UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - HABILITAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

RAPHAEL FRAZÃO BACH E SILVA

Otimização da Expansão da Geração Termelétrica a Biomassa em Sistemas Isolados: Análise de Sensibilidade e Viabilidade Econômica Sob Diferentes Cenários de Expansão

Juiz de Fora
2025

RAPHAEL FRAZÃO BACH E SILVA

Otimização da Expansão da Geração Termelétrica a Biomassa em Sistemas Isolados: Análise de Sensibilidade e Viabilidade Econômica Sob Diferentes Cenários de Expansão

Dissertação apresentada a Graduação em Engenharia Elétrica - Habilitação em Sistemas de Energia Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do Título de Engenheiro Eletricista. Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2025

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração
automática da Biblioteca Universitária da UFJF,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Silva, Raphael Frazão Bach e.
Otimização da Expansão da Geração Termelétrica a Biomassa em Sistemas Isolados : Análise de Sensibilidade e Viabilidade Econômica Sob Diferentes Cenários de Expansão / Raphael Frazão Bach e Silva. -- 2026.
70 p. : il.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira
Coorientador: Flavio Vanderson Gomes
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2026.

1. Planejamento da expansão de sistemas elétricos. 2. Otimização de sistemas energéticos. 3. Bioeletricidade. 4. Geração termelétrica a biomassa. I. Oliveira, Leonardo Willer de , orient. II. Gomes, Flavio Vanderson , coorient. III. Título.

RAPHAEL FRAZÃO BACH E SILVA

Otimização da Expansão da Geração Termelétrica a Biomassa em Sistemas Isolados: Análise de Sensibilidade e Viabilidade Econômica Sob Diferentes Cenários de Expansão

Dissertação apresentada a Graduação em Engenharia Elétrica - Habilitação em Sistemas de Energia Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista. Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Aprovada em 16 de Jan. de 2026

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora

DEDICATÓRIA

À memória da minha avó, Conceição de Maria Frazão, que não pode testemunhar este momento, mas que com muito amor e sacrifício pavimentou o caminho que hoje eu trilho. A saudade é eterna, assim como a minha gratidão.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Ana Cleide Frazão, pelo amor incondicional, pelo incentivo aos estudos desde sempre e por ser meu maior exemplo de caráter e dedicação. Sem seu sacrifício, este sonho não seria possível.

Ao meu orientador, Prof. Leonardo Willer de Oliveira, pela paciência, pela confiança no meu trabalho e por todo o conhecimento compartilhado sobre planejamento energético e otimização. Sua orientação foi fundamental para o desenvolvimento desta pesquisa.

À Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e ao corpo docente do curso de Engenharia Elétrica, em especial aos professores da ênfase em Sistemas de Energia, pela excelência no ensino e pela infraestrutura disponibilizada.

Aos meus amigos, pelo companheirismo, pelas horas de estudo em conjunto e pelo apoio nos momentos de tensão.

Por fim, a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a concretização desta etapa da minha vida.

RESUMO

O presente trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da expansão de um sistema de geração termelétrica a biomassa, com o objetivo de determinar a configuração ótima do parque gerador para um horizonte de planejamento de cinco anos. Para tanto, desenvolveu-se um modelo matemático baseado em Programação Linear Inteira Mista (PLIM), considerando a complementaridade sazonal entre o bagaço de cana-de-açúcar e o cavaco de madeira, sob restrições de balanço de potência, disponibilidade de combustível e emissões. As simulações realizadas no Cenário Base indicaram que a topologia ideal consiste na instalação de 10 usinas de bagaço, operando na base durante a safra, complementadas por 4 usinas de cavaco como reserva técnica para o período seco e atendimento à ponta. A análise econômica demonstrou a alta atratividade do projeto, impulsionada pela receita de Créditos de Descarbonização (CBIOs), capaz de amortizar mais de 50% do investimento inicial (CAPEX). Por fim, a análise de sensibilidade evidenciou que o sistema possui inelasticidade econômica a variações no preço do combustível, mantendo a configuração física inalterada, porém apresenta vulnerabilidade crítica à escassez de biomassa, onde frustrações de safra podem elevar o custo total da operação em mais de 20%. Conclui-se que a expansão via biomassa é uma solução robusta para a segurança energética, desde que mitigados os riscos de suprimento físico.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão, Bioeletricidade, Otimização Linear, Análise de Sensibilidade, Créditos de Carbono

ABSTRACT

This work analyzes the technical and economic feasibility of expanding a biomass thermoelectric generation system, aiming to determine the optimal power plant configuration for a five-year planning horizon. To this end, a mathematical model based on Mixed Integer Linear Programming (MILP) was developed, considering the seasonal complementarity between sugarcane bagasse and wood chips, under constraints of power balance, fuel availability, and emissions. Simulations performed in the Base Scenario indicated that the ideal topology consists of installing 10 bagasse plants, operating at baseload during the harvest, complemented by 4 wood chip plants as technical reserve for the dry season and peak demand. The economic analysis demonstrated the high attractiveness of the project, driven by revenue from Decarbonization Credits (CBIOs), which can amortize more than 50% of the initial investment (CAPEX). Finally, the sensitivity analysis showed that the system has economic inelasticity to fuel price variations, keeping the physical configuration unchanged, but presents critical vulnerability to biomass scarcity, where harvest frustrations can increase the total operation cost by over 20%. It is concluded that biomass expansion is a robust solution for energy security, provided that physical supply risks are mitigated.

Keywords: Expansion Planning. Bioelectricity. Linear Optimization. Sensitivity Analysis. Carbon Credits.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1.1 – Complementaridade sazonal entre a geração hidrelétrica e a bioeletricidade.....16

Quadro 2.1 – Inicialização do modelo e variáveis.....21

Quadro 2.2 – Estruturação dos parâmetros de entrada.....22

Quadro 2.3 – Verificação de otimalidade e extração.....24

Quadro 3.1 – Especificações do sistema.....30

Quadro 3.2 – Precificação dos parâmetros globais do modelo.....30

Quadro 3.3 – Definição cenário 2.....30

Quadro 3.4 – Definição cenário 3.....30

Quadro 3.5 – Definição cenário 4.....30

Quadro 3.6 – Definição cenário 5.....30

Gráfico 3.1 – Gráfico da evolução da geração de energia (MWh).....30

Gráfico 3.2 – Participação das Unidades Geradoras.....30

Gráfico 3.3 – Percentual da geração ano a ano.....30

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Parâmetros técnico-econômicos da unidade de geração por bagaço de cana.....16

Tabela 3.2 – Parâmetros técnico-econômicos da unidade de geração por cavaco de madeira/licor negro.....17

Tabela 3.3 – Parâmetros globais do sistema modelado.....17

Tabela 4 – Definição cenário 3.....18

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanço Energético Nacional
CAPEX	*Capital Expenditure* (Despesas de Capital / Investimento)
CBIO	Crédito de Descarbonização
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
EIA	*Energy Information Administration*
ENS	Energia Não Suprida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GHG	*Greenhouse Gases* (Gases de Efeito Estufa)
LCOE	*Levelized Cost of Energy* (Custo Nivelado de Energia)
MWh	Megawatt-hora
OPEX	Operational Expenditure (Despesas Operacionais)
PCI	Poder Calorífico Inferior
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
O&M	Operação e Manutenção
SIN	Sistema Interligado Nacional
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

$Camb$	Custo de Emissões
$CAPEX_i$	Custo de investimento unitário da tecnologia
$Cfixo$	Custo de operação e manutenção (O&M) Fixo
$Cinv$	Custo de investimento unitário (CAPEX) da tecnologia
$Cens$	Custo da Energia Não Suprida
$Cvar$	Custo total variável de combustível
CVU_i	Custo Variável Unitário da tecnologia
D_t	Demanda de energia elétrica requerida no ano
$Disp_i$	Disponibilidade máxima de biomassa para a tecnologia
ens_t	Energia não suprida (déficit) no período
FOM_i	Custo fixo de operação e manutenção unitário da tecnologia
g_{ia}	Energia gerada pela tecnologia no ano estudado
H	Número total de horas no período (8760 h)
i	Índice representativo da tecnologia
L_{co2}	Limite gratuito de emissões de carbono
$Min\ Z$	Função de minimização dos custos do empreendimento
P_i	Potência despachada pela tecnologia
$Pcarb$	Preço do crédito de carbono ou penalidade por emissão
t	Índice representativo do período de tempo
x_i	Variável de decisão do despacho da tecnologia
Z	Função Objetivo

α	Tolerância máxima para o déficit de energia
ϕ_j	Fator de conversão de combustível da tecnologia
μ	Margem de segurança de potência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E DEFINIÇÃO DO PROBLEMA 13
1.2 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO 15
1.3 OBJETIVOS DA MONOGRAFIA 17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 20
2.1 INTRODUÇÃO 20
2.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA 20
2.2.1 Função Objetivo 20
2.2.2 Restrições do Sistema 22
2.3 AMBIENTE COMPUTACIONAL E BIBLIOTECAS UTILIZADAS 23
2.3.1 Gurobi Optimizer e Gurobipy 24
2.3.2 Estruturação de Dados e Parâmetros (Pandas) 25
2.3.3 Extração e Visualização de Resultados 26
2.4 O SOLVER E FUNDAMENTOS DE OTIMIZAÇÃO 27
2.4.1 Programação Linear Inteira Mista (MILP) 27
3 METODOLOGIA E MODELAGEM MATEMÁTICA 30
3.1 INTRODUÇÃO 30
3.2 TIPOS DE UNIDADES GERADORAS 30
3.2.1 Biomassa – Bagaço de Cana 31
3.2.2 Biomassa – Cavaco de Madeira/Licor Negro 33
3.3 PARÂMETROS DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO 35
3.3.1 Horizonte de Planejamento e Demanda 35
3.3.2 Parâmetros Econômicos e Ambientais do Sistema 37
3.3.3 Variáveis de Decisão 38
3.4 CENÁRIOS ANALISADOS 39
3.4.1 Cenário 1 – Base (Referência) 39
3.4.2 Cenário 2 – Custo Elevado 40
3.4.3 Cenário 3 – Disponibilidade Reduzida 41
3.4.4 Cenário 4 – Disponibilidade Aumentada 42
3.4.5 Cenário 5 – Custo Reduzido 43
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES 44
4.1 Configuração da Expansão da Capacidade 44
4.1.1 Dinâmica Operacional e Despacho 46
4.1.2 Análise Econômica e Ambiental 49
4.1.3 Detalhamento dos Custos Operacionais (OPEX) 51
4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE 53
4.2.1 Impacto na Expansão da Capacidade 54
4.2.2 Análise Econômica Comparativa 55
5. CONCLUSÃO 57
5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros 58

REFERÊNCIAS **60**
APÊNDICE A - CÓDIGO FONTE DO MODELO COMPUTACIONAL DESENVOLVIDO EM PYTHON **64**

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Este capítulo apresenta a contextualização do problema de pesquisa, delineia a formulação do problema de planejamento, justifica a relevância do estudo, expõe os objetivos do trabalho, descreve sua estrutura e, por fim, resume a contribuição esperada.

O setor energético global atravessa um momento de transformação estrutural sem precedentes, impulsionado pela necessidade urgente de descarbonização e pela busca por segurança no suprimento. A transição energética deixou de ser apenas uma meta ambiental para se tornar um imperativo econômico e estratégico. Conforme relatórios recentes da International Energy Agency (IEA), a demanda global por eletricidade deve continuar em expansão acelerada nas próximas décadas, pressionada pela digitalização da economia e pela eletrificação de processos industriais. Nesse contexto, a bioenergia moderna emerge não apenas como uma alternativa, mas como um pilar de sustentabilidade, especialmente em nações com forte vocação agroindustrial (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023).

No cenário nacional, esse desafio assume contornos específicos e complexos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo do setor, indica em seus Planos Decenais que a simples expansão da capacidade instalada não é suficiente; é necessário expandir com atributos de qualidade. Diferentemente de outras fontes renováveis que sofrem com a intermitência climática instantânea, a biomassa oferece a vantagem estratégica da "despachabilidade". Isso significa que ela pode fornecer potência firme e controlável, atuando como um seguro para o Sistema Interligado Nacional (SIN) em momentos de alta demanda ou baixa hidrologia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2023b).

Historicamente, a matriz elétrica brasileira apoiou-se na hidroeletricidade. Contudo, as mudanças nos regimes de chuvas e as restrições ambientais para novos grandes reservatórios impõem a necessidade de diversificação. É neste ponto que o aproveitamento energético de resíduos agroindustriais se apresenta como uma

solução de alta eficiência. Essa integração promove o conceito de economia circular, conforme explica Nunes (2022, p. 9):

> Os resíduos gerados durante todo o processo de plantio da cultura e produção dos produtores primários [...] passam a ter um propósito sustentável, evitando assim altas emissões de CO_2 na atmosfera, ao mesmo tempo em que permitem a distribuição de energia a um preço mais acessível.

Complementarmente, Santos Júnior (2024) ressalta que a localização dessas usinas, frequentemente próximas aos centros de consumo, é estratégica para mitigar perdas técnicas e reduzir os custos de transmissão do sistema.

Entretanto, definir a expansão ótima dessas fontes envolve um problema de decisão complexo. Variáveis como a sazonalidade das safras agrícolas, a logística de transporte do combustível, a volatilidade dos preços de mercado e os altos custos de capital (CAPEX) para tecnologias de alta pressão exigem uma abordagem analítica rigorosa. O planejador central depara-se com o desafio de determinar não apenas quais usinas construir, mas quando e em que escala, para minimizar o custo total de operação e investimento ao longo do horizonte de planejamento.

Para enfrentar esse desafio, o Problema de Planejamento da Expansão da Geração é formulado neste trabalho como um problema de otimização matemática. A literatura especializada em Pesquisa Operacional aponta que métodos heurísticos simples já não são suficientes para capturar as nuanças do setor. Portanto, a utilização de Programação Linear Inteira Mista (MILP), aliada a ferramentas computacionais de alto desempenho, torna-se essencial para encontrar soluções que sejam, ao mesmo tempo, economicamente viáveis e tecnicamente robustas (SANTOS; OLIVEIRA, 2020).

A investigação focada na biomassa é, portanto, de suma importância estratégica. Além de mitigar emissões de gases de efeito estufa ao substituir combustíveis fósseis em termelétricas de base, a bioeletricidade fomenta o desenvolvimento regional e a indústria nacional de bens de capital. Do ponto de vista de políticas públicas, ferramentas quantitativas que auxiliem na decisão de expansão dessas tecnologias são fundamentais para concretizar as diretrizes dos Planos Decenais e

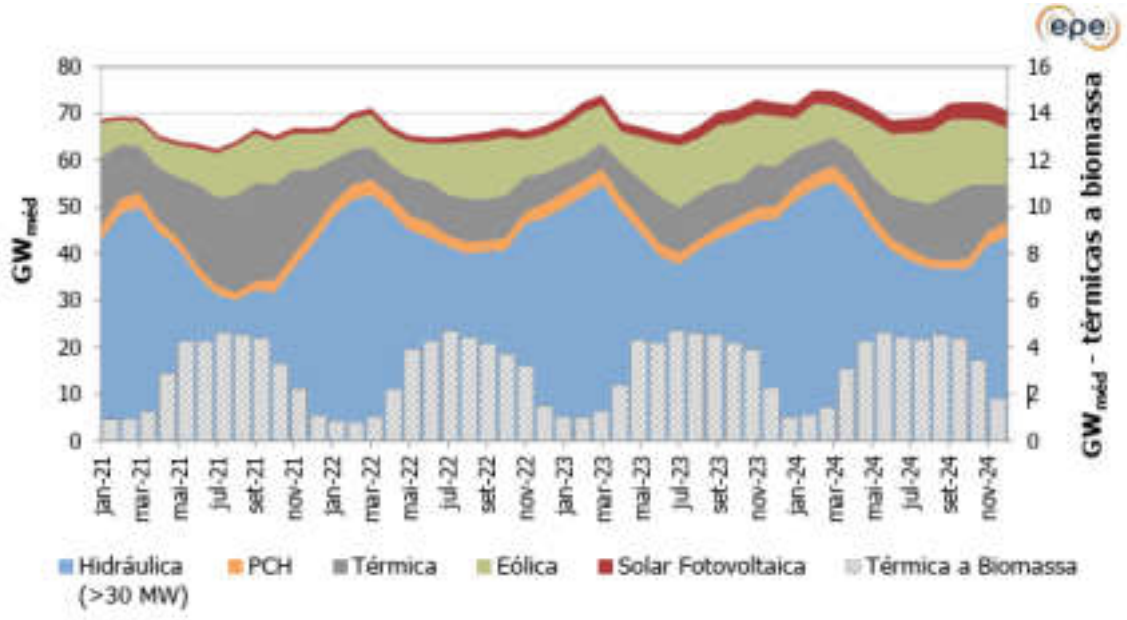
destravar o potencial de cogeração ainda inexplorado no país (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2023a).

1.2 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

A relevância deste estudo é corroborada pela posição de liderança do Brasil no cenário global de bioenergia. Dados da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) apontam safras recordes de cana-de-açúcar e um crescimento sustentado na indústria de celulose, gerando volumes massivos de biomassa residual passíveis de conversão em eletricidade (COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO, 2022). No entanto, existe uma lacuna entre o potencial teórico disponível e a capacidade efetivamente instalada. Nesse sentido, Nunes (2022) argumenta que, apesar da abundância de insumo, a consolidação dessa fonte como uma opção robusta depende do desenvolvimento de tecnologias que tornem o custo de produção mais competitivo e de uma legislação que atraia investimentos para o setor.

Um fator motivador crucial para a expansão desta fonte é a complementaridade sazonal: o período de safra da cana-de-açúcar na região Centro-Sul coincide, em grande parte, com o período seco ("período crítico") dos reservatórios hidrelétricos. Essa característica torna a biomassa um ativo de segurança inestimável. Corroborando essa visão, Innocente (2010) destaca que a cogeração no setor sucroalcooleiro ocorre majoritariamente entre abril e novembro, período que coincide com a redução do regime de chuvas e o consequente abaixamento dos níveis dos reservatórios, aliviando o sistema elétrico nacional, conforme ilustrado na Figura 1.1.

Gráfico 1.1 – Complementaridade sazonal entre a geração hidrelétrica e a bioeletricidade.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2025, p. 36).

Especificamente para o escopo deste trabalho, a escolha por analisar um sistema isolado (*off-grid*) justifica-se pela alta dependência dessas redes em relação aos combustíveis fósseis, notadamente o óleo diesel, que onera a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e eleva as emissões locais. Diferentemente de fontes intermitentes como solar e eólica, que exigiram sistemas complexos de armazenamento para operarem isoladamente, a geração térmica a biomassa oferece a energia firme e a inércia rotativa necessárias para a estabilidade de grids menores. Conforme destaca a Empresa de Pesquisa Energética (2024) em seu diagnóstico sobre o planejamento dos sistemas isolados, a substituição da geração a diesel deve priorizar fontes que garantam a confiabilidade do suprimento e a controlabilidade do despacho, atributos intrínsecos às termelétricas a biomassa.

A análise da competitividade entre essas fontes exige a compreensão de suas estruturas de custo distintas. A geração a diesel caracteriza-se por um baixo investimento inicial (CAPEX), mas um Custo Operacional (OPEX) elevado e volátil, atrelado às flutuações do mercado internacional de petróleo. Em contrapartida, projetos de biomassa demandam alto capital para aquisição de caldeiras e turbinas

eficientes, mas beneficiam-se de um OPEX reduzido e previsível. Conforme explica Ensinas (2008), a viabilidade termoeconômica da cogeração depende justamente de superar a barreira do investimento inicial através da eficiência no ciclo de vida do projeto.

Para equalizar essas diferenças temporais, utiliza-se o Custo Nivelado de Energia (LCOE). Segundo Santos e Oliveira (2020), esta métrica permite comparar tecnologias com perfis de fluxo de caixa díspares, representando o preço mínimo pelo qual a energia deve ser vendida para cobrir todos os custos ao longo da vida útil da usina. No contexto dos sistemas isolados, a redução do LCOE via biomassa tem impacto direto na política pública: a diminuição dos encargos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (2024), a CCC é o subsídio que cobre a diferença entre o custo real da geração local (fóssil) e a tarifa média nacional, de modo que a substituição do diesel por fontes renováveis mais baratas alivia diretamente o custo global do sistema elétrico brasileiro.

Por fim, do ponto de vista econômico, a evolução tecnológica das caldeiras e turbinas permite hoje ciclos termodinâmicos mais eficientes, mas que exigem maior investimento inicial. Conforme destacam Ensinas (2008) e Goldemberg e Coelho (2008), essa transição tecnológica demanda um aporte de capital significativo, exigindo uma análise criteriosa de viabilidade. O uso de modelos de otimização matemática, como o proposto nesta monografia, permite avaliar se a economia operacional gerada por essas tecnologias compensa o maior custo de capital, oferecendo subsídios claros para a tomada de decisão em projetos de infraestrutura.

1.3 OBJETIVOS DA MONOGRAFIA

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver, implementar e analisar um modelo computacional de otimização para o planejamento da expansão da geração termelétrica a biomassa, aplicado a um sistema isolado (*off-grid*) com demanda de 500 MW. Tomando como premissa a segurança operacional e a inércia térmica já reconhecidas nessa tecnologia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024), o estudo foca especificamente na análise da competitividade econômica frente à geração a diesel. A análise busca quantificar o *trade-off* entre o investimento de

capital (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX), determinando a configuração ótima que minimize o Custo Nivelado de Energia (LCOE) e mitiga a dependência dos subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Para alcançar este propósito, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- **Revisão Bibliográfica e Regulatória:** Analisar o estado da arte sobre o planejamento da expansão e levantar os dados técnicos e regulatórios mais recentes sobre a bioeletricidade na matriz nacional;
- **Modelagem Matemática**: Formular o problema de expansão através de Programação Linear Inteira Mista (MILP), incorporando variáveis de decisão binárias para a construção de novas usinas e variáveis contínuas para o despacho de energia;
- **Implementação Computacional:** Desenvolver o código do modelo utilizando a linguagem de programação *Python* e a biblioteca do solver Gurobi, assegurando flexibilidade para simulação de diferentes cenários e robustez no processamento dos dados;
- **Integração de Dados Reais:** Alimentar o modelo com parâmetros de custos (CAPEX, OPEX), eficiência e disponibilidade baseados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2023a) e dados de safra agrícola (COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO, 2022), focado nas tecnologias de bagaço de cana e cavaco de madeira;
- **Análise de Cenários**: Avaliar a sensibilidade do plano de expansão frente a variações no crescimento da demanda e restrições orçamentárias, discutindo a viabilidade econômica e a contribuição da biomassa para a confiabilidade do sistema elétrico.

Espera-se que este trabalho contribua para a área de Pesquisa Operacional aplicada ao setor elétrico, fornecendo uma metodologia replicável e transparente para a análise de investimentos. Ao demonstrar quantitativamente a competitividade da biomassa, o estudo busca oferecer evidências técnicas que suportem a tomada de decisão em um setor estratégico para o desenvolvimento nacional. Para garantir a reprodutibilidade dos resultados e fomentar futuras pesquisas, a rotina

computacional completa, desenvolvida em linguagem *Python* com a biblioteca Gurobi, encontra-se detalhada no Apêndice A deste trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 INTRODUÇÃO

A complexidade inerente ao planejamento da expansão de sistemas elétricos, especialmente quando envolve a integração de fontes renováveis e múltiplas restrições operacionais, exige a utilização de ferramentas matemáticas avançadas. Segundo Soriano (2017), a decisão de expandir a geração envolve um *trade-off* entre a confiabilidade do suprimento e a modicidade tarifária, configurando um problema de decisão sob incerteza que não pode ser resolvido satisfatoriamente sem o auxílio de modelos computacionais.

Nesse contexto, este capítulo apresenta o arcabouço teórico e as ferramentas de *software* que sustentam o modelo desenvolvido. A abordagem fundamenta-se na Pesquisa Operacional, utilizando a linguagem *Python* para estruturação dos dados e o *solver* Gurobi para a resolução matemática. A seguir, são detalhadas as bibliotecas utilizadas para a modelagem e visualização gráfica, demonstrando a aplicação prática através de trechos do código-fonte desenvolvido.

2.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

O problema de expansão da geração foi modelado como um problema de Programação Linear Inteira Mista (MILP). A abordagem adota a metodologia de **Planejamento Dinâmico**, conforme definido por Oliveira (2025b), permitindo a otimização conjunta das decisões de investimento e operação ao longo de todo o horizonte de planejamento, em contraposição à alocação estática ano a ano.

2.2.1 Função Objetivo

A Função Objetivo (Z) busca minimizar o custo total do sistema, integrando os custos de capital (investimento) e os custos operacionais, conforme a estrutura geral de modelos de expansão apresentada em Oliveira (2025a). A equação geral (Equação 3.2) reflete o somatório dos custos descontados no tempo:

$$Z = Min Z \sum_{t}^{T} \frac{}{(1+d)^{t}} (Cinv + Cfixo + Cvar + Camb + Cens) \quad (Equação\ 3.2)$$

Os componentes são definidos da seguinte forma:

a) Custo de Investimento $Cinv$

Representa o capital necessário para a construção de novas usinas. Seguindo a lógica de fluxo de caixa do planejamento dinâmico (OLIVEIRA, 2025b), considera-se o custo total de investimento das unidades (x_i) adicionadas ao sistema:

$$Cinv = \sum_{i \in I} \left(CAPEX_i \cdot P_i \cdot x_i \right)$$

b) Custo de O&M Fixo ($Cfixo$):

Corresponde às despesas fixas anuais de operação e manutenção, contabilizadas para todas as unidades ativas no horizonte, conforme categorização de custos operacionais descrita em Oliveira (2025a):

$$Cfixo = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i \in I} \left(FOM_i \cdot P_i \cdot x_{it} \right)$$

c) Custo Variável de Combustível ($Cvar$):

Refere-se ao custo associado diretamente à produção de energia (g_{it}), análogo aos exemplos de despacho econômico discutidos nos estudos de caso de Oliveira (2025a):

$$Cvar = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i \in I} \left(CVU_i \cdot g_{it} \right)$$

d) Custo de Emissões ($Camb$):

Internaliza o custo ambiental, penalizando as emissões que excedem o limite gratuito (L_{CO2}), uma prática de modelagem para cenários com restrições ambientais (OLIVEIRA, 2025a):

$$Camb = \sum_{t=1}^{T} \left[Pcarb * \left(\left(\sum_{cd} E_{cd} * g_{cdt} \right) - L_{cop} \right) \right]$$

e) Custo da Energia Não Suprida ($Cens$):

Penalidade atribuída ao déficit de energia (ens_t) para representar o custo socioeconômico da falta de suprimento (OLIVEIRA, 2025a):

$$Cens = \sum_{t}^{T} \left(Cdef * ens_t \right)$$

Adicionalmente, impõe-se uma restrição física que limita o déficit a uma fração máxima aceitável da demanda total, definida pelo parâmetro de tolerância α. Esta restrição assegura que, mesmo em cenários críticos, o sistema atenda à maior parte da carga exigida:

$ens < 0,05 * D_t, \forall t \in T$ (*Equação 3.3*)

2.2.2 Restrições do Sistema

A minimização da função objetivo está sujeita a restrições técnicas que garantem a viabilidade física e a confiabilidade do sistema, baseadas nos modelos de restrição .

1. Balanço de Potência e Atendimento à Demanda

A restrição fundamental do planejamento da expansão exige que a oferta de energia, somada a um eventual déficit permitido, atenda à demanda projetada (D_t) em cada estágio (OLIVEIRA, 2025b):

$\sum_{cd} g_{cdt} + ens_t = D_t, \forall t \in T$ (*Equação 3.1*)

2. Capacidade Máxima de Geração

A produção de energia é limitada pela capacidade instalada das usinas e sua disponibilidade temporal (OLIVEIRA, 2025a):

$g_{i,t} \leq x_i * P_i^{max}, \forall i \in I, t \in T$ (*Equação 3.5*)

3. Limite de Disponibilidade de Combustível

Esta restrição modela a escassez de recursos primários (biomassa), conforme exemplificado nos problemas de limitação de combustível (ex: limite de gás ou água) abordados em Oliveira (2025a):

$g_{i,t} * \phi_i \leq Disp_t, \forall i \in I, t \in T$ (*Equação 3.6*)

4. Margem de Reserva de Capacidade

Para assegurar a confiabilidade do sistema (critério de segurança estática), impõe-se que a capacidade instalada total supere a demanda de pico ($D_{pico,t}$) por uma margem de segurança (μ), conforme diretrizes de planejamento da expansão (**OLIVEIRA**, 2025a):

$$\sum_{i \in I} \left(P_i^{max} * x_i \right) \geq D_{pico,t} * (1 + \mu), \forall t \in T \text{ (Equação 3.7)}$$

2.3 AMBIENTE COMPUTACIONAL E BIBLIOTECAS UTILIZADAS

Para a construção do modelo de expansão, optou-se pela utilização da linguagem *Python* (versão 3.x), consolidada como padrão na computação científica devido ao seu vasto ecossistema de bibliotecas (VANDERPLAS, 2016). A arquitetura do código integra bibliotecas específicas para a definição matemática, estruturação dos parâmetros e visualização dos resultados.

É fundamental esclarecer que a metodologia adotada se enquadra como um problema de Planejamento da Expansão da Geração (PEG). Diferentemente de modelos puramente operativos, que visam apenas otimizar o despacho de um parque já existente, este trabalho utiliza uma abordagem de co-otimização. O modelo decide simultaneamente a expansão (variáveis de investimento/binárias) e a

operação (variáveis de despacho/contínuas). Dessa forma, a simulação operativa detalhada serve como validação para assegurar que a configuração de investimento proposta é capaz de atender à demanda e às restrições técnicas ao menor custo global (CAPEX + OPEX) ao longo do horizonte de estudo.

2.3.1 Gurobi Optimizer e Gurobipy

O núcleo da otimização é gerenciado pelo Gurobi Optimizer, reconhecido na literatura como um dos *solvers* mais eficientes para problemas de programação matemática de grande porte (GUROBI OPTIMIZATION, 2024). A interface gurobipy foi utilizada para traduzir o problema físico em equações algébricas.

No código desenvolvido, a inicialização do modelo e a declaração das variáveis de decisão foram implementadas utilizando a tipagem inteira (vtype=GRB.INTEGER) para as unidades de geração e contínua para a energia produzida. O Quadro 1.2, extraído do algoritmo principal, demonstra essa declaração.

Quadro 2.1 Inicialização do modelo e variáveis

```
import gurobipy as gp
from gurobipy import GRB

# Criar modelo
modelo = gp.Model("Expansao_Biomassa")

# Variáveis inteiras: número de unidades a construir
unidades_cavaco = modelo.addVar(vtype=GRB.INTEGER, lb=0, ub=50, name="unidades_cavaco")
unidades_cana = modelo.addVar(vtype=GRB.INTEGER, lb=0, ub=50, name="unidades_cana")
```

```
# Variáveis de geração anual (MWh) - Contínuas
geracao_cavaco = {}
geracao_cana = {}

for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
    geracao_cavaco[ano] = modelo.addVar(lb=0, name=f"geracao_cavaco_{ano}")
    geracao_cana[ano] = modelo.addVar(lb=0, name=f"geracao_cana_{ano}")
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

2.3.2 Estruturação de Dados e Parâmetros (Pandas)

Para manipular as séries temporais de demanda e os parâmetros técnicos das usinas, utilizou-se a biblioteca Pandas. Segundo McKinney (2010), a estrutura de dados desta biblioteca permite o processamento vetorial com alta performance.

A organização dos parâmetros técnicos e econômicos (CAPEX, OPEX, CVU) foi realizada através de estruturas de dicionários aninhados, permitindo o acesso rápido durante as iterações do horizonte de planejamento, conforme ilustrado no Quadro 2.2.

Quadro 2.2 Estruturação dos parâmetros de entrada

```
# Dados das fontes de biomassa
dados = {
    'Cavaco de Madeira/Licor Negro': {
        'potencia_mw': 16.4,
```

```
        'capex_r_kw': 7500,
        'om_r_kw_ano': 330,
        'cvu_r_mwh': 250,
        # ... outros parâmetros definidos no Plano Decenal
    },
    'Bagaco de Cana': {
        'potencia_mw': 59,
        'capex_r_kw': 4500,
        'om_r_kw_ano': 240,
        'cvu_r_mwh': 10,
        # ... outros parâmetros definidos no Plano Decenal
    }
}
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025), com dados baseados em EPE (2023a).

2.3.3 Extração e Visualização de Resultados

A análise dos cenários, apresentada no Capítulo 3, fundamenta-se na visualização gráfica dos resultados gerados pela biblioteca Matplotlib (HUNTER, 2007).

Após a execução da otimização, o código verifica o *status* da solução e extrai os valores ótimos das variáveis de decisão (propriedade `.X` do Gurobi). A lógica implementada assegura que os resultados só sejam processados se uma solução ótima for encontrada, conforme o Quadro 2.3.

Quadro 2.3 Verificação de otimalidade e extração

```
# Verificação da otimalidade e extração de resultados
if modelo.status in [GRB.OPTIMAL, GRB.TIME_LIMIT]:
    # Extrair valores das variáveis de investimento
    u_cavaco = unidades_cavaco.X
    u_cana = unidades_cana.X

    # Cálculo da capacidade total instalada
    cap_cavaco = u_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor Negro']['potencia_mw']
    cap_cana = u_cana * dados['Bagaco de Cana']['potencia_mw']

    # Extração do Custo Total da Função Objectivo
    custo_total = modelo.objVal
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Esta estrutura modular permitiu a exportação dos dados para a geração dos gráficos de barras empilhadas que ilustram a evolução da matriz energética ano a ano.

2.4 O SOLVER E FUNDAMENTOS DE OTIMIZAÇÃO

Enquanto a linguagem Python atua como interface de modelagem, a solução matemática é obtida através de algoritmos de Otimização Combinatória.

2.4.1 Programação Linear Inteira Mista (MILP)

O problema de expansão da geração modelada neste trabalho classifica-se como um problema de Programação Linear Inteira Mista (MILP). Esta classificação deve-se à presença simultânea de:

- **Variáveis Contínuas:** Como a energia gerada ($g_{j,p}$), que pode assumir qualquer valor real positivo.
- **Variáveis Inteiras**: Já as **Variáveis Inteiras** representam decisões discretas de investimento, como o número de unidades a serem construídas (x_j), representada no código pelas variáveis unidades_cana e unidades_cavaco.

Segundo Hillier e Lieberman (2013), a introdução de variáveis inteiras torna o problema NP-difícil, pois o espaço de soluções deixa de ser convexo, exigindo métodos mais sofisticados do que o simples algoritmo Simplex.

2.4.2 O Algoritmo Branch-and-Bound

Para a resolução exata do problema MILP formulado, o solver Gurobi emprega o algoritmo *Branch-and-Bound* (Ramificar e Limitar). Trata-se de um método de enumeração implícita que, segundo Wolsey (2020), explora o espaço de soluções de maneira inteligente, evitando a verificação exaustiva de todas as combinações possíveis, o que seria computacionalmente inviável.

O funcionamento do algoritmo baseia-se na construção dinâmica de uma árvore de busca, operando através de três mecanismos fundamentais:

1. **Relaxação Linear:** Inicialmente, o algoritmo remove as restrições de integridade das variáveis de decisão (permitindo, por exemplo, que o número de usinas (x_j) assuma valores reais). A solução deste problema relaxado fornece um limitante inferior (no caso de minimização) para o custo real, indicando o menor valor possível que aquela ramificação pode atingir.
2. **Ramificação (*Branching*)**: Caso a solução relaxada apresente valores fracionários para variáveis que deveriam ser inteiras (ex: $x_{cana} = 1,5$), o algoritmo divide o problema original em dois novos subproblemas ou "nós". Impõem-se, então, novas restrições excludentes (neste exemplo, $x_{cana} \leq 1$

em um ramo e $x_{cana} \geq 2$ no outro), forçando a busca em direção a valores inteiros.

3. **Sondagem e Poda (*Fathoming/Pruning*):** Esta é a etapa crítica para a eficiência do método. O algoritmo descarta (poda) ramos inteiros da árvore quando verifica que a solução relaxada daquele nó já possui um custo superior à melhor solução inteira válida encontrada até o momento (*incumbent*). Matematicamente, isso prova que nenhuma solução derivada daquele ramo poderá ser ótima, economizando tempo computacional.

Essa metodologia assegura a **otimização global** da solução. Diferentemente de heurísticas que oferecem soluções "boas" sem garantia de qualidade, o *Branch-and-Bound* encerra sua execução apenas quando prova que a diferença (o *Gap*) entre o melhor limitante relaxado e a melhor solução inteira é nula (ou está dentro de uma tolerância pré-definida). Assim, a configuração final apresentada pelo modelo — por exemplo, a instalação de 10 unidades de cana e 4 de madeira — é comprovadamente a de menor custo possível dadas as restrições físicas e operacionais impostas.

A implementação computacional deste algoritmo, bem como a parametrização do solver para controle do *Gap* de otimalidade, encontram-se detalhadas no **Apêndice A.**

3 METODOLOGIA E MODELAGEM MATEMÁTICA

3.1 INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão em sistemas isolados requer análises robustas que equilibrem a segurança do suprimento com a viabilidade econômica. Este capítulo apresenta a modelagem matemática desenvolvida em *Python*, utilizando o *solver* Gurobi, para a otimização da expansão de geração termelétrica a biomassa, aplicada a um sistema hipotético de 500 MW, desconectado do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O modelo implementado baseia-se nos parâmetros oficiais do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (EPE, 2025), incorporando os custos atualizados de investimento (CAPEX), operação e manutenção (O&M) e Custo Variável Unitário (CVU) para as tecnologias de bagaço de cana e cavaco de madeira. A metodologia adota a Programação Linear Inteira Mista (MILP – *Mixed Integer Linear Programming*) para identificar a configuração de parque gerador que minimize o custo total do sistema, considerando um horizonte de planejamento de 5 anos com crescimento vegetativo da demanda.Adotou-se a taxa de 3% a.a. como premissa conservadora, alinhada ao crescimento médio do SIN, assumindo que o sistema isolado em questão acompanha a dinâmica macroeconômica nacional.

A modelagem foi estruturada para garantir a transparência e a reprodutibilidade dos resultados. Todo o desenvolvimento computacional, incluindo o *script* em *Python*, a declaração das variáveis, restrições e a parametrização do *solver* Gurobi, encontra-se detalhado e disponível para consulta no **Apêndice A** deste trabalho.

3.2 TIPOS DE UNIDADES GERADORAS

Os parâmetros que definem as tecnologias de geração são fundamentais para a modelagem de otimização e determinam diretamente a solução do mix energético. Este capítulo detalha as fontes de dados e metodologia utilizada para especificar cada parâmetro das tecnologias de bagaço de cana e cavaco de madeira/licor negro, garantindo transparência e reprodutibilidade ao estudo.

3.2.1 Biomassa – Bagaço de Cana

A fonte de geração por bagaço de cana foi modelada com base em dados oficiais, referências internacionais e análises estatísticas do setor energético brasileiro, conforme detalhado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Parâmetros técnico-econômicos da unidade de geração por bagaço de cana.

Parâmetro	Valor	Fonte e Nota Metodológica
Potência unitária	59 MW	Média calculada a partir da amostra de usinas apresentada na publicação "Custo Nivelado de Geração – Termelétrica a Biomassa" da EPE (EPE, 2016).
Custo de investimento (CAPEX)	R$ 4.500/kW	Valor de referência publicado no Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025).
Custo de O&M fixo	R$ 240/kW.ano	Valor consolidado extraído do PDE 2035 (EPE, 2025), que incorpora as despesas anuais de operação, manutenção, taxas, encargos e impostos para a fonte biomassa.

Custo variável unitário (CVU)	R$ 10/MWh	Adotado com base na premissa de custo de combustível do Annual Energy Outlook 2023 da U.S. Energy Information Administration (EIA, 2023).
Consumo específico	0,7887 kg/kWh	Calculado pelo autor a partir da relação entre a quantidade total de biomassa de cana destinada à bioeletricidade e a energia total gerada por esta fonte em 2024, conforme dados do Balanço Energético Nacional 2025 (BEN, 2025).
Intensidade de emissões	230 ton-CO_2/GWh	Parâmetro técnico fornecido no material didático da disciplina de Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia.
Limite anual de combustível	3,5 milhões de ton/ano	Restrição de suprimento estabelecida no material didático da disciplina de Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.2.2 Biomassa – Cavaco de Madeira/Licor Negro

As unidades de geração a cavaco de madeira e licor negro representam fonte importante nas regiões Sul e Sudeste do país, associada principalmente ao setor de celulose e papel. No modelo implementado, esta fonte foi caracterizada pelos parâmetros apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Parâmetros técnico-econômicos da unidade de geração por cavaco de madeira/licor negro.

Parâmetro	Valor	Fonte e Nota Metodológica
Potência unitária	16.4 MW	Média calculada a partir da amostra de usinas apresentada na publicação "Custo Nivelado de Geração – Termelétrica a Biomassa" da EPE (EPE, 2016).
Custo de investimento (CAPEX)	R$ 7.500/kW	Valor de referência publicado no Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão do PDE 2035 (EPE, 2025).
Custo de O&M fixo	R$ 330/kW.ano	Valor consolidado extraído do PDE 2035 (EPE, 2025), que incorpora as despesas anuais de operação, manutenção, taxas, encargos e impostos.

Custo variável unitário (CVU)	R$ 250/MWh	Extraído diretamente do Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão do PDE 2035 (EPE, 2025, p. 17).
Consumo específico	0,6546 kg/kWh	Calculado pelo autor a partir de dados setoriais sobre a geração a partir de resíduos de madeira, com base em metodologia similar à aplicada para o bagaço de cana.
Intensidade de emissões	230 ton-CO_2/GWh	Parâmetro técnico fornecido no material didático da disciplina de Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia (idêntico ao bagaço de cana).
Limite anual de combustível	1,6 milhões de ton/ano	Restrição de suprimento estabelecida no material didático da disciplina de Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.3 PARÂMETROS DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

3.3.1 Horizonte de Planejamento e Demanda

O modelo implementado considera um horizonte de planejamento de 5 anos (HORIZONTE_ANOS = 5). A projeção da demanda de energia elétrica adotou uma taxa de crescimento anual de 3%. Este percentual está alinhado com o cenário de referência para o crescimento médio da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) projetado no Caderno de Demanda de Energia Elétrica do PDE 2035 (EPE, 2025c).

As premissas de carga inicial e horas operacionais foram definidas no código conforme segue:

$$Dt = P0 \times (1 + i)^{(t-1)} \times 8760$$

Onde:

- Dt: Demanda de energia no ano t (MWh);
- $P0$: Carga inicial do sistema, definida em 500 MW;
- i: Taxa de crescimento anual (3% ou 0,03);
- t: Ano correspondente do horizonte (1 a 5);
- 8760 Número de horas em um ano (ano não bissexto).

Esta formulação resulta em uma demanda crescente fundamentada nas expectativas oficiais de expansão do consumo, partindo de 4.380 GWh no primeiro ano até aproximadamente 4.930 GWh no quinto ano.

A implementação computacional desta projeção no modelo, definindo os parâmetros iniciais e a lógica iterativa de crescimento, é apresentada no trecho de código do Quadro 3.1.

Quadro 3.1 Especificações do sistema

```
CARGA_INICIAL_MW = 500
```

```
TAXA_CRESCIMENTO = 0.03  # Referência: Caderno de Demanda PDE 2035 (EPE, 2025c)

HORAS_ANO = 8760


demandas_pico = {}

demandas_energia = {}

for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):

    carga_pico = CARGA_INICIAL_MW * ((1 + TAXA_CRESCIMENTO) ** (ano - 1))

    carga_energia = carga_pico * HORAS_ANO

    demandas_pico[ano] = carga_pico

    demandas_energia[ano] = carga_energia
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Esta abordagem resulta em uma demanda crescente fundamentada nas expectativas oficiais de expansão do consumo, partindo de 4.380 GWh no primeiro ano até aproximadamente 4.930 GWh no quinto ano.

3.3.2 Parâmetros Econômicos e Ambientais do Sistema

Além dos parâmetros específicos das tecnologias de geração, o modelo incorpora variáveis econômicas e ambientais transversais. Devido à volatilidade de mercado e à especificidade do sistema regional modelado, alguns destes valores foram estipulados pelo autor, utilizando como baliza relatórios de instituições de referência.

Tabela 3.3 Parâmetros globais do sistema modelado.

Parâmetro	Valor Adotado	Fonte
Preço do CO_2	R$ 90,00 /ton-CO_2	Valor estipulado pelo autor para fins de simulação. O valor baseia-se na faixa de preços para mercados emergentes sugerida no relatório *State and Trends of Carbon Pricing* do Banco Mundial (WORLD BANK, 2024).
Custo da Energia Não Suprida (CENS)	R$ 5.000,00 /MWh	Valor estipulado pelo autor, tomando como referência a ordem de grandeza do Custo do Déficit (CD) historicamente calculado pela ANEEL/CCEE para o patamar de racionamento no sistema brasileiro.
Limite de Emissões Anual	5.000.000 ton-CO_2	Valor estipulado pelo autor como restrição ambiental específica para a região hipotética do estudo, visando forçar a competição entre tecnologias menos emissoras.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

No código computacional, estas premissas foram implementadas conforme o Quadro 3.2.

Quadro 3.2 Precificação dos parâmetros globais do modelo

```
PRECO_CO2 = 90  # R$/ton-CO2 (Estipulado pelo autor base World Bank, 2024)

CUSTO_ENS = 5000  # R$/MWh (Estipulado pelo autor base histórico ANEEL)

LIMITE_EMISSOES_ANUAL = 5_000_000  # 5 milhões de toneladas (Estipulado pelo autor)
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.3.3 Variáveis de Decisão

Para a resolução do problema de otimização proposto, o modelo define três categorias distintas de variáveis de decisão, classificadas conforme sua natureza (inteira ou contínua) e sua função no planejamento da expansão:

a) Variáveis de Investimento (Inteiras)

Representadas por (x_i), estas variáveis indicam o número de novas unidades geradoras da tecnologia i a serem construídas e integradas ao sistema. São modeladas como números inteiros não negativos, pois não é fisicamente possível construir frações de uma usina.

b) Variáveis de Operação (Contínuas)

Representadas por ($g_{i,t}$), quantificam o montante de energia elétrica (em MWh) efetivamente gerado por cada tecnologia i em cada ano t do horizonte de planejamento. Estas variáveis são limitadas pela capacidade instalada e pela disponibilidade de combustível.

c) Variável de Déficit (Contínua)

Representada por ens_t, corresponde à Energia Não Suprida (déficit) no ano t. Trata-se de uma variável de folga na restrição de atendimento à demanda, permitindo que o modelo encontre solução mesmo em cenários críticos, mediante o pagamento de uma penalidade elevada ($Cdef$).

3.4 CENÁRIOS ANALISADOS

Para avaliar a robustez da solução ótima e a sensibilidade do modelo às incertezas inerentes ao planejamento energético, foram elaborados e simulados três cenários distintos. A definição destes cenários fundamenta-se na variação de parâmetros críticos — especificamente os custos operacionais e a disponibilidade de recursos primários — permitindo verificar o comportamento do sistema sob condições de estresse.

3.4.1 Cenário 1 – Base (Referência)

O Cenário Base, ou Cenário de Referência, consolida as premissas determinísticas originais extraídas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (EPE, 2025) e demais fontes técnicas citadas nas Tabelas 3.1 e 3.2. Este cenário representa as condições de contorno esperadas para o horizonte de planejamento (Business as Usual), assumindo estabilidade nos custos de insumos e na oferta de biomassa.

Nesta configuração, o Bagaço de Cana apresenta um Custo Variável Unitário (CVU) de **R$10,00/MWh** e um limite físico de suprimento de **3,5 milhões de toneladas/ano.** Em contrapartida, o Cavaco de Madeira/Licor Negro é caracterizado por um CVU significativamente superior, de **R$ 250,00/MWh**, com disponibilidade restrita a **1,6 milhões de toneladas/ano.**

3.4.2 Cenário 2 – Custo Elevado

O segundo cenário, denominado "Custo Elevado", foi concebido para simular o impacto de choques exógenos na cadeia produtiva da cana-de-açúcar. Este cenário modela situações de aumento nos custos de produção da biomassa, que podem decorrer de fatores como:

a) Elevação nos preços de insumos agrícolas e transporte;

b) Competição da biomassa com outros usos industriais;

c) Necessidade de deslocamento de biomassa de regiões mais distantes devido à quebra de safra local.

Metodologicamente, este cenário aplica um fator de sensibilidade de **+50%** sobre o custo variável da tecnologia predominante. Desta forma, o parâmetro de CVU do Bagaço de Cana é alterado de R$10,00/MWh para **R$15,00/MWh**, mantendo-se inalterados os demais parâmetros do sistema (ceteris paribus).

A implementação computacional desta alteração no modelo de otimização é realizada através da redefinição pontual do dicionário de dados antes da execução do *solver*, conforme demonstrado no código a seguir:

Quadro 3.3 Definição cenário 2

```
# DEFINIÇÃO DO CENÁRIO 2: CUSTO ELEVADO
# Descrição: Análise de sensibilidade com aumento de 50% no CVU da Cana.


# Cópia dos dados originais para preservar o Cenário Base
import copy
dados_cenario_2 = copy.deepcopy(dados)

# Aplicação da modificação de parâmetro
NOVO_CVU_CANA = 15.00  # R$/MWh (Aumento de 50% sobre a base de R$ 10)

dados_cenario_2['Bagaco de Cana']['cvu'] = NOVO_CVU_CANA

print(f"— Configuração do Cenário 2 —")
print(f"Parâmetro alterado: CVU Bagaço de Cana")
print(f"Valor Original: R$ {dados['Bagaco de Cana']['cvu']:.2f}/MWh")
print(f"Novo Valor:     R$ {dados_cenario_2['Bagaco de Cana']['cvu']:.2f}/MWh")
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A análise deste cenário visa identificar se o aumento no custo da fonte base provoca alteração na ordem de mérito das tecnologias ou se a competitividade do bagaço de cana se mantém mesmo sob condições econômicas adversas.

3.4.3 Cenário 3 – Disponibilidade Reduzida

O terceiro cenário, denominado "Disponibilidade Reduzida", modela um contexto de restrição na oferta de biomassa de cana-de-açúcar. Esta premissa fundamenta-se na ocorrência de eventos climáticos adversos, como as secas severas e geadas que impactaram historicamente a produtividade agrícola no Centro-Sul, reduzindo a oferta de matéria-prima conforme documentado nos levantamentos de safra da CONAB (2022).

Adicionalmente, o cenário incorpora o risco de desvio da biomassa para fins não elétricos. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2022), o avanço tecnológico e a viabilidade comercial do Etanol de Segunda Geração (E2G) impõem uma pressão competitiva sobre o bagaço, diminuindo o excedente disponível para a queima em termelétricas.

Neste contexto, aplica-se uma recução de **10%** no limite físico de combustível disponível. O parâmetro, originalmente fixado em 3,5 milhões de toneladas no Cenário Base, é ajustado para **3,15 milhões de toneladas/ano.**

Quadro 3.4 Definição cenário 3

```
# CONFIGURAÇÃO DO CENÁRIO 3

# Redução de 10% no limite de combustível (3.5 -> 3.15 mton)

# Motivo: Quebra de safra (CONAB) e competição com E2G (EPE)

dados_cenario_3 = copy.deepcopy(dados)
```

```
dados_cenario_3['Bagaco de Cana']['limite_mton_ano'] = 3.15
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4.4 Cenário 4 – Disponibilidade Aumentada

O quarto cenário explora uma conjuntura favorável à produção de biomassa, fundamentada em possíveis ganhos de produtividade agrícola (toneladas de cana por hectare) ou melhorias na logística de recolhimento da palha.

Neste caso, o limite de combustível para o bagaço de cana foi ampliado em **10%** em relação ao caso base, passando de 3,5 milhões para **3,85 milhões de toneladas/ano.** O objetivo é verificar se o relaxamento da restrição de suprimento permite uma maior penetração da tecnologia de menor custo (Cana) em substituição à fonte mais onerosa (Cavaco).

Quadro 3.5 Definição cenário 4

```
# CONFIGURAÇÃO DO CENÁRIO 4
# Aumento de 10% no limite de combustível (3.5 -> 3.85 mton)
dados_cenario_4 = copy.deepcopy(dados)
dados_cenario_4['Bagaco de Cana']['limite_mton_ano'] = 3.85
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4.5 Cenário 5 – Custo Reduzido

O quinto cenário analisa a sensibilidade do sistema a uma redução significativa nos custos operacionais da fonte principal. Assume-se uma redução de **50%** no Custo Variável Unitário (CVU) do bagaço de cana, fixando-o em **R$5,00/MWh.**

Esta hipótese pode representar incentivos fiscais, subsídios à bioeletricidade ou ganhos de eficiência no ciclo termodinâmico. A simulação busca responder se a redução de preço, isoladamente, é capaz de justificar a expansão da capacidade instalada.

Quadro 3.6 Definição cenário 5

```
# CONFIGURAÇÃO DO CENÁRIO 5
# Redução de 50% no CVU (R$ 10 -> R$ 5/MWh)
dados_cenario_5 = copy.deepcopy(dados)
dados_cenario_5['Bagaco de Cana']['cvu'] = 5.00
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A simulação do Cenário Base, fundamentada nos parâmetros determinísticos apresentados nas seções anteriores, resultou em uma solução ótima que minimiza o custo total do sistema ao longo do horizonte de 5 anos. A seguir, detalham-se o plano de expansão física, a dinâmica operacional e a viabilidade econômica da configuração proposta pelo modelo de otimização.

4.1 Configuração da Expansão da Capacidade

A solução matemática convergiu para um mix tecnológico predominantemente renovável, priorizando a fonte de menor custo variável. Para atender à demanda crescente e aos requisitos de confiabilidade, o modelo determinou a instalação de **10 unidades geradoras a Bagaço de Cana** e **4 unidades a Cavaco de Madeira.**

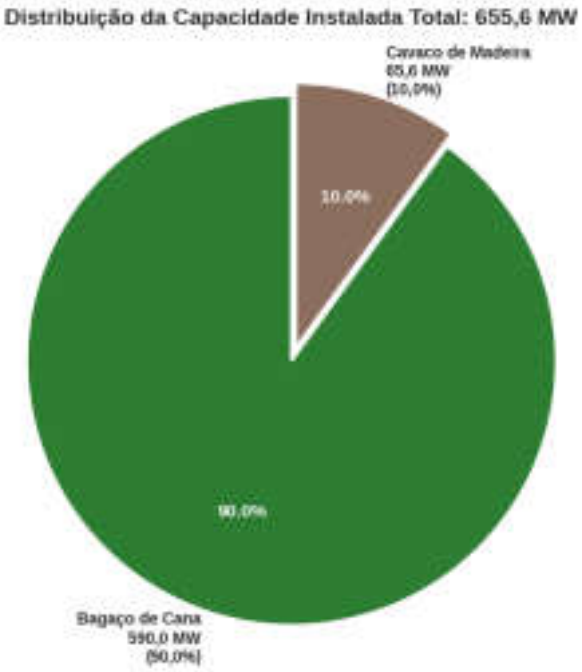
A Tabela 4.1 apresenta a consolidação física e os investimentos associados à expansão.

Tabela 4.1 Plano de exparsão e investimentos (Cenário Base)

Fonte Tecnológica	**Unidades (Qtd.)**	**Cap. Unitária (MW)**	**Cap. Total (MW)**	**Investimento (R$ milhões)**
Bagaço de Cana	10	59,0	590,0	2.655,0
Cavaco de Madeira	4	16,4	65,6	492,0
TOTAL	**14**	**-**	**655,6**	**3.147,0**

Fonte: Resultados da simulação computacional(2025).

Gráfico 4.1 Evolução da geração de energia (MWh)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A capacidade instalada total de **655,6 MW** mostra-se adequada para atender ao pico de demanda do quinto ano (562,8 MW). Observa-se uma **margem de reserva de 16,5%**, valor superior ao requisito mínimo de segurança de 15% estabelecido nas restrições do modelo, garantindo a robustez do sistema contra flutuações de carga.

4.1.1 Dinâmica Operacional e Despacho

A operação do sistema seguiu estritamente a ordem de mérito econômico, despachando primeiramente as usinas com menor Custo Variável Unitário (CVU). O Bagaço de Cana (R$10,00/MWh) operou na base do sistema, enquanto o Cavaco de Madeira (R$250,00/MWh) atuou como fonte complementar.

A análise anual revela o impacto da restrição de combustível na operação:

- **Ano 1**: A demanda de 4.380 GWh foi integralmente suprida pela geração a bagaço de cana, sem necessidade de acionamento das usinas a cavaco. O consumo de cana (3.45 mton) ficou ligeiramente abaixo do limite anual de 3,5 mton.

- **Anos 2 a 5**: Com o crescimento da demanda, a geração a bagaço atingiu seu teto físico imposto pela disponibilidade de biomassa (3,5 mton/ano). A partir do segundo ano, o modelo forçou o despacho das usinas a cavaco de madeira para cobrir o déficit energético remanescente.

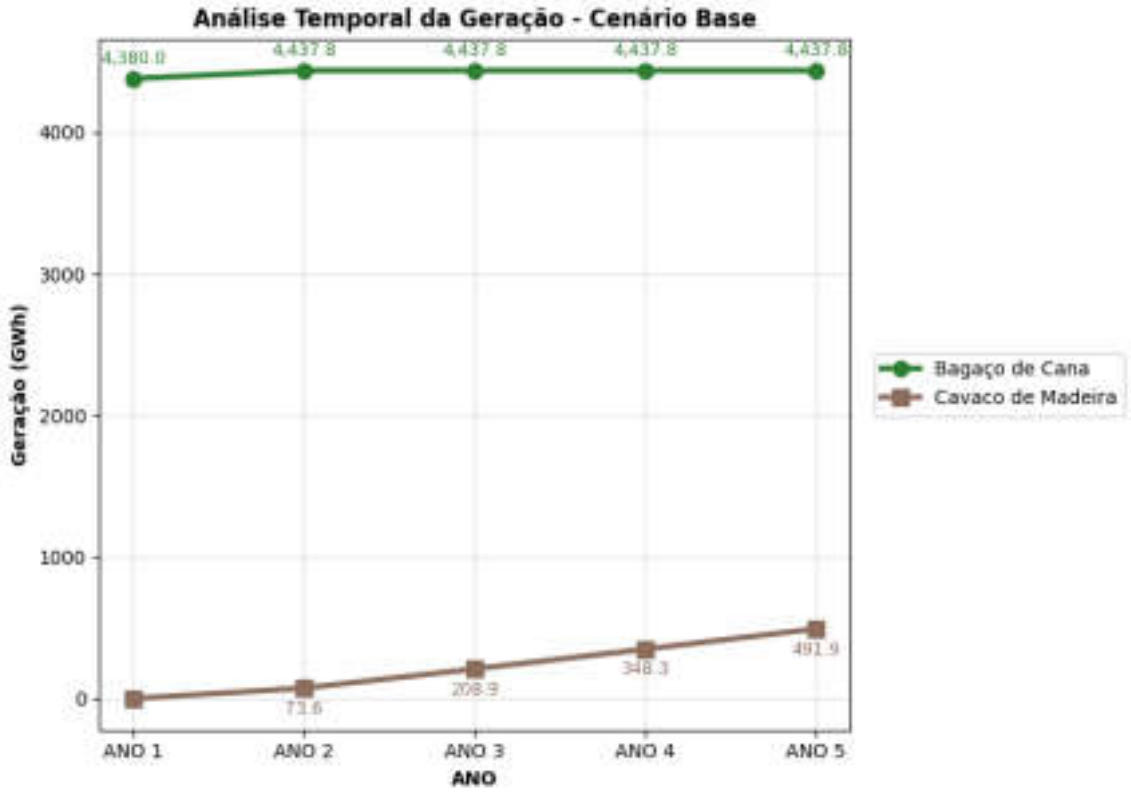
A evolução da matriz de geração é detalhada na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Evolução da geração anual por fonte (MWh)

Ano	Geração Cana (MWh)	Partic. Cana (%)	Geração Madeira (MWh)	Partic. Madeira (%)
1	4.380.000	100,0%	0	0,0%
2	4.437.796	98,4%	73.604	1,6%
3	4.437.796	95,5%	208.946	4,5%
4	4.437.796	92,7%	348.349	7,3%
5	4.437.796	90,0%	491.933	10,0%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da simulação(2025).

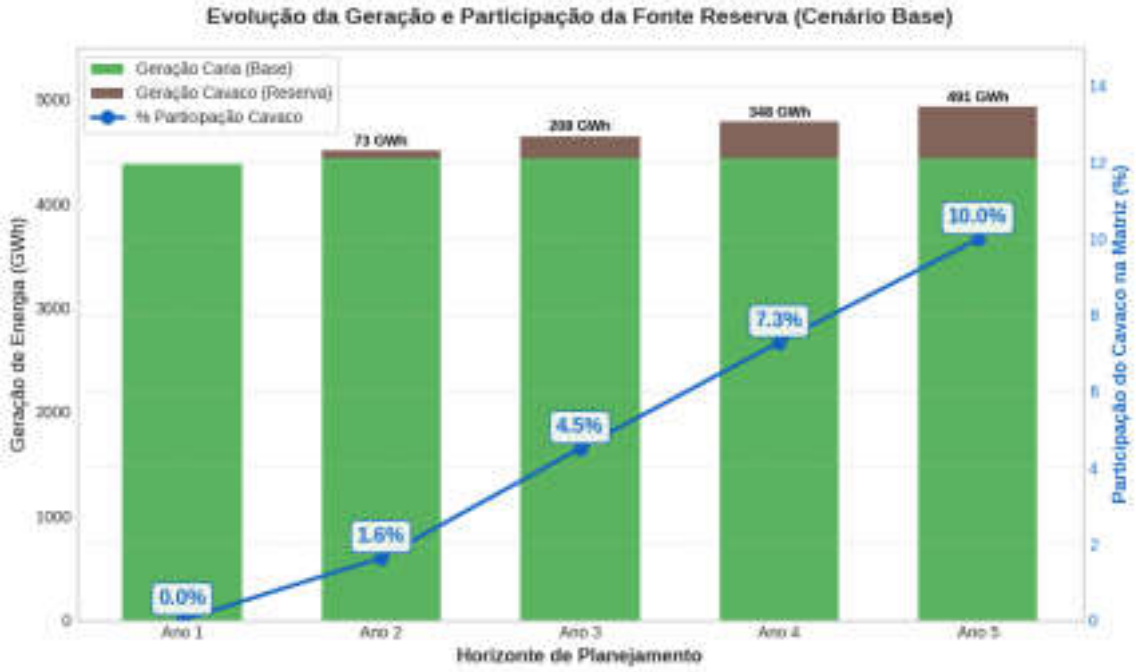
Gráfico 4.2 Participação das Unidades Geradoras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Nota-se que, no quinto ano, a fonte a cavaco de madeira passa a responder por 10% (conforme mostra a Figura 4.3) da energia gerada, operando com 20,1% de sua capacidade máxima de combustível, validando a necessidade dessas unidades para o fechamento do balanço energético.

Gráfico 4.3 Percentual da geração ano a ano.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.1.2 Análise Econômica e Ambiental

A análise financeira do projeto revela que a sustentabilidade ambiental não atua apenas como um requisito regulatório, mas como um vetor central de viabilidade econômica. O custo total do sistema para o horizonte de 5 anos resultou em **R$2.696.617.982,91**. No entanto, este valor já incorpora um benefício financeiro substancial proveniente da comercialização de créditos de carbono.

O modelo computacional considerou um limite de emissões (permissão) de 5.000.000 toneladas de CO_2 por ano. Como a planta opera majoritariamente com biomassa (fonte renovável), suas emissões reais foram muito inferiores a esse teto. Essa diferença gerou um excedente de créditos de carbono que, valorado a R$90,00/ton, resultou em uma receita líquida (custo negativo) para o projeto.

A Tabela 4.3 demonstra o balanço de emissões e o impacto financeiro positivo gerado pela venda dos créditos excedentes.

Tabela 4.3 Balanço de emissões e receita com créditos de carbono

Ano	Emissão Real (ton)	Limite Permitido (ton)	Crédito Excedente (ton)	Receita Gerada (R$)
1	1.007.400	5.000.000	3.992.600	-359.334.000,00
2	1.037.622	5.000.000	3.962.378	-356.614.020,00
3	1.068.751	5.000.000	3.931.249	-353.812.441,00
4	1.100.813	5.000.000	3.899.187	-350.926.814,00
5	1.133.838	5.000.000	3.866.162	-347.954.618,00
TOTAL	5.348.423	25.000.000	19.651.577	-1.768.641.892,65

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O resultado é expressivo: o projeto obteve uma receita ambiental total de aproximadamente R$1,77 bilhão ao longo de cinco anos. Este montante é suficiente para cobrir cerca de 56% do Investimento Inicial (CAPEX) de R$3,14 bilhões, demonstrando que o mercado de carbono pode financiar grande parte da expansão da bioeletricidade.

Sem esse mecanismo de incentivo, o custo total do projeto seria de R$4,94 bilhões. Portanto, a estratégia de manter as emissões baixas (média de 1,07 Mton/ano) frente a um teto permissivo (5,0 Mton/ano) provou ser a decisão mais lucrativa do planejamento, reduzindo o custo final da energia em 45,5%.

Em suma, o Cenário Base comprova que a operação baseada em bagaço de cana não é apenas tecnicamente segura, mas financeiramente alavancada pela monetização de seus atributos ambientais.

4.1.3 Detalhamento dos Custos Operacionais (OPEX)

A estrutura de custos operacionais do projeto (OPEX) foi segregada em duas componentes distintas: os Custos Fixos de Operação e Manutenção (O&M Fixo) e os Custos Variáveis Unitários (CVU), associados diretamente ao despacho termelétrico.

Custos Fixos (O&M)

Os custos fixos independem da geração de energia e são calculados com base na potência instalada acumulada. Considerando a instalação imediata das 14 unidades geradoras (10 de cana e 4 de cavaco), o custo fixo anual manteve-se constante ao longo do horizonte de planejamento.

- **Bagaço de Cana**: 590 MW × R$ 240.000/MW.ano = **R$ 141.600.000,00 / ano**
- **Cavaco de Madeira**: 65,6 MW × R$ 330.000/MW.ano = **R$ 21.648.000,00 / ano**
- **Total Anual**: **R$ 163.248.000,00**

Custos Variáveis (CVU/Combustível)

Os custos variáveis apresentaram crescimento progressivo, acompanhando o aumento da demanda e a necessidade de acionamento da fonte complementar (Cavaco), que possui um CVU significativamente maior (R$250/MWh) em comparação à cana (R$10/MWh).

A Tabela 4.1 apresenta a composição anual detalhada dos custos operacionais.

Tabela 4.4 Evolução anual dos custos operacionais fixos e variáveis

Ano	O&M Fixo (R$)	Custo Variável Cana (R$)	Custo Variável Cavaco (R$)	Custo Operacional Total (R$)
1	163.248.000	43.800.000	0	**207.048.000**
2	163.248.000	44.377.960	18.401.000	**226.026.960**
3	163.248.000	44.377.960	52.236.500	**259.862.460**
4	163.248.000	44.377.960	87.087.250	**294.713.210**
5	163.248.000	44.377.960	122.983.250	**330.609.210**
TOTAL	**816.240.000**	**221.311.840**	**280.708.000**	**1.318.259.840**

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A análise da Tabela 3.8 evidencia o impacto financeiro da restrição de biomassa de cana. Embora a geração a cavaco de madeira represente apenas 10% da energia total produzida no 5º ano (conforme Tabela 3.6), ela é responsável por **37% do custo operacional total** daquele ano.

Isso demonstra que, à medida que o sistema exaure a disponibilidade da fonte barata (Cana) e recorre à fonte de reserva (Cavaco), o custo marginal de operação sobe drasticamente, elevando o custo médio final da energia.

4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Para mitigar os riscos associados às incertezas de parâmetros exógenos e validar a robustez da solução ótima, realizou-se uma análise de sensibilidade expandida. Foram simulados cinco cenários distintos, variando as duas grandezas mais críticas do projeto: a disponibilidade física de biomassa (limite de combustível) e o custo variável de operação (CVU da cana).

Os cenários foram definidos da seguinte forma:

1. **Cenário 1 (Base):** Parâmetros originais (CVU R$10/MWh; Limite 3,5 Mton).
2. **Cenário 2 (Custo Alto):** Aumento de 50% no CVU da cana (R$15/MWh).
3. **Cenário 3 (Disponibilidade Reduzida):** Redução de 10% no limite de cana (3,15 Mton).
4. **Cenário 4 (Disponibilidade Aumentada):** Aumento de 10% no limite de cana (3,85 Mton).
5. **Cenário 5 (Custo Reduzido):** Redução de 50% no CVU da cana (R$5/MWh).

4.2.1 Impacto na Expansão da Capacidade

A Tabela 4.5 consolida a configuração física ótima do parque gerador para cada um dos cinco cenários simulados.

Tabela 4.5 Comparativo da expansão física nos 5 cenários

Cenário	Descrição da Variação	Unidades Cana	Unidades Cavaco	Capacidade Total (MW)	Margem de Reserva (%)
1 (Base)	-	10	4	655,6	16,5%
2	CVU Cana (150%)	10	4	655,6	16,5%
3	Limite Cana (-10%)	10	**7**	**704,8**	**25,2%**
4	Limite Cana (+10%)	**11**	1	665,4	18,2%
5	CVU Cana (-50%)	10	4	655,6	16,5%

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

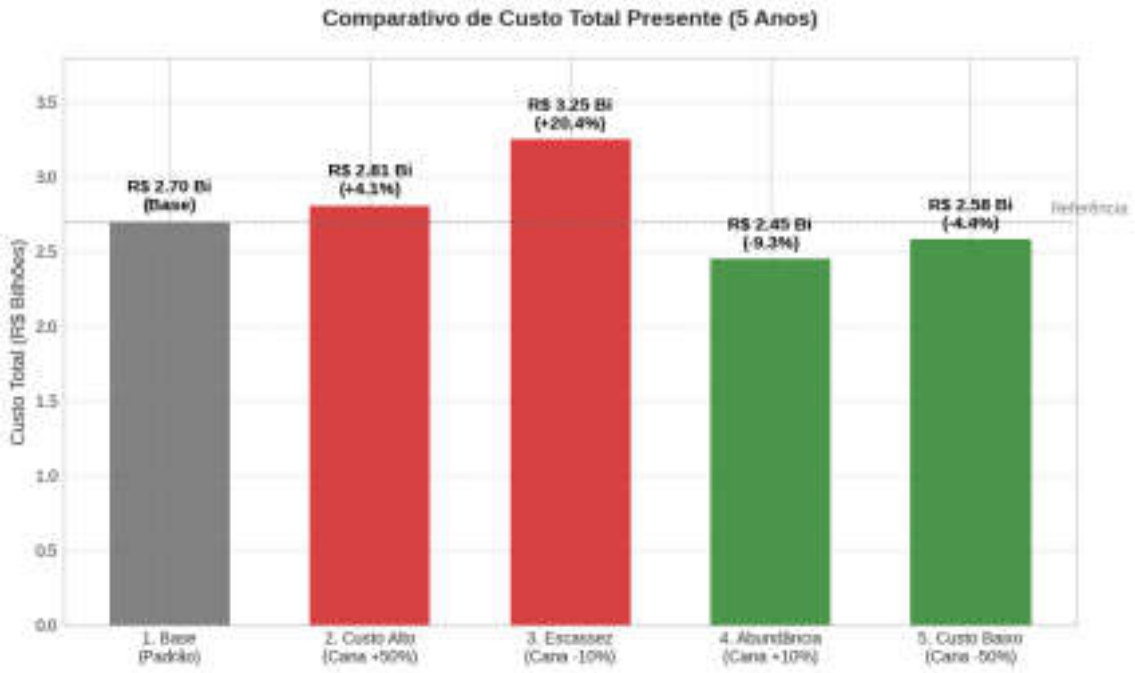
A análise da Tabela 4.5 permite duas conclusões fundamentais sobre o comportamento do sistema:

1. Alta Sensibilidade à Disponibilidade Física (Cenários 3 e 4):
   As alterações no limite de combustível provocaram mudanças drásticas na topologia da rede.
   - No **Cenário 3 (Escassez)**, a falta de cana obrigou o sistema a investir pesadamente em redundância, adicionando 3 unidades de cavaco de madeira. Isso elevou a capacidade instalada para 704,8 MW e gerou uma margem de reserva "falsa" de 25,2%, necessária apenas para suprir o déficit de energia (MWh), e não de potência (MW).
   - No **Cenário 4 (Abundância)**, o relaxamento da restrição permitiu a substituição tecnológica ideal. O modelo instalou 11 unidades de cana e reduziu o *backup* de madeira para apenas 1 unidade, otimizando o CAPEX e o OPEX.
2. Inelasticidade ao Preço (Cenários 2 e 5):
   As variações de custo, tanto para cima (+50%) quanto para baixo (-50%), não alteraram a decisão de investimento. A configuração manteve-se rígida em 10 unidades de cana e 4 de madeira. Isso ocorre porque o gap de preço entre a cana (R$5 a R$15) e a madeira (R$250) é tão expressivo que, mesmo nos cenários mais caros, a cana continua sendo despachada prioritariamente até atingir seu limite físico.

4.2.2 Análise Econômica Comparativa

Embora a configuração física não mude nos cenários de preço, o desempenho econômico (Custo Total da Operação) varia significativamente. O Gráfico 3.4 ilustra o impacto financeiro de cada cenário.

Gráfico 4.5 Variação do Custo Total Presente (R$ Bilhões).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

- **Pior Caso (Cenário 3)**: Apresenta o maior custo total devido à necessidade de CAPEX adicional em usinas de madeira e maior consumo de combustível caro (cavaco) para cobrir o déficit da cana.
- **Melhor Caso (Cenário 4)**: A maior disponibilidade de cana permite reduzir o investimento inicial (menos usinas de madeira construídas) e operar com o menor custo variável médio, maximizando o VPL do projeto.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo central analisar a viabilidade técnica e econômica da expansão de um sistema de geração termelétrica a biomassa, buscando a configuração ótima que maximize o retorno financeiro sob restrições operacionais e ambientais. Ao final do estudo, confrontando-se os resultados obtidos com os objetivos estabelecidos no Capítulo 1, conclui-se que a proposta foi plenamente atendida, conforme detalhado a seguir.

Em relação à **fundamentação teórica e contextualização**, a revisão bibliográfica confirmou o papel estratégico da bioeletricidade na matriz energética brasileira. Ficou evidente que a complementaridade sazonal entre a biomassa (safra seca) e a fonte hídrica é um ativo fundamental para a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN), validando a pertinência do investimento neste tipo de fonte.

No que tange ao **desenvolvimento da modelagem matemática**, a aplicação da Programação Linear Inteira Mista (PLIM) mostrou-se uma ferramenta robusta para a tomada de decisão. O modelo foi capaz de traduzir a complexidade das restrições de balanço de potência, disponibilidade de combustível e limites de emissão em uma solução de mínimo custo global.

Quanto à **determinação da configuração física ótima**, o modelo definiu que a expansão ideal para o horizonte de cinco anos consiste na instalação de **10 usinas de bagaço de cana-de-açúcar** (operação de base na safra) e **4 usinas de cavaco de madeira** (reserva técnica). Esta topologia, detalhada no Capítulo 3, garante o atendimento da demanda com uma margem de reserva de 16,5%, equilibrando o baixo custo variável da cana com a disponibilidade constante da madeira.

No âmbito da **viabilidade econômica e ambiental**, confirmou-se a hipótese de que a sustentabilidade impulsiona a rentabilidade. A análise do fluxo de caixa demonstrou que a receita proveniente dos Créditos de Descarbonização (CBIOs) — estimada em aproximadamente **R$ 1,77 bilhão** — desempenha um papel crucial no *funding* do projeto, sendo capaz de amortizar mais de 50% do Investimento Inicial (CAPEX). Isso comprova que a venda de atributos ambientais não é apenas um acessório, mas um pilar central da viabilidade financeira de novas usinas de biomassa.

Por fim, a **análise de sensibilidade** permitiu mapear os riscos críticos do projeto. Observou-se que o sistema possui alta resiliência a variações de preço (inelasticidade econômica), mas apresenta vulnerabilidade significativa à indisponibilidade de combustível (risco de volume). A simulação dos cenários de escassez demonstrou que a frustração de safra pode elevar os custos totais em mais de 20%, evidenciando que a segurança de suprimento físico é mais determinante para o sucesso do empreendimento do que a oscilação do custo operacional.

Em suma, o estudo conclui que a expansão do parque gerador via biomassa é **tecnicamente segura e economicamente atrativa**, desde que amparada por estratégias sólidas de garantia de suprimento e pela correta precificação dos benefícios ambientais.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Considerando as delimitações deste estudo e as novas questões suscitadas pelos resultados, sugerem-se os seguintes temas para a continuidade da pesquisa:

1. **Integração com Fontes Intermitentes**: Avaliar a hibridização do sistema com usinas solares fotovoltaicas, utilizando a biomassa para despachos noturnos ou em horários de ponta (*time-shifting*).
2. **Armazenamento de Energia (BESS)**: Investigar a viabilidade econômica da inserção de sistemas de baterias para armazenar excedentes de geração na safra, reduzindo a necessidade de térmicas de *backup*.
3. **Modelagem Estocástica**: Substituir a abordagem determinística por modelos que considerem a hidrologia e a produtividade agrícola como variáveis aleatórias, permitindo o cálculo de métricas de risco como o *Value at Risk* (VaR).
4. **Logística de Suprimento**: Expandir o modelo para otimizar também a cadeia logística de recolhimento da palha e transporte do cavaco, minimizando o custo posto na usina.
5. Recomenda-se, para estudos futuros, a expansão do modelo para contemplar sistemas híbridos que integrem a **geração Solar Fotovoltaica (PV)**. A inclusão da fonte solar permitiria explorar a complementaridade diária entre as fontes: a energia fotovoltaica atenderia parte substancial da demanda

durante o período de maior insolação (diurno), possibilitando a conservação do estoque de biomassa (bagaço e cavaco). Desta forma, as termelétricas poderiam ter seu despacho otimizado para atuar preponderantemente como *base* no período noturno e como resposta rápida (*ramp-up*) nos horários de ponta, aumentando a eficiência global do sistema e reduzindo potencialmente o Custo Nivelado de Energia (LCOE).

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). **Atlas Irrigação**: uso da água na agricultura irrigada. 2. ed. Brasília: ANA, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/ana. Acesso em: 26 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Dados de capacidade de geração de energia.** Brasília: ANEEL. 2024. Disponível em: https://www.aneel.gov.br. Acesso em: 26 nov. 2025.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (CONAB). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**: v. 8 - Safra 2021/22 - Quarto levantamento. Brasília: CONAB, 2022. Disponível em: https://www.conab.gov.br. Acesso em: 20 dez. 2025.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (CONAB). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**: v. 10 - Safra 2023/24. Brasília: CONAB, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Análise de conjuntura dos biocombustíveis**: ano 2024. Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2024/06. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 29 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2023**: Ano base 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2025**: Relatório Síntese, ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **EPE analisa efeitos das mudanças climáticas na matriz elétrica brasileira do futuro.** Rio de Janeiro: EPE, 2023c. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 26 nov. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Expansão da Geração.** Rio de Janeiro: EPE, 2023b. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 23 out. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Nota Técnica**: Custo Nivelado de Geração – Termelétrica a Biomassa. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Planejamento do atendimento aos sistemas isolados**: ciclo 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 29 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Rio de Janeiro: EPE/MME, 2023a. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 26 nov. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.** Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 29 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**: caderno de requisitos. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 26 nov. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035:** caderno de demanda de energia elétrica. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2025c.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035**: caderno de parâmetros de custos da geração e transmissão. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2025.

ENSINAS, A. V. **Otimização termoeconômica de sistemas de cogeração em usinas de açúcar e álcool.** 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T. **Energia renovável no Brasil**: análise das principais fontes. São Paulo: Edgard Blücher, 2008.

GOLDEMBERG, J. et al. A expansão do etanol brasileiro e a sustentabilidade. **Revista Brasileira de Energia**, v. 20, n. 1, p. 25-38, 2014.

GOLDEMBERG, J. et al. Ethanol for a Sustainable Energy Future. **Science**, v. 324, n. 5930, p. 1026-1028, 2014.

GUROBI OPTIMIZATION. **Gurobi Optimizer Reference Manual.** Version 11.0. Beaverton: Gurobi Optimization, 2024. Disponível em: https://www.gurobi.com. Acesso em: 29 dez. 2025.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introdução à pesquisa operacional.** 9. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

HUNTER, J. D. Matplotlib: A 2D graphics environment. **Computing in Science & Engineering**, v. 9, n. 3, p. 90-95, 2007.

INNOCENTE, A. F. **Potencial de cogeração a partir da biomassa residual de cana-de-açúcar (bagaço e palhiço)**: estudo de caso. 2010. Dissertação (Mestrado em Agronomia) – Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2023.** Paris: IEA, 2023. E-book. Disponível em: https://www.iea.org. Acesso em: 26 nov. 2025.

MCKINNEY, W. Data structures for statistical computing in Python. *In*: PYTHON IN SCIENCE CONFERENCE, 9., 2010, Austin. **Proceedings [...]**. Austin: SciPy, 2010. p. 51-56.

MORALES, J. M.; ZANCHETTA, A. **A Stochastic-Robust Approach to Hierarchical Generation-Transmission Expansion Planning.** arXiv, 2019. Disponível em: https://arxiv.org/abs/1910.01616. Acesso em: 23 out. 2024.

NUNES, Thays de Aquino. **Análise do potencial energético dos resíduos da cana de açúcar.** 2022. 41 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Agronomia) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022. Disponível em: http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/69204. Acesso em: 29 dez. 2025.

OLIVEIRA, L. W. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia:** Módulo 2 - Planejamento da Geração (Aula 1). Material didático. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2025a.

OLIVEIRA, I. W. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia**: Módulo 2 – Planejamento da Geração (Aula 2). Material didático. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2025b.

SANTOS, A. R.; OLIVEIRA, C. B. **Planejamento da expansão de sistemas elétricos**: modelos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2020.

SANTOS JÚNIOR, Antônio Floriano dos. **Estudo de caso na Usina São João**: uma análise da geração de energia por biomassa de cana-de-açúcar para compensação de energia futura. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal da Paraíba, Cajazeiras, 2024. Disponível em: https://repositorio.ifpb.edu.br. Acesso em: 29 dez. 2025.

SORIANO, A. **Manual de planejamento da expansão do sistema elétrico.** Rio de Janeiro: Interciência, 2017.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Annual Energy Outlook 2023.** Washington, DC: EIA, 2023.

VANDERPLAS, J. **Python data science handbook**: essential tools for working with data. Sebastopol: O'Reilly Media, 2016.

WOLSEY, L. A. **Integer programming.** 2. ed. New York: Wiley, 2020.

WORLD BANK. **State and Trends of Carbon Pricing 2024.** Washington, DC: World Bank, 2024.

APÊNDICE A - CÓDIGO FONTE DO MODELO COMPUTACIONAL DESENVOLVIDO EM PYTHON

```
Python
import sys
!{sys.executable} -m pip install numpy cerdas gurobipy
import numpy as np
import pandas as pd
import gurobipy as gb

#
============================================================================
-
# TCC - OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A BIOMASSA
# Autor: Rashan Frazão Bach n Silva
# Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)
#
----------------------------------------------------------------------------
=

print("-" * 80)
print("MODELO DE EXPANSÃO DE GERAÇÃO - BIOMASSA")
print("=" * 80)

import gurobipy as gp
from gurobipy import GRB

# ------------ DADOS EXATOS DA IMAGEM  FORNECIDA ------------

# Tipos de biomassa conforme a imagem
tipos = ['Cavaco de Madeira/Licor Negro', 'Bagaco de Cana']

# Dados extraídos diretamente da imagem
dados = {
    'Cavaco de Madeira/Licor Negro': {
        'potencia_mw': 16.4,
```

```
        'capex_r_kw': 7502,
        'om_r_kw_ano': 332,
        'cvu_r_mwh': 250,
        'vida_util': 20,
        'consumo_kg_kwh': 2.654591557,
        'poluicao_ton_gwh': 230,
        'limite_mton_ano': 1.6
    },
    'Bagaco de Cana': {
        'potencia_mw': 59,
        'capex_r_kw': 4502,
        'om_r_kw_ano': 242,
        'cvu_r_mwh': 10,
        'vida_util': 20,
        'consumo_kg_kwh': 2.788670846,
        'poluicao_ton_gwh': 230,
        'limite_mton_ano': 3.5
    }
}

print("\n--- DADOS DAS  CNTES DE BIOMASSA ---")
print("-" * 50)

for tipo in tipos:
    print(f"\n{tipo}:")
    print(f"  • Potência: {dados[tipo]['potencia_mw']} MW")
    print(f"  • CAPEX: R${dados[tipo]['capex_r_kw']}/kW")
    print(f"  • O&M: R${dados[tipo]['om_r_kw_ano']}/kW.ano")
    print(f"  • CVU: R${dados[tipo]['cvu_r_mwh']}/MWh")
    print(f"  • Consumo: {dados[tipo]['consumo_kg_kwh']} kg/kWh")
    print(f"  • Poluição: {dados[tipo]['poluicao_ton_gwh']} ton-CO2/GWh")
    print(f"  • Limite combustível: {dados[tipo]['limite_mton_ano']}
mton/ano")

# ============ PARÂMETROS DO SISTEMA ============

CARGA_INTCTAL_MW = 500
```

```
TAXA_CRESCIMENTO = 0.03
HORIZONTE_ANOS = 5
HORAS_ANO = 8760
PREÇO_CO2 = 90  # R$/ton-CO₂
CUSTO_ENS = 5000  # R$/MWh (5 R$/kWh × 1000)
LIMITE_EMISSOES_ANUAL = 5_200_000  # 10 milhões de toneladas de CO₂ POR ANO

print(f'\n--- PARAMETROS DO SISTEMA ---')
print(f'Carga inicial: {CARGA_INICIAL_MW} MW')
print(f'Taxa crescimento: {TAXA_CRESCIMENTO*100}%/ano')
print(f'Horizonte: {HORIZONTE_ANOS} anos')
print(f'Preço CO2: R${PREÇO_CO2}/ton')
print(f'Custo energia não suprida: R${CUSTO_ENS}/MWh')
print(f'Limite anual de emissões: {LIMITE_EMISSOES_ANUAL:,} ton-CO₂/ano (10
Mton/ano)')

# ------------ CÁLCULO DAS DEMANDAS ------------

demandas_pico = {}
demandas_energia = {}

for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
    carga_pico = CARGA_INICIAL_MW * ((1 + TAXA_CRESCIMENTO) ** (ano - 1))
    carga_energia = carga_pico * HORAS_ANO
    demandas_pico[ano] = carga_pico
    demandas_energia[ano] = carga_energia

print(f'\n--- DEMANDAS POR ANO ---')
for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
    print(f'Ano {ano}: {demandas_pico[ano]:.1f} MW de pico,
{demandas_energia[ano]:,.0f} MWh')

# ------------ CRIAR MODELO GUROBI ------------

print("\n" + "="*80)
print("CRIANDO MODELO DE OTIMIZAÇÃO COM GUROBI")
print("="*80)
```

```
try:
    # Criar modelo
    modelo = gp.Model("Expresso_Biomassa")

    # ------------ VARIÁVEIS DE DECISÃO ------------
    print("\nCriando variáveis de decisão...")

    # Variáveis inteiras: número de unidades a construir
    unidades_cavaco = modelo.addVar(vtype=GRB.INTEGER, lb=0, ub=50,
name="unidades_cavaco")
    unidades_cana = modelo.addVar(vtype=GRB.INTEGER, lb=0, ub=50,
name="unidades_cana")

    # Variáveis de geração anual (MWh)
    geracao_cavaco = {}
    geracao_cana = {}

    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        geracao_cavaco[ano] = modelo.addVar(lb=0,
name=f"geracao_cavaco_{ano}")
        geracao_cana[ano] = modelo.addVar(lb=0, name=f"geracao_cana_{ano}")

    # Energia não suprida
    energia_nao_suprida = {}
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        energia_nao_suprida[ano] = modelo.addVar(lb=0, name=f"ens_{ano}")

    modelo.update()

    # ============ FUNÇÃO OBJETIVO ============
    print("Definindo função objetivo...")

    # 1. Custo de investimento (CAPEX)
    investimento_cavaco = unidades_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['potencia_mw'] * dados['Cavaco de Madeira/Licor Negro']['capex_r_kw']
* 1000
```

```
    investimento_cana = unidades_cana * dados['Bagaco de
Cana']['potencia_mw'] * dados['Bagaco de Cana']['capex_r_kw'] * 1000
    investimento_total = investimento_cavaco + investimento_cana

    # 2. Custo O&M fixo anual (para 5 anos)
    om_fixo_total = 0
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        om_cavaco = unidades_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['potencia_mw'] * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['om_r_kw_ano'] * 1000
        om_cana = unidades_cana * dados['Bagaco de Cana']['potencia_mw'] *
dados['Bagaco de Cana']['om_r_kw_ano'] * 1000
        om_fixo_total += (om_cavaco + om_cana)

    # 3. Custo de combustível (CVU)
    combustivel_total = 0
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        cv_cavaco = geracao_cavaco[ano] * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['cvu_r_mwh']
        cv_cana = geracao_cana[ano] * dados['Bagaco de Cana']['cvu_r_mwh']
        combustivel_total += (cv_cavaco + cv_cana)

    # 4. Custo de emissões
    emissao_total = 0
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        # Converter poluição: ton-CO₂/GWh → ton-CO₂/MWh (÷1000)
        emissao_cavaco = geracao_cavaco[ano] * (dados['Cavaco de
Madeira/Licor Negro']['poluicao_ton_gwh'] / 1000) * PRECO_CO2
        emissao_cana = geracao_cana[ano] * (dados['Bagaco de
Cana']['poluicao_ton_gwh'] / 1000) * PRECO_CO2
        # Subtrair o limite ANUAL de 10 Mton × PRECO_CO2 (CORREÇÃO
SOLICITADA)
        emissao_total += (emissao_cavaco + emissao_cana) -
(LIMITE_EMISSOES_ANUAL * PRECO_CO2)

    # 5. Custo da energia não suprida
```

```
    ens_total = sum(energia_nao_suprida[ano] * CUSTO_ENS for ano in range(1,
HORIZONTE_ANOS + 1))

    # Função objetivo total: minimizar custos
    custo_total = investimento_total + om_fixo_total + combustivel_total +
emissao_total + ens_total
    modelo.setObjective(custo_total, GRB.MINIMIZE)

    # ============ RESTRIÇÕES ============
    print('Adicionando restrições...')

    # 1. Geração máxima (considerando fator de capacidade de 100%)
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        fator_capacidade = 1

        # Máxima geração possível = capacidade total * horas * fator
capacidade
        geracao_max_cavaco = unidades_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['potencia_mw'] * HORAS_ANO * fator_capacidade
        geracao_max_cana = unidades_cana * dados['Bagaço de
Cana']['potencia_mw'] * HORAS_ANO * fator_capacidade

        modelo.addConstr(geracao_cavaco[ano] <= geracao_max_cavaco,
f'max_cavaco_{ano}')
        modelo.addConstr(geracao_cana[ano] <= geracao_max_cana,
f'max_cana_{ano}')

    # 2. Atendimento à demanda (LOLP 0.25)
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        geracao_total = geracao_cavaco[ano] + geracao_cana[ano]
        modelo.addConstr(geracao_total + energia_nao_suprida[ano] >=
demandas_energia[ano], f'demanda_{ano}')
        # Limite déficit a 5% da demanda
        modelo.addConstr(energia_nao_suprida[ano] <= 0.05 *
demandas_energia[ano], f'max_ens_{ano}')

    # 3. Limite de combustível (anual)
```

```
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        # Converter consumo: kg/kWh → ton/MWh (÷1000)
        consumo_cavaco = geracao_cavaco[ano] * (dados['Cavaco de
Madeira/Licor Negro']['consumo_kg_kwh'] / 1000)
        consumo_cana = geracao_cana[ano] * (dados['Bagaco de
Cana']['consumo_kg_kwh'] / 1000)

        # Limites: mton/ano → ton/ano (×1000)
        limite_cavaco = dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['limite_mton_ano'] * 1000
        limite_cana = dados['Bagaco de Cana']['limite_mton_ano'] * 1000

        modelo.addConstr(consumo_cavaco <= limite_cavaco,
f'Limite_cavaco_{ano}')
        modelo.addConstr(consumo_cana <= limite_cana, f'Limite_cana_{ano}')

    # 4. Capacidade instalada mínima (15% de reserva)
    for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
        capacidade_total = (unidades_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['potencia_mw'] +
                            unidades_cana * dados['Bagaco de
Cana']['potencia_mw'])
        modelo.addConstr(capacidade_total >= demandas_pico[ano] * 1.15,
f'Reserva_{ano}')

    # ------------ RESOLVER O MODELO ------------
    print('\n' + '='*80)
    print('RESOLVENDO MODELO DE OTIMIZAÇÃO')
    print('-'*80)

    modelo.setParam('OutputFlag', 1)
    modelo.setParam('TimeLimit', 120)
    modelo.setParam('MIPGap', 0.10)

    print('\nOtimizando...')
    modelo.optimize()
```

```
    # ============ RESULTADOS ============
    print('\n' + '='*80)
    print('RESULTADOS DA EXPANSÃO ÓTIMA')
    print('-'*80)

    if modelo.status in [GRB.OPTIMAL, GRB.TIME_LIMIT]:
        print(f'\n✓ SOLUÇÃO ENCONTRADA!')
        print(f'Status: {modelo.status}')
        print(f'Custo total (5 anos): R${modelo.objVal:,.2f}')

        # Extrair valores das variáveis
        u_cavaco = unidades_cavaco.X
        u_cana = unidades_cana.X

        print(f'\nSOLUÇÃO DE EXPANSÃO:')
        print(f'- Unidades de Cavaco de Madeira/Licor Negro: {u_cavaco:.0f}')
        print(f'- Unidades de Bagaço de Cana: {u_cana:.0f}')

        # Capacidade total instalada
        cap_cavaco = u_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['potencia_mw']
        cap_cana = u_cana * dados['Bagaço de Cana']['potencia_mw']
        cap_total = cap_cavaco + cap_cana

        print(f'\nCAPACIDADE EM ALTA:')
        print(f'- Cavaco de Madeira/Licor Negro: {cap_cavaco:,.1f} MW')
        print(f'- Bagaço de Cana: {cap_cana:,.1f} MW')
        print(f'- TOTAL: {cap_total:,.1f} MW')

        # Custo de investimento
        invest_cavaco = u_cavaco * dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['potencia_mw'] * dados['Cavaco de Madeira/Licor Negro']['capex_r$_kw']
* 1000
        invest_cana = u_cana * dados['Bagaço de Cana']['potencia_mw'] *
dados['Bagaço de Cana']['capex_r$_kw'] * 1300

        print(f'\nINVESTIMENTO TOTAL:')
```

```
        print(f'- Cavaco de Madeira/Licor Negro: R${invest_cavaco:,.2f}')
        print(f'- Bagaço de Cana: R${invest_cana:,.2f}')
        print(f'  TOTAL: R${invest_cavaco + invest_cana:,.0f}')

        # ============ DETALHAMENTO POR ANO ============
        print(f'\n' + '='*80)
        print('DETALHAMENTO DA OPERAÇÃO POR ANO')
        print('='*80)

        # Calcular emissões brutas e líquidas para análise
        emissao_total_bruta = 0
        custo_emissao_bruto = 0

        for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
            print(f"\nANO {ano}:")
            print(f"Demanda: {demandas_energia[ano]:,.2f} MWh")

            g_cavaco = geracao_cavaco.ano,.X
            g_cana = geracao_cana[ano].X
            g_total = g_cavaco + g_cana
            e_nao_suprida = energia_nao_suprida[ano].X

            print(f'Geração:')
            print(f"  Cavaco de Madeira/Licor Negro: {g_cavaco:,.0f} MWh
({g_cavaco/demandas_energia[ano]*100:.1f}%)")
            print(f"  Bagaço de Cana: {g_cana:,.0f} MWh
({g_cana/demandas_energia[ano]*100:.1f}%)")
            print(f"  Total: {g_total:,.2f} MWh
({g_total/demandas_energia[ano]*100:.1f}%)")

            if e_nao_suprida > 0:
                print(f"  Energia não suprida: {e_nao_suprida:,.0f} MWh
({e_nao_suprida/demandas_energia[ano]*100:.2f}%)")

            # Consumo de combustível
            consumo_cavaco_ton = g_cavaco * (dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['consumo_kg_kwh'] / 1000)
```

```
            consumo_cana_ton = g_cana * (dados['Bagaco de
Cana']['consumo_kg_kwh'] / 1000)
            limite_cavaco_ton = dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['limite_mton_ano'] * 1000
            limite_cana_ton = dados['Bagaco de Cana']['limite_mton_ano'] *
1000

            print(f"Consumo combustível:")
            print(f"  Cavaco:
{consumo_cavaco_ton:,.1f}/{limite_cavaco_ton:,.1f} ton
({consumo_cavaco_ton/limite_cavaco_ton*100:.1f}%)")
            print(f"  Cana: {consumo_cana_ton:,.1f}/{limite_cana_ton:,.1f} ton
({consumo_cana_ton/limite_cana_ton*100:.1f}%)")

            # Emissões do gro
            emissao_bruta_ano = (g_cavaco * (dados['Cavaco de Madeira/Licor
Negro']['poluicao_ton_gwh'] / 1000) +
                                 g_cana * (dados['Bagaco de
Cana']['poluicao_ton_gwh'] / 1000))
            emissao_liquida_ano = max(emissao_bruta_ano -
LIMITE_EMISSOES_ANUAL, 0)
            custo_emissao_bruto_ano = emissao_bruta_ano * PRECO_CO2
            desconto_ano = LIMITE_EMISSOES_ANUAL * PRECO_CO2
            custo_emissao_liquido_ano = max(custo_emissao_bruto_ano -
desconto_ano, 0)

            emissao_total_bruta += emissao_bruta_ano
            custo_emissao_bruto += custo_emissao_bruto_ano

            print(f"Emissões CO₂:")
            print(f"  • Emissões brutas: {emissao_bruta_ano:,.0f} ton")
            print(f"  • Desconto anual: {LIMITE_EMISSOES_ANUAL:,} ton")
            print(f"  • emissões líquidas: {emissao_liquida_ano:,.2f} ton")
            print(f"  • Custo bruto: R${custo_emissao_bruto_ano:,.2f}")
            print(f"  • Desconto: R${desconto_ano:,.2f}")
            print(f"  • Custo líquido: R${custo_emissao_liquido_ano:,.0f}")
```

```
        # ============ ANÁLISE ECONÔMICA ============
        print('\n' + '='*50)
        print('ANÁLISE ECONÔMICA')
        print('-'*60)

        # Calcular geração total nos 5 anos
        geracao_total_5anos = 0
        for ano in range(1, HORIZONTE_ANOS + 1):
            geracao_total_5anos += (geracao_cavaco[ano].X +
geracao_caldeira[ano].X)

        print(f'\nGERAÇÃO TOTAL (5 anos): {geracao_total_5anos:,.0f} MWh')
        print(f'CUSTO TOTAL (5 anos): R${modelo.objVal:,.2f}')

        if geracao_total_5anos > 0:
            custo_medio_mwh = modelo.objVal / geracao_total_5anos
            print(f'CUSTO MÉDIO POR MWh: R${custo_medio_mwh:.2f}')

        # Componentes do custo
        print('\nCOMPOSIÇÃO DOS CUSTOS:')
        print(f'1. Investimento: R${investimento_total.getValue():,.2f}')
        print(f'2. O&M Fixo: R${om_fixo_total.getValue():,.2f}')
        print(f'3. Combustível (CVU): R${combustivel_total.getValue():,.2f}')

        # Emissões (com desconto anual)
        desconto_total = LIMITE_EMISSOES_ANUAL * PRECO_CO2 * HORIZONTE_ANOS
        print('4. Emissões CO2 (com desconto anual):')
        print(f'   • Emissões brutas totais: {emissao_total_bruta:,.0f} ton')
        print(f'   • Custo bruto total: R${custo_emissao_bruto:,.2f}')
        print(f'   • Desconto total ({HORIZONTE_ANOS} anos):
R${desconto_total:,.2f}')
        print(f'   • Custo líquido total: R${emissao_total.getValue():,.2f}')

        print('5. Energia não suprida: R${ens_total.getValue():,.2f}')

        # ------------ IMPACTO DO DESCONTO ANUAL DE EMISSÕES ------------
        print(f'\n' + '-'*60)
```

```
        print(f'IMPACTO DO DESCONTO ANUAL DE {LIMITE_EMISSOES_ANUAL:,} TON DE
CO2:')
        print('-'*60)

        custo_sem_desconto = (investimento_total.getValue() +
om_fixo_total.getValue() +
                              combustivel_total.getValue() +
custo_emissao_bruto +
                              ens_total.getValue())

        print(f'Custo sem desconto de emissões: R${custo_sem_desconto:,.2f}')
        print(f'Economia total com desconto anual: R${custo_sem_desconto -
modelo.objVal:,.2f}')
        print(f'Percentual de redução: {(custo_sem_desconto -
modelo.objVal)/custo_sem_desconto*100:,.1f}%')

        # ------------ RECOMENDAÇÕES ------------
        print(f'\n' + '-'*60)
        print('RECOMENDAÇÕES')
        print('='*60)

        print(f'\n1. MIX ÓTIMO DE GERAÇÃO:')
        if u_cana > u_cavaco:
            print(f"   • Priorizar Bagaço de Cana ({u_cana:.0f} unidades)")
            print(f"   • CVU muito mais baixo: R${dados['Bagaco de
Cana']['cvu_r_mwh']}/MWh")
            print(f"   • Complementar com Cavaco de Madeira ({u_cavaco:.0f}
unidades)")
        else:
            print(f"   • Sistema equilibrado entre as duas fontes")
            print(f"   • Cavaco de Madeira: {u_cavaco:.0f} unidades")
            print(f"   • Bagaço de Cana: {u_cana:.0f} unidades")

        print(f'\n2. CAPACIDADE TÉRMICA:')
        demanda_ultimo_ano = demandas_dict[HORIZONTE_ANOS]
        reserva_percent = ((cap_total / demanda_ultimo_ano) - 1) * 100
```

```
        print(f'   • Demanda ano {HORIZONTE_ANOS}: {demanda_ultimo_ano:.1f}
MW')
        print(f'   • Reserva de capacidade: {reserva_percent:.1f}%')
        print(f'   • Limites de combustível respeitados')



        print(f'\n4. PRÓXIMOS PASSOS:')
        print(f'   • Negociar contratos de longo prazo para biomassa')
        print(f'   • Planejar logística de armazenamento e transporte')
        print(f'   • Considerar estoque estratégico de 30 dias')
        print(f'   • Implementar sistema de monitoramento de emissões')
        print(f'   • Explorar créditos de carbono adicionais")

        # ------------ EXPORTAR RESULTADOS ------------
        resultados = {
            'unidades_cavaco': u_cavaco,
            'unidades_cana': u_cana,
            'capacidade_total_mw': cap_total,
            'investimento_total': inves._cavaco + invest_cana,
            'custo_total_5anos': modelo.objVal,
            'geracao_total_5anos': geracao_total_5anos,
            'emissoes_brutas_totais_tco': emissao_.co2_bruta,
            'desconto_emissoes_anual_co': LIMITE_EMISSOES_ANUAL
            'desconto_emissoes_total_tco': LIM_ E_EMISSOES_ANUAL *
HORIZONTE_ANOS,
            'emissoes_liquidas_totais_co': max(emissao_total_bruta -
(LIMITE_EMISSOES_ANUAL * HORIZONTE_ANOS), 0)
        }

        print('\n' + '='*50)
        print('RESULTADOS EXPORTADOS PARA VARIÁVEL "resultados"')
        print('-'*80)

    else:
        print(f'\nX NÃO FOI POSSÍVEL ENCONTRAR SOLUÇÃO')
        print(f'Status: {modelo.status}')
```

```
        if modelo.status == GRB.INFEASIBLE:
            print('\nO modelo é infactível. Causas possíveis:')
            print('1. Limites de combustível insuficientes')
            print('2. Capacidade máxima limitada')
            print('3. Restrições muito rigorosas')

            print('\nSugestões para tornar factível:')
            print('1. Aumentar limites de combustível')
            print('2. Aumentar número máximo de unidades')
            print('3. Relaxar restrições de reserva')

except ImportError:
    print("\n Gurobi não está instalado.")


except Exception as e:
    print(f"\nX Erro: {e}")

print("\n" + "="*80)
print("FIM DO MODELO")
print("="*80)
```