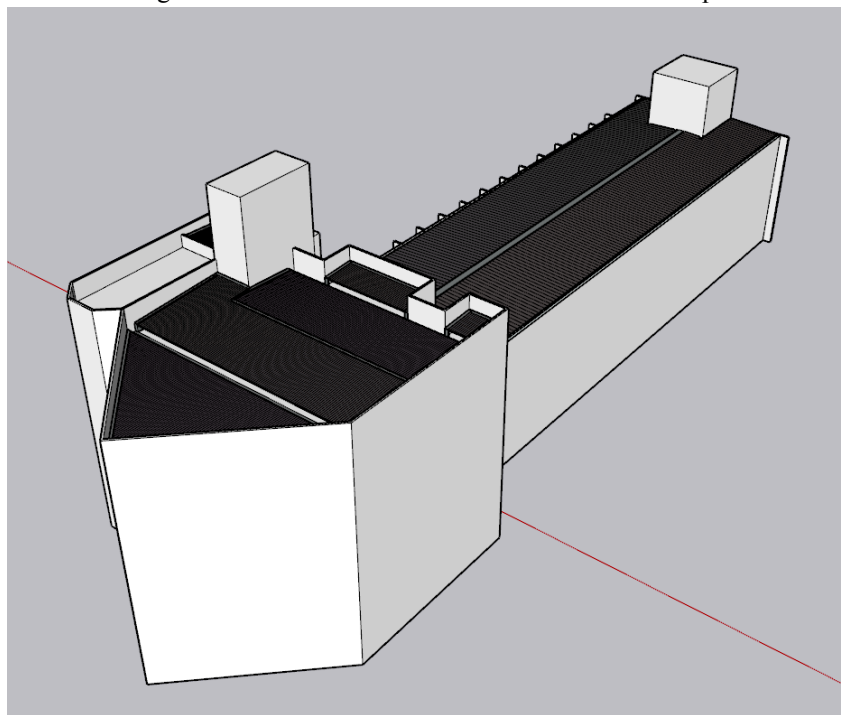
4.5 SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO PRÉDIO DE EPS

O potencial de geração local é obtido a partir da base de dados do Atlas Solarimétrico do Brasil, especificamente para cidade de Florianópolis, obtendo uma média de irradiação solar de 4,25 kWh/m².dia.

A combinação das plantas baixas e cortes, em conjunto com os softwares Sketchup e PVSyst permitiu definir uma zona disponível de 371,42 m² no prédio do Departamento (professores) e 147,66 m² no prédio das salas de aula. Dentro dessas zonas, foi dimensionado o arranjo fotovoltaico, resultando em uma área total de módulos de 352 m² para a instalação do sistema.

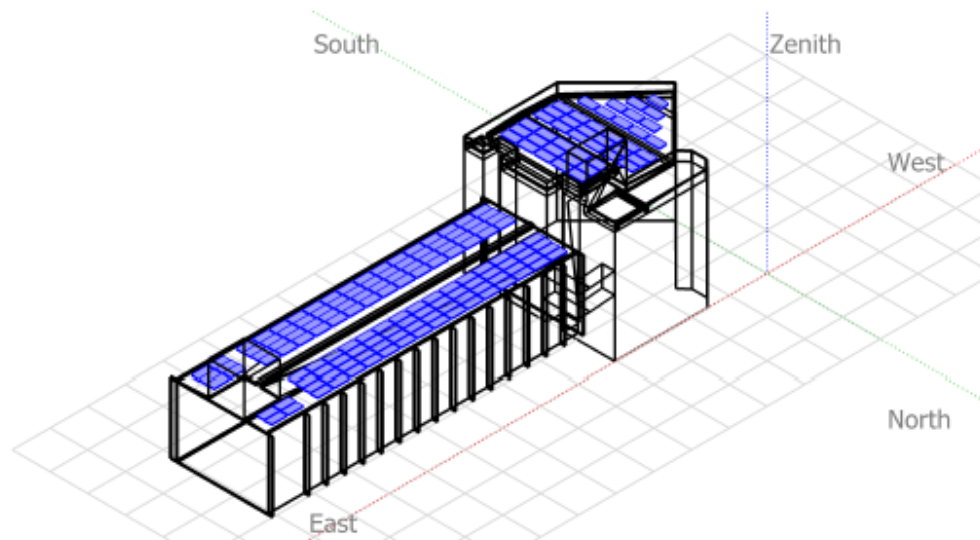
O modelo 3D do prédio de EPS desenvolvido no Sketchup está ilustrado na Figura 29, enquanto a importação do arquivo para o PVSyst está apresentada na Figura 30 e 31, em vista técnica e realista, respectivamente.

Figura 29 - Modelo 3D do Prédio de EPS no Sketchup.



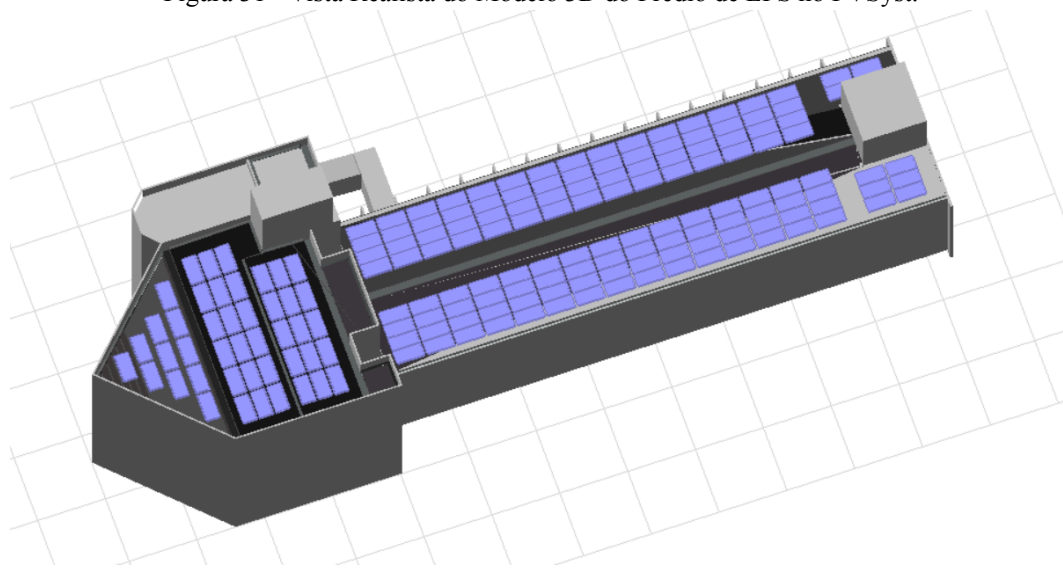
Fonte: Autor.

Figura 30 - Vista Técnica do Modelo 3D do Prédio de EPS no PVSyst.



Fonte: Autor.

Figura 31 - Vista Realista do Modelo 3D do Prédio de EPS no PVSyst.



Fonte: Autor.

As perdas consideradas para o presente estudo, apresentadas na Tabela 08, utilizaram como base os valores definidos pelos estudos citados no tópico 3.4.2, de Ekici e Kopru (2017), e Gnecco et al (2021), visto que os módulos definidos também são monocristalinos de silício. Com exceção da eficiência do inversor, considerando que modelos atuais possuem uma eficiência de conversão superior, entre 95 e 98% (Park et al, 2020).

Tabela 08 - Perdas do Sistema Fotovoltaico Proposto.

Tipos	Inversor	Sujeira	Mismatch	Conexões	Cabos
Perdas [%]	3	5	2	0,5	3

Fonte: Adaptado de Ekici e Kopru, 2017; Gnecco et al, 2021; Park et al, 2020.

O valor de perda por sujeira foi utilizado na simulação, em conjunto com o modelo 3D para determinar as perdas de irradiação por sombreamento próximo, assim como as perdas devido ao ângulo em que os raios solares batem nos módulos, conhecido como *Incidence Angle Modifier* (IAM). Estes valores de perda (por sombreamento, sujeira e angulação) determinaram a eficiência do sistema fotovoltaico em condições STC. As demais perdas são consideradas no PVSyst para determinar a energia efetivamente perdida a partir da energia nominal do sistema em eficiência STC.

Em conjunto com a Irradiância Padrão de Pico de 1000 W/m² para painéis monocristalinos de silício definido pelas Condições de Teste Padrão (STC), junto a área útil definida anteriormente, e a eficiência do sistema em STC, estima-se uma potência pico de 69,661 kWp.

$$Potencia\ Pico = 352\ m^2 \times 0,1979 \times 1000\ W/m^2 = \boxed{69,661\ kWp} \quad (4.1)$$

A simulação no PVSyst fornece como principal resultado a produção anual de energia para cada um dos 25 anos de vida útil do projeto, considerando a degradação natural dos módulos de 0,43% ao ano, conforme constatado por Jordan e Kurtz (2012) e discutido no tópico 3.4.2, além das perdas no sistema, apresentadas na Tabela 08. Adicionalmente, a simulação determina o número de módulos e sua configuração em *strings* para cada zona de geração definida nos telhados.

A simulação do sistema fotovoltaico do prédio do EPS foi realizada considerando a configuração de um sistema conectado à rede localizado no bairro Trindade, Florianópolis (SC). O sistema possui potência nominal total de 69,661 kWp, instalada em 174 módulos fotovoltaicos do modelo AEG AS-M1443-H-400, e nove inversores da AEG Industrial Solar GmbH, com características físicas apropriadas para cada *subarray*, e potência total de 72,5 kWac, com eficiência de conversão DC/AC de 0,96. O superdimensionamento se deu como margem de segurança térmica e elétrica, evitando

sobrecarga, e o risco de *clipping*, ou seja, o corte de potência que ocorre quando a energia gerada em DC excede o limite máximo AC do inversor.

O projeto foi dividido em sete subarranjos (*subarrays*), distribuídos em quatro orientações distintas: 180°, 0°, -90° e 90°, todas com inclinação de aproximadamente 3°, resultado da inclinação de 5% dos telhados. A configuração do campo resultou em quatro conjuntos principais e três complementares, totalizando os 69,6 kWp instalados. Os sub-arrays 1 e 2 possuem 60 módulos cada (24 kWp), conectados a dois inversores de 12 kWac com dois MPPTs. Os sub-arrays 3 e 4, voltados para as orientações laterais, possuem 6,0 kWp e 7,2 kWp, com inversores de 5 kWac e 12 kWac, respectivamente. Os sub-arrays 5, 6 e 7 são menores, com potências de 1,6 kWp, 2,4 kWp e 4,4 kWp, conectados a inversores de 1,5 kWac, 2,5 kWac e 4,0 kWac, respectivamente.

O conjunto de módulos possui energia nominal de 98,3 MWh em eficiência STC. Após as perdas operacionais, e antes da conversão em AC, apresentou uma energia gerada de 81,66 MWh/ano.

O diagrama de perdas do PVsyst mostra que a irradiação global incidente no plano dos módulos foi de 1.686 kWh/m², reduzida para 1.412 kWh/m² após considerar perdas por sombras próximas (-9,65%), fatores de incidência (-2,41%) e sujeira (-5,0%). A baixa inclinação dos módulos, de 3°, está associada à redução da captação direta de irradiância e ao aumento da influência angular de incidência (IAM), que apresentou perdas de 2,4%.

Após a conversão da irradiação em energia elétrica, o relatório indica perdas por *mismatch* de 3,78% e perdas ôhmicas (*DC wiring losses*) de 1,98%. As perdas térmicas associadas à temperatura de operação dos módulos resultaram em 6,63%, enquanto as perdas devido ao nível de irradiância representaram 1,15%. O relatório também apresenta perdas de 4,09% por degradação dos módulos no décimo ano de operação simulado. Já a conversão de DC para AC representou 2,78% das perdas.

O sistema apresentou uma produção específica de 1.139 kWh/kWp/ano e uma Taxa de Performance (PR) de 67,58%. Essa performance está associada à energia AC produzida anualmente pelo sistema, dividida pela potência nominal (Wp) do gerador multiplicada pela irradiação anual equivalente (horas de sol de pico). Em outras palavras,

o sistema converte em energia útil aproximadamente 68% da radiação solar pico disponível, considerando todas as perdas térmicas, elétricas e operacionais do sistema.

Assim, a energia anual que chega ao QGBT, após todas as perdas de conversão e transmissão, foi de 79,28 MWh, segundo a simulação feita no PVsyst. O resultado indica um desempenho coerente com as condições reais de irradiação e instalação, demonstrando que o sistema proposto apresenta bom aproveitamento energético dentro das limitações físicas da cobertura.

Ainda assim, a geração poderia ser aprimorada por meio do uso de suportes que corrigissem a inclinação dos módulos, reduzindo as perdas por influência angular de incidência (IAM), ou pela utilização de áreas adicionais de telhado. No entanto, a presença de paredes imediatamente próximas inviabilizou essa disposição alternativa, justificando o arranjo adotado.

Com a estimativa da geração anual do sistema e a caracterização de suas perdas, torna-se possível avaliar o potencial de autossuficiência energética do prédio do EPS, comparando a energia produzida pelo sistema fotovoltaico com o consumo estimado da unidade. Essa análise permite compreender em que medida a geração prevista é capaz de suprir a demanda elétrica do edifício, considerando as variações sazonais e o perfil de uso da instalação.

4.6 POTENCIAL DE AUTOSSUFICIÊNCIA DO PRÉDIO DE EPS

Para estimar o consumo do prédio de EPS, primeiro é preciso definir um fator de potência (FP) para cada tipo de carga. O FP converte a potência aparente (VA) em potência ativa (W). A Tabela 09 reúne os tipos de carga do prédio e seus respectivos FPs. Esses valores foram determinados a partir da N-321.0003 (CELESC, 2023).

Tabela 09 - Tipos de Carga e Fatores de Potência.

QGBT	P (VA)	FP	P (W)
Tomadas de Uso Geral (TUGs)	71.550,00	0,90	64.395,00
Iluminação	64.350,00	0,95	61.132,50
Iluminação escada/passarela	700,00	0,95	665,00
Ar-Condicionado	98.000,00	0,85	83.300,00
Elevador	10.000,00	0,85	8.500,00
Total	244.600,00		217.992,50

Fonte: Autor.

A potência ativa total ainda não corresponde à capacidade real da edificação, tendo em vista que os equipamentos ali presentes não funcionam sempre ao mesmo tempo, por isso aplica-se o Fator de Demanda (FD), também para cada tipo de carga e com base na N-321.0003, enquadrando-se como empreendimento comercial, edificação ocupada por órgão público (CELESC, 2023).

Para os circuitos de iluminação, é aplicado um fator de demanda de 90% para os 12kW iniciais, e depois aplica-se 50% para o restante, o mesmo faz-se para os circuitos de Tomada de Uso Geral (TUG). Para tomadas de uso específico (TUEs), como é o caso dos ares-condicionados, o fator aplicado é de 100% de acordo com as notas da “Tabela 07 – Fatores de Demanda para Aparelhos de Ar Condicionado” presente na N-321.0003. Para motores elétricos monofásicos, como temos apenas um para o funcionamento do elevador, aplica-se 100% de fator de demanda (N-321.0003/2023). Após a consideração do FD para cada carga, temos a potência ativa provável máxima, apresentada na Tabela 10.

Tabela 10 - Fator de Demanda sobre a Potência Ativa.

P (W)	Fator de Demanda -> P_{máx} (W)
64.395,00	36.997,50
61.132,50	35.366,25
665,00	598,50
83.300,00	83.300,00
8.500,00	8.500,00
217.992,50	164.762,25

Fonte: Autor.

A potência de 164.762,25W ainda não considera um grau de constância para o uso de energia, significando que o valor obtido implica que todas as cargas estão sempre sendo usadas em sua carga máxima.

Para representar o uso constante não máximo da potência ao longo do tempo aplica-se o Fator de Carga, como não é possível definir a demanda de potência máxima e média para o mesmo período do prédio de EPS para determinar um valor específico ao prédio, adotou-se o valor de 0,32, com base no valor obtido no trabalho de Lauand (2024), discutido anteriormente, realizado no Pavilhão Rio Madeira da Universidade Federal do Amazonas.

Corroborando com os dados obtidos por Lauand (2024), Aguilar (2012) apresentou um fator de carga médio de 40% para o setor público, categoria que engloba as Universidades Federais.

Assim, o mesmo fator de carga de Lauand (2024) foi utilizado neste estudo como representativo de uma condição de operação semelhante, na qual as cargas não operam continuamente em sua potência máxima.

Tabela 11 - Aplicação do Fator de Carga.

Fator de Demanda -> P_{máx} (W)	Fator de Carga -> P_{média} (W)
36.997,50	11.839,20
35.366,25	11.317,20
598,50	191,52
83.300,00	26.656,00
8.500,00	2.720,00
164.762,25	52.723,92

Fonte: Autor.

A Tabela 11 apresenta uma potência de 52.723,92W, representando a potência da instalação elétrica considerando a transformação da potência aparente em sua fração que converte potência em trabalho útil, a probabilidade dos diferentes tipos de carga serem usados ao mesmo tempo, e o grau de constância no uso da potência ao longo do tempo.

Utiliza-se do histórico da UC em que o prédio de EPS está contido, a fim de repassar o comportamento sazonal já evidenciado do CMD01 ao consumo da edificação, antes de estimar a energia consumida em si. Com essa suposição, podemos calcular um fator de utilização mensal baseado no mês de maior consumo do CMD01, e aplicar esse fator a potência ativa que já considera o FP, FD e FC.

Tabela 12 - Fator de Utilização Mensal do CMD01.

Mês	Consumo CMD01 (kWh)	Fator de Utilização
Janeiro	784.765,51	78,99%
Fevereiro	683.948,70	68,84%
Março	797.585,53	80,28%
Abril	993.498,03	100,00%
Maio	839.567,45	84,51%
Junho	793.948,13	79,91%
Julho	690.170,87	69,47%
Agosto	692.869,82	69,74%
Setembro	745.154,74	75,00%
Outubro	779.925,29	78,50%
Novembro	836.233,51	84,17%
Dezembro	855.761,35	86,14%

Fonte: Autor.

A utilização do FU implica que a participação mensal do prédio de EPS no consumo acumulado do CMD01 é a mesma para todo mês, e também implica em uma análise de viabilidade econômica equivalente, significando que os indicadores terão os mesmos valores da análise do CMD01, uma vez que os parâmetros adotados no projeto são os mesmos para ambas as análises e o custo com energia elétrica não está diretamente relacionado ao investimento do projeto, que se refere exclusivamente à implantação do sistema fotovoltaico.

O objetivo da análise de autossuficiência é simplesmente analisar o potencial de autossuficiência do prédio, para entender se ele irá ou não abater o consumo de outros prédios além do próprio consumo.

O estudo de Melo, Graça e Panão (2023) evidencia que o consumo energético em edificações não é constante ao longo do tempo, apresentando variações significativas entre meses e entre horas do dia. Para descrever essas oscilações, os autores introduzem fatores como o *Seasonal Variation Factor* (SVF), o *Daily Variation Factor* (DVF), o *Monthly Factor* (Mf) e o *Hourly Factor* (Hf), que quantificam o comportamento real e variável da demanda elétrica em diferentes escalas temporais. A análise conduzida pelos autores em mais de três mil edificações demonstra que o perfil de consumo depende fortemente da categoria de uso, do clima e dos padrões de ocupação, reforçando a

importância de representar essa variabilidade temporal ao modelar o consumo energético de uma unidade.

Seguindo este princípio de que o consumo varia temporalmente e que essa variabilidade precisa ser considerada, evidenciada para o CMD01 em sua análise específica no tópico 4.2, optou-se por aplicar um Fator de Utilização (FU), calculado especificamente para a UC em análise, para repassar o comportamento variável do perfil de consumo à edificação nela contida.

A fundamentação metodológica dessa abordagem pode ser relacionada ao estudo de Stachera et al (2023), que propõem um método de avaliação multicritério para o consumo energético de edificações baseado na normalização de indicadores em relação a um edifício de referência. Nesse método, diversos critérios (como consumo específico, intensidade energética e eficiência dos sistemas) são convertidos em valores adimensionais e comparáveis, de modo que cada edificação possa ser avaliada não em termos absolutos, mas em relação ao desempenho médio ou ideal do conjunto analisado. Essa normalização permite criar indicadores representativos do desempenho energético relativo, eliminando as distorções causadas por diferenças de escala, área construída ou intensidade de uso.

Assim, o comportamento mensal do CMD01 foi utilizado como referência normalizadora para distribuir o consumo estimado do prédio de EPS, gerando um fator de utilização mensal que mantém a proporcionalidade com a sazonalidade real de consumo do sistema, apresentado na Tabela 12.

Resta considerar o tempo de utilização da energia elétrica no contexto universitário. Para isto, estima-se o uso diário médio de energia no prédio a partir dos blocos horários de aula da UFSC publicados em quadros de horários no Sistema de Controle Acadêmico da Graduação (CAGR) (07:30-11:50 no turno matutino, 13:30-18:00 no vespertino, e blocos noturnos a partir de 18:30, com fechamento por volta de 21:10-22:00, conforme o curso).

Estes blocos aparecem de forma consistente tanto nos quadros de horários de diferentes cursos, quanto no Cadastro de Turmas do CAGR, que lista explicitamente os *time-slots*: 07:30, 08:20, 09:10, 10:10, 11:00, 13:30, 14:20, 15:10, 16:20, 17:10, 18:30,

19:20, 20:20, 21:10. Isso embasa (i) início matutino às 07:30, (ii) intervalo sem aulas entre 12:00 e 13:30, e (iii) encerramento noturno até cerca de 22:00.

Como referência de período letivo e funcionamento em dias úteis, toma-se o Calendário Acadêmico (DAE/UFSC), que estrutura as atividades regulares em dias de semana. Para fins de modelagem energética mensal, assume-se 22 dias úteis/mês, compatível com o calendário letivo, onde finais de semana permanecem sem atribuições laborais ou estudantis, indicando carga reduzida, exceto em dias de eventos específicos.

Os parâmetros determinados neste tópico são aplicados a Equação 3.4 para estimativa mensal de consumo elétrico do prédio de EPS, apresentados na Tabela 13, utilizado para determinar a autossuficiência do mesmo.

Tabela 13 - Consumo de Energia Estimado para o Prédio de EPS.

Mês	Consumo Estimado EPS (kWh)
Janeiro	12.369,07
Fevereiro	10.780,05
Março	12.571,13
Abril	15.659,00
Maio	13.232,83
Junho	12.513,80
Julho	10.878,12
Agosto	10.920,66
Setembro	11.744,75
Outubro	12.292,78
Novembro	13.180,28
Dezembro	13.488,07
Total	149.630,54

Fonte: Autor.

A estimativa de consumo do prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas é de 149.630,54 kWh/ano, cerca de 1,58% do consumo total consolidado no Centro de Medição e Distribuição 01.

Embora não haja um levantamento oficial disponível das edificações que compõem o CMD01, a interpretação do resultado sugere que a participação de 1,58% está dentro de uma faixa esperada para prédios de médio porte e uso intenso de energia. A

título de comparação teórica, considerando que o CMD01 agrega 150 edificações, a estimativa de consumo individual mais básica seria dividir o consumo total da UC igualmente entre todas as edificações, o que resultaria em superestimativas ou subestimativas para muitos dos casos, tendo em mente que existem prédios de pequeno porte (anexos e depósitos) e prédios de médio e grande porte (conglomerados de salas de aula que também abrigam diversos laboratórios, como o bloco do CTC).

No contexto deste trabalho, os termos observados nas Equações 3.5 e 3.6 correspondem à demanda elétrica total do prédio do EPS ($E_{el,carga}$), abrangendo toda a energia consumida, seja proveniente da rede elétrica ou do sistema fotovoltaico, e foi estimado em 149.630,54 kWh/ano. À parcela da energia gerada e utilizada diretamente pelo próprio prédio ($E_{el,autoconsumida}$), sem injeção na rede, equivalente à geração total do sistema ($E_{el,FV}$), de 79.280 kWh/ano, visto que o consumo anual estimado é maior que a geração anual. Assim, aplicando as equações descritas na 3. Metodologia, proposta por Gagliano, Tina e Aneli (2025), obtém-se o grau de energia autoconsumida e autossuficiência anuais, respectivamente, do prédio do EPS.

$$\text{Energia autoconsumida [\%]} = 100 \times \left(\frac{79,280 \text{ (kWh)}}{79,280 \text{ (kWh)}} \right) \quad \boxed{100,0\%} \quad (4.2)$$

$$\text{Autossuficiencia [\%]} = 100 \times \left(\frac{79,280 \text{ (kWh)}}{149.630,54 \text{ (kWh)}} \right) \quad \boxed{52,98\%} \quad (4.3)$$

Esse resultado indica que aproximadamente 52,98% da demanda total de energia elétrica do prédio pode ser suprida pela sua própria geração fotovoltaica, enquanto os 47,02% restantes continuarão sendo atendidos pela rede elétrica da concessionária. Este percentual reflete o potencial de autossuficiência energética alcançável com a instalação proposta e indica que a economia se dará majoritariamente sempre abater parte do consumo da fatura, e não por compensações do SCEE.

Caso fosse considerada uma participação média de 0,67% para o prédio do EPS no CMD01, ao dividir igualmente o consumo anual médio entre as 150 edificações que o compõem, aplicando o mesmo Fator de Utilização, este apresentaria uma autossuficiência estimada de 155,58%, ou seja, geraria muito mais energia do que consumiria anualmente.

Essa diferença de representatividade evidencia que a análise baseada em médias gerais subestimaria o consumo real do prédio e superestimaria seu potencial de autossuficiência, podendo levar a interpretações equivocadas sobre a injeção líquida de energia no sistema.

Corroborando, Diniz et al. (2024) analisaram edifícios universitários da PUC Minas e observaram que, na ausência de medições individualizadas, foi necessário estimar o consumo de cada prédio com base em sua área física e taxa de ocupação, resultando em participações desiguais de consumo e geração. O objetivo de seu trabalho foi avaliar e projetar um sistema fotovoltaico integrado às edificações existentes do campus Coração Eucarístico da PUC Minas, em Belo Horizonte, como parte de uma iniciativa voltada ao aumento do nível de sustentabilidade institucional.

Estes resultados evidenciam que a distribuição uniforme do consumo entre edificações levaria a superestimação do potencial de autossuficiência e a interpretações imprecisas sobre o comportamento energético do conjunto.

A partir dessa constatação, a análise de viabilidade econômica é desenvolvida com base nos dados consolidados do Centro de Medição CMD01, de modo a representar financeiramente o impacto real da geração sobre as faturas de energia.

4.7 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FV PROPOSTO

Para a estimativa do Custo de Investimento Total (CAPEX) do sistema fotovoltaico foi utilizado o preço médio por Wp (R\$/Wp) de mercado, conforme os dados de um estudo estratégico da Greener (2024), apresentados na Tabela 14. O preço do sistema é composto pelo preço do serviço de integração (concessionária local) e pelo preço do kit fotovoltaico (módulos, inversor, sistema de montagem, cabeamento e sistema proteção).

Tabela 14 - Histórico do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos por Potência Instalada.

Custo Mensal dos Sistemas FVs (R\$/kWp)	Potência pico Instalada (kWp)		
	50,00	69,66	75,00
jan./23	3.730,00	3.816,51	3.840,00
jun./23	2.840,00	2.989,42	3.030,00
jan./24	2.450,00	2.646,61	2.700,00
jun./24	2.240,00	2.499,53	2.570,00
jan./25	2.190,00	2.441,66	2.510,00

Fonte: Adaptado da Greener, 2025.

O histórico estimado pela Greener apresenta os preços dos sistemas FVs apenas para sistemas entre 50kWp e 75kWp, foi então feita uma interpolação linear para determinar os valores específicos da potência estimada do sistema proposto, de 69,661kWp.

O desvio padrão calculado para os valores apresentados na Tabela 14 de R\$565,77/kWp demonstra como os valores estão dispersos em torno da média, portanto foi considerado 2 cenários, o primeiro considerará R\$2441,66/kWp e o segundo R\$3816,51/kWp, cenário otimista e pessimista, respectivamente.

O custo de Operação e Manutenção (O&M) do sistema foi adotado conforme referência do estudo de viabilidade da Central Fotovoltaica da SANESUL (2022), empresa pública de saneamento do Mato Grosso do Sul, que desenvolveu um projeto de Geração Distribuída de grande porte (7,742 MWp) em regime de autoconsumo remoto, de Parceria Público-Privada (PPP). Embora o porte da instalação seja superior ao do sistema fotovoltaico aqui dimensionado, o estudo ainda se insere no contexto da Geração Distribuída, servindo como base para a adoção de um valor de O&M de R\$ 65,00/kWp·ano, aplicado neste trabalho.

Ainda falta considerar a troca dos inversores no décimo terceiro ano do horizonte de análise, definido como 30% do investimento inicial, obtendo um valor para cada cenário. Foi definido R\$51.026,56 para o cenário I, e R\$79.758,54 para o cenário II. A porcentagem adotada situa-se dentro do intervalo identificado por Silva (2021) em seu estudo estatístico sobre composição de custos e vida útil dos equipamentos, sendo portanto utilizada como valor representativo para dimensionar a reposição nos cenários.

Estes investimentos (CAPEX e OPEX), junto às economias geradas, compõem o Fluxo de Caixa do projeto, acumulado com o tempo de vida útil do sistema, de 25 anos. Portanto, é necessário considerar o custo do dinheiro neste horizonte de análise para que seja possível trabalhar com todos os valores em um mesmo período de tempo, que foi determinado através da Taxa Mínima de Atratividade.

Para uma instituição pública como a UFSC, a TMA é frequentemente associada às taxas referentes a aplicações de baixo risco no mercado financeiro, como os títulos do Tesouro Direto, como SELIC ou IPCA+, os quais são corrigidos pela Selic e IPCA, respectivamente. O investimento em um sistema fotovoltaico não compete com outras aplicações de mercado visando lucro, mas sim como uma solução para reduzir uma despesa operacional obrigatória e de grande valor.

Conforme a metodologia aplicada por Silva (2021) em sua análise de modelos de viabilidade econômica para implantação de sistemas FV em UFs brasileiras, a taxa Selic foi usada porque:

“A TMA adotada nesse estudo seguiu como base a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia — Selic, por se tratar de análise de investimentos públicos a Selic já é o custo de capital uma vez que o poder público é o único investidor e a Selic aqui utilizada já está deflacionada, portanto foi estabelecido para a distribuição uniforme de valor mínimo real de 4,5% a.a. e valor máximo real de 6,5% a.a.” (Silva, 2021, p. 43-44).

A inflação, ou Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) está acumulado em 5,17% para o período de outubro de 2024 a setembro de 2025 (IBGE, 2025). Por sua vez, a taxa básica de juros, ou Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic), principal instrumento para controlar a inflação, está em 15% a.a. em setembro de 2025, de acordo com o Banco Central do Brasil.

Dado que a Selic representa o custo de oportunidade nominal do capital e já incorpora o efeito inflacionário esperado, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi analisada de forma sensível entre 2% e 15% ao ano. O limite superior, equivalente à taxa Selic, representa o custo de oportunidade nominal em aplicações financeiras de baixo risco, servindo como referência para o retorno máximo esperado de um investimento

conservador. Desta forma, esse valor estabelece o cenário mais restritivo de atratividade financeira, no qual o projeto deve apresentar desempenho compatível com o rendimento de uma aplicação segura.

O limite inferior da TMA, por sua vez, é definido próximo à inflação acumulada no período, refletindo o ponto em que o investimento apenas preserva o poder de compra dos recursos aplicados. Nesse caso, não faria sentido econômico considerar taxas inferiores, pois o projeto passaria a gerar perda real de valor. Considerando que a inflação possa apresentar redução nos próximos anos, a adoção desse limite garante uma análise flexível, permitindo avaliar o comportamento do projeto mesmo em condições de menor pressão inflacionária.

Conforme descrito ao decorrer deste capítulo, as definições dos dados de entrada necessários para a análise de viabilidade financeira e sensibilidade foram embasadas em características físicas do sistema, projeções tarifárias e parâmetros de investimento e operação. A Tabela 15 apresenta o resumo das premissas técnicas e financeiras adotadas para a construção dos fluxos de caixa para cada cenário, subsequentemente utilizados para o cálculo de indicadores financeiros e variação da TMA para análise da robustez do projeto.

Tabela 15 - Dados de Entrada para Construção do Fluxo de Caixa.

Parâmetro	Valor
Potência do sistema (kWp)	69,661
Geração anual no Ano 1 (kWh/ano)	79.280,00
Degradação anual dos módulos	0,43%
Horizonte de análise (anos)	25
Preço base de energia (R\$/kWh)	0,6605
Crescimento anual da tarifa	4,98%
Inflação anual	5,17%
CAPEX - Cenário I (R\$/Wp)	2.441,66
CAPEX - Cenário I (R\$)	R\$ 170.088,53
OPEX - Cenário I (R\$/kW.ano)	65,00
Troca Inversores I (R\$/13° ano)	R\$ 51.026,56
CAPEX - Cenário II (R\$/Wp)	3.816,51
CAPEX - Cenário II (R\$)	R\$ 265.861,79
OPEX - Cenário II (R\$/kW.ano)	65,00
Troca Inversores II (R\$/13° ano)	R\$ 79.758,54
TMA início (%)	2%
TMA fim (%)	15%

Fonte: Autor.

A projeção do fluxo de caixa para o horizonte de análise que se deu a partir dos dados de entrada da Tabela 15 está como Anexo I. A partir desta projeção, uma aba de apoio foi desenvolvida no Excel para facilitar a visualização dos diferentes fatores envolvidos no cálculo do Valor Presente Acumulado, para a variação incremental da TMA em 1%, a partir de 2% a 15% ao ano. Estes cálculos também estarão em Anexo (II, III, IV e V). A Tabela 16 apresenta os indicadores VPL, Payback Descontado e LCOE para ambos os cenários, para cada variação da TMA.

Tabela 16 - Análise de Sensibilidade dos Indicadores Econômicos.

TMA	VPL I [R\$]	PaybackDesc I [anos]	LCOE I [R\$/kWh]	VPL II [R\$]	PaybackDesc II [anos]	LCOE II [R\$/kWh]
2%	R\$ 883.964,13	3,507	R\$ 0,2671	R\$ 765.980,12	5,385	R\$ 0,3728
3%	R\$ 771.852,47	3,585	R\$ 0,2789	R\$ 656.514,13	5,555	R\$ 0,3922
4%	R\$ 676.322,16	3,666	R\$ 0,2913	R\$ 563.293,22	5,738	R\$ 0,4126
5%	R\$ 594.504,40	3,751	R\$ 0,3043	R\$ 483.493,96	5,933	R\$ 0,4338
6%	R\$ 524.077,95	3,839	R\$ 0,3179	R\$ 414.834,01	6,145	R\$ 0,4558
7%	R\$ 463.156,98	3,931	R\$ 0,3321	R\$ 355.460,97	6,377	R\$ 0,4787
8%	R\$ 410.203,16	4,027	R\$ 0,3468	R\$ 303.865,21	6,629	R\$ 0,5022
9%	R\$ 363.956,56	4,132	R\$ 0,3619	R\$ 258.811,54	6,900	R\$ 0,5265
10%	R\$ 323.381,13	4,242	R\$ 0,3775	R\$ 219.285,24	7,208	R\$ 0,5514
11%	R\$ 287.621,50	4,358	R\$ 0,3935	R\$ 184.449,35	7,553	R\$ 0,5769
12%	R\$ 255.968,73	4,480	R\$ 0,4099	R\$ 153.610,84	7,930	R\$ 0,6030
13%	R\$ 227.832,88	4,609	R\$ 0,4267	R\$ 126.193,57	8,379	R\$ 0,6296
14%	R\$ 202.721,17	4,745	R\$ 0,4438	R\$ 101.716,70	8,885	R\$ 0,6567
15%	R\$ 180.220,38	4,887	R\$ 0,4612	R\$ 79.777,38	9,504	R\$ 0,6843

Fonte: Autor.

Observa-se que o Cenário I apresenta desempenho econômico mais favorável em todos os indicadores, com VPL positivo em toda a faixa de TMA, indicando atratividade mesmo sob condições de maior custo de capital. O Payback Descontado nesse cenário ocorre entre o terceiro e o quarto ano de operação, o que reforça o rápido retorno do investimento e a previsibilidade do fluxo de caixa do sistema. O LCOE manteve-se abaixo do preço médio de energia determinado para toda variação feita na TMA.

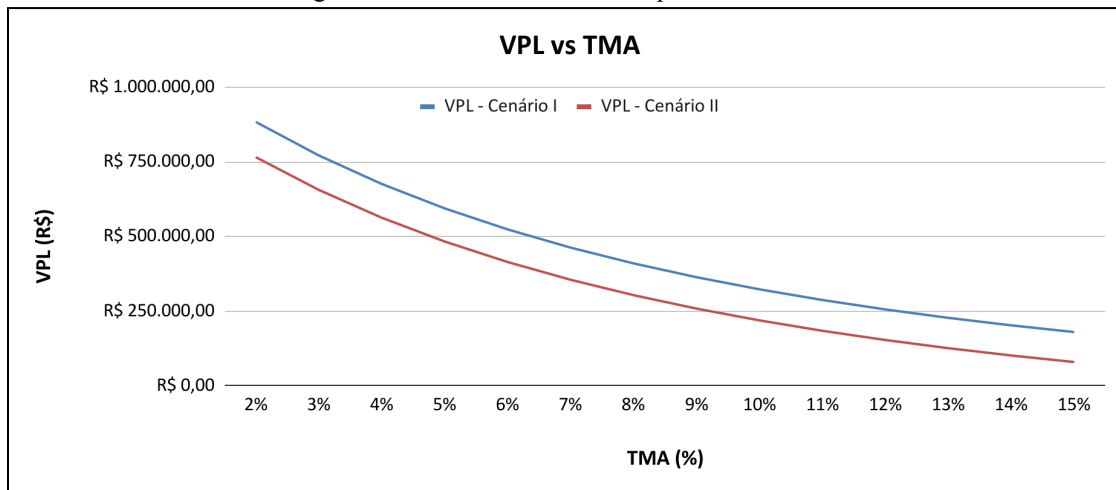
Já o Cenário II, que considera um investimento inicial mais elevado, mantém viabilidade até a TMA de 15%, apresentando VPL significativamente mais baixos ao decorrer dos anos, o que caracteriza um limite de atratividade financeira mais restrito. O LCOE, de maneira similar, permaneceu abaixo do valor referência do custo médio de energia de R\$0,6605/kWh até a TMA de 14%, ultrapassando o limite com TMA equivalente à Selic (15% ao ano).

A diferença entre os indicadores e suas variações para com a TMA observada na Tabela 16 para cada cenário se dá por conta do aumento do custo de investimento inicial (CAPEX), que implica viabilidade menos favorável para o Cenário II.

A Figura 32 ilustra essa tendência de redução da atratividade com o aumento da taxa de desconto. Nota-se que ambas as curvas permanecem acima do eixo horizontal para todas as taxas analisadas, entretanto, conforme a TMA aumenta, as curvas se

aproximam do VPL igual a 0, também conhecido como a Taxa Interna de Retorno do projeto.

Figura 32 - Sensibilidade do VPL para com a TMA.



Fonte: Autor.

Diferentemente dos indicadores atrelados diretamente a TMA, a Taxa Interna de Retorno é a própria TMA mas quando o VPL de um período torna-se igual a zero, representando a taxa de renda para o valor acumulado investido e economizado trazido para o presente, apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 - Taxa Interna de Retorno por Cenário.

Indicador	Valor
TIR - Cenário I	31,12%
TIR - Cenário II	19,84%

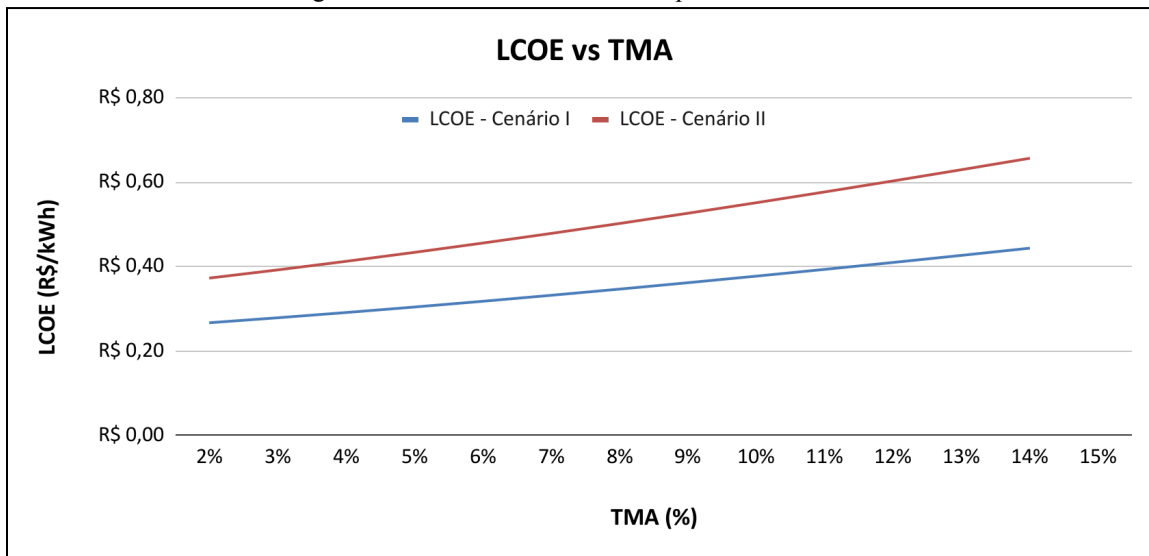
Fonte: Autor.

Ambas as TIRs de 19,84% ao ano para o cenário II, e 31,12% ao ano para o Cenário I demonstram viabilidade financeira, visto que são superiores ao valor da taxa referencial usada para correção (Selic).

A Figura 33 evidencia o crescimento do custo nivelado de energia com o aumento da taxa de desconto. Para o Cenário I, o LCOE situa-se entre R\$0,2671/kWh e R\$0,4612/kWh, permanecendo inferior ao valor médio da tarifa convencional praticada no período, de R\$0,6605/kWh, o que confirma a competitividade econômica do sistema. No Cenário II, os valores variam entre R\$0,3728/kWh e R\$0,6843/kWh, indicando que, embora o investimento seja mais elevado, o custo de geração ainda se mantém em níveis

compatíveis com o mercado, mas ultrapassando o valor médio para uma TMA de 15% ao ano.

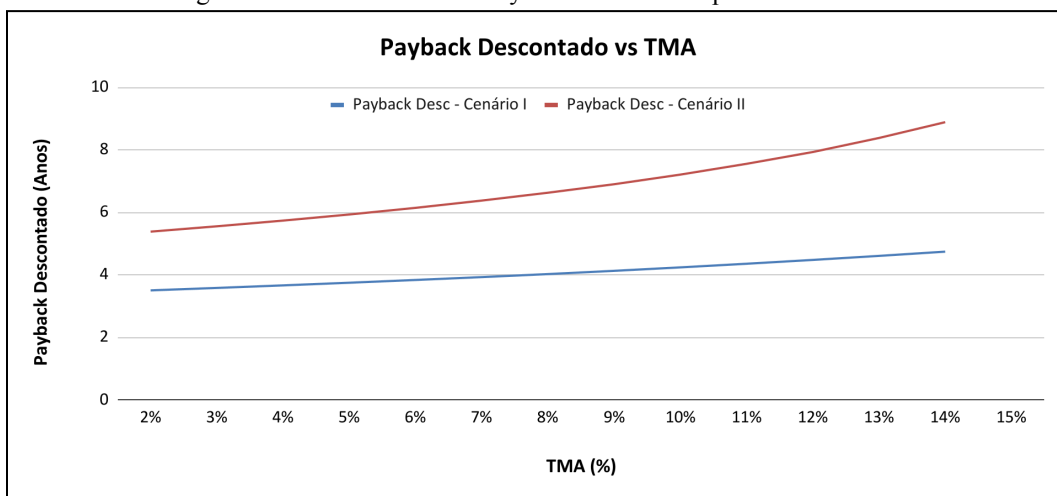
Figura 33 - Sensibilidade do LCOE para com a TMA.



Fonte: Autor.

A Figura 34 mostra o aumento progressivo do tempo de retorno à medida que a taxa de atratividade cresce. O Payback do Cenário I varia de aproximadamente 3,507 anos a 4,887 anos conforme a TMA aumenta de 2% para 15%, enquanto no Cenário II esse intervalo se desloca de 5,385 anos a 9,504 anos, refletindo o impacto direto do maior investimento inicial sobre o prazo de amortização.

Figura 34 - Sensibilidade do Payback Descontado para com a TMA.



Fonte: Autor.

Com base nas etapas desenvolvidas, estabelece-se um modelo direcionador para aplicação em outras universidades interessadas em avaliar a viabilidade de sistemas fotovoltaicos em edificações específicas, possibilitando estimar seu consumo individualmente e determinar seu potencial de autossuficiência.

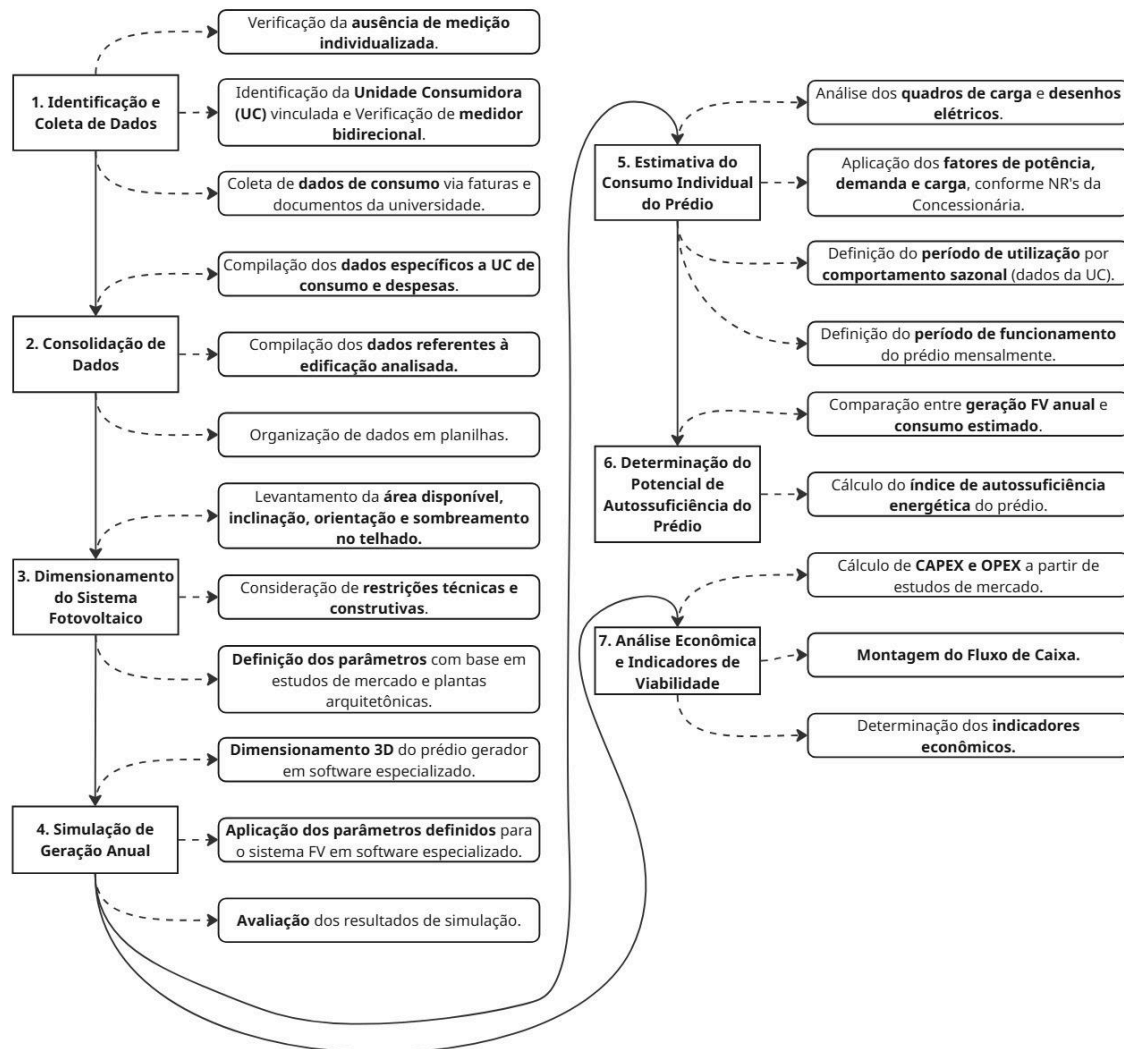
O trabalho primeiramente determinou a ausência de medição individualizada no prédio em que o sistema fotovoltaico proposto seria instalado, em seguida, analisou a UC na qual o prédio estava atrelado para constatar a presença de medidor bidirecional e obter dados de consumo específicos, coletados através de documentos e faturas de energia disponibilizados pela universidade.

Então, realizou-se o dimensionamento do sistema fotovoltaico, considerando a área disponível, inclinação e orientação dos telhados, sombreamento e restrições técnicas. Os parâmetros foram definidos a partir de estudos de mercado, plantas baixas, desenhos técnicos e cortes arquitetônicos. A partir dos parâmetros, faz-se a simulação de geração anual por software, onde também é definido o comportamento e robustez do sistema para sua vida útil.

Para determinar o consumo individual de uma edificação qualquer da universidade, fez-se necessário desenhos elétricos que contém os quadros de carga, para estimar a energia consumida mensalmente a partir da potência aparente máxima através do fator de potência, fator de demanda e fator de carga, em conjunto com o período de utilização da instalação elétrica do prédio em questão, repassado através da UC como comportamento sazonal. Com o consumo predial estimado, e a geração anual fotovoltaica definida, determina-se o potencial de autossuficiência do prédio.

Por fim, as informações energéticas são integradas à análise econômica, envolvendo os custos de investimento (CAPEX) e operação (OPEX) e a determinação dos indicadores de viabilidade (VPL, TIR, LCOE e *payback*), permitindo a tomada de decisão institucional quanto à adoção do sistema. Esse modelo metodológico pode ser representado de forma simplificada com o seguinte fluxograma:

Figura 35 - Fluxograma da Metodologia Aplicada.



Fonte: Autor.

5 CONCLUSÃO

Este capítulo constitui a análise final dos resultados obtidos no desenvolvimento do estudo, descrevendo a conclusão para com o objetivo geral, assim como sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo principal avaliar a viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede no prédio do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas (EPS) da Universidade Federal de Santa Catarina, bem como determinar o potencial de autossuficiência energética da edificação a partir da geração solar estimada. Para isso, foram realizadas análises técnicas e financeiras envolvendo o levantamento de consumo, a modelagem de geração fotovoltaica, a definição das condições tarifárias e o desenvolvimento dos fluxos de caixa descontados para dois cenários de investimento inicial.

A análise de autossuficiência indicou que a geração fotovoltaica é inferior ao consumo total do EPS, o que implica que toda a energia produzida é consumida localmente, resultando em fator de autoconsumo igual a 1, e fator de autossuficiência igual a 52,98% para o primeiro ano de geração. Dessa forma, a economia financeira está diretamente relacionada à energia abatida das faturas.

No que tange à generalização dos resultados da estimativa do consumo do prédio de EPS para outras edificações universitárias, é imperativo distinguir a natureza dos parâmetros adotados. Diferentemente dos Fatores de Demanda e Potência, que seguem padronização normativa, o Fator de Carga constitui uma variável sensível por não ser tabelado, tendo sido estimado neste estudo com base em literatura correlata.

A precisão do modelo, portanto, depende da aderência deste FC à realidade operativa específica, visto que perfis de ocupação distintos podem divergir dos valores de referência acadêmica. Adicionalmente, a replicação da metodologia deve considerar a variabilidade do Fator de Utilização (FU) frente a diferentes contextos geográficos, bem como as particularidades do regime de funcionamento e do perfil de ocupação de cada edificação.

No âmbito econômico, o comportamento dos indicadores de desempenho demonstrou alta sensibilidade à variação da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), entretanto todos os indicadores mantiveram-se em níveis matematicamente satisfatórios.

O Valor Presente Líquido (VPL) apresentou tendência de redução conforme a TMA aumentou, comportamento esperado em projetos de capital intensivo. No Cenário I, com menor investimento inicial, o VPL manteve-se positivo para todas as taxas analisadas (2% a 15%), evidenciando robustez financeira mesmo em condições de maior custo de capital. Já no Cenário II, o VPL apresentou declínio acentuado a partir de 10%, restringindo a atratividade do projeto a taxas mais baixas de desconto, mas continuou positivo para toda análise de sensibilidade.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) obtida foi de 31,12% no Cenário I e 19,84% no Cenário II, valores que superam a inflação acumulada de 5,17% e também a taxa básica de juros (Selic) de 15% ao ano. Esses resultados indicam que o investimento proposto apresenta retornos reais expressivos e permanece financeiramente atrativo mesmo sob condições de custo de capital elevadas. Para instituições públicas que adotam uma TMA real ou ajustada pela inflação, os valores encontrados reforçam a viabilidade econômica do projeto e demonstram que a geração fotovoltaica constitui uma aplicação mais vantajosa que alternativas financeiras de baixo risco.

O Payback Descontado reforça a avaliação dada pelos indicadores anteriores, variando de 3,5 a 4,9 anos no Cenário I e de 5,4 a 9,5 anos no Cenário II, indicando que o investimento se recupera em período inferior à vida útil dos módulos, definida em 25 anos. Após esse período de payback, o sistema passa a gerar economia líquida para a instituição.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) também se mostrou competitivo, permanecendo abaixo do valor médio das tarifas da concessionária para o Cenário I durante todo período, e extrapolando o CME apenas para uma TMA de 15% ao ano no cenário II.

De modo geral, o projeto se mostrou tecnicamente consistente e economicamente viável, sobretudo no Cenário I, que combina menor investimento com retorno mais rápido e indicadores de desempenho superiores. Ainda que o Cenário II apresente menor rentabilidade, ele permanece viável sob as condições de TMA estabelecidas.

As implicações deste estudo transcendem a redução de custos operacionais, alinhando a UFSC às tendências globais onde universidades atuam como catalisadores da transição energética. Conforme observado por Di Battista, Del Rosso e Tozzi (2024), instituições públicas possuem o dever de liderar pelo exemplo, um conceito conhecido como “*glocalization*”, onde ações locais de gestão energética influenciam políticas regionais e aumentam a conscientização social.

Além disso, a validação econômica do sistema fotovoltaico em um cenário de restrição orçamentária reforça o argumento de Almasri, Abu-Hamdeh e Al-Tamimi (2024) de que tais investimentos não competem com as atividades acadêmicas, mas as sustentam, criando um ciclo virtuoso de reinvestimento e responsabilidade ambiental que prepara os estudantes para os desafios globais de sustentabilidade.

A implantação do sistema fotovoltaico no prédio do EPS representa, portanto, uma solução factível para redução de despesas operacionais. Os resultados reforçam a importância da medição individualizada de consumo como ferramenta estratégica para aprimorar a gestão energética da UFSC, permitindo o acompanhamento preciso do desempenho energético de cada edificação e subsidiando futuras decisões de investimento em geração distribuída e ações de sustentabilidade institucional.

5.2 RECOMENDAÇÕES FUTURAS

Embora o sistema fotovoltaico proposto tenha se mostrado tecnicamente eficiente e economicamente viável, é importante reconhecer que as fontes renováveis não despacháveis, como a solar fotovoltaica, apresentam limitações intrínsecas relacionadas à intermitência e à injeção de energia excedente na rede. Esse comportamento pode gerar desequilíbrios na operação do sistema elétrico, principalmente em horários de baixa demanda e alta geração distribuída, resultando em sobretensões, sobrecargas em transformadores e até restrições operacionais para fontes despacháveis como hidrelétricas, eólicas e termelétricas.

Dessa forma, recomenda-se que futuros trabalhos explorem soluções técnicas e estratégicas para mitigar os efeitos da geração excedente na rede elétrica, como o uso de sistemas híbridos com diferentes tipos de sistemas de armazenamento em baterias (SAEB convencionais, baterias de carros elétricos), mecanismos de controle inteligente da injeção de potência e estratégias de gestão da demanda. Além disso, pesquisas que

integrem o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com modelos de previsão de carga e irradiância solar, ou que avaliem a coordenação entre diferentes fontes distribuídas, podem contribuir significativamente para o avanço da eficiência e da estabilidade de redes elétricas com alta penetração de geração renovável.

Outra frente relevante para estudos futuros diz respeito à análise energética específica de edificações dentro do campus universitário. Com a previsão de instalação de medidores individuais em novos blocos e edificações da UFSC, conforme descrito pelo Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia (2025), abre-se a possibilidade de desenvolver estudos detalhados do perfil de consumo de cada prédio.

Esses dados poderão permitir análises mais precisas sobre o comportamento energético e a viabilidade de sistemas fotovoltaicos individualizados, além de fomentar trabalhos interdisciplinares. Pesquisas em engenharia elétrica e de produção poderiam abordar a gestão e otimização energética, em engenharia civil e arquitetura, poderiam avaliar a integração estética e estrutural dos sistemas solares às edificações, enquanto nas ciências sociais aplicadas e na administração pública, seria possível estudar o impacto econômico e institucional de políticas de eficiência energética no âmbito universitário.

Assim, recomenda-se que futuras pesquisas utilizem os dados provenientes desses novos sistemas de medição para aperfeiçoar o entendimento do consumo energético real das unidades da UFSC e propor soluções integradas que unam eficiência, estabilidade da rede e sustentabilidade ambiental.

Sob uma perspectiva internacional, recomenda-se que trabalhos futuros explorem a integração da Geração Distribuída com sistemas de gerenciamento baseados em Internet das Coisas (IoT) e Inteligência Artificial. A automação via IoT é citada como o próximo passo lógico para otimizar o consumo em tempo real e superar as limitações do controle manual (Mischos, Dalagdi e Vrakas, 2022).

Adicionalmente, sugere-se a adoção de métricas padronizadas de desempenho energético que permitam a comparação direta (*benchmarking*) com campi internacionais, tendo em vista que a falta de padronização nos relatórios de uso de energia dificulta a análise cruzada entre instituições, e conseqüentemente a harmonia na coleta de dados em futuras pesquisas que visam fortalecer as estratégias globais de eficiência em edifícios educacionais (Almasri et al., 2024).

REFERÊNCIAS

3D WAREHOUSE. PV System Study model. [S.l.]: SketchUp, 2025. Disponível em: <https://3dwarehouse.sketchup.com/model/07e00952-7126-4830-8119-1974ded3808d/PV-system-study> . Acesso em: 2 de out. 2025.

ABREU, João Pedro Frederico de. Estudo da viabilidade técnica e econômica da integração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias em campi universitários. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - USC, Florianópolis, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Cadernos Temáticos: Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica e cria o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Brasília, DF: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Atualiza e aprimora as regras estabelecidas pela REN 482/2012, redefinindo procedimentos para conexão, faturamento e compensação de energia elétrica proveniente de micro e minigeração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.374, de 20 de agosto de 2024. Estabelece o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024 da Celesc Distribuição S.A. - Celesc-DIS. Brasília, DF: ANEEL, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.511, de 19 de agosto de 2025. Estabelece o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Celesc Distribuição S.A. - Celesc-DIS. Brasília, DF: ANEEL, 2025.

AGUILAR, Elí Wilfredo Zavaleta. Análise de desempenho energético em edificações comerciais. 2020. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

AL-EZZI, Athil S.; ANSARI, Mohamed Nainar M. Photovoltaic Solar Cells: A Review. Applied System Innovation, Basel: MDPI, v. 5, n. 4, p. 67, jul. 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/asi5040067>.

ALMASRI, Radwan A.; ABU-HAMDEH, Nidal H.; AL-TAMIMI, Nedhal. A state-of-the-art review of energy-efficient and renewable energy systems in higher education facilities. *Frontiers in Energy Research*, v. 11, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1344216>.

ALMEIDA, T. C. S. M. de et al. Eficiência energética em universidades federais brasileiras: as principais práticas adotadas. *Boletim do Gerenciamento*, v. 1, n. 46, maio 2025.

ALMERÃO, Eduardo da Silva. Análise de desempenho energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede e estudo da distribuição espectral da radiação solar na cidade de Araranguá/SC. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2023.

AOKI, Roberto Masahiko. Pesquisa operacional: simulação. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2018. 224 p. ISBN 978-85-522-1305-5.

AUTODESK. AutoCAD: design and drafting software. [S.l.]: Autodesk, 2025. Disponível em: <https://www.autodesk.com/products/autocad/overview> . Acesso em: 2 out. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic. Brasília, DF: Banco Central do Brasil, 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/> . Acesso em: 13 out. 2025.

BENMOUIZA, Khalil. (2022). Comparison analysis of different grid-connected PV systems topologies. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, Vol. 55, No. 6, pp. 779-785. <https://doi.org/10.18280/jesa.550610>.

BOŠNJAKOVIĆ, Mladen. Advance of Sustainable Energy Materials: Technology Trends for Silicon-Based Photovoltaic Cells. *Sustainability*, Basel: MDPI, v. 16, n. 18, p. 7962, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/su16187962>.

BOYLESTAD, Robert L. Introdução à análise de circuitos. 12. ed. São Paulo: Pearson, 2012.

BRASIL. Decreto-Lei nº 200, de 25 de fevereiro de 1967. Dispõe sobre a organização da Administração Federal e estabelece diretrizes para a Reforma Administrativa. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 27 fev. 1967.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 7 jan. 2022.

BRASIL. Lei nº 15.103, de 23 de janeiro de 2025. Dispõe sobre novas regras e incentivos à micro e minigeração distribuída de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 24 jan. 2025.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKKE, B. H. Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial. 12. ed. São Paulo: Atlas, 2019.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. Norma Técnica N-321.0003 – Fornecimento de Energia Elétrica a Edificações de Uso Coletivo. Florianópolis: Celesc, dez. 2023. 126 p. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/padroao-de-entrada> . Acesso em: 22 out. 2025.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. Programa de Eficiência Energética ANEEL/Celesc (PROPEE, 2018). Disponível em: <https://pee.celesc.com.br/sobre-o-programa>. Acesso em: 08 nov. 2025.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. Simulador de consumo. Florianópolis: CELESC, 2024. Disponível em: <https://demo.simuladordeconsumo.com.br/> . Acesso em: 06 ago. 2025.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). Atlas brasileiro de energia solar – 1ª edição. Rio de Janeiro: CRESESB, 2006. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=&cid=2> . Acesso em: 23 set. 2025.

CRISTEA, Maria; CRISTEA, Ciprian; TÎRNOVAN, Radu-Adrian; ŞERBAN, Florica Mioara. Levelized Cost of Energy (LCOE) of Different Photovoltaic Technologies. Applied Sciences, Basel: MDPI, v. 15, n. 12, p. 6710, 2025. DOI: <https://doi.org/10.3390/app15126710>.

CUNHA, Tiago Miguel da Costa. Cálculo do Custo Nivelado de Energia em Sistemas Fotovoltaicos para Diferentes Localizações. 2023. Dissertação (Mestrado em Energias Sustentáveis) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2023.

DAL PRÁ, Matheus. Desenvolvimento de Mapas da Distribuição da Radiação Solar em Santa Catarina a Partir de Estações Meteorológicas de Superfície. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde, Araranguá, 2022.

DEPARTAMENTO DE PROJETOS DE ARQUITETURA E ENGENHARIA (DPAE). Relatório de Energia UFSC 2020–2025. Florianópolis: UFSC, 2025.

DI BATTISTA, Davide; DEL ROSSO, Emanuele; TOZZI, Anna. The Importance of Energy Management in Public University Campuses. Journal of Sustainability Perspectives, [S.l.], v. 4, n. 2, 2024. DOI: <https://doi.org/10.14710/jsp.2024.24806>.

DINIZ, Antônia Sônia Alves Cardoso et al. Evaluation of solar photovoltaics on university buildings: A case study toward campus sustainability. Solar Compass, v. 12, art. 100100, dez. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solcom.2024.100100>.

EKICI, S.; KÖPRÜ, R. Investigation of PV system cable losses. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), v. 7, n. 2, p. 807-815, jul. 2017.

EMBER. Global Electricity Review 2025. London: Ember, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Atlas da Eficiência Energética Brasil 2024. Brasília, DF: EPE, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2025: Relatório Síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Dashboard BEN – Balanço Energético Nacional. Brasília, DF: EPE, 2025. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/ben/>. Acesso em: ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Dashboard PDGD – Potencial de Geração Distribuída. Brasília, DF: EPE, 2025. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE); MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Matriz energética e elétrica. Brasília, DF: EPE/MME, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: ago. 2025.

ENERGYCAP. Consumption vs demand: what's the difference? [S.l.]: EnergyCAP, 2023. Disponível em: <https://www.energycap.com/resource/consumption-vs-demand-whats-the-difference/>. Acesso em: out. 2025.

FERNANDES, Rafael da Silva; GUIMARÃES, Gabriella Vitorino; SILVA, Beatriz Lorrane Farias; NETO, Iamara dos Santos; BRANCO, Najmat Celene. Dimensionamento e viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico: um estudo de caso na UFRA/Parauapebas. Revista Produção Online, Florianópolis, v. 21, n. 3, p. 863–890, 2021. DOI: <https://doi.org/10.14488/1676-1901.v21i4.4342>.

GAGLIANO, A.; TINA, G. M.; ANELI, S. Improvement in energy self-sufficiency in residential buildings using photovoltaic thermal plants, heat pumps, and electrical and thermal storage. Energies, Basel: MDPI, v. 18, n. 1159, p. 1–17, 2025. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18051159>.

GIUNTA, Carmen J. Watt's in a name? Units of power and energy. Substantia. An International Journal of the History of Chemistry, v. 3, n. 2, Suppl. 1, p. 13–26, 2019. DOI: <https://doi.org/10.13128/Substantia-403>.

GLOBAL SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS. Grid-connected PV operations and maintenance guideline. Suva: Pacific Power Association; Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands, 2019. 81 p.

GNECCO, Veronica Martins et al. Análise do decaimento de eficiência em painéis fotovoltaicos: estudo de caso em uma edificação residencial de energia positiva. In:

ENCONTRO DE SUSTENTABILIDADE EM PROJETO – ENSUS, 9., 2021, Florianópolis. Universidade Federal de Santa Catarina, maio 2021

GODOI, M. F. B. de. Análise da viabilidade econômica da agregação da energia solar fotovoltaica em campus universitário. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energia e meio ambiente no Brasil. Estudos Avançados, v. 21, n. 61, p. 7–20, 2007.

GONTIJO, A. C. B. Avaliação da capacidade de acomodação de geração distribuída em uma rede real de distribuição de energia elétrica. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Belo Horizonte, 2022.

GOOGLE MAPS. Mapa de fontes renováveis da UFSC. 2025. Disponível em: <https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1eXYWcpNGpCgkdnFg66EeS76-CYXUNa0&ll=-27.60092474094104%2C-48.517372194949&z=17>. Acesso em: ago. 2025.

GOOGLE MAPS. Mapa de Unidades Consumidoras da UFSC. 2025. Disponível em: <https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1S8tnVWkzLkUt2lzS9QIPBPn4OKY&ll=-27.602581902190227%2C-48.515606649251716&z=16>. Acesso em: ago. 2025.

GUERRA, Noemi; GUEVARA, Marco; PALACIOS, Cesar; CRUPI, Felice. Operation and physics of photovoltaic solar cells: an overview. Revista I+D Tecnológico, v. 14, n. 2, p. 84–95, dez. 2018. DOI: <https://doi.org/10.33412/idt.v14.2.2077>.

GREENER. Estudo Estratégico de Geração Distribuída – Mercado Fotovoltaico: referente ao ano de 2024. São Paulo: Greener, mar. 2025. 124 p. Disponível em: <https://www.greener.com.br/>. Acesso em: 22 out. 2025.

HARIRI, Muhammad Hafeez Mohamed; DESA, Mohd Khairunaz Mat; MASRI, Syafrudin; ZAINURI, Muhammad Ammirul Atiqi Mohd. Grid-connected PV generation system—Components and challenges: a review. Energies, v. 13, n. 17, p. 4279, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13174279>.

HARMON, Christopher. Experience curves of photovoltaic technology. Laxenburg: International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), 2000. (IIASA Interim Report IR-00-014).

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Inflação. [S.l.]: IBGE, [s.d.]. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>. Acesso em: 10 nov. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). CO₂ Emissions in 2022. Paris: IEA, 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global electricity generation by source (2014-2027). Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-generation-by-source-2014-2027> . Acesso em: 1 ago. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global Energy Review 2025 - Analysis. Paris: IEA, 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>. Acesso em: dez. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Renewables 2024 – Electricity. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024/electricity>. Acesso em: set. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook. Paris: IEA, 2009, 2010, 2011, 2021, 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Year-on-year percent change in global electricity demand (1992–2026). Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/year-on-year-percent-change-in-global-electricity-demand-1992-2026> . Acesso em: setembro 2025.

JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012. 19 p. (NREL/JA-5200-51664). DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.1182>.

JUSTINO, Francisca das Chagas; SILVA, Francisco de Assis da; RABELO, Raimundo Nonato de Medeiros. Perspectiva de Uso da Inteligência Artificial (IA) para a Eficiência Energética em Prédios Públicos. 2019. DOI: <http://dx.doi.org/10.9771/cp.v13i3.33079>.

LABORATÓRIO DE MODELAGEM E ESTUDOS DE RECURSOS DE ENERGIA SOLAR (LABREN/INPE). Atlas brasileiro de energia solar – 2ª edição. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html . Acesso em: ago. 2025.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. Fundamentos de metodologia científica. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2003. 311 p. ISBN 85-224-3397-6.

LAUAND, João Pedro Menezes. Sistemas Inmóticos e Eficiência Energética: uma proposta de aplicação para a Universidade Federal do Amazonas. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica e Eletrônica, Faculdade de Tecnologia, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2024.

LEAL FILHO, Walter et al. Prosumers and sustainable development: An international assessment in the field of renewable energy. Sustainable Futures, v. 7, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.sftr.2024.100158>.

LIMA, Fabiano Roberto Santos de. Viabilidade econômica e financeira de projetos. Volta Redonda, RJ: FERP, 2019. 144 p. ISBN 978-85-66196-18-4.

LIMA, Leandro José Barbosa. HAMZAGIC, Miroslava. Estratégias para a transição energética: revisão de literatura. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Ano. 07, Ed. 06, Vol. 08, pp. 96-120. Jun. 2022. ISSN: 2448-0959, DOI: [10.32749/nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-ambiental/transicao-energetica](https://doi.org/10.32749/nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-ambiental/transicao-energetica).

MARAGNO, P. V. S. Como suprir o consumo energético da UFSC com energia solar fotovoltaica. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

MARTINS, Flávia Cordeiro. Análise de viabilidade econômica e dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede: estudo de caso. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, 2016.

MATO GROSSO DO SUL (Estado). Empresa de Saneamento do Estado de Mato Grosso do Sul. Resumo Executivo: Parceria Público-Privada, na modalidade Concessão Administrativa, para implantação, manutenção e operação de centrais de energia elétrica fotovoltaica, com gestão de serviços de compensação de créditos, para atender a demanda energética das estruturas físicas da Empresa de Saneamento do Estado de Mato Grosso do Sul. [S.l.: s.n.], 2022.

MELO, Francisca Dayane Carneiro. Especialista técnico em energia solar fotovoltaica. Brasília: GIZ: SENAI, 2018.

MELO, F. C.; DA GRAÇA, G. C.; PANÃO, M. J. N. O. A review of annual, monthly, and hourly electricity use in buildings. Energy & Buildings, v. 293, 15 ago. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113201>.

MICROSOFT CORPORATION. Excel – spreadsheets. [S.l.]: Microsoft, 2025. Disponível em: <https://www.microsoft.com/en-us/microsoft-365/excel/spreadsheets>. Acesso em: out. 2025.

MISCHOS, Stavros; DALAGDI, Eleanna; VRAKAS, Dimitris. Intelligent Energy Management Systems: A Review. arXiv preprint, arXiv:2206.03264, 2022. DOI: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2206.03264>.

MOREIRA, Vinicius Rodrigues Diogo; MELO, Igor Delgado de; SOUZA, Matheus Alberto de; MORAES, Camile Aredes. Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída no sistema de distribuição da UFJF usando estimação de estados. Revista de Engenharia Elétrica e Computação, Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2023.

NASCIMENTO, Bergson José de et al. Energia Limpa: custo instalado e eficiência de operação de usina fotovoltaica de 1 MW. Research, Society and Development, [S.l.], v. 11, n. 13, 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v11i13.34984>.

NASIROV, Shahriyar; AGOSTINI, Claudio; BUDRÍA, Santiago. Editorial: Power-sector transformation in the face of decarbonization, decentralization, and digitalization:

technology, regulation, and business models. *Frontiers in Energy Research*, v. 13, art. 1755912, 2025. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2025.1755912>.

OLIVEIRA, Gabriela Laguardia de Castro et al. Análise de viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma edificação multifamiliar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR – CBENS, 2019, Florianópolis. Associação Brasileira de Energia Solar – ABENS, 2019. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/336141307>. Acesso em: out. 2025.

OLIVEIRA, Paula Vanessa Costa. Análise de viabilidade econômica entre projeto de sistemas fotovoltaicos e a adesão ao programa CEMIG SIM. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, 2021.

OLIVEIRA, Tiago Elias Castelo de. Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário. 2015. 104 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 21 ago. 2015.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil (RT ONS DGL 0189/2025). Brasília, DF: ONS, 2025.

ORGANIZAÇÃO PAN-AMERICANA DA SAÚDE (OPAS). Histórico da Emergência Internacional da COVID-19 (Public Health Emergency of International Concern - PHEIC). Brasília, DF: OPAS, 2024. Disponível em: <https://www.paho.org/pt/historico-da-emergencia-internacional-covid-19>. Acesso em: set. 2025.

PAIXÃO, Maria Fabiana Balduino da. Sistema de gestão de energia em universidades federais brasileiras: um estudo de caso na Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, Salvador, 2020.

PARK, Chul-Young et al. Inverter Efficiency Analysis Model Based on Solar Power Estimation Using Solar Radiation. *Processes*, Basel, v. 8, n. 10, p. 1225, out. 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr8101225>.

PINHEIRO, Deborah Silva. Análise da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em relação ao consumo de energia elétrica em propriedades rurais. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Campus Formiga, 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (orgs.). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, mar. 2014.

POWELL, Douglas M. et al. The capital intensity of photovoltaics manufacturing: barrier to scale and opportunity for innovation. *Energy & Environmental Science*, v. 8, p. 3395–3408, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1039/c5ee01509j>.

PV MAGAZINE BRASIL. Com 26 anos em operação, o primeiro sistema fotovoltaico do Brasil. São Paulo: PV Magazine Brasil, 16 nov. 2023. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/11/16/com-26-anos-em-operacao-o-primeiro-sistema-fotovoltaico-do-brasil/>. Acesso em: out. 2025.

PVSYST. PVsyst 7.2 – general description. [S.l.]: PVSyst SA, 2025. Disponível em: https://www.pvsyst.com.cn/pvsyst72/source/general_descr.htm. Acesso em: ago. 2025.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; MACHADO, Solange. Manual de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída: teoria e prática. Curitiba: Brazil Publishing, 2021. DOI: 10.31012/978-65-5861-330-5.

RINIO, Markus. PVcheck—A software to check your photovoltaic system. *Energies*, v. 14, n. 20, p. 6757, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14206757>.

RODRIGUES, João Paulo Carneiro. Estudo de viabilidade técnico-econômica da usina fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília. 2023. 181 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Brasília, 2023.

ROSA, Alan Rafael. Análise da viabilidade de sistemas fotovoltaicos aplicado ao contexto do campus da UFSC em Joinville. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecatrônica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico de Joinville, Joinville, 2022.

SECRETARIA DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS (SINTER/UFSC). UFSC está entre as 10 melhores universidades no ranking internacional Latin America University Rankings 2024 do THE. Florianópolis: SINTER, 12 nov. 2024. Disponível em: <https://sinter.ufsc.br/2024/11/12/ufsc-esta-entre-as-10-melhores-universidades-no-ranking-internacional-latin-america-university-rankings-2024-do-the/>. Acesso em: set. 2025.

SILVA, Júlia Caroline da. Estudo da metanização de resíduos alimentares como fonte de energia no Restaurante Universitário da UFSC. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Sanitária e Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

SILVA, Patrícia Ferreira. Análise de modelos e viabilidades para inserção de sistemas de geração fotovoltaica em universidades públicas brasileiras visando a sustentabilidade energética. 2021. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021.

STACHERA, Karolina; SZAFRAN, Bartłomiej J. S. C.; FIGA, Tomasz. A Method of Multi-Criteria Assessment of the Building Energy Performance Based on Normalization of Indicators. *Energies*, v. 16, n. 183, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16010183>.

TESCHE, Diogo Benites. Proposta de implantação de um programa de Produção Mais Limpa para o Restaurante Universitário da Universidade Federal de Santa Catarina. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Sanitária e Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS (UFG). Dashboard de telemetria energética. Goiânia: UFG, 2025. Disponível em: https://dataworkspace.ufla.br/login/?next=%2Fdashboard%2Ftelemetria_energia%2F . Acesso em: 1 nov. 2025.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS (UFLA). UFLA instala medidores de consumo inteligentes de água e energia elétrica. Lavras: UFLA, 2023. Disponível em: <https://ufla.br/noticias/institucional/16305-ufla-instala-medidores-de-consumo-inteligente-s-de-agua-e-energia-eletrica> . Acesso em: 1 nov. 2025.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PARANÁ (UFPR). Projeto MonitEnergia – Monitoramento de Energia. Curitiba: UFPR, 2024. Disponível em: <https://www.eletrica.ufpr.br/monitenergia/index.php/monitoramento.com> . Acesso em: set. 2025.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA (UFSC). Vestibular 2024 – candidatos por vaga. Florianópolis: UFSC, 2024. Disponível em: https://vestibular2024.ufsc.br/files/2024/09/candidatos_por_vaga_ies_366_cat100.pdf . Acesso em: out. 2025.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE (UFS). Sistema fotovoltaico da Reitoria – Campus São Cristóvão. São Cristóvão: UFS, 2024. Disponível em: <https://eficienciaenergetica.ufs.br/conteudo/72131-sistema-fotovoltaico-da-reitoria-campus-sao-cristovao> . Acesso em: set. 2025.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ (UTFPR). Inaugurações marcam o início do ano letivo de 2020 no Câmpus Pato Branco. Pato Branco: UTFPR, 2020. Disponível em: <https://www.utfpr.edu.br/noticias/pato-branco/inauguracoes> . Acesso em: out. 2025.

VIEIRA, Cíntia Vilain. Análise dos efeitos de um sistema fotovoltaico de geração distribuída no fator de potência de um campus universitário. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, 2019.

VIEIRA, R. G.; ARAÚJO, F. M. U. de; DHIMISH, M.; GUERRA, M. I. S. A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules. *Energies*, v. 13, n. 10, p. 2472, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13102472>.

XU, Chengjian; ISABELLA, Olindo; VOGT, Malte Ruben. Future Material Demand for Global Silicon-Based PV Modules under Net Zero Emissions Target until 2050. *Resources, Conservation & Recycling*, Amsterdam: Elsevier, v. 210, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107824>.

ANEXO I - FLUXOS DE CAIXA POR CENÁRIO

Ano	Eger (kWh)	Preço (R\$/kWh)	Economia (R\$)	CAPEX/OPEX I (R\$/ano)	CAPEX/OPEX II (R\$/ano)	FC I (R\$/ano)	FC II (R\$/ano)
0	0,00	-	0,00	170.088,53	265.861,79	-170.088,53	-265.861,79
1	79.280,00	0,6605	52.364,44	4.527,97	4.527,97	47.836,48	47.836,48
2	78.939,10	0,6934	54.737,83	4.527,97	4.527,97	50.209,86	50.209,86
3	78.261,68	0,7280	56.972,74	4.527,97	4.527,97	52.444,78	52.444,78
4	77.256,44	0,7643	59.043,93	4.527,97	4.527,97	54.515,96	54.515,96
5	75.936,17	0,8023	60.927,29	4.527,97	4.527,97	56.399,32	56.399,32
6	74.317,53	0,8423	62.600,38	4.527,97	4.527,97	58.072,41	58.072,41
7	72.420,63	0,8843	64.042,84	4.527,97	4.527,97	59.514,87	59.514,87
8	70.268,69	0,9284	65.236,81	4.527,97	4.527,97	60.708,84	60.708,84
9	67.887,51	0,9747	66.167,29	4.527,97	4.527,97	61.639,32	61.639,32
10	65.305,00	1,0232	66.822,46	4.527,97	4.527,97	62.294,49	62.294,49
11	62.550,61	1,0742	67.193,94	4.527,97	4.527,97	62.665,97	62.665,97
12	59.654,76	1,1278	67.276,94	4.527,97	4.527,97	62.748,98	62.748,98
13	56.648,34	1,1840	67.070,40	55.554,52	84.286,50	11.515,88	-17.216,10
14	53.562,12	1,2430	66.576,98	4.527,97	4.527,97	62.049,01	62.049,01
15	50.426,28	1,3049	65.803,01	4.527,97	4.527,97	61.275,05	61.275,05
16	47.269,88	1,3700	64.758,38	4.527,97	4.527,97	60.230,41	60.230,41
17	44.120,52	1,4382	63.456,28	4.527,97	4.527,97	58.928,32	58.928,32
18	41.003,91	1,5099	61.913,00	4.527,97	4.527,97	57.385,03	57.385,03
19	37.943,58	1,5852	60.147,49	4.527,97	4.527,97	55.619,53	55.619,53
20	34.960,69	1,6642	58.181,08	4.527,97	4.527,97	53.653,11	53.653,11
21	32.073,78	1,7471	56.036,95	4.527,97	4.527,97	51.508,98	51.508,98
22	29.298,73	1,8342	53.739,76	4.527,97	4.527,97	49.211,79	49.211,79
23	26.648,69	1,9256	51.315,13	4.527,97	4.527,97	46.787,16	46.787,16
24	24.134,13	2,0216	48.789,20	4.527,97	4.527,97	44.261,23	44.261,23
25	21.762,85	2,1223	46.188,13	4.527,97	4.527,97	41.660,17	41.660,17

Fonte: Autor.

ANEXO II - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PELA TMA, VALORES PRESENTES CENÁRIO I

Ano	Valores Presente I por TMA														
	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	
1	46.898,50	46.443,18	45.996,61	45.558,55	45.128,75	44.706,99	44.293,03	43.886,67	43.487,70	43.095,92	42.711,14	42.333,16	41.961,82	41.596,93	
2	48.260,15	47.327,61	46.421,84	45.541,82	44.686,60	43.855,24	43.046,86	42.260,64	41.495,75	40.751,45	40.026,99	39.321,69	38.634,86	37.965,87	
3	49.419,89	47.994,40	46.623,22	45.303,77	44.033,65	42.810,56	41.632,36	40.496,99	39.402,54	38.347,17	37.329,16	36.346,86	35.398,73	34.483,29	
4	50.364,32	48.436,73	46.600,47	44.850,42	43.181,75	41.589,97	40.070,86	38.620,48	37.235,14	35.911,35	34.645,88	33.435,66	32.277,83	31.169,68	
5	51.082,60	48.650,55	46.356,13	44.190,34	42.144,85	40.211,94	38.384,43	36.655,69	35.019,54	33.470,25	32.002,49	30.611,29	29.292,04	28.040,43	
6	51.566,64	48.634,73	45.895,47	43.334,53	40.938,76	38.696,10	36.595,47	34.626,68	32.780,36	31.047,88	29.421,29	27.893,26	26.457,01	25.106,31	
7	51.811,28	48.391,04	45.226,41	42.296,11	39.580,79	37.062,87	34.726,36	32.556,67	30.540,54	28.665,84	26.921,51	25.297,43	23.784,36	22.373,84	
8	51.814,41	47.924,12	44.359,36	41.090,13	38.089,48	35.333,10	32.799,10	30.467,72	28.321,12	26.343,17	24.519,28	22.836,23	21.282,03	19.845,83	
9	51.577,03	47.241,41	43.306,97	39.733,26	36.484,22	33.527,71	30.835,01	28.380,46	26.141,09	24.096,34	22.227,76	20.518,80	18.954,58	17.521,74	
10	51.103,18	46.352,95	42.083,93	38.243,42	34.784,92	31.667,36	28.854,40	26.313,87	24.017,22	21.939,15	20.057,16	18.351,23	16.803,55	15.398,25	
11	50.399,93	45.271,23	40.706,62	36.639,50	33.011,65	29.772,15	26.876,36	24.285,12	21.964,04	19.882,87	18.014,97	16.336,87	14.827,86	13.469,63	
12	49.477,14	44.010,87	39.192,83	34.940,98	31.184,32	27.861,30	24.918,48	22.309,44	19.993,76	17.936,22	16.106,10	14.476,56	13.024,12	11.728,23	
13	48.347,34	42.588,36	37.561,37	33.167,59	29.322,34	25.952,89	22.996,72	20.400,01	18.116,32	16.105,57	14.333,11	12.768,95	11.387,06	10.164,89	
14	47.025,40	41.021,71	35.831,76	31.338,97	27.444,34	24.063,68	21.125,27	18.567,95	16.339,44	14.395,05	12.696,46	11.210,80	9.909,85	8.769,30	
15	45.528,26	39.330,12	34.023,86	29.474,34	25.567,94	22.208,90	19.316,45	16.822,33	14.668,76	12.806,75	11.194,72	9.797,31	8.584,42	7.530,37	
16	43.874,59	37.533,60	32.157,51	27.592,24	23.709,48	20.402,12	17.580,68	15.170,22	13.107,89	11.340,92	9.824,88	8.522,38	7.401,81	6.436,51	
17	42.084,40	35.652,60	30.252,22	25.710,23	21.883,88	18.655,20	15.926,49	13.616,75	11.658,65	9.996,16	8.582,58	7.378,88	6.352,45	5.475,97	
18	40.178,67	33.707,66	28.326,87	23.844,67	20.104,49	16.978,16	14.360,55	12.165,27	10.321,20	8.769,71	7.462,33	6.358,97	5.426,39	4.637,00	
19	38.178,96	31.719,04	26.399,39	22.010,54	18.382,98	15.379,26	12.887,72	10.817,42	9.094,24	7.657,57	6.457,80	5.454,27	4.613,55	3.908,12	
20	36.107,01	29.706,43	24.486,58	20.221,29	16.729,29	13.864,98	11.511,18	9.573,37	7.975,19	6.654,80	5.562,04	4.656,14	3.903,89	3.278,22	
21	33.984,38	27.688,62	22.603,87	18.488,76	15.151,65	12.440,09	10.322,56	8.431,92	6.960,44	5.755,73	4.767,65	3.955,81	3.287,62	2.736,71	
22	31.832,11	25.683,26	20.765,18	16.823,04	13.656,52	11.107,75	9.052,04	7.390,71	6.045,47	4.954,09	4.066,99	3.344,59	2.755,26	2.273,61	
23	29.670,36	23.706,67	18.982,78	15.232,56	12.248,75	9.869,61	7.968,57	6.446,40	5.225,10	4.243,25	3.452,33	2.813,99	2.297,82	1.879,65	
24	27.518,16	21.775,59	17.267,26	13.723,99	10.931,57	8.725,95	6.979,97	5.594,84	4.493,65	3.616,36	2.916,02	2.355,81	1.906,81	1.546,23	
25	25.393,16	19.897,13	15.627,43	12.302,36	9.706,76	7.675,85	6.083,13	4.831,24	3.845,07	3.066,53	2.450,59	1.962,28	1.574,34	1.265,54	

Fonte: Autor.

ANEXO III - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PELA TMA, VALORES PRESENTES CENÁRIO II

Ano	Valores Presente II por TMA													
	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
1	46.898,50	46.443,18	45.996,61	45.558,55	45.128,75	44.706,99	44.293,03	43.886,67	43.487,70	43.095,92	42.711,14	42.333,16	41.961,82	41.596,93
2	48.260,15	47.327,61	46.421,84	45.541,82	44.686,60	43.855,24	43.046,86	42.260,64	41.495,75	40.751,45	40.026,99	39.321,69	38.634,86	37.965,87
3	49.419,89	47.994,40	46.623,22	45.303,77	44.033,65	42.810,56	41.632,36	40.496,99	39.402,54	38.347,17	37.329,16	36.346,86	35.398,73	34.483,29
4	50.364,32	48.436,73	46.600,47	44.850,42	43.181,75	41.589,97	40.070,86	38.620,48	37.235,14	35.911,35	34.645,88	33.435,66	32.277,83	31.169,68
5	51.082,60	48.650,55	46.356,13	44.190,34	42.144,85	40.211,94	38.384,43	36.655,69	35.019,54	33.470,25	32.002,49	30.611,29	29.292,04	28.040,43
6	51.566,64	48.634,73	45.895,47	43.334,53	40.938,76	38.696,10	36.595,47	34.626,68	32.780,36	31.047,88	29.421,29	27.893,26	26.457,01	25.106,31
7	51.811,28	48.391,04	45.226,41	42.296,11	39.580,79	37.062,87	34.726,36	32.556,67	30.540,54	28.665,84	26.921,51	25.297,43	23.784,36	22.373,84
8	51.814,41	47.924,12	44.359,36	41.090,13	38.089,48	35.333,10	32.799,10	30.467,72	28.321,12	26.343,17	24.519,28	22.836,23	21.282,03	19.845,83
9	51.577,03	47.241,41	43.306,97	39.733,26	36.484,22	33.527,71	30.835,01	28.380,46	26.141,09	24.096,34	22.227,76	20.518,80	18.954,58	17.521,74
10	51.103,18	46.352,95	42.083,93	38.243,42	34.784,92	31.667,36	28.854,40	26.313,87	24.017,22	21.939,15	20.057,16	18.351,23	16.803,55	15.398,25
11	50.399,93	45.271,23	40.706,62	36.639,50	33.011,65	29.772,15	26.876,36	24.285,12	21.964,04	19.882,87	18.014,97	16.336,87	14.827,86	13.469,63
12	49.477,14	44.010,87	39.192,83	34.940,98	31.184,32	27.861,30	24.918,48	22.309,44	19.993,76	17.936,22	16.106,10	14.476,56	13.024,12	11.728,23
13	48.347,34	42.588,36	37.561,37	33.167,59	29.322,34	25.952,89	22.996,72	20.400,01	18.116,32	16.105,57	14.333,11	12.768,95	11.387,06	10.164,89
14	47.025,40	41.021,71	35.831,76	31.338,97	27.444,34	24.063,68	21.125,27	18.567,95	16.339,44	14.395,05	12.696,46	11.210,80	9.909,85	8.769,30
15	45.528,26	39.330,12	34.023,86	29.474,34	25.567,94	22.208,90	19.316,45	16.822,33	14.668,76	12.806,75	11.194,72	9.797,31	8.584,42	7.530,37
16	43.874,59	37.533,60	32.157,51	27.592,24	23.709,48	20.402,12	17.580,68	15.170,22	13.107,89	11.340,92	9.824,88	8.522,38	7.401,81	6.436,51
17	42.084,40	35.652,60	30.252,22	25.710,23	21.883,88	18.655,20	15.926,49	13.616,75	11.658,65	9.996,16	8.582,58	7.378,88	6.352,45	5.475,97
18	40.178,67	33.707,66	28.326,87	23.844,67	20.104,49	16.978,16	14.360,55	12.165,27	10.321,20	8.769,71	7.462,33	6.358,97	5.426,39	4.637,00
19	38.178,96	31.719,04	26.399,39	22.010,54	18.382,98	15.379,26	12.887,72	10.817,42	9.094,24	7.657,57	6.457,80	5.454,27	4.613,55	3.908,12
20	36.107,01	29.706,43	24.486,58	20.221,29	16.729,29	13.864,98	11.511,18	9.573,37	7.975,19	6.654,80	5.622,04	4.656,14	3.903,89	3.278,22
21	33.984,38	27.688,62	22.603,87	18.488,76	15.151,65	12.440,09	10.232,56	8.431,92	6.960,44	5.755,73	4.767,65	3.955,81	3.287,62	2.736,71
22	31.832,11	25.683,26	20.765,18	16.823,04	13.656,52	11.107,75	9.052,04	7.390,71	6.045,47	4.954,09	4.066,99	3.344,59	2.755,26	2.273,61
23	29.670,36	23.706,67	18.982,78	15.232,56	12.248,75	9.869,61	7.968,57	6.446,40	5.225,10	4.243,25	3.452,33	2.813,99	2.297,82	1.879,65
24	27.518,16	21.773,59	17.267,26	13.723,99	10.931,57	8.725,95	6.979,97	5.594,84	4.493,65	3.616,36	2.916,02	2.355,81	1.906,81	1.546,23
25	25.393,16	19.897,13	15.627,43	12.302,36	9.706,76	7.675,85	6.083,13	4.831,24	3.845,07	3.066,53	2.450,59	1.962,28	1.574,34	1.265,54

Fonte: Autor.

ANEXO IV - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PELA TMA, VALORES PRESENTES ACUMULADOS CENÁRIO I

Ano	Valor Presente Líquido Acumulado I por TMA													
	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
1	-123.190,03	-123.645,35	-124.091,92	-124.529,99	-124.959,78	-125.381,55	-125.795,50	-126.201,86	-126.600,83	-126.992,61	-127.377,39	-127.755,37	-128.126,71	-128.491,60
2	-74.929,88	-76.317,74	-77.670,08	-78.988,16	-80.273,19	-81.526,31	-82.748,64	-83.941,22	-85.105,08	-86.241,16	-87.350,40	-88.433,68	-89.491,86	-90.525,73
3	-25.509,99	-28.323,34	-31.046,87	-33.684,39	-36.239,54	-38.715,75	-41.116,28	-43.444,23	-45.702,54	-47.893,99	-50.021,24	-52.086,82	-54.093,12	-56.044,44
4	24.854,33	20.113,38	15.553,61	11.166,03	6.942,21	2.874,22	-1.045,42	-4.823,75	-8.467,40	-11.982,64	-15.375,36	-18.651,16	-21.815,30	-24.872,76
5	75.936,93	68.763,93	61.909,74	55.356,37	49.087,06	43.086,15	37.339,01	31.831,94	26.552,14	21.487,61	16.627,13	11.960,13	7.476,74	3.167,67
6	127.503,57	117.398,66	107.805,21	98.690,90	90.025,82	81.782,25	73.934,48	66.458,62	59.332,50	52.535,50	46.048,42	39.853,39	33.933,75	28.273,98
7	179.314,85	165.789,70	153.031,62	140.987,01	129.606,61	118.845,13	108.660,83	99.015,29	89.873,04	81.201,34	72.969,92	65.150,82	57.718,12	50.647,82
8	231.129,26	213.713,82	197.390,97	182.077,14	167.696,09	154.178,22	141.459,93	129.483,01	118.194,16	107.544,51	97.489,20	87.987,05	79.000,15	70.493,65
9	282.706,29	260.955,23	240.697,94	221.810,40	204.180,31	187.705,93	172.294,94	157.863,47	144.335,25	131.640,85	119.716,96	108.505,84	97.954,73	88.015,39
10	333.809,47	307.308,18	282.781,87	260.053,81	238.965,23	219.373,29	201.149,34	184.177,34	168.352,48	153.580,00	139.774,12	126.857,07	114.758,29	103.413,64
11	384.209,40	352.579,42	323.488,49	296.693,31	271.976,88	249.145,45	228.025,71	208.462,46	190.316,52	173.462,87	157.789,09	143.193,95	129.586,14	116.883,27
12	433.686,54	396.590,29	362.681,32	331.634,29	303.161,20	277.006,74	252.944,19	230.771,90	210.310,28	191.399,09	173.895,19	157.670,50	142.610,27	128.611,50
13	482.033,88	439.178,65	400.242,69	364.801,88	332.483,54	302.959,63	275.940,91	251.171,91	228.426,59	207.504,66	188.228,31	170.439,45	153.997,33	138.776,39
14	529.059,28	480.200,35	436.074,45	396.140,85	359.927,88	327.023,31	297.066,19	269.739,86	244.766,04	221.899,71	200.924,76	181.650,25	163.907,18	147.545,70
15	574.587,54	519.530,47	470.098,31	425.615,19	385.495,81	349.232,21	316.382,64	286.562,19	259.434,80	234.706,46	212.119,48	191.447,57	172.491,59	155.076,06
16	618.462,13	557.064,07	502.255,82	453.207,44	409.205,29	369.634,33	333.963,32	301.732,41	272.542,69	246.047,38	221.944,37	199.969,94	179.893,41	161.512,57
17	660.546,53	592.716,68	532.508,04	478.917,67	431.089,17	388.289,53	349.889,81	315.349,16	284.201,34	256.043,54	230.526,95	207.348,82	186.245,86	166.988,54
18	700.725,20	626.424,33	560.834,90	502.762,33	451.193,66	405.267,69	364.250,36	327.514,43	294.522,55	264.813,25	237.989,27	213.707,79	191.672,26	171.625,54
19	738.904,15	658.143,37	587.234,29	524.772,87	469.576,64	420.646,95	377.138,08	338.331,85	303.616,78	272.470,81	244.447,08	219.162,06	196.285,81	175.533,67
20	775.011,16	687.849,80	611.720,87	544.994,16	486.305,93	434.511,93	388.649,26	347.905,23	311.591,98	279.125,62	250.009,12	223.818,20	200.189,70	178.811,89
21	808.995,54	715.538,42	634.324,74	563.482,92	501.457,58	446.952,03	398.881,81	356.337,15	318.552,41	284.881,35	254.776,77	227.774,02	203.477,32	181.548,59
22	840.827,64	741.221,68	655.089,92	580.305,96	515.114,10	458.059,77	407.933,85	363.727,86	324.597,89	289.835,44	258.843,76	231.118,61	206.232,57	183.822,21
23	870.498,00	764.928,35	674.072,71	595.538,52	527.362,85	467.929,38	415.902,42	370.174,26	329.822,99	294.078,68	262.296,09	233.932,60	208.530,39	185.701,85
24	898.016,16	786.701,94	691.339,96	609.262,51	538.294,43	476.655,33	422.882,39	375.769,10	334.316,64	297.695,04	265.212,11	236.288,41	210.437,20	187.248,09
25	923.409,32	806.599,07	706.967,39	621.564,87	548.001,19	484.331,18	428.965,52	380.600,34	338.161,70	300.761,57	267.662,70	238.250,69	212.011,54	188.513,63

Fonte: Autor.

ANEXO V - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PELA TMA, VALORES PRESENTES ACUMULADOS CENÁRIO II

Ano	Cum Disc Net II													
	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
1	-218.963,29	-219.418,61	-219.865,18	-220.303,24	-220.733,04	-221.154,81	-221.568,76	-221.975,12	-222.374,09	-222.765,87	-223.150,65	-223.528,63	-223.899,97	-224.264,86
2	-170.703,14	-172.091,00	-173.443,34	-174.761,42	-176.046,44	-177.299,57	-178.521,90	-179.714,48	-180.878,33	-182.014,42	-183.123,66	-184.206,94	-185.265,11	-186.298,99
3	-121.283,25	-124.096,60	-126.820,12	-129.457,65	-132.012,80	-134.489,01	-136.889,54	-139.217,49	-141.475,80	-143.667,25	-145.794,50	-147.860,08	-149.866,38	-151.815,70
4	-70.918,93	-75.659,87	-80.219,65	-84.607,23	-88.831,05	-92.899,04	-96.818,68	-100.597,01	-104.240,66	-107.755,90	-111.148,62	-114.424,42	-117.588,56	-120.646,02
5	-19.836,32	-27.009,32	-33.863,52	-40.416,89	-46.686,20	-52.687,10	-58.434,25	-63.941,32	-69.221,12	-74.285,64	-79.146,13	-83.813,13	-88.296,52	-92.605,59
6	31.730,31	21.625,41	12.031,95	2.917,64	-5.747,44	-13.991,00	-21.838,78	-29.314,64	-36.440,76	-43.237,76	-49.724,84	-55.919,87	-61.839,51	-67.499,28
7	83.541,59	70.016,44	57.258,36	45.213,75	33.833,35	23.071,87	12.887,58	3.242,04	-5.900,22	-14.571,92	-22.803,34	-30.622,44	-38.055,14	-45.125,44
8	135.356,00	117.940,56	101.617,72	86.303,88	71.922,83	58.404,96	45.686,67	33.709,76	22.420,91	11.771,25	1.715,95	-7.786,21	-16.773,11	-25.279,61
9	186.938,03	165.181,97	144.924,69	126.037,14	108.407,05	91.932,67	76.521,68	62.090,21	48.561,99	35.867,59	23.943,70	12.732,58	2.181,47	-7.757,87
10	238.036,21	211.534,92	187.008,61	164.280,55	143.191,97	123.600,03	105.376,08	88.404,08	72.579,22	57.806,74	44.000,86	31.083,81	18.985,03	7.640,38
11	288.436,14	256.806,16	227.715,24	200.920,05	176.203,62	153.372,19	132.252,45	112.689,20	94.543,26	77.689,61	62.015,83	47.420,69	33.812,89	21.110,01
12	337.913,28	300.817,03	266.908,06	235.861,03	207.387,94	181.233,48	157.170,93	134.998,64	114.537,02	95.625,83	78.121,93	61.897,25	46.837,01	32.838,24
13	386.260,62	343.405,39	304.469,43	269.028,62	236.710,28	207.186,37	180.167,65	155.398,65	132.653,34	111.731,40	92.455,05	74.666,19	58.224,07	43.003,13
14	433.286,02	384.427,09	340.301,19	300.367,59	264.154,62	231.250,05	201.292,93	173.966,60	148.992,78	126.126,45	105.151,50	85.876,99	68.133,92	51.772,44
15	478.814,28	423.757,21	374.325,05	329.841,93	289.722,55	253.458,95	220.609,38	190.788,93	163.661,54	138.933,20	116.346,23	95.674,31	76.718,34	59.302,80
16	522.688,87	461.290,82	406.482,56	357.434,18	313.432,03	273.861,07	238.190,06	205.959,15	176.769,43	150.274,12	126.171,11	104.196,68	84.120,15	65.739,31
17	564.773,27	496.943,42	436.734,78	383.144,41	335.315,91	292.516,27	254.116,55	219.575,90	188.428,09	160.270,28	134.753,69	111.575,56	90.472,61	71.215,28
18	604.951,94	530.651,08	465.061,65	406.989,08	355.420,40	309.494,43	268.477,10	231.741,17	198.749,29	169.039,99	142.216,01	117.934,53	95.899,00	75.852,28
19	643.130,89	562.370,12	491.461,03	428.999,61	373.803,38	324.873,69	281.364,82	242.558,60	207.843,53	176.697,55	148.673,82	123.388,81	100.512,55	79.760,41
20	679.237,90	592.076,54	515.947,61	449.220,90	390.532,67	338.738,67	292.876,00	252.131,97	215.818,72	183.352,36	154.235,86	128.044,95	104.416,44	83.038,63
21	713.222,28	619.765,16	538.551,48	467.709,66	405.684,32	351.178,77	303.108,55	260.563,89	222.779,16	189.108,09	159.003,51	132.000,76	107.704,06	85.775,33
22	745.054,39	645.448,42	559.316,66	484.532,70	419.340,84	362.286,52	312.160,59	267.954,60	228.824,63	194.062,18	163.070,50	135.345,35	110.459,32	88.048,95
23	774.724,74	669.155,09	578.299,45	499.765,26	431.589,59	372.156,12	320.129,16	274.401,00	234.049,73	198.305,42	166.522,83	138.159,34	112.757,13	89.928,60
24	802.242,90	690.928,68	595.566,70	513.489,25	442.521,17	380.882,07	327.109,13	279.995,84	238.543,38	201.921,79	169.438,85	140.515,15	114.663,94	91.474,83
25	827.636,06	710.825,81	611.194,13	525.791,61	452.227,93	388.557,93	333.192,26	284.827,08	242.388,45	204.988,31	171.889,44	142.477,43	116.238,28	92.740,37

Fonte: Autor.

ANEXO VI - CONSUMO DE ENERGIA MENSAL CMD01

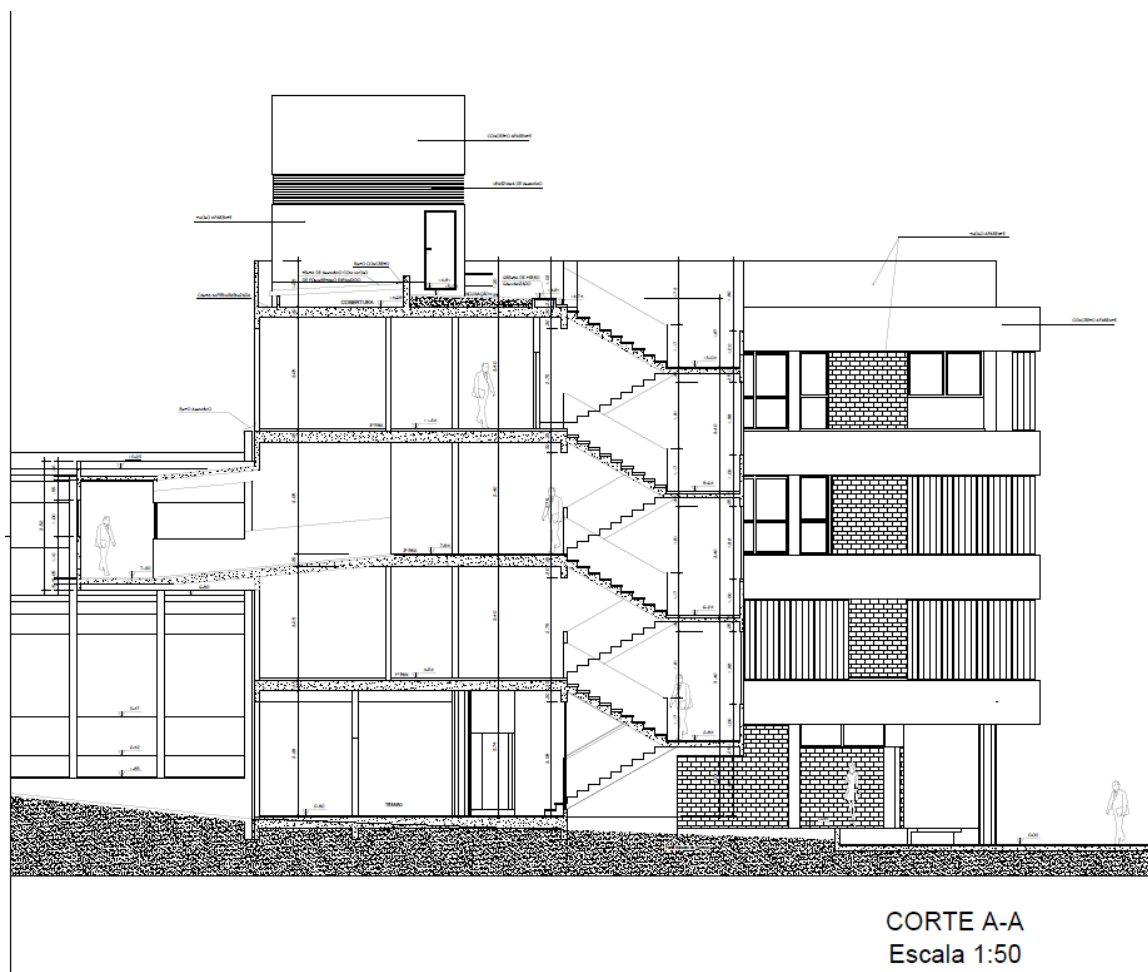
Mes/Consumo (MWh)	2022											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ponta	54.017	52.047	53.38	62.12	60.09	71.43	63.44	65.09	64.69	66.71	68.47	69.76
Fora Ponta	540.712	579.238	607.87	710.53	679.94	692.74	636.79	684.67	617.37	656.27	714.38	700.95
Total	594.729	631.285	661.25	772.64	740.03	764.17	700.23	749.77	682.06	722.98	782,85	770,72
Injetado Ponta	0	-198	0	-655	0	0	0	0	0	0	-449	-1.293
Injetado Fora Ponta	-11.566	-6.809	0	-5.666	-1.700	0	0	-5.925	-8.930	-11.486	-13.600	-17.493
Exd. Reativa Ponta	1.399	1.475	1.080	1.298	552	313	103	49	209	15	10	123
Exd. Reativa Fora Ponta	9.573	11.499	7.136	7.788	5.162	2.842	2.386	2.153	1.959	2.064	2.831	2.570
Mes/Consumo (MWh)	2023											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ponta	73.45	60.55	58.81	106,65	69,51	79,74	66,05	63,92	78,81	74,35	73,05	73,06
Fora Ponta	733,8	689,58	735,98	1041,9	750,37	741,21	595,42	615,23	706,61	727,22	710,4	734,84
Total Consumido	827,25	750,13	794,79	1148,55	819,88	820,95	661,47	679,15	785,42	801,57	783,45	827,9
Injetado Ponta	-1.257	-1.240	-975	-2.349	0	-1.044	-2.053	0	-861	-1.437	0	-682
Injetado Fora Ponta	-24.185	-19.986	-19.708	-33.019	0	-13.200	-19.794	0	-7.356	-18.665	0	-3.283
Exd. Reativa Ponta	660	898	980	200	10	4	103	237	105	142	73	92
Exd. Reativa Fora Ponta	4.894	4.814	6.873	3.978	4.229	2.036	1.414	1.900	2.222	3.525	2.442	3.188
Mes/Consumo (MWh)	2024											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ponta	73.694	62,4	71.861	84.803	90.06336	67.93416	63.79776	69.47208	68.97744	76.53528	88.24248	80.0604
Fora Ponta	808.185	606.335	817.592	951.84	846.73	701.11224	636.02064	623.45592	638.73952	717.05088	801.07704	832.1508
Total Consumido	881.879	668.735	889.453	1036.643	936.79416	769.0464	699.8184	692.928	727.71696	793.58616	889.31952	912.2112
Injetado Ponta	-559	-111	0	0	5.495.60	0	0	6.502.26	0	0	158.779	111.345
Injetado Fora Ponta	-7.719	-13.142	-11.220	-10.052	10.295.00	3.922.24	0	7.919.69	10.195.66	9.161.98	12.134.57	11.279.37
Exd. Reativa Ponta	1.047	1.682	1.587	339	-	-	-	-	-	-	-	-
Exd. Reativa Fora Ponta	7.201	8.843	8.311	4.177	3.289.68	4.566.24	4.233.60	2.568.24	2.864.16	3.579.12	5.279.04	7.248.96
Mes/Consumo (MWh)	2025											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ponta	73.25	62.04	68.76	87.82	82.09	80.56	70.51	69.11	-	-	-	-
Fora Ponta	761.96	623.61	776.08	929.34	779.49	741.06	628.66	380.53	-	-	-	-
Total Consumido	835.21	685.65	844.85	1.017.16	861.58	821.63	699.17	649.64	0	0	0	0
Injetado Ponta	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-
Injetado Fora Ponta	-13.067.09	-11.216.25	-12.224.54	-15.947.47	-11.589.48	-11.035.57	-6.649.98	0.00	-	-	-	-
Exced. Ener. Reativa	11.348.64	19.980.00	12.448.08	15.746.40	14.389.92	15.480.72	11.877.84	13.212.72	-	-	-	-

Fonte: Autor.

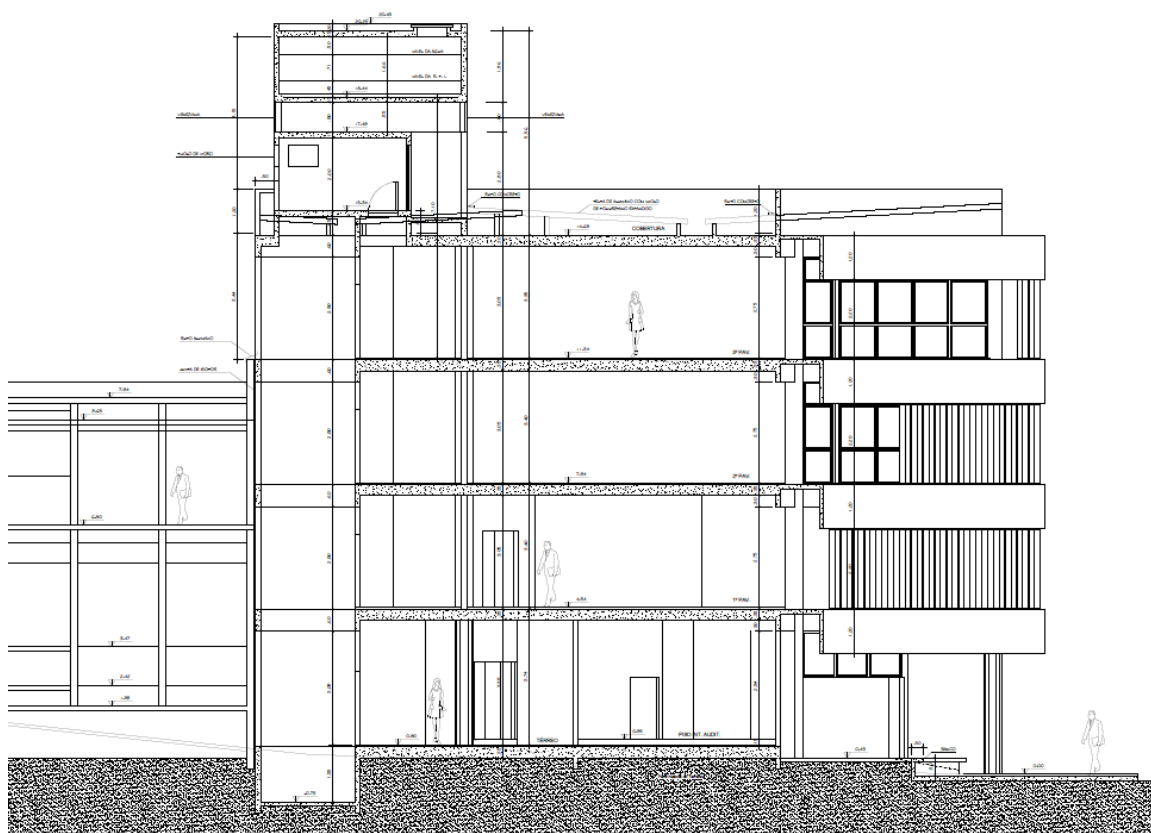
ANEXO VII - DESPESAS ANUAIS DE ENERGIA CMD01

Despesas Totais (R\$)	2022	2023	2024	2025
Janeiro	R\$ 471.451,84	R\$ 509.116,99	R\$ 600.878,82	R\$ 527.224,21
Fevereiro	R\$ 508.455,54	R\$ 502.292,72	R\$ 426.541,99	R\$ 430.377,61
Março	R\$ 540.929,51	R\$ 520.944,50	R\$ 561.811,32	R\$ 543.297,73
Abril	R\$ 607.989,66	R\$ 741.629,76	R\$ 639.295,28	R\$ 693.865,60
Maio	R\$ 519.367,94	R\$ 565.154,00	R\$ 619.684,71	R\$ 583.498,08
Junho	R\$ 467.067,04	R\$ 537.531,68	R\$ 491.587,53	R\$ 503.768,60
Julho	R\$ 446.559,55	R\$ 439.221,30	R\$ 436.234,12	R\$ 514.058,56
Agosto	R\$ 430.936,82	R\$ 436.530,41	R\$ 451.508,74	R\$ 478.820,66
Setembro	R\$ 420.086,30	R\$ 530.732,64	R\$ 470.245,57	R\$ 530.732,64
Outubro	R\$ 453.904,76	R\$ 515.065,77	R\$ 565.305,31	R\$ 565.305,31
Novembro	R\$ 469.379,01	R\$ 489.941,05	R\$ 699.907,85	R\$ 699.907,85
Dezembro	R\$ 458.264,11	R\$ 554.799,90	R\$ 623.971,03	R\$ 623.971,03
Total	R\$ 5.794.392,08	R\$ 6.342.960,72	R\$ 6.586.972,27	R\$ 6.694.827,88

Fonte: Autor.

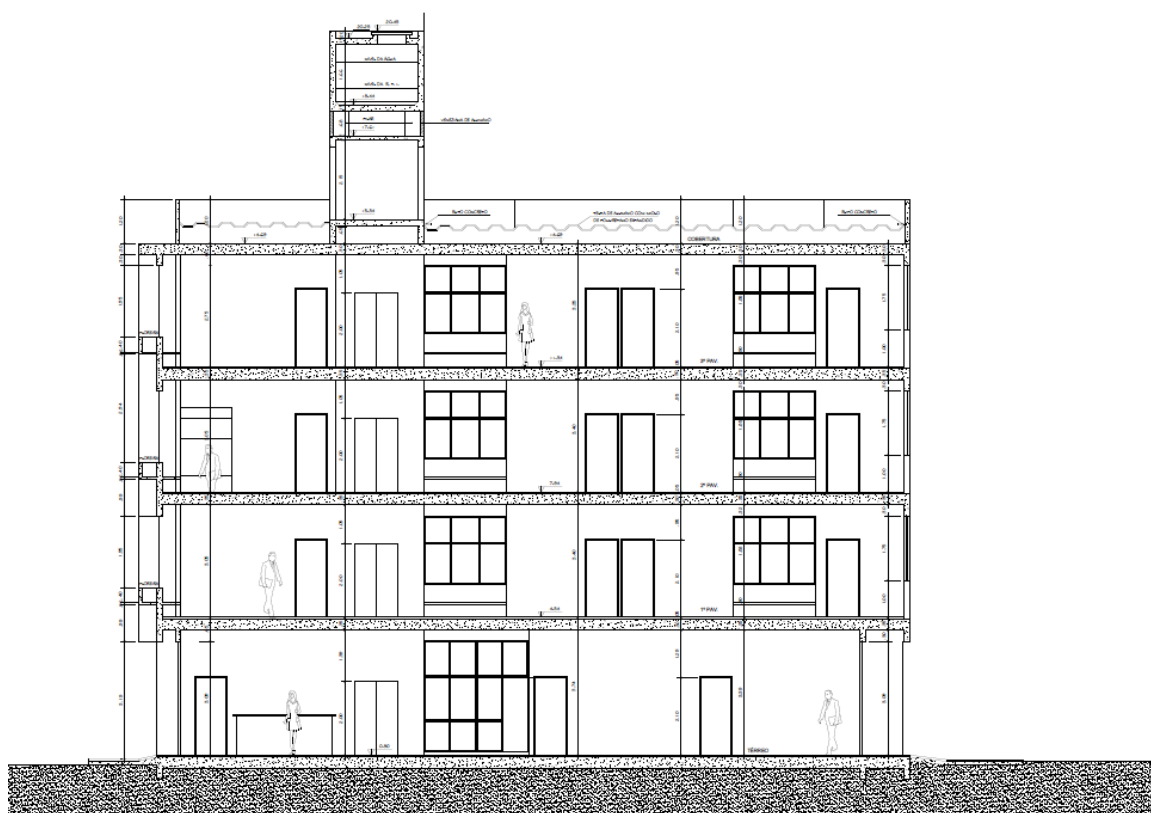
ANEXO VIII - CORTE AA PRÉDIO EPS ALUNOS

Fonte: DPAE.

ANEXO IX - CORTE BB PRÉDIO EPS ALUNOS

CORTE B-B
Escala 1:50

Fonte: DPAE.

ANEXO X - CORTE CC PRÉDIO EPS ALUNOS

CORTE C-C
Escala 1:50

Fonte: DPAE.