

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR ASSOCIADA AO
APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU)
PARA ATENDIMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE
CONSÓRCIOS MUNICIPAIS**

LAURA DARDOT CAMPELLO

ITAJUBÁ, JULHO DE 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS

LAURA DARDOT CAMPELLO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR ASSOCIADA AO
APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU)
PARA ATENDIMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE
CONSÓRCIOS MUNICIPAIS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Universidade Federal de Itajubá – Campus Itajubá, sendo este um dos pré-requisitos para obtenção do título de Doutor em Meio Ambiente e Recursos Hídricos.

Área de Concentração: Meio Ambiente e Recursos Hídricos

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho
Co-orientadora: Prof^a. Dr^a. Regina Mambeli Barros

ITAJUBÁ, JULHO DE 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS

LAURA DARDOT CAMPELLO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO
DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR ASSOCIADA AO APROVEITAMENTO
ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU), PARA ATENDIMENTO
DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CONSÓRCIOS MUNICIPAIS**

Defesa aprovada por banca examinadora em 11 de julho de 2025, conferindo ao autor o título de **Doutor em Meio Ambiente e Recursos Hídricos**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho (Orientador)
Universidade Federal de Itajubá - Unifei

Profª. Drª. Regina Mambeli Barros (Co-orientadora)
Universidade Federal de Itajubá - Unifei

Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos
Universidade Federal de Itajubá - Unifei

Profa. Dra. Maria Cláudia Costa de Oliveira Botan
Universidade Estadual Paulista – Unesp

Dr. Johnson Herlich Roslee Mensah
Universidade Federal da Integração Latino-Americana -
UNILA

ITAJUBÁ, JULHO DE 2025

AGRADECIMENTOS

Ao Jacques, que literalmente deu o sangue na minha defesa, por toda amizade, carinho e amor ao longo da nossa caminhada juntos.

À minha filha Isabela, por iluminar a minha vida e me ensinar a amar, todos os dias.

Aos amigos da UNIFEI e da vida, pela amizade, incentivo e risadas.

Ao professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho pela oportunidade, orientação e apoio nos momentos difíceis.

À professora Dra Regina Mambeli Barros pelas contribuições e auxílio.

A FAPEMIG e CAPES pelo financiamento da pesquisa e concessão de bolsa de doutorado (processo número 88887.636734/2021-00).

RESUMO

No cenário global de transição energética, a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis é fundamental. Uma das estratégias de apoio à transição energética é o desenvolvimento de instrumentos que reconheçam os benefícios socioambientais das fontes limpas, como o mercado de crédito de carbono no setor elétrico. Neste contexto, esta pesquisa analisou a viabilidade técnica e econômica da geração híbrida de energia por meio da incineração de RSU associada à energia fotovoltaica, voltada ao atendimento da demanda elétrica de consórcios municipais, considerando também a comercialização de créditos de carbono. Foram avaliados quatro cenários distintos de manejo dos RSU do Consórcio Intermunicipal de Municípios do Alto Sapucaí para Aterro Sanitário (CIMASAS), variando os percentuais de reciclagem de materiais secos e orgânicos conforme as metas do Plano Nacional de Resíduos Sólidos. A análise econômica contemplou dois modelos previstos na regulação brasileira: Autoprodução (APE) e Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD). Indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Tempo de Retorno do Capital (PAYBACK) e Custo Nivelado de Energia (LCOE) foram calculados. Os resultados demonstraram viabilidade técnica e econômica para a geração híbrida proposta, com crescente atratividade conforme aumentam os índices de reciclagem: VPL e TIR sobem, enquanto o PAYBACK diminui. A modalidade APE apresentou melhor desempenho econômico em comparação à MMGD. Em média, o VPL foi 49,10% superior na APE, a TIR 21,66% maior, o PAYBACK 51,68% menor e o LCOE 40,80% inferior. A inclusão da receita proveniente dos créditos de carbono acentuou ainda mais a atratividade: na APE, o VPL aumentou em média 47,33%, a TIR 24,09%, enquanto o PAYBACK e o LCOE reduziram-se em 28,17% e 40,57%, respectivamente. Na MMGD, os ganhos foram ainda mais expressivos: elevação média de 134,99% no VPL, 39,46% na TIR, e redução de 38,61% no PAYBACK e 36,98% no LCOE. Esses resultados evidenciam que a valorização ambiental na geração de energia fortalece a atratividade econômica das usinas híbridas renováveis, contribuindo para acelerar a transição para uma matriz de carbono zero.

Palavras-chave: Geração Híbrida; Resíduos Sólidos Urbanos; Energia Fotovoltaica; Autoprodução; Mini e Micro Geração Distribuída; Créditos de Carbono.

ABSTRACT

In the global context of energy transition, replacing fossil fuels with renewable sources is essential. One of the strategies to support this transition is the development of instruments that recognize the socio-environmental benefits of clean energy sources, such as the carbon credit market in the electricity sector. In this context, this study analyzed the technical and economic feasibility of hybrid energy generation through the incineration of municipal solid waste (MSW) combined with photovoltaic energy, aimed at meeting the electricity demand of municipal consortia, also considering the commercialization of carbon credits. Four distinct MSW management scenarios were evaluated for the Intermunicipal Consortium of Municipalities of Alto Sapucaí for Sanitary Landfill (CIMASAS), varying the recycling rates of dry and organic materials according to the goals of the National Solid Waste Plan. The economic analysis considered two models under Brazilian regulation: Self-Production (APE) and Mini and Micro Distributed Generation (MMGD). Indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period, and Levelized Cost of Energy (LCOE) were calculated. The results demonstrated technical and economic feasibility for the proposed hybrid generation, with increasing attractiveness as recycling rates rise: NPV and IRR increased, while the Payback Period decreased. The APE model showed better economic performance compared to MMGD. On average, APE presented an NPV 49.10% higher, an IRR 21.66% greater, a Payback Period 51.68% shorter, and an LCOE 40.80% lower. Including revenue from carbon credits further enhanced attractiveness: in APE, the NPV increased by an average of 47.33%, the IRR by 24.09%, while the Payback Period and LCOE decreased by 28.17% and 40.57%, respectively. In the MMGD model, the gains were even more significant: an average increase of 134.99% in NPV, 39.46% in IRR, and a reduction of 38.61% in Payback Period and 36.98% in LCOE. These results highlight that recognizing the environmental value in energy generation strengthens the economic attractiveness of renewable hybrid plants, contributing to the acceleration of the transition to a zero-carbon matrix.

Keywords: Hybrid Generation; Urban Solid Waste; Photovoltaic Energy; Self-production; Distributed Mini and Micro Generation; Carbon Credits.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1– Matriz elétrica nacional.....	22
Figura 2.2 – Sistema de Transmissão – Horizonte de 2024.	24
Figura 2.3 – Balanço de energia nos subsistemas elétricos, valores em MW.	25
Figura 2.4 – Hierarquia e funções das entidades participantes do mercado de energia brasileiro.	27
Figura 2.5 - Esquema da comercialização de energia no Brasil.....	28
Figura 2.6 - Esquema da estratégia de despacho do SIN.....	32
Figura 2.7 – Evolução da Autoprodução de energia no Brasil.....	34
Figura 2.8 – Energia gerada na modalidade MMGD no Brasil.....	37
Figura 2.9 – Número de sistemas geradores na modalidade MMGD no Brasil.....	37
Figura 2.10– Projeção da MMGD no Brasil até ano de 2035.	38
Figura 2.11 - Sistema de Compensação de Energia (SCEE).....	39
Figura 2.12 – Fontes de energia utilizadas na MMGD no Brasil.	42
Figura 2.13 – Proporção das Modalidades de MMGD no Brasil.	43
Figura 2.14 – Proporção das classes de consumidores com MMGD no Brasil.....	43
Figura 2.15 - Tipologias de geração híbrida.....	45
Figura 2.16 – Rotas tecnológicas de aproveitamento energético de RSU.....	55
Figura 2.17 – Resumo de instrumentos de precificação de carbono.	63
Figura 2.18 – Etapas de elaboração de um inventário de emissões de GEE	65
Figura 2.19 – Escopos das emissões de GEE	66
Figura 3.1 - – Fluxograma geral da pesquisa.....	69
Figura 3.2 – Rota tecnológica de aproveitamento energético dos RSU.	73
Figura 3.3 – Manejo de RSU: Cenário 1.	75
Figura 3.4 - Manejo de RSU: Cenário 2.....	75
Figura 3.5 - Manejo de RSU: Cenário 3.....	76
Figura 3.6 - Manejo de RSU: Cenário 4.....	76
Figura 4.1 - Municípios integrantes do CIMASAS.....	89
Figura 4.2 – Média mensal de RSU manejada pelo CIMASAS.....	90
Figura 4.3 - Média diária de RSU manejados pelo CIMASAS.....	90
Figura 4.4 – Demanda de energia dos prédios públicos dos municípios do CIMASAS.....	92
Figura 4.5 – Evolução da demanda de energia do consórcio.	93

Figura 5.1 – Evolução da média diária de RSU manejadas pelo CIMASAS.....	95
Figura 5.2 – Projeção da média diária de RSU manejadas pelo CIMASAS.....	95
Figura 5.3 – Cenário 1: Projeção de potência da planta de incineração.....	96
Figura 5.4 – Cenário 1: Verificação do atendimento à demanda.....	96
Figura 5.5 - Cenário 2: Projeção de potência da planta de incineração.....	97
Figura 5.6 - Cenário 2: Verificação do atendimento à demanda.....	98
Figura 5.7 - Cenário 3: Projeção de potência da planta de incineração.....	99
Figura 5.8 - Cenário 3: Verificação do atendimento à demanda.....	99
Figura 5.9 - Cenário 4: Projeção de potência da planta de incineração.....	100
Figura 5.10 - Cenário 4: Verificação do atendimento à demanda.....	101
Figura 5.11 – Média de irradiação solar diária em Itajubá.....	102
Figura 5.12 – Parâmetros da geração solar nos diferentes cenários.....	103
Figura 5.13 – Potência nominal da Usina Híbrida nos cenários propostos.....	104
Figura 5.14 - Verificação do atendimento à demanda pela geração híbrida nos diferentes cenários.	104
Figura 5.15 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução do VPL.....	106
Figura 5.16 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução do LCOE.....	107
Figura 5.17 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução das emissões evitadas de carbono.....	107
Figura 5.18 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução da receita de créditos de carbono.....	108
Figura 5.19 – Modalidade APE - Cenário 1: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	108
Figura 5.20 – Modalidade APE - Cenário 1: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	109
Figura 5.21 – Modalidade APE - Cenário 1: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.....	109
Figura 5.22 - Modalidade APE - Cenário 1: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.....	110
Figura 5.23 - Modalidade APE – Cenário 2: Evolução do VPL.....	111
Figura 5.24 – Modalidade APE - Cenário 2: Evolução do LCOE.....	111
Figura 5.25 – Modalidade APE - Cenário 2: Evolução das emissões evitadas de carbono.....	112
Figura 5.26– Modalidade APE - Cenário 2: Evolução da receita de créditos de carbono.....	112

Figura 5.27 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	113
Figura 5.28 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	113
Figura 5.29 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	114
Figura 5.30 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	114
Figura 5.31 - Modalidade APE – Cenário 3: Evolução do VPL.	115
Figura 5.32 – Modalidade APE - Cenário 3: Evolução do LCOE.	116
Figura 5.33 – Modalidade APE - Cenário 3: Evolução das emissões evitadas de carbono.	116
Figura 5.34 – Modalidade APE - Cenário 3: Evolução da receita de créditos de carbono.	117
Figura 5.35 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	117
Figura 5.36 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	118
Figura 5.37 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	118
Figura 5.38 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	119
Figura 5.39- Modalidade APE – Cenário 4: Evolução do VPL.	120
Figura 5.40– Modalidade APE - Cenário 4: Evolução do LCOE.	120
Figura 5.41 – Modalidade APE - Cenário 4: Evolução das emissões evitadas de carbono.	121
Figura 5.42 – Modalidade APE - Cenário 4: Evolução da receita de créditos de carbono.	122
Figura 5.43 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	122
Figura 5.44 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	123
Figura 5.45 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	123

Figura 5.46 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	124
Figura 5.47 – Modalidade MMGD: Mix de geração híbrida.	124
Figura 5.48 – Modalidade MMGD: Geração híbrida nos cenários propostos.....	125
Figura 5.49 - Modalidade MMGD– Cenário 1: Evolução do VPL.	126
Figura 5.50– Modalidade MMGD - Cenário 1: Evolução do LCOE.	127
Figura 5.51 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Evolução das emissões evitadas de carbono... 127	
Figura 5.52– Modalidade MMGD - Cenário 1: Evolução da receita de créditos de carbono.	128
Figura 5.53 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	129
Figura 5.54 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	129
Figura 5.55 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	130
Figura 5.56 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	130
Figura 5.57 - Modalidade MMGD– Cenário 2: Evolução do VPL.	131
Figura 5.58– Modalidade MMGD - Cenário 2: Evolução do LCOE.	132
Figura 5.59 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Evolução das emissões evitadas de carbono... 132	
Figura 5.60 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Evolução da receita de créditos de carbono. ...	133
Figura 5.61 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	133
Figura 5.62 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	134
Figura 5.63 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	134
Figura 5.64 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	135
Figura 5.65 - Modalidade MMGD– Cenário 3: Evolução do VPL.	136
Figura 5.66– Modalidade MMGD - Cenário 3: Evolução do LCOE.	136
Figura 5.67 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Evolução das emissões evitadas de carbono... 137	

Figura 5.68 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Evolução da receita de créditos de carbono. ...	137
Figura 5.69 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	138
Figura 5.70 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	138
Figura 5.71 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	139
Figura 5.72 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	139
Figura 5.73 - Modalidade MMGD– Cenário 4: Evolução do VPL.	140
Figura 5.74– Modalidade MMGD - Cenário 4: Evolução do LCOE.	141
Figura 5.75 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Evolução das emissões evitadas de carbono..	141
Figura 5.76 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Evolução da receita de créditos de carbono. ...	142
Figura 5.77 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.	142
Figura 5.78 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.	143
Figura 5.79 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.	143
Figura 5.80 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.	144
Figura 5.81 – Análise do potencial de geração de energia a partir dos RSU.	144
Figura 5.82 – Comparação do VPL nas modalidades APE x MMGD	147
Figura 5.83 – Comparação da TIR nas modalidades APE x MMGD	148
Figura 5.84 – Comparação do <i>PAYBACK</i> nas modalidades APE x MMGD	148
Figura 5.85 – Comparação do LCOE nas modalidades APE x MMGD	149
Figura 5.86 – Emissões evitadas de CO _{2eq} nos cenários propostos	150
Figura 5.87 – Impacto dos créditos de carbono no VPL	151
Figura 5.88 – Impacto dos créditos de carbono na TIR.....	152
Figura 5.89 – Impacto dos créditos de carbono no <i>PAYBACK</i>	152
Figura 5.90 – Impacto dos créditos de carbono no LCOE	153

Figura 5.91 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 1	154
Figura 5.92 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 2	154
Figura 5.93 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 3	155
Figura 5.94 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 4	155
Figura 5.95 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 1	156
Figura 5.96 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 2	156
Figura 5.97 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 3	157
Figura 5.98 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 4	157
Figura 5.99 – Análise de sensibilidade do LCOE: modalidade MMGD	160
Figura 5.100 – Análise de sensibilidade do LCOE: modalidade APE	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Políticas internacionais relacionadas às usinas híbridas.....	49
Tabela 2.2 – Principais características das tecnologias de recuperação energética dos RSU.	55
Tabela 3.1 – PCI dos materiais de maior potencial energético que compõe os RSU.....	72
Tabela 4.1 - Composição gravimétrica do RSU.	91
Tabela 4.2 – Demanda de energia dos prédios públicos dos municípios do CIMASAS.	92
Tabela 5.1 – Modalidade APE - Cenário 1: Resultados dos indicadores econômicos.....	106
Tabela 5.2 – Modalidade APE - Cenário 2: Resultados dos indicadores econômicos.....	110
Tabela 5.3 – Modalidade APE - Cenário 3: Resultados dos indicadores econômicos.....	115
Tabela 5.4 – Modalidade APE - Cenário 4: Resultados dos indicadores econômicos.....	119
Tabela 5.5 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Resultados dos indicadores econômicos.	126
Tabela 5.6 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Resultados dos indicadores econômicos.	131
Tabela 5.7 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Resultados dos indicadores econômicos.	135
Tabela 5.8 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Resultados dos indicadores econômicos.	140
Tabela 5.9 - Modalidade APE – Parâmetros da Usina Híbrida.....	145
Tabela 5.10- Modalidade MMGD – Parâmetros da Usina Híbrida.....	146

Lista de Siglas e Abreviações

ABRELPE – Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

APE – Autoprodução de Energia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAL – Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre

CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CIMASAS – Consórcio Intermunicipal de Municípios do Alto Sapucaí para Aterro Sanitário

CO₂ – Dióxido de Carbono

CO_{2eq} – Dióxido de Carbono Equivalente

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GF – Garantia Física

GWP - Potencial de Aquecimento Global (do inglês, Global Warming Potential)

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INDC – Contribuições Nacionalmente Determinadas Pretendidas (do inglês Intended Nationally Determined Contributions)

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (do inglês Intergovernmental Panel on Climate Change)

LCOE – Custo Nivelado de Energia (do inglês Levelized Cost of Energy)

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MME – Ministério de Minas e Energia

MMGD – Mini e Microgeração Distribuída

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

ONU – Organização das Nações Unidas

PAYBACK – Tempo de Retorno do Capital

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PNRS – Plano Nacional de Resíduos Sólidos

PROBIOGÁS – Projeto de Apoio à Geração de Energia a partir do Biogás no Brasil

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SCE – Sistema de Comércio de Emissões

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TIR – Taxa Interna de Retorno

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	22
2.1 O sistema elétrico brasileiro	22
2.2 Comercialização de energia no Brasil	27
2.3 Despacho centralizado e não centralizado.....	31
2.4 Autoprodução de energia.....	33
2.5 Geração distribuída.....	36
2.6 Usinas híbridas	44
2.7 Aproveitamento energético dos RSU	53
2.8 Mercado de carbono no setor de energia.....	61
3. METODOLOGIA	68
3.1 Fluxograma das etapas da pesquisa.....	68
3.2 Estimativa da demanda energia dos órgãos públicos	70
3.3 Avaliação do potencial de geração de energia a partir dos RSU.....	71
3.4 Definição dos cenários de manejo dos RSU.....	73
3.5 Dimensionamento da geração fotovoltaica.....	77
3.6 Análise da viabilidade econômica	81
4. ESTUDO DE CASO	89
4.1 Caracterização da área de estudo.....	89
4.2 Estimativa da demanda energia dos órgãos públicos	91
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	94
5.1 Análise da viabilidade técnica	94
5.2 Análise de viabilidade econômica	105

5.3	Discussão dos resultados	144
5.4	Análise de sensibilidade	153
6.	CONCLUSÕES.....	163
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	166
	ANEXOS.....	180

1. INTRODUÇÃO

O setor energético mundial está passando por um processo de transição, em que os países estão gradativamente migrando de um modelo energético majoritariamente dependente de combustíveis fósseis, para uma matriz focada na geração de energia por fontes renováveis, a fim de se mitigar os efeitos das mudanças climáticas, provocadas pelas emissões de gases de efeito estufa (GEE) (PRADO JUNIOR *et al.*, 2020; IRENA, 2017).

Além da transição energética, o setor elétrico mundial vive uma mudança de paradigma, em que a geração tradicionalmente centralizada está gradativamente perdendo espaço para a geração descentralizada, ou distribuída. A geração distribuída (GD) se caracteriza pela localização próxima aos centros de consumo, muitas das vezes instaladas nas próprias unidades consumidoras. Esta modalidade vem crescendo rapidamente nos últimos anos, e é um dos principais veículos de introdução de fontes renováveis, especialmente a geração solar, no sistema elétrico em todo o mundo (MME, 2018).

Paralelamente a estas mudanças, a crise hídrica vivenciada no Brasil nos últimos anos tem impulsionado a busca pela diversificação da matriz elétrica do país, já que aproximadamente 59% de sua energia é provida por usinas hidrelétricas (EPE, 2024). Nesse sentido, a geração híbrida, aquela que combina mais de uma fonte de energia, se mostra uma estratégia eficaz, tanto para o aumento da segurança energética, quanto para a penetração das fontes renováveis no portfólio energético dos países (WIND EUROPE, 2019).

A geração híbrida confere mais confiabilidade ao sistema elétrico, na medida em que cada fonte possui características de sazonalidade e perfil de produção diferentes, e em muitas das vezes complementares, reduzindo desta forma, o risco de desabastecimento. Além disso, a complementariedade sazonal ou horária associada as diferentes fontes também permite otimizar o uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia (MME, 2018; EPE, 2017; KRISHNA; KUMAR, 2015).

A energia solar é a fonte mais utilizada na geração híbrida, principalmente devido à queda de preço dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos, além da versatilidade de implantação, podendo ser

facilmente associada a outros empreendimentos de geração já existentes (DE DOILE *et al.*, 2021; SANJEL; BARAL, 2021).

Por outro lado, a geração de energia a partir dos resíduos sólidos urbanos (RSU), apesar ser amplamente utilizado no mundo e do seu alto potencial energético, ainda é uma alternativa incipiente no Brasil. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estimou um potencial de aproveitamento energético dos RSU de aproximadamente 32 TWh por ano, o que equivalente a 6 % do consumo nacional de eletricidade (EPE, 2014; EPE, 2024). Barros; Tiago Filho; Silva, (2014) estimaram um potencial de geração de cerca de 5 GWh em 2030 através da recuperação de biogás em aterros sanitários, considerando cidades com mais de 200 mil habitantes. Não obstante, a energia proveniente dos RSU representa apenas 0,1 % da capacidade instalada do país (EPE, 2021a; EPE, 2014).

O aproveitamento energético dos RSU pode contribuir para a viabilidade econômica do manejo ambientalmente adequado dos RSU nos municípios, exigido pela Marco Legal do Saneamento Básico, promulgado em 2020, no qual foi ratificada a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), que estabeleceu diretrizes para a gestão integrada dos resíduos sólidos. Neste contexto, o estabelecimento de consórcios é primordial para garantir a viabilidade da recuperação energética dos RSU nos pequenos municípios (BRASIL, 2020; LEITE *et al.*, 2022).

Em consonância com o processo de transição em direção a uma matriz energética de baixo carbono, diversos países têm desenvolvido instrumentos de planejamento que consideram os benefícios socioambientais das fontes de energia no setor elétrico. Um dos principais instrumentos utilizados hoje é a criação de um mercado de crédito de carbono no setor, onde há uma precificação das emissões de CO_{2eq} evitadas no processo de geração de energias renováveis, que podem ser comercializadas pelas usinas (MME, 2022).

Na busca pelo desenvolvimento sustentável, a gestão energética e do saneamento básico são, portanto, fundamentais, principalmente na esfera municipal. O poder público municipal é a esfera do governo mais próxima do cidadão, e por isso tem maior capacidade de articulação entre os segmentos locais, porém, é a esfera que normalmente detém menos recursos financeiros. Desta maneira, os municípios enfrentam dificuldades em alcançar a sustentabilidade, principalmente os pequenos, que buscam se associar em consórcios para enfrentar os desafios da gestão pública.

Em face desse cenário, a hipótese dessa tese de Doutorado consiste na afirmativa a seguir: é possível alcançar um cenário de gerenciamento integrado de RSU de modo que empreendimentos de energia elétrica obtidos a partir da geração híbrida de RSU associada a energia fotovoltaica de pequenos municípios consorciados também alcancem a viabilidade técnica e econômica.

Dessa forma, o objetivo geral desta pesquisa foi analisar a viabilidade técnica e econômica da geração híbrida a partir de RSU associada a energia fotovoltaica, para atendimento da demanda de eletricidade de prédios públicos de pequenos municípios consorciados, considerando diferentes cenários para o manejo dos RSU, a partir de um estudo de caso do Consórcio Intermunicipal de Municípios do Alto Sapucaí para Aterro Sanitário (CIMASAS), incluindo estratégias de valoração de benefícios ambientais, como a precificação do carbono.

Os objetivos específicos da pesquisa foram:

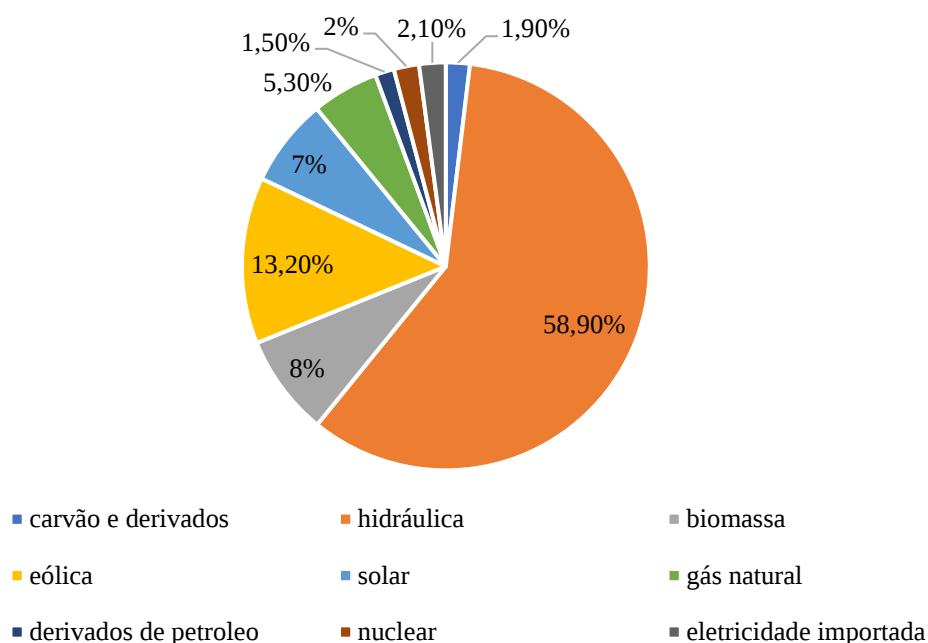
- a) Verificar os aspectos técnicos e regulatórios da geração híbrida no âmbito do mercado brasileiro de energia, considerando as modalidades de geração previstas no arcabouço regulatório vigente.
- b) Avaliar diferentes cenários de recuperação de materiais recicláveis secos e orgânicos e seus respectivos impactos na geração híbrida de energia a partir de RSU associado a energia fotovoltaica.
- c) Calcular o potencial de emissões evitadas de CO_{2eq} associado à geração híbrida RSU + solar.
- d) Analisar o potencial de comercialização de créditos de carbono, no âmbito do setor elétrico, e seu respectivo impacto na viabilidade econômica da geração híbrida, em cada cenário proposto.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O sistema elétrico brasileiro

O sistema elétrico brasileiro (SEB) é um dos sistemas com maior participação de fontes renováveis do mundo, cerca de 89%, enquanto a média mundial de geração renovável observada gira em torno de 29%. O SEB é um sistema essencialmente hidrotérmico, com capacidade instalada próximo de 226 GW, e um consumo anual de energia elétrica de 616 TWh, onde as hidrelétricas correspondem a cerca de 59% da geração nacional, conforme Figura 2.1. Devido a predominância das fontes renováveis, o SEB tem uma intensidade de emissões de 55,1 kg CO₂/MWh (EPE, 2024).

Figura 2.1– Matriz elétrica nacional.



Fonte: EPE, 2024.

De uma forma geral, a produção de energia a partir de fontes renováveis é muito dependente das condições climáticas relacionadas a cada fonte. O Brasil já enfrentou graves problemas de fornecimento de energia elétrica no início dos anos 2000, em decorrência de um grande período de seca que comprometeu a capacidade dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que na época

representavam 90% da oferta nacional de energia, culminando na imposição de um racionamento energético para a população (LUCENA *et al.*, 2009).

De lá para cá, os governos têm implementado políticas públicas no sentido de diversificar a matriz elétrica nacional e, com isso, aumentar a segurança energética no país. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi instituído pela Lei nº 10.438/2002 (BRASIL, 2002), com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis como pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e termelétricas à biomassa, e obteve um orçamento de R\$ 3,321 bilhões em 2020, com expectativa de geração de 11,202 milhões de MWh (ANEEL, 2019).

Embora o biogás represente apenas uma pequena parte das fontes renováveis não hidráulicas, 1,3%, a sua participação no consumo nacional teve um crescimento de 31,8% de 2018 para 2019, (EPE, 2020a). O aumento da produção de biogás no Brasil pode ser associado a alta viabilidade técnica e econômica de sua implementação, principalmente a produção de origem animal nas zonas rurais e regiões remotas do país, que são atendidas por redes de distribuição precárias ou dependem de geradores a diesel para o fornecimento de energia (FREITAS *et al.*, 2019).

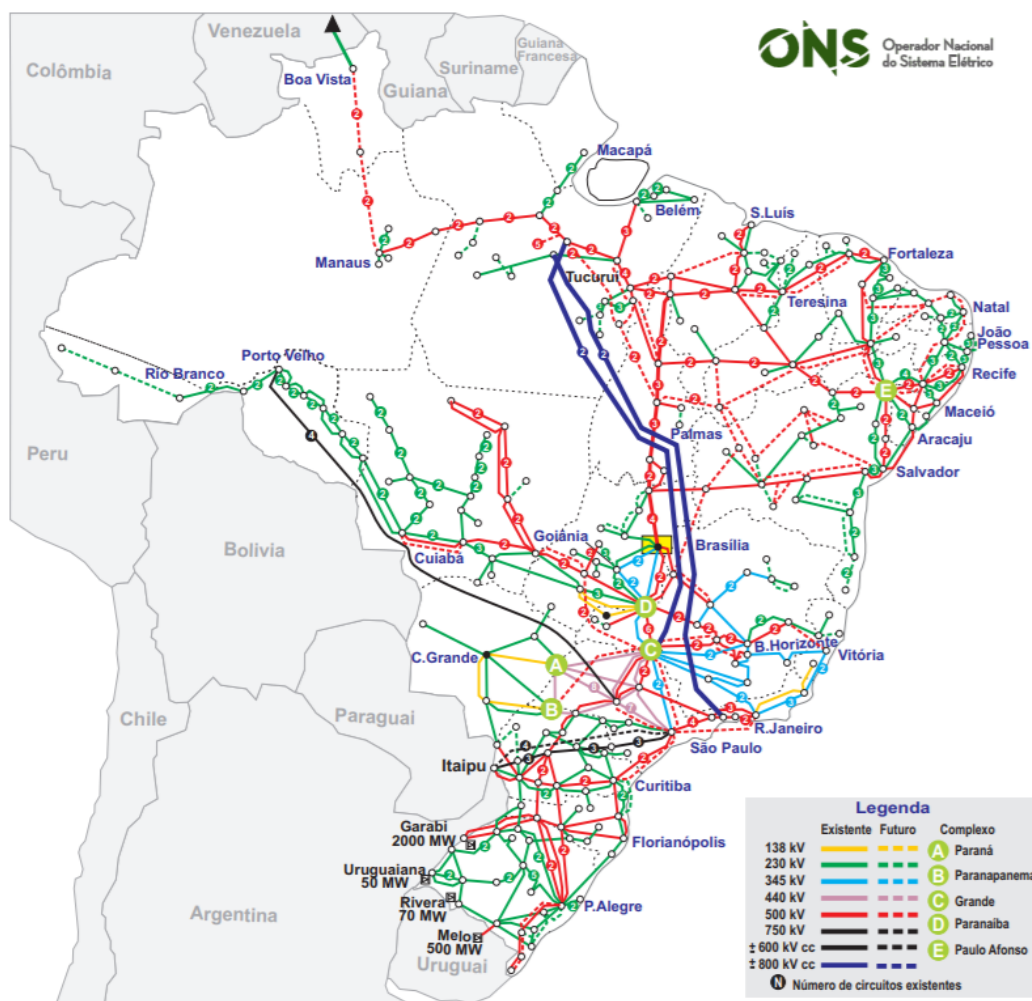
Já o aproveitamento energético dos RSU, ainda incipiente no Brasil, foi negociado pela primeira vez em um leilão de energia nova em setembro de 2021, com um deságio de cerca de 14%, preço médio de R\$ 549,40 / MWh e horizonte de suprimento de 20 anos (EPE, 2021b). A EPE estima que o Brasil tem um potencial para gerar até 5,4% da demanda nacional por meio de usinas de tratamento térmico de RSU, com capacidade instalada de 3.176 MW (EPE, 2014).

Paralelamente, a energia solar praticamente dobrou sua oferta nacional de 2018 para 2019 e já representa 1,7% da matriz elétrica brasileira. É o tipo de fonte mais usada na mini e micro geração distribuída no país, correspondendo a 90% da capacidade instalada dessa modalidade (EPE, 2020a; EPE, 2021a).

Os sistemas de geração e transmissão no Brasil são interligados, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN), coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que controla todo o despacho de energia elétrica no país. A rede de transmissão do SIN é extensa e complexa e contava,

em 2020, com mais de 145.000 km de extensão de rede em tensão acima de 230 kV, como mostrado na Figura 2.2 (TOLMASQUIM, 2016; ONS, 2021).

Figura 2.2 – Sistema de Transmissão – Horizonte de 2024.

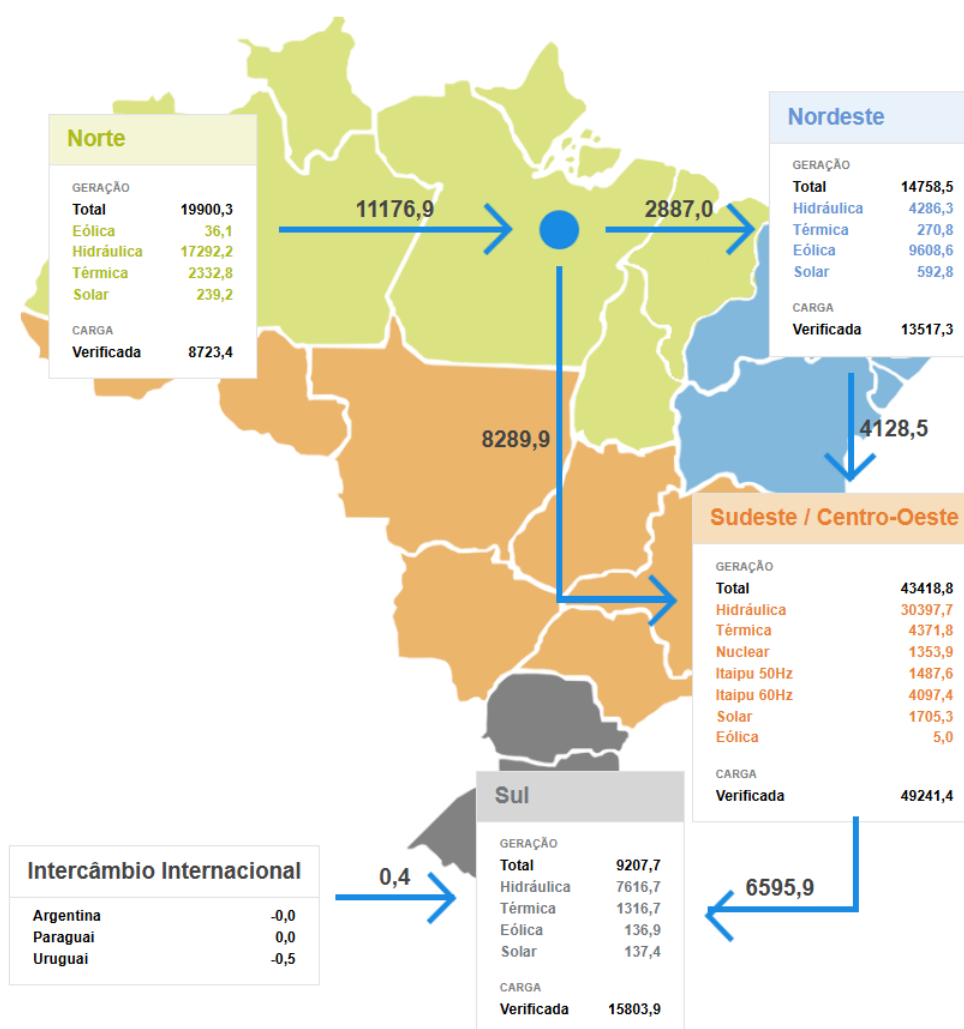


Fonte: ONS, 2021.

O SIN é dividido em quatro grandes subsistemas, considerando as bacias hidrográficas e as linhas de transmissão de alta tensão: Sudeste/Centro-Oeste, formado pelos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Rondônia e Acre. Sul, formado pelos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Nordeste, formado pelos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí. E, norte, formado por Amazonas, Amapá, Pará, Tocantins e Maranhão. O ONS divulga

diariamente o balanço de energia entre os subsistemas, conforme ilustra a Figura 2.3. O excedente de energia gerado no sistema norte é transmitido para os sistemas nordeste e sudeste/centro-oeste, o excedente de geração no sistema nordeste é transmitido para o sistema sudeste/centro-oeste, que por sua vez, transmite o excedente de geração ao sistema sul, que também recebe energia do intercâmbio internacional.

Figura 2.3 – Balanço de energia nos subsistemas elétricos, valores em MW.



Fonte: ONS, 2021.

De uma forma geral, a busca por maior eficiência no setor elétrico começou nos anos de 1980, e culminou na reestruturação do setor em diversos países, com a queda do monopólio natural e a introdução da competição nos diversos segmentos que o compõem.

No Brasil, as reformas do setor elétrico se iniciaram na década de 1990, quando foi implementada a “desverticalização” do setor, com a segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia e criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), quem definia os preços à vista, que servirão de referência para toda a energia elétrica transacionada no sistema interligado (MME, 2017a; MME, 2017b; MME, 2017c; CCEE, 2019; CCEE, 2021).

Neste novo modelo foram criados órgãos independentes para a operação física do sistema interligado, o ONS e para a regulamentação e fiscalização e do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tendo em vista que a grande participação da geração hidrelétrica na matriz elétrica do país, em 1998, por meio da Lei 9.648/98 (BRASIL, 1998a), foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), regulamentado no âmbito da MAE, através do Decreto nº 2.655 (BRASIL, 1998b), com o objetivo de promover o compartilhamento do risco hidrológico da geração hidrelétrica do país, por meio de um portfólio contábil, que transfere o excedente de geração daquelas usinas que geraram além de sua garantia física para aquelas que geraram abaixo, de modo a aproveitar a diversidade de regimes hidrológicos das bacias hidrográficas brasileiras (MME, 2017a; MME, 2017b; MME, 2017c; CCEE, 2019; CCEE, 2021).

Em 2004, houve uma nova reforma do setor, em que foram estabelecidos dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores cativos dos distribuidores por meio de contratos regulados e com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados entre as partes. O MAE foi sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que passou a ser responsável pela contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, administrando os contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores cativos (MME, 2017a; MME, 2017b; MME, 2017c; CCEE, 2019; CCEE, 2021).

De forma a alcançar a modicidade tarifária, que consiste na menor tarifa cujo valor pode assegurar a universalização do uso do serviço público, permitir o acesso aos mais pobres, e garantir segurança do abastecimento e qualidade dos serviços prestados, foram instituídos os leilões de energia como

instrumento de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado (MME, 2017a; MME, 2017b; MME, 2017c; CCEE, 2019; CCEE, 2021).

A Figura 2.4 resume a hierarquia e função de cada entidade envolvida no mercado de energia brasileiro.

Figura 2.4 – Hierarquia e funções das entidades participantes do mercado de energia brasileiro.

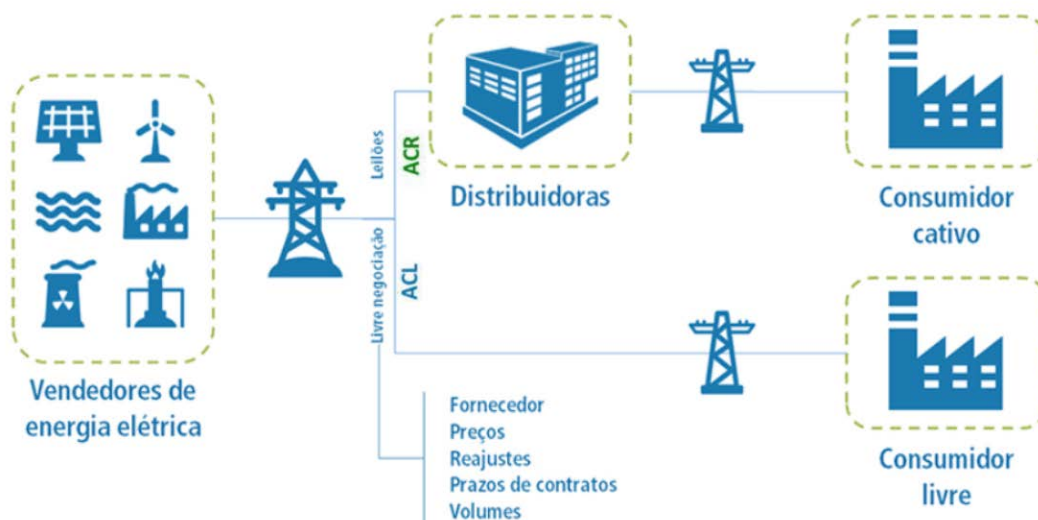


Fonte: CCEE, 2021.

2.2 Comercialização de energia no Brasil

Conforme anteriormente mencionado, no modelo brasileiro há dois ambientes de comercialização de energia: o ACL e ACR. No ACL, os contratos são livremente negociados entre os agentes e pactuados por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). No ACR, a comercialização é feita através de leilões e os contratos são regulados pela ANEEL, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), conforme Figura 2.5.

Figura 2.5 - Esquema da comercialização de energia no Brasil.



Fonte: Sousa; Takigawa, 2016.

Existem duas modalidades de CCEAR, os contratos por quantidade de energia ofertada e aqueles por disponibilidade de energia. Nos contratos por quantidade, a remuneração dos geradores varia conforme a quantidade de energia efetivamente gerada durante o contrato. Geralmente são celebrados pelas usinas hidrelétricas pelo período de 30 anos (CNI, 2018; CCEE. 2018).

Já nos contratos por disponibilidade, os geradores têm sua remuneração desvinculada da sua efetiva geração, há uma parcela de remuneração fixa anual e outra parcela variável. A parcela fixa é referente a disponibilidade contratada e o montante de energia inflexível gerada, ou seja, a energia gerada de forma ininterrupta, com potência total ou parcial. A parcela variável é relativa à energia flexível gerada, isto é, a energia despachada pelo ONS. Este tipo de contrato se aplica às usinas térmicas, eólicas e solares, e garante uma remuneração mínima, independente da variabilidade do despacho decorrente da incerteza hidrológica. Por outro lado, os consumidores assumem a exposição financeira ao risco hidrológico, como uma espécie de seguro, em que se paga um determinado montante hoje para ter uma alternativa de menor custo no futuro, em condições hidrológicas adversas, quando o custo de oportunidade de usar a água dos reservatórios das hidrelétricas aumenta significativamente (CNI, 2018; CCEE. 2018).

Para ter acesso ao ACL, o consumidor livre deve ter demanda superior a 500 kW em qualquer nível de tensão, ou ser do tipo consumidor especial, quando possui demanda individual ou agregada no mesmo CNPJ, entre 500kW e 1.500kW, tensão em 69kV e contrata energia incentivada (proveniente de biomassa, solar, eólica, PCHs) (BRASIL; 1966; BRASIL; 2007).

Já os agentes geradores podem ser do tipo o produtor independente de energia, aqueles que produzem energia para comercialização, ou do tipo autoprodutor (APE), aqueles que produzem energia para autoconsumo, mas que podem, eventualmente, comercializar excedentes de energia, desde que autorizados pela ANEEL (BRASIL; 1966; BRASIL; 2007; BRASIL; 2019).

Nos CCEAL, o volume e o preço da energia, assim como o prazo e forma de pagamento são estabelecidos livremente entre consumidores e geradoras ou comercializadoras. A contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica contratada, e efetivamente gerados e consumidos, é feito através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O cálculo do PLD é realizado diariamente para cada hora do dia seguinte, pela CCEE, através de modelos matemáticos, considerando o Custo Marginal de Operação (CMO). No cálculo do PLD são consideradas as condições climáticas, o preço dos combustíveis e a evolução da demandada, de forma a se obter o mínimo custo possível da energia, e a garantia do abastecimento (CNI, 2018; CCEE, 2018).

A regulamentação e práticas realizadas dentro do ACR impactam também o ACL. Delapiedra-Silva et al. (2021) avaliaram a viabilidade econômica da geração eólica nos mercado de energia brasileiro, considerando tanto o ACR, caracterizado pela comercialização por meio de leilões de energia, quanto ACL, onde os participantes podem negociar livremente o preço e a quantidade de energia elétrica negociados. Embora as receitas obtidas no ACR tendam a ser menores do que no ACL, muitos investidores ainda valorizam o menor grau de incerteza associado ao mercado regulado. Porém, os percentuais mínimos de energia negociados nos últimos leilões indicam que é atraente oferecer a maior parte da energia gerada no ACL. Os autores simularam quatro cenários, considerando como preço o valor mínimo do PLD permitido pela ANEEL, o valor máximo do PLD, a média entre o valor máximo e o mínimo do PLD e por fim, a média entre preços reais praticados no ACL. Os resultados mostram que o cenário com preço igual a média do PLD foi mais atraente, indicando que a divulgação dos limites de preço máximo e mínimo para o preço à vista

da energia pode ser um sinal importante sobre a expectativa de preço dos agentes no mercado livre e auxiliar na tomada de decisão dos projetos de investimento.

Para assegurar que a energia comercializada esteja lastreada em capacidade efetiva de atendimento de carga pelo sistema, o MME estabeleceu, através da Lei nº 10.848/04 (BRASIL, 2004a), regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04 (BRASIL, 2004b), o conceito de “Garantia Física” (GF), a quantidade máxima de energia elétrica que a usina pode gerar vender, de forma a lastrear o consumo e formar a base dos contratos de comercialização. Este conceito de “garantia física” foi desenvolvido como forma de cobrir os riscos relacionados à variabilidade hidrológica aos quais a geração hidrelétrica está sujeita. A GF do SIN é dividida em duas modalidades: a GF para contabilização no MRE, um mecanismo contábil, que transfere o excedente de energia daquelas usinas que geraram além de sua GF para aquelas que geraram abaixo, de modo a aproveitar a diversidade de regimes hidrológicos das bacias hidrográficas brasileiras; e a GF para fins de lastro comercial (CCEE, 2018; PINTO, 2014; CASTRO; BRANDÃO; GESEL, 2010).

Apesar da garantia física ter um significado comercial e estar diretamente relacionada a receita das usinas, o seu cálculo obedece a critérios intrinsecamente elétricos. O cálculo da GF das usinas geradoras é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e seguem metodologias e critérios específicos definidos por regulamentações específicas (EPE, 2021c).

Para as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, como as grandes hidrelétricas e termoeletricas de custo variável unitário (CVU) não nulo, a GF é calculada utilizando modelos matemáticos que simulam o SIN e avaliam a contribuição específica de cada usina na capacidade global do sistema de atender a carga (EPE, 2021c).

Já para as usinas não despachadas centralizadamente, como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas com CVU nulo, a garantia física é calculada considerando as características técnicas do projeto básico da usina ou a disponibilidade mensal de energia declarada pelo agente responsável, respectivamente. No caso das usinas eólicas e solares, a GF é calculada a partir de dados de produção certificados por entidades independentes (EPE, 2021c; EPE, 2021d; EPE, 2021e; EPE, 2021f; EPE, 2021g).

Para as usinas hidrelétricas de maior porte, a GF corresponde ao mínimo que a central é capaz de gerar mesmo em condições hidrológicas adversas, enquanto que para as PCHs, o cálculo da GF considera a média histórica de geração. Portanto, de maneira geral, as grandes hidrelétricas costumam produzir um montante de energia superior à sua GF, enquanto as PCHs geram montantes que variam em torno da sua GF. As GFs das usinas hidrelétricas devem sofrer revisões ordinárias a cada cinco anos, em decorrência da evolução na modelagem do sistema e disponibilidade de dados, ou na ocorrência de fatos relevantes, através de revisão extraordinária (PINTO, 2014).

Para o cálculo da GF das Usinas Híbridas deve-se utilizar a mesma metodologia utilizada para as fontes individualmente, descontando-se a estimativa do “*curtailment*”¹ da GF da fonte que venha a ser instalada por último, em caso de associação com usinas existentes. No caso de uma usina híbrida nova, o empreendedor deve indicar em qual fonte o corte será realizado, para que o cálculo de GF dessa fonte o leve em consideração (EPE, 2020b).

2.3 Despacho centralizado e não centralizado

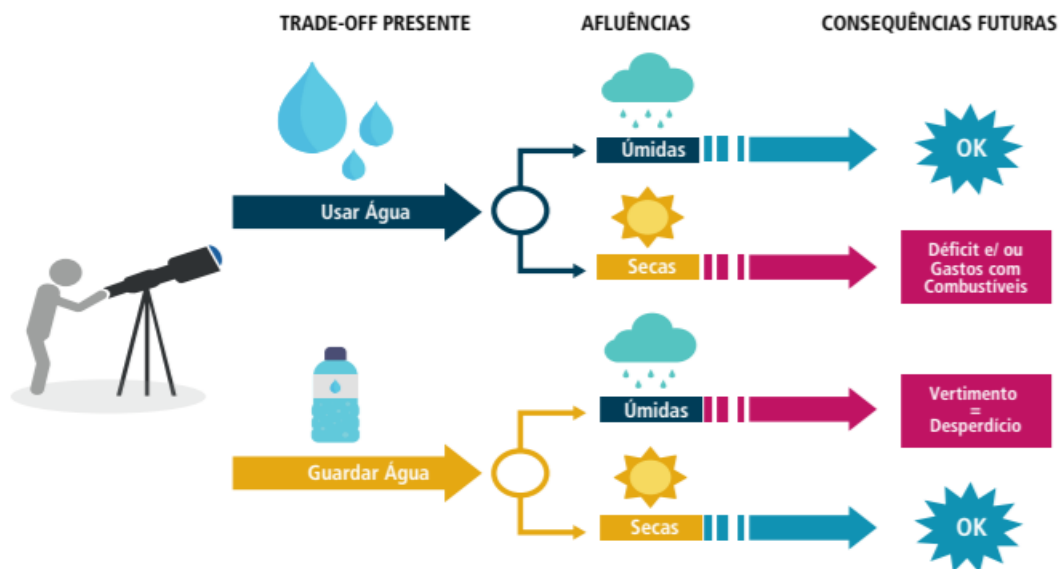
O despacho de geração é a energia gerada e injetadas pelas usinas no sistema elétrico. O despacho de uma usina por ser centralizado ou descentralizado, dependendo do tipo de geração. No despacho centralizado, o ONS define a programação de geração de cada usina do SIN, de acordo com a variação de oferta e demanda de energia, considerando o menor custo de geração. Nesta modalidade estão as grandes usinas de “energia firme”, ou seja, usinas que produzem energia de maneira constante, sem intermitência, como as grandes hidrelétricas e as termoeletricas à diesel, que formam a maior parte dos despachos no Brasil. Já na modalidade de despacho descentralizado, a geração não é controlada pelo ONS, devido a seu baixo impacto na geração total do SIN e/ou intermitência da sua geração.

Para o cálculo do despacho centralizado, as usinas termoeletricas informam seu CVU e sua disponibilidade de produção. Já as usinas hidroelétricas, informam apenas sua disponibilidade de produção ou o seu custo de oportunidade, que depende de cenários de hidrologia, demanda e produção de outros geradores no futuro.

¹ Corte da geração quando esta ultrapassa os limites de escoamento da rede de transmissão ou distribuição.

O ONS determina o despacho de cada usina do SIN através de modelagem computacional, de acordo com dois critérios básicos: segurança de abastecimento e baixo custo de operação. O modelo simula a operação do sistema hidro-térmico considerando a energia armazenada nos reservatórios (EAR), a energia natural afluyente (ENA) verificada no momento, a configuração atual e a futura geração, transmissão e carga. Para o cálculo das afluentes futuras são simulados cenários sintéticos, baseados no histórico de vazões das principais bacias hidrográficas. O despacho ótimo é aquele que minimiza o custo da geração, portanto o despacho das usinas térmicas, mas que, ao mesmo tempo, garante que não haverá déficit de suprimento de energia no futuro, conforme ilustrado na Figura 2.6 (CNI, 2018). O modelo é simulado através do programa “Newave”, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL).

Figura 2.6 - Esquema da estratégia de despacho do SIN.



Fonte CNI, 2018.

O cálculo do despacho define então o nível de armazenamento de água nos reservatórios para uso futuro e os custos de oportunidade para usinas hidrelétricas. Este modelo também é usado para o cálculo da garantia física do sistema, que corresponde a maior carga que o sistema é capaz de atender (carga crítica), considerando um risco anual de déficit de energia máximo de 5% e o Custo Marginal de Expansão (CME) igual ao Custo Marginal de Operação (CMO). A GF do sistema é então distribuída entre as diversas usinas do sistema de modo que o somatório das GFs concedidas

pelo MME corresponda a GF do sistema. Este casamento entre o lastro físico e comercial da energia que indica a necessidade de expansão do sistema (CASTRO; BRANDÃO; GESEL, 2010).

Em sistemas puramente térmicos, o despacho de mínimo custo corresponde a ordenação das usinas por CVU, e o preço da energia é igual ao CMO da última usina despachada. Deste modo, estes sistemas apresentam alta volatilidade nos preços de curto prazo (preço *spot*), já que estes variam conforme a demanda e o custo do gerador marginal. Entretanto, no médio e longo prazo, não há significativas flutuações nos preços de energia, exceto pelo comportamento sazonal da demanda.

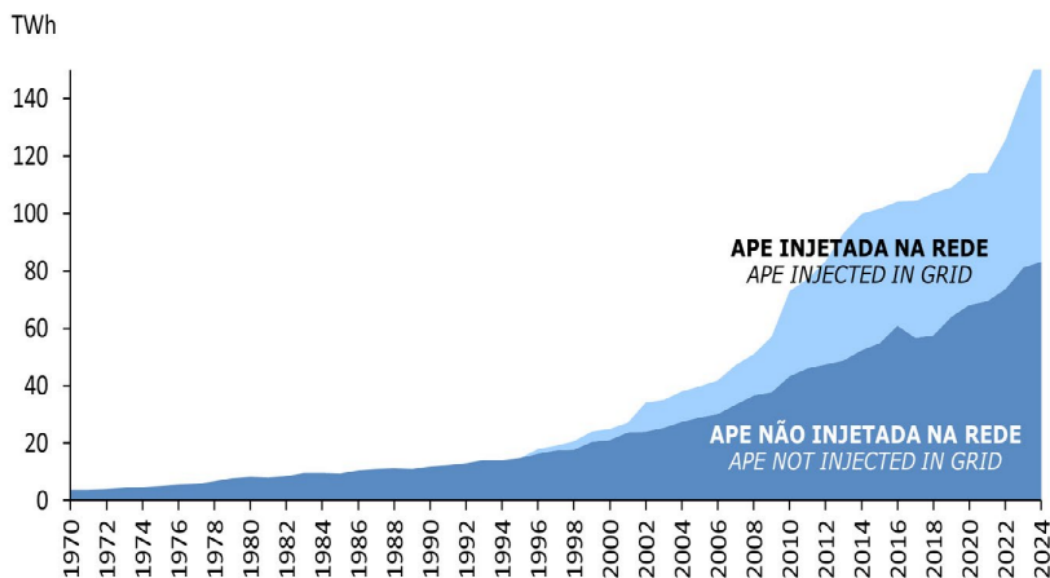
Já em sistemas predominantemente hidroelétricos, o custo de disponibilidade varia conforme o regime hidrológico, e sua regulação é feita através do controle do nível dos reservatórios, que absorvem os impactos da flutuação da demanda e/ou indisponibilidade de outras usinas, reduzindo significativamente a volatilidade nos preços *spot*. Quanto maior a capacidade de armazenamento dos reservatórios, maior é a assimilação da variação da demanda (CASTRO; BRANDÃO; GESEL, 2010).

Entretanto, a médio e longo prazo, quando há condições hidrológicas desfavoráveis, há a redução da geração devido ao esgotamento da energia afluyente armazenada, e as usinas térmicas de caráter emergencial são despachadas, elevando os custos marginal e total do sistema. Portanto, nos sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica como no Brasil, há baixa volatilidade nos preços *spot* no curto prazo, mas alta variância nos preços a médio e longo prazo (SOUZA *et al.*, 2014).

2.4 Autoprodução de energia

O autoprodutor de energia (APE) é aquele consumidor que produz energia para consumo próprio, podendo comercializar eventuais excedentes de produção no mercado livre, e para tal, precisa ter uma demanda mínima de 500 kW, conforme Portaria nº 465 / 2019 (BRASIL, 2019), Lei nº 11.488 / 2007 (BRASIL, 2007) e Decreto nº 2.003 / 1996 (BRASIL, 1996). A autoprodução de energia teve um crescimento muito significativo no Brasil nos últimos anos, conforme a Figura 2.7.

Figura 2.7 – Evolução da Autoprodução de energia no Brasil.



Fonte: EPE, 2025.

Há duas modalidades de autoprodução (BRASIL, 2019; BRASIL, 2007; BRASIL, 1996):

- Autoprodução local ou “in situ” ou contígua: a geração é instalada no mesmo local onde é consumida. Como não há utilização do SIN, não há cobrança de encargos referentes ao uso da rede de distribuição, como a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).
- Autoprodução remota: a geração é instalada em local diferente do consumo. Como há necessidade de utilização do SIN para o transporte da energia, nesta modalidade há incidência de encargos relativos ao uso do sistema.

Os modelos de negócios para autoprodução de energia mais utilizados no Brasil são a autoprodução simples por aquisição de planta, a autoprodução simples por arrendamento e a autoprodução por equiparação (BRASIL; 1966; BRASIL; 2007; BRASIL; 2019).

A autoprodução simples por aquisição de planta é o modelo mais comum de autoprodução de energia, onde o consumidor adquire com recursos próprios, ou financiamento, a planta geradora de energia. Neste caso, o agente autoprodutor, que pode ser uma pessoa física ou jurídica, um grupo

de empresas reunidas em sociedade de propósito específico (SPE) ou em consórcio, tem responsabilidade total pela operação da planta de geração, estando sujeito aos riscos e obrigações a ela relacionados. O excedente de geração pode ser comercializado no ACR e ACL (BRASIL, 1996).

Na autoprodução simples por arrendamento, o agente desenvolvedor constrói a planta geradora e a arrenda para o consumidor, por um prazo e preço pré-determinados. Neste modelo, há uma divisão entre o desenvolvedor e o consumidor das responsabilidades de operação e manutenção da planta geradora, as quais podem ser determinadas através de um contrato de prestação de serviços (BRASIL, 2007).

No modelo de *autoprodução por equiparação*, o consumidor adquire um percentual de participação em uma SPE detentora de uma planta geração, obtendo assim os benefícios da autoprodução, mas sem assumir a responsabilidade pela usina, que se mantém com SPE. Nesse caso, o consumidor não pode ser acionista majoritário da SPE, e seu percentual de participação é equivalente a parcela consumida da energia gerada pela SPE. A compra e venda da energia gerada é estruturada por meio de um Contrato de Compra e Venda de Energia (PPA) celebrado entre o consumidor e a SPE (BRASIL, 2007; BRASIL, 2021).

Um das principais vantagens da autoprodução é redução da incidência de encargos e tributos na tarifa de energia. Para o autoconsumo local há incidência apenas da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e parcela relativa as perdas internas do uso do fio. Nesta modalidade, também não há incidência do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (BRASIL, 1996; BRASIL, 2019; BRASIL, 2021a).

Para o autoconsumo remoto há incidência de outros encargos como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Encargo de Energia Reserva (EER) e o Encargo de Serviços do Sistema – Segurança Energética (ESS-SE), além dos custos relativos ao uso das redes de transmissão e distribuição (TUST/TUSD) (BRASIL, 1996; BRASIL, 2019; BRASIL, 2021a).

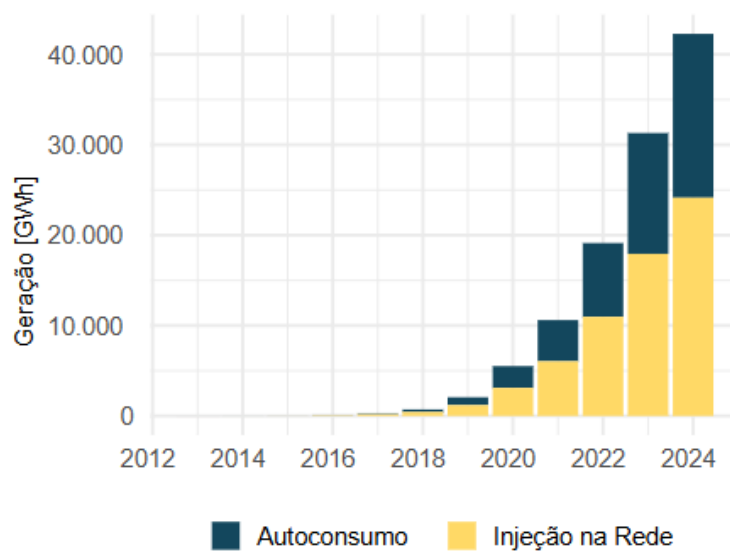
2.5 Geração distribuída

A GD é caracterizada pela produção de energia elétrica por meio de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras.

No Brasil, recentemente foi aprovado o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, através da Lei 14.300 / 2022 (BRASIL, 2022), que regulamenta o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e figura do “prosumidor”, aquele que gera e consome sua própria energia, criados pela Resolução Normativa 482 / 2012 (ANEEL, 2012). O termo “microgeração distribuída” refere-se às centrais com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e o termo “minigeração distribuída” diz respeito às centrais com potência instalada entre 75 kW e 5 MW para fontes despacháveis e menores que 3 MW para fontes não-despacháveis (BRASIL, 2022).

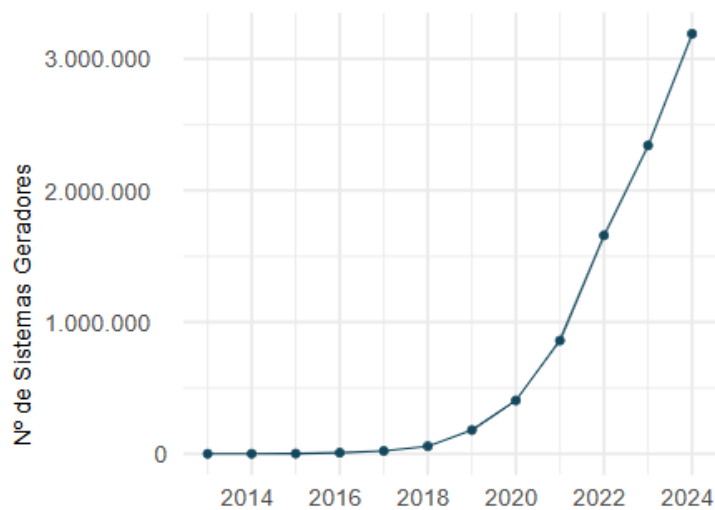
A GD vem crescendo em todo mundo, no Brasil a energia gerada nessa modalidade passou de 800 GWh em 2018 para quase 10.000 GWh em 2021, um crescimento de 1.250 %, conforme ilustra a Figura 2.8 (EPE, 2022a). Segundo o Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD), uma ferramenta online criada pela EPE para visualização de dados sobre o mercado de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil, a modalidade vem crescendo de forma exponencial desde 2017 e pode ultrapassar os 6.000 MW médios em 2030 (EPE, 2022a), conforme mostram as Figura 2.8, Figura 2.9 e Figura 2.10.

Figura 2.8 – Energia gerada na modalidade MMGD no Brasil.



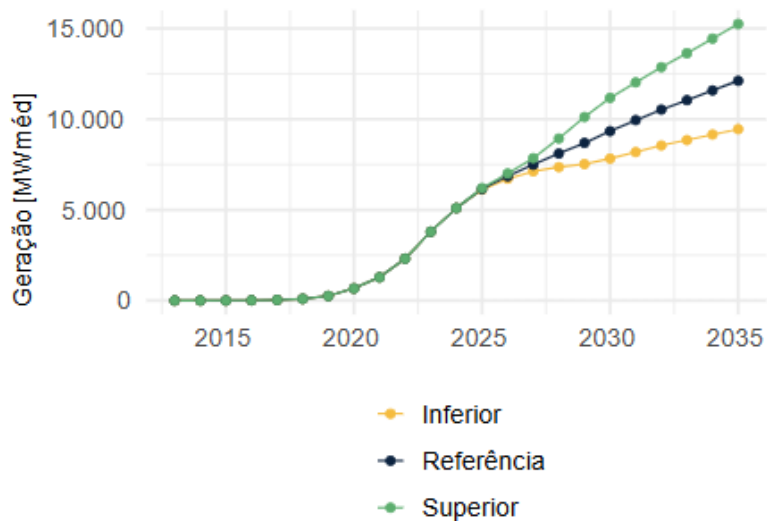
Fonte: EPE, 2025.

Figura 2.9 – Número de sistemas geradores na modalidade MMGD no Brasil.



Fonte: EPE, 2025.

Figura 2.10– Projeção da MMGD no Brasil até ano de 2035.



Fonte: EPE, 2025.

A fim de realizar o faturamento da energia na modalidade GD, é necessário estabelecer como será realizada a medição, contabilização e faturamento da energia consumida e gerada através de um modelo tarifário. Segundo Zinaman et al. (2017), os principais modelos adotados para o faturamento da GD são:

- “*Net Metering*”: nesse modelo o excedente de energia não consumida é injetado a partir da GD na rede de distribuição e contabilizada em forma de créditos a serem compensados no futuro. Dessa forma, a rede funciona como um elemento de armazenamento virtual de energia.
- “*Net Billing*”: este modelo funciona de forma parecida com o “net-metering”, porém o excedente de energia não consumido e injetado na rede é faturado de forma monetária, a uma tarifa pré-determinada. De acordo com Mejdalani *et al.*, (2018), as tarifas mais usadas para esta compensação são as tarifas do varejo, do atacado ou uma tarifa prêmio.
- “*Feed-in-tariff*”: neste modelo toda energia transacionada é faturada em termos monetários através de contratos de longo prazo. O prosumidor vende a energia a uma tarifa prêmio, igual ou superior a tarifa de varejo, e compra a energia consumida pela tarifa de atacado.

O modelo tarifário implementado para a geração distribuída no Brasil é do tipo “*Net Metering*”, chamado de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que foi estabelecido pela Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012), consolidado no Marco Legal da MMGD, através da Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022) e regulamentado pela Resolução Normativa 1.059/2023 (ANEEL, 2023a). Nesse sistema, a energia ativa injetada a partir da MMGD é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa pela mesma unidade geradora ou outra unidade de mesma titularidade (BRASIL, 2022), conforme ilustra a Figura 2.11.

Figura 2.11 - Sistema de Compensação de Energia (SCEE).



Fonte: ANEEL, 2016.

Neste modelo, é possível ainda realizar o autoconsumo remoto, quando MMGD é instalada em um local diferente do consumo, porém, ambos possuem a mesma titularidade, e a geração compartilhada, quando vários consumidores diferentes se reúnem para implantar um MMGD, através de condomínios, consórcios ou cooperativas (BRASIL, 2022; ANEEL, 2023a). A introdução da MMGD compartilhada no mercado cativo de energia abriu oportunidades para o desenvolvimento de novos modelos de negócios.

Esse tipo de geração proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico como a diversificação da matriz energética e, conseqüentemente, aumento da segurança energética, postergação de

investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, a melhoria do nível de tensão da rede no período de pico de carga e a minimização das perdas (MME, 2018).

Por outro lado, a geração distribuída também aumenta a complexidade de operação do sistema, adicionando fluxos multidirecionais de energia e dificultando, desta maneira, a cobrança pelo uso da rede elétrica, o que obriga as distribuidoras a alterar seus procedimentos para operar, controlar e proteger suas redes (PICCIARIELLO *et al.*, 2015a).

Tradicionalmente, o modelo tarifário adotado no Brasil, assim como em outros países, para o sistema de distribuição é volumétrico, onde a tarifa é composta principalmente pela quantidade de energia consumida. Porém, existem diversos outros custos no sistema elétrico, como as redes de transmissão e distribuição e as subestações, por exemplo, que independem da energia consumida, mas que precisam ser distribuídos por todos os consumidores. Neste contexto, o sistema de compensação de energia reduz a arrecadação das tarifas de distribuição, na medida em que os pró-consumidores, aqueles que geram e consomem sua própria energia, não pagam pelo uso da rede, e este custo então é rateado para consumidores que não possuem geração distribuída, o que acaba gerando um aumento de tarifas para estes consumidores (GARCEZ, 2017; FRIDGEN *et al.*, 2018).

Desta maneira, as tarifas de energia têm um impacto importante na promoção da GD no sistema elétrico. Neste sentido, diversos autores avaliaram diferentes modelos tarifários para o cenário atual de crescimento da GD no mundo. Fridgen *et al.* (2018) simularam um conjunto de dozes metodologias tarifárias e determinaram seus efeitos para consumidores e geradores. Os resultados mostraram que as tarifas volumétricas têm efeito negativo nas contas de energia, incentivam picos de carga e geração, e não alocam de forma confiável os custos do sistema.

Picciariello *et al.* (2015b) avaliaram o impacto da combinação do sistema de compensação com a aplicação de tarifas volumétricas por kWh para as unidades de GD e concluíram que os subsídios tendem a ser maiores em redes com menor densidade de consumidores. Para mitigar esta assimetria, os autores propuseram uma metodologia tarifária baseada no princípio da causalidade de custos, propondo uma abordagem tarifária volumétrica que reflita os custos de maneira adequada para unidades de GD.

As tarifas horárias, conhecidas como “*Time of Use*” (TOU), permitem aplicar diferentes preços por unidade de potência e energia utilizada para diferentes períodos de tempo, tanto para as unidades consumidoras residenciais quanto para os comerciais e industriais. Este tipo de tarifa é um dos instrumentos utilizados para o gerenciamento das demandas dos consumidores em resposta às condições de suprimento (NELSON, 1964; BALHO; MARTIN, 1997). Neste contexto, Santos, (2008) propôs a utilização conjunta dos conceitos de “*Time of Use*” e “preços de Ramsey”, para o estabelecimento de um algoritmo de preços para a atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil. “Preço Ramsey” é uma técnica que aloca receita regulatória na proporção inversa da elasticidade da carga.

Passey *et al.* (2017) propuseram um método para avaliar se as tarifas por demanda refletem os custos da rede de distribuição. Os autores simularam a aplicação de tarifas típica de demanda no mercado residencial de energia elétrica da Austrália, e concluíram que estas tarifas não traduzem a contribuição real dos consumidores para o pico de demanda da rede. Eles ressaltam ainda que esse desalinhamento tem impactos adversos potencialmente significativos na eficiência econômica de tais tarifas, e por fim propõem um ajuste no método de tarifas por demanda de modo que ele se reflita melhor os custos da rede.

No Brasil, a partir da aprovação do Marco Legal da MMDG em 2022, a componente tarifária referente manutenção e operação das linhas de transmissão (TUSD fio B) não será mais passível de ser compensada no SCEE e determinou-se um cronograma de transição para os sistemas já implantados, sendo efetivada a cobrança integral desta componente em 2029. Dessa forma, o percentual de compensação da GD, sob o ponto de vista econômico, será de 65% a 70% da energia injetada (BRASIL, 2022; ANEEL, 2023a).

A presença da GD nas redes de distribuição convencionais, faz com que estas redes, originalmente radiais de fluxo unidirecional de potência, se transformem em redes ativas com fluxo de potência multidirecional. Nesse contexto, as chamadas microrredes ganham cada vez mais destaque no mundo. Uma microrrede é uma rede de distribuição de energia autônoma, com presença de geração distribuída e armazenamento de energia, controlada por um sistema independente, que a torna apta a operar conectada ao sistema elétrico de potência (“*on-grid*”) ou desconectada desse sistema (“*off-grid*”). Normalmente, são conectadas à microrrede combinações de unidades de geração de

pequeno porte, como microturbinas, painéis fotovoltaicos, células a combustível e geradores a biogás, que podem ter a tipologia de usina efetivamente híbrida ou somente compartilhar a infraestrutura ou contratos (OLIVEIRA, 2017).

Dados extraídos do PDGD mostram que a energia fotovoltaica é a principal fonte de energia utilizadas na MMGD, a modalidade tradicional de geração na própria unidade de consumo (UC) é predominante e a classes de consumidores comercial e residencial são as que mais possuem MMGD no Brasil, conforme mostram as Figura 2.12, Figura 2.13 e Figura 2.14 (EPE, 2022a).

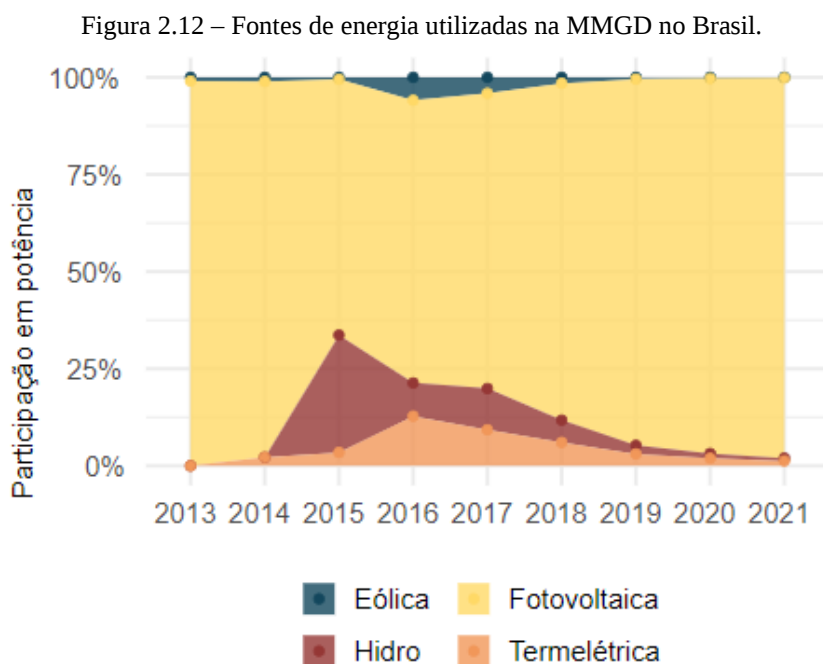
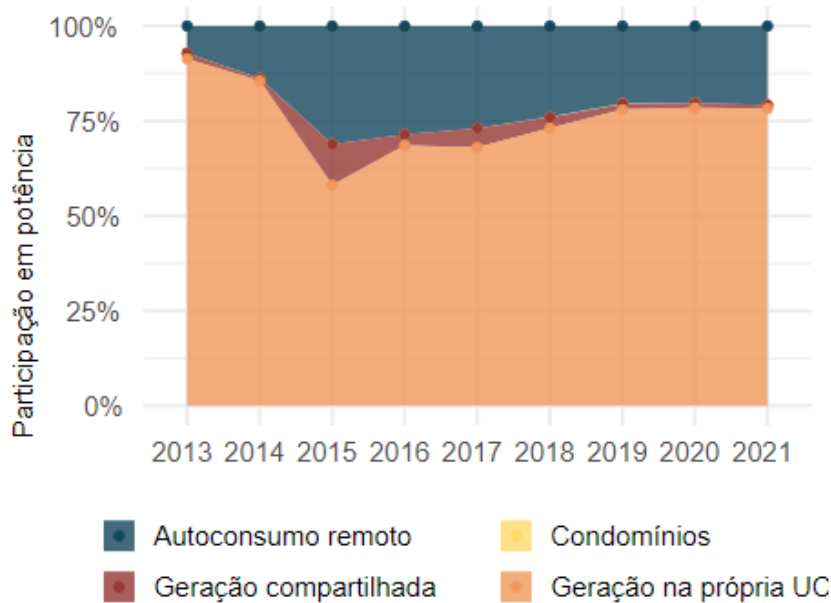
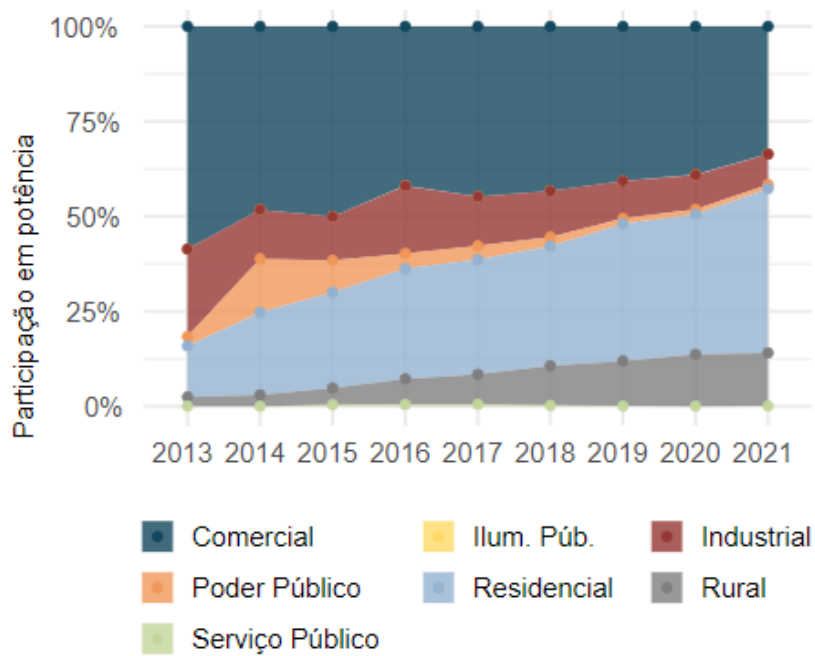


Figura 2.13 – Proporção das Modalidades de MMGD no Brasil.



Fonte: EPE, 2022a.

Figura 2.14 – Proporção das classes de consumidores com MMGD no Brasil.



Fonte: EPE, 2022a.

2.6 Usinas híbridas

De acordo com Cleveland & Morris (2015) o termo “Usina Híbrida” é definido como sendo o sistema que combina duas ou mais fontes energéticas distintas, complementares ou não, para promover um serviço de suprimento de energia elétrica, incluindo o armazenamento.

Apesar do uso combinado de mais de uma fonte de energia não ser uma prática nova, as questões relativas à regulamentação e comercialização das usinas híbridas ainda não estão bem definidas em vários países. No Brasil, este tipo de geração só foi regulamentado recentemente pela Resolução Normativa (REN) 954/2021 da ANEEL (ANEEL, 2021).

Grande parte dos projetos híbridos já implementados foram subsidiados pelos governos locais ou dependeram de regulações específicas que os beneficiassem, o que gerou diversas disputas judiciais. Nos Estados Unidos por exemplo, o projeto híbrido “*Red Lake Falls Project*” combina 1 MWp de energia solar com 4,6 MW de energia eólica já existente, a partir de uma tecnologia que permite o compartilhamento do inversor de frequência, e até 2019 ainda não havia entrado em operação devido à divergências entre os geradores e a distribuidora local relativas à precificação da energia. (EPE, 2019).

Nos últimos anos no Brasil, houve intensa discussão acerca da regulamentação das usinas híbridas até a recente regulamentação em 2021. A EPE definiu quatro tipologias para a geração a partir de sistemas que combinam mais de uma fonte de energia, conforme Figura 2.15 (EPE, 2018):

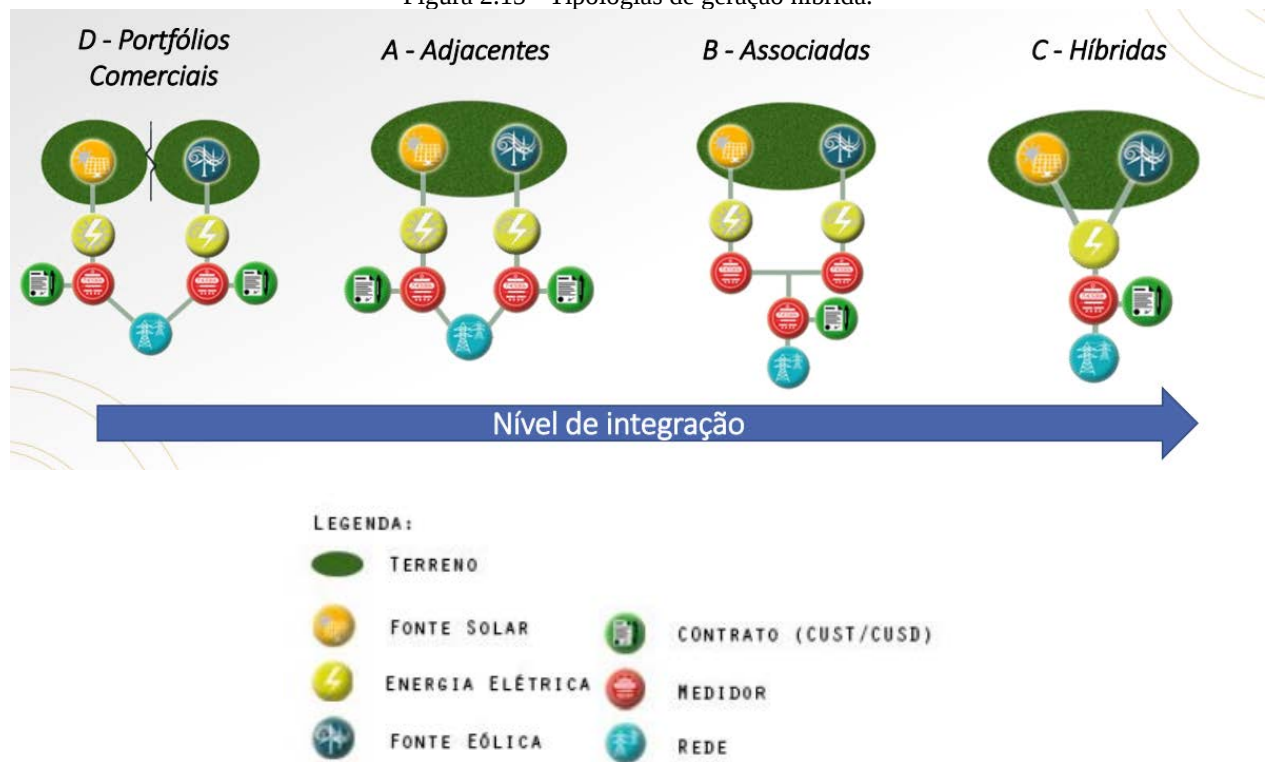
a) *usinas adjacentes*, que estão próximas e/ou compartilham o mesmo terreno e instalações de interesse restrito, mas não compartilham os de equipamentos de geração, nem o acesso à rede de distribuição;

b) *usinas associadas*, que associam duas ou mais fontes de energia com características de produção complementares, através de equipamentos de geração independentes, porém com despacho único, ou seja, compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à rede de distribuição;

c) *usinas híbridas*, aquelas que combinam duas ou mais fontes primárias de energia no processo de conversão de energia elétrica, podendo ter medição única para toda a produção, quando não é sendo possível separar os montantes de energia produzidos por cada fonte primária;

d) *portfólios comerciais*, modalidade comercial-contratual, e não envolve proximidade física, nem compartilhamento de equipamentos, reunião de usinas com recursos complementares para evitar riscos, sobretudo em contratos “por quantidade”.

Figura 2.15 - Tipologias de geração híbrida.



Fonte: (EPE, 2018).

A Usinas Híbridas, definidas na REN 954/2021 como Centrais Geradoras Híbridas (UGHs), são objeto de outorga única, mas podem ter uma única medição de energia ou medições distintas por tecnologia de geração. Já as Usinas Associadas, devem ter necessariamente outorgas e medições distintas, porém possuem um único ponto de conexão à rede, compartilhando contratualmente o uso do sistema de transmissão (ANEEL, 2021).

Com o compartilhamento do acesso à rede, as Usinas Associadas podem contratar uma capacidade menor de uso da rede do que a soma das potências nominais das mesmas, porém este arranjo

aumenta os níveis de “*curtailment*” do sistema, quando a energia produzida não pode ser escoada devido à limitação da rede, e precisa ser “dispensada” pelo sistema, podendo também ser armazenada (EPE, 2017; EPE, 2018; EPE, 2019).

Sob a ótica da segurança energética, a formação de um portfólio de diversas fontes de energia renováveis, cada uma com características de sazonalidade, modulação e perfil de produção diferentes, permite maior confiabilidade do sistema. Santos *et al.*, (2020) destacam que, em sistemas predominantemente hidráulicos como no Brasil, a introdução de usinas híbridas permite maior armazenamento de energia por meio dos reservatórios das usinas, que funcionam como uma bateria.

A diversificação de fontes também contribui para minimização da variabilidade de disponibilidade de potência do sistema elétrico, sobretudo nos sistemas eólicos e fotovoltaicos, aumentando assim o fator de utilização do sistema de transmissão. A otimização do uso do sistema de transmissão e a menor variação de injeção de potência gerada pela hibridização de fontes complementares pode contribuir para aumentar a estabilidade do sistema elétrico, evitando que ele atinja pontos críticos de operação, reduzindo assim, a necessidade de recursos de controle de tensão e frequência. Do ponto de vista financeiro, a não correlação entre as fontes geradoras reduz a exposição do empreendimento às flutuações dos recursos primários. (EPE, 2019).

Além disso, a hibridização pode viabilizar economicamente a introdução tecnologias ainda incipientes, como os concentradores solares, conforme demonstrado por Soria *et al.*, (2015). Quando combinado com o uso de biomassa, o sistema pode produzir energia a custos competitivos. Além disso, a planta híbrida de concentradores solares e biomassa apresenta maior eficiência termodinâmica, estabilidade operacional e menor impacto ambiental que um sistema convencional de concentradores solares (COT *et al.*, 2010; PÉREZ; TORRES, 2011).

Na Índia, a geração híbrida é apontada como a melhor estratégia para atingir a meta do governo de produção de 175 GW de energias renováveis em 2022, sendo cerca de 100 GW fotovoltaicos e 60 GW eólicos, devido a problemas de disponibilidade de terrenos e infraestrutura de conexão. (PRAYAS, 2016; AGGARWAL; DUTT, 2018). Em 2018 e 2019 foram realizados leilões para contratação de projetos híbridos, porém houve poucas ofertas que ficaram abaixo da demanda requerida, o que atribuído ao preço-teto de USD 38,00/MWh ou ₹2,70 /MWh, considerado baixo

para este tipo de projeto (CHANDRASEKARAN, 2018; SALUJA; CHANDRASEKARAN, 2018).

A hibridização permite otimizar o uso do sistema de transmissão, uma vez que a variabilidade, tanto sazonal quanto intra-horária, associada às diferentes fontes de energia podem ser complementares e, desse modo, mitigarem uma eventual ociosidade do sistema de transmissão. Porém, quando a energia gerada ultrapassa a capacidade de escoamento da rede de transmissão, é preciso realizar o “*curtailment*”, para evitar danos ao sistema.

As Usinas Associadas estão mais sujeitadas ao “*curtailment*” devido ao compartilhamento da conexão à rede e como o despacho não é gerenciado ONS ou distribuidora, é necessário que as usinas pertençam ao mesmo empreendedor, ou que seja especificado em contrato quem arcará com as perdas oriundas desses cortes. Para as UGHs, não há “*curtailment*” quando a integração das fontes primárias ocorre antes da etapa de conversão de energia, estando a geração limitada a capacidade instalada da planta. Para as Usinas Adjacentes tampouco há cortes de energia pois a contratação do uso da rede é feita individualmente para cada usina, compatível com a sua potência nominal instalada (EPE, 2017).

Apesar dos custos e riscos que o “*curtailment*” pode acarretar, existem níveis de corte que podem minimizar o custo total de geração, por exemplo no estudo apresentado por IRENA (2017), em que os autores avaliaram o impacto da adição de 3.100 MW de energia eólica no sistema elétrico de Marrocos e concluíram que, com 0% de “*curtailment*” os custos de investimento na rede de transmissão praticamente dobram, enquanto que com 10% de “*curtailment*” esses custos caem cerca de 20%. Portanto, é muito importante projetar corretamente os níveis de “*curtailment*” a serem adotados em uma usina híbrida a fim de se garantir a viabilidade financeiro do empreendimento.

A diversificação de fontes contribui para a redução dos custos de implantação, operação e manutenção das usinas, além de minimizar a variabilidade de disponibilidade de potência do sistema elétrico, aumentando assim o fator de utilização do sistema de transmissão.

Nesse sentido, Christiansen *et al.* (2016) realizaram um estudo detalhado sobre usinas híbridas solar e eólica na Austrália e concluíram que a hibridização permite uma redução de 3% a 13% nos

custos de investimentos e de 3% a 16% nos custos de manutenção e operação, em relação à uma usina puramente fotovoltaica. Em relação ao “*curtailment*” os autores, assim como a EPE no Brasil (EPE, 2017), verificaram que não há uma relação direta entre este e o montante de geração fotovoltaica acrescido à uma usina eólica existente. Porém, os autores destacam que em algumas regiões com predominância de ventos diurnos, as usinas apresentaram menos “*curtailment*” do que em regiões de ventos noturnos, devido ao fato destas usinas possuírem um fator de capacidade menor, e desse modo, maior capacidade ociosa na rede de distribuição.

Apesar da usina híbrida ser uma modalidade relativamente nova em sistemas elétricos de grande porte, já há projetos implementados no mundo. Na Austrália, destacam-se a usina fotovoltaica de “*Gullen Solar Park*” com 10 MW instalados, operando em conjunto com a usina “*Gullen Range Wind Farm*” de 165 MW, onde houve uma redução de 20% dos custos de investimentos devido ao compartilhamento de terrenos (PARKINSON, 2016) e o complexo “*Kennedy Energy Park*” que ainda não entrou em operação por questões contratuais, e combina 15 MW de energia fotovoltaica, 43,2 MW de energia eólica e 2 MW / 4 MWh de armazenamento em baterias de lítio. As baterias terão a função de reduzir o “*curtailment*”, que é estimado entre 2% e 3%, já que a capacidade total de geração do complexo é de 60,2 MW e a capacidade da rede é de 50 MW (HOEHNE, 2018).

No Brasil, a empresa “*Enel Greenn Power*” inaugurou em 2015 a primeira usina híbrida em Pernambuco, com a combinação do parque eólico Fontes dos Ventos com 80 MW e as centrais fotovoltaicas Fontes Solar I e II de 11 MW. Em 2016, foi lançado primeiro projeto de usina solar flutuante no reservatório da Hidrelétrica de Balbina, no Amazonas. A potência instalada das placas solares é de 1MW inicialmente, podendo chegar a 5MW no futuro. O projeto de hibridização da usina visa utilizar a capacidade ociosa da subestação existente que hoje é de 200MW (PEGORETI *et al.*, 2017). As soluções híbridas também são estudadas como uma forma de diminuir a dependência da geração à diesel em pontos isolados do país, como no estado de Roraima, que não está integrado ao SIN.

No Reino Unido, o parque “*Parc Cynog Wind/Solar Farm*” opera desde 2016 com 5 MW de potência fotovoltaica e 8,4 MW de eólica (PRATT, 2017). Na China, existe desde 2012 uma usina híbrida demonstrativa que combina 100 MW de energia eólica, 40 MW de fotovoltaica e 36MWh de armazenamento em baterias de lítio (PATEL, 2012).

Apesar da existência de usinas híbridas em vários países do mundo, a regulamentação desse tipo de geração ainda não está bem definida em grande parte deles. De acordo com um estudo exploratório da *Wind Europe* (WIND EUROPE, 2019), o número de usinas híbridas operando ou em desenvolvimento na Europa é limitado e diversos governos estão lançando planos para integração dessas usinas, incluindo reformas no mercado de energia elétrica. Usinas híbridas eólico-solares por exemplo, não têm tratamento especial nos requisitos legais e muitas são tratadas como usinas eólicas ou solares puras ou como projetos de armazenamento localizados, o que traz aumento dos custos para essa modalidade de geração de energia, além de incertezas. O incentivo dos governos, por meio dos planos de integração de energia renovável e reformas do mercado de eletricidade também traz a necessidade da construção de uma estrutura regulatória clara focada nas usinas híbridas. Alguns países, como a Índia estão demonstrando apoio às usinas híbridas através da criação de leilões específicos ou estabelecendo critérios para essas usinas na legislação (WIND EUROPE, 2019).

Na Tabela 2.1 é apresentado um panorama do contexto das políticas relacionadas as usinas híbridas em diversos países (WIND EUROPE, 2019).

Tabela 2.1 - Políticas internacionais relacionadas às usinas híbridas.

País	Políticas relacionadas às usinas híbridas
Dinamarca	- Não é permitido que usinas eólicas e usinas solares mais antigas se tornem híbridas. - Concorrências específicas para fontes de energia renovável.
Alemanha	- Incentivos para iniciativas de inovação relacionadas à projetos híbridos que fornecem "benefícios do sistema" (ainda não implementado).
Grécia	- As Usinas híbridas estão estabelecidas no atual marco regulatório. - É necessária uma garantia de fornecimento de energia mínimo como pré-requisito para a permissão de uma usina híbrida.
Irlanda	- O Departamento de Comunicações, Ação Climática e Meio Ambiente (DCCAE) solicitou licitações para a prestação de

Tabela 2.1 - Políticas internacionais relacionadas às usinas híbridas.

País	Políticas relacionadas às usinas híbridas
	consultoria econômica e política para apoiar a concepção e implementação do novo regime de apoio a geração de energia através de fontes renováveis. - A solicitação da DCCAE também pede, especificamente, apoio na autorização de projetos híbridos, incluindo tecnologias híbridas de energia solar, eólica e de armazenamento.
Índia	- Possui uma política nacional de energia eólica e solar desde 2017. Sendo que esta política foi atualizada recentemente para englobar vários tipos de tecnologias de armazenamento. - Estrutura amigável para a hibridização de usinas existentes em termos de capacidade de conexão à rede. - Padrões específicos para usinas híbridas a serem desenvolvidos (medição, etc).
Polônia	As usinas híbridas estão instituídas na atual estrutura regulatória.
Espanha	- As usinas híbridas eólicas ainda não foram estabelecidas na estrutura regulatória. - Não há forma de hibridizar uma usina existente. - Não existe estrutura regulatória para sistemas de armazenamento de média e grande escala.

Fonte: Wind Europe, 2019.

No Brasil, a forma de contratação e remuneração de energia das usinas híbridas também requer ajustes, principalmente nos leilões do ACR, onde cada fonte tem um preço-teto diferente. Neste caso, a criação de um produto específico para usinas UGHs ou Associadas se torna muito complexo dada às inúmeras combinações possíveis de fontes, em diferentes percentuais. Uma alternativa seria permitir a competição destas usinas com outras usinas que utilizam fontes semelhantes às “hibridizadas” (SANTOS *et al.*, 2020; EPE, 2017; EPE, 2018).

Outra questão importante a ser estabelecida no ambiente regulado, relativa às usinas híbridas com despacho centralizado, é o cálculo da GF destas usinas. Atualmente o cálculo estabelecido pela Portaria MME nº 101/2016 (MME, 2016) estipula diferentes formulações para cada fonte, de forma que não há previsão de cálculo para usinas tipo híbridas ou associadas. O mesmo ocorre para a contabilização e liquidação contratual da energia gerada, que também é realizada de acordo com o tipo de fonte e forma de contratação. Desta forma, há um grande desafio para criação de uma metodologia específica de cálculo de Garantia Física para usinas híbridas com medição única, já que há um grande número de combinações possíveis de fontes e tecnologias de geração, em diferentes proporções (EPE, 2017; EPE, 2018).

Nesse contexto, a ANEEL publicou em 2020, o relatório de “Análise de Impacto Regulatório – AIR” (ANEEL, 2020), em que apontou quatro questões importantes relativas ao cálculo GF das usinas híbridas:

- Considerar a GF da usina híbrida ou associada como a soma das GF individuais de cada fonte. O BNDES sugeriu, para a fonte solar, o critério P90 ao invés do P50, na definição da GF.
- Considerar o rateio das perdas conforme porcentagem da GF das usinas, inclusive as perdas por corte de geração (*curtailment*).
- Considerar no cálculo da GF das usinas híbridas a contribuição de cada fonte, através de simulação, considerando a complementariedade entre as fontes que compartilham o mesmo sítio, conforme previsto para os contratos do uso do sistema de transmissão.
- Considerar a geração verificada para definir a GF das usinas híbridas.

No mesmo sentido, a EPE publicou uma Nota Técnica em 2020 (EPE, 2020b), na qual apresenta uma metodologia de cálculo de garantia física para usinas híbridas eólica-solar. Neste documento ela utiliza a mesma metodologia usada no cálculo individual de cada fonte, descontando-se a estimativa do “*curtailment*” na GF da fonte que venha a ser instalada por último, em caso de associação com usinas existentes. No caso de uma usina associada totalmente nova, o empreendedor deveria indicar em qual fonte o corte será realizado.

A alocação de riscos nos contratos por disponibilidade, se torna um ponto crítico para o gerenciamento do “*curtailment*”, já que pela regulação atual, o gerador recebe um valor fixo pré-fixado pela energia, e na ocorrência de desvios, o preço de mercado é coberto pela distribuidora e, portanto, não há incentivo para que gerador gerencie de maneira adequada o “*curtailment*”, o que pode oferecer riscos graves ao sistema de transmissão. Já nos contratos por quantidade, os riscos da produção já são incorporados pelo gerador, e nos contratos exclusivos do ACL esses riscos são negociados entre as partes (EPE, 2017; EPE, 2018).

Santos *et al.* (2020) avaliaram o potencial da geração fotovoltaica associada a eólica no Brasil e concluíram que, para a formação de um mercado de geração híbrida no país, é necessário uma reforma regulatória do mercado de energia com maior regularidade e previsibilidade anual de contratação de energia, investimentos em infraestrutura de transmissão, condições adequadas de financiamento, mudança no processo de leilão para inclusão de projetos de usinas híbridas, além de investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

Mesmo fora do âmbito do despacho centralizado definido pelo ONS, na GD, o modelo tarifário e a regulamentação na qual o sistema de geração está inserido, influencia diretamente na sua viabilidade. Em sistemas híbridos, o gerenciamento dos montantes gerados de cada fonte depende da modelagem regulatória do mercado. Conte *et al.* (2020) propuseram um controlador de rede onde foi modelado o sistema de compensação de energia e a tarifa branca, implementados no Brasil. A regra de compensação de energia permite que as unidades consumidoras injetem a energia na rede principal, a fim de gerar créditos, que podem ser consumidos posteriormente. Assim, a rede pode ser usada como um “armazenador virtual” de energia. A tarifa branca estimula o consumo fora do horário de pico, permitindo a otimização do perfil de consumo. Considerando estas regras, o controlador proposto realizou a gestão energética econômica de uma microrrede híbrida composta por um banco de baterias, uma microturbina a gás, painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, cargas típicas e a conexão com a rede principal, gerando menores custos de energia.

Já De Lara Filho *et al.* (2019) avaliaram a viabilidade econômica da instalação de um sistema de GD com geração híbrida solar e eólica em uma fábrica no Brasil, e concluíram que a instalação de um sistema de armazenamento de energia seria mais vantajosa que o sistema de compensação de energia hoje praticado no mercado, já que os painéis solares não geram muita energia nos horários

de pico, e desta forma, os créditos acumulados durante o dia não têm o mesmo valor monetário da energia consumida nos horários de pico. Com a implantação de um sistema de armazenamento de energia acoplado a um sistema de gerenciamento de energia, seria possível armazenar energia para descarga no período de pico, evitando o consumo de energia mais cara da rede. Os autores simularam várias combinações e concluíram que o arranjo onde a geração solar fornece 89% da capacidade instalada e a eólica fornece 11% é o mais viável economicamente, já que há um baixo potencial eólico na região e limitações de área para a instalação da quantidade de painéis necessária para suprir 100% da demanda da fábrica. Em relação às linhas de crédito, os autores indicam que com o com financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) de até 80% do valor do investimento com taxa de juros anual de 2,1% e prazo de vencimento de 11 anos, o projeto apresentou o melhor desempenho econômico

Conforme demonstrado em De Doile *et al.* (2021), existem poucos estudos no mundo que consideram os aspectos regulatórios na análise de viabilidade de sistemas híbridos, já que este tema é muito dinâmico e regional. Porém, esta análise é fundamental para a identificação das barreiras que impedem o crescimento do mercado de geração híbrida no Brasil, e a proposição de soluções para remove-las. Os autores apontam algumas medidas adotadas em outros países que incentivam a criação de um mercado de geração renovável híbrida, como a criação de pacote de financiamento chamado “*Just Transition Mechanism*”, com orçamento de € 70 bilhões para o período 2021 a 2027 na União Europeia, além isenções fiscais, pagamento por serviços ancilares e adoção de tarifas do tipo feed-in, onde o excedente de energia gerado pelo prosumidor é vendido a preço de mercado, também praticado nos EUA. Os autores ressaltam ainda, a diferença de investimento em pesquisa e desenvolvimento entre o Brasil e EUA, enquanto o último investiu cerca de US\$ 1,5 bilhões no final dos anos 2000 em projetos de rede inteligente e armazenamento, todo o investimento do Brasil por ano no setor elétrico nos últimos 10 anos foi de US\$ 100 milhões.

2.7 Aproveitamento energético dos RSU

A Lei nº 12.305/2010 (BRASIL, 2010), que instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), define o termo “resíduo sólido” no Art. 30. XVI:

“Art. 30. XVI - resíduos sólidos: material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividades humanas em sociedade, a cuja destinação final se procede,

se propõe proceder ou se está obrigado a proceder, nos estados sólido ou semissólido, bem como gases contidos em recipientes e líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou em corpos d'água, ou exijam para isso soluções técnica ou economicamente inviáveis em face da melhor tecnologia disponível”

Os RSU são aqueles resíduos de origem domiciliar e pública. A maior parte destes resíduos pode ser reaproveitada através da coleta e manejo adequados. Os materiais que não podem reaproveitados, os resíduos, devem ser dispostos de maneira adequada em aterros sanitários (MDR, 2021).

Apesar das do avanço na legislação ambiental nos últimos anos, com a aprovação da Política Nacional de Resíduos Sólidos em 2010 (BRASIL, 2010) e o Marco Legal do Saneamento Básico em 2020 (BRASIL, 2020), que estabeleceram as diretrizes para a gestão integrada dos RSU e um prazo para o fechamento de lixões, estes ainda representaram cerca de 15% das unidades de disposição final das cidades brasileiras em 2020 (MDR, 2021).

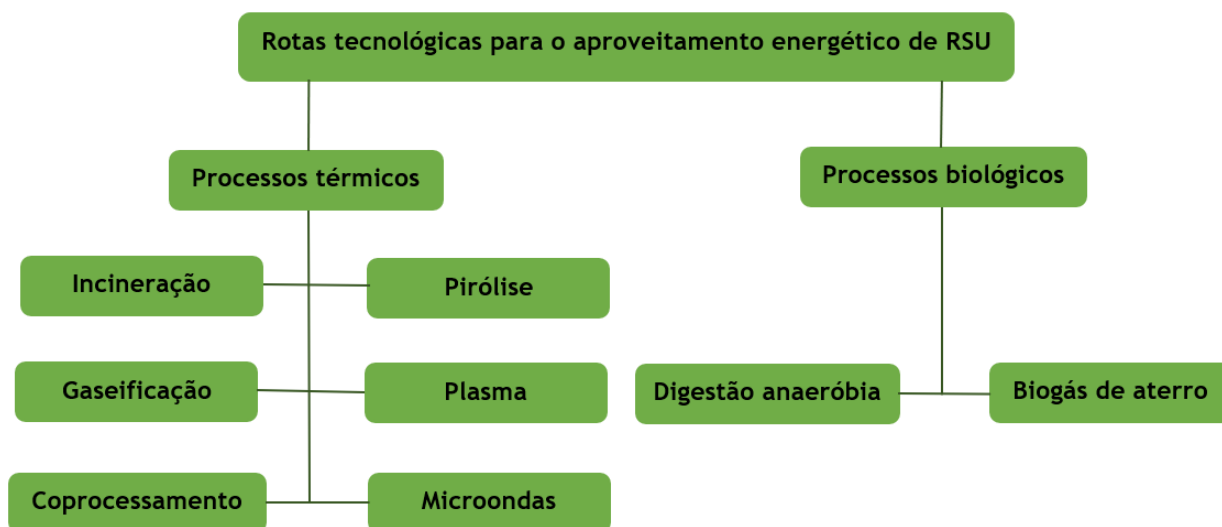
Segundo a Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (ABRELPE), há uma tendência de crescimento de quase 50% do montante de RSU produzido no Brasil até 2050, em relação a 2019. Um crescimento bem superior aos 12% previsto para a projeção de crescimento da população, no mesmo período. (ABRELPE, 2020),

Neste sentido, afim de minimizar os impactos ambientais relacionados à disposição dos resíduos, a PNRS prevê a utilização de tecnologias para recuperação energética dos RSU conforme disciplinado na Portaria Interministerial nº 274 (MMA; MME; MDR, 2019), que estabelece as diretrizes operacionais para o aproveitamento energético dos RSU.

Recuperação energética dos RSU é a conversão destes resíduos em energia elétrica, térmica ou combustível, através de diferentes tecnologias. As principais rotas tecnológicas de aproveitamento energético dos RSU podem ser divididas em processos biológicos e processos térmicos. Os processos biológicos consistem na decomposição da matéria orgânica presente no RSU através de microrganismos, que resulta na formação do biogás, composto principalmente de metano e gás carbônico. As principais rotas biológicas de aproveitamento de RSU são a digestão anaeróbia e

recuperação de gás de aterro sanitário. Já as rotas térmicas utilizam calor para decompor os RSU e produzir energia, como a incineração, pirólise, gaseificação, plasma, coprocessamento e microondas (OGUNJUYIGBE *et al.*, 2017; FEAM, 2012). O resumo das principais rotas tecnológicas para aproveitamento energético dos RSU é apresentado na Figura 2.16.

Figura 2.16 – Rotas tecnológicas de aproveitamento energético de RSU.



Fonte: Adaptado de FEAM, 2012.

Na Tabela 2.2 é apresentado as principais características das tecnologias mais usuais de aproveitamento energético dos RSU.

Tabela 2.2 – Principais características das tecnologias de recuperação energética dos RSU.

TECNOLOGIA	DESCRIÇÃO	VANTAGENS	DESVANTAGENS
Incineração	Processo de combustão controlada, no qual ocorre a queima do RSU em altas temperaturas. O calor produzido pela queima do RSU é utilizado nas caldeiras para aquecimento de água, e o vapor gerado nesta é conduzido para um sistema de turbina e gerador, para a produção de energia elétrica. São gerados como produtos da	Redução do volume e massa dos RSU; Destruição completa da maioria dos resíduos orgânicos perigosos;	Custo elevado de implantação e operação, devido principalmente aos controles ambientais; Necessidade de mão de obra qualificada; Risco à saúde devido às emissões de dioxinas

Tabela 2.2 – Principais características das tecnologias de recuperação energética dos RSU.

TECNOLOGIA	DESCRIÇÃO	VANTAGENS	DESVANTAGENS
	combustão, além de vapor d'água, CO ₂ e SO _x , HCl, HF, CO, NO _x , material particulado, metais, dioxina, além de rejeitos (cinzas volantes e escórias) de materiais inorgânicos.		
Biogás de Aterro	Geração de biogás a partir da digestão anaeróbia da fração orgânica de RSU em reatores anaeróbios. O biogás é uma mistura gasosa composta tipicamente por 60% de CH₄, 35% de CO₂ e 5% de outros gases como H₂, N₂, H₂S, CO, O₂. Após o tratamento para remoção de umidade e particulados, o biogás pode ser convertido em energia através de motores de combustão interna, turbinas ou caldeiras.	Custos de implantação reduzidos comparados às tecnologias térmicas; Modularidade das plantas industriais; menor emissão de poluentes atmosféricos, em relação à incineração; Tecnologia consolidada em escala comercial	Ocupação de grandes áreas; restrições de uso após o encerramento de suas atividades (passivo ambiental); Utiliza apenas a fração de matéria orgânica biodegradável presente nos RSU; Produção variável em função do volume e idade dos RSU depositados; Menor produção de energia por tonelada de RSU, em relação às tecnologias térmicas
Gaseificação	Conversão do RSU em um gás chamado "syngas", composto principalmente por monóxido de carbono e hidrogênio, por meio de oxidação parcial, sob a aplicação de calor. Após o tratamento, o syngas pode ser queimado em caldeiras, turbinas a gás ou motores de combustão interna, para geração de eletricidade.	Menor emissão de particulados em relação a incineração; Alta eficiência térmica, variando de 60% a 90%; Taxa de gaseificação pode ser facilmente monitorada e controlada.	RSU precisa estar limpo, sem a presença de terras; Potencial de fusão das cinzas a altas temperaturas pode aumentar corrosão nos equipamentos; Precisa ocorrer a queima completa do alcatrão formado no processo para não limitar as aplicações do syngas.
Pirólise	Processo de decomposição térmica, na ausência de oxigênio, por fonte externa de calor, que converte a matéria	Modularidade das plantas industriais conforme demandas locais;	Heterogeneidade dos RSU dificulta o controle de variáveis operacionais;

Tabela 2.2 – Principais características das tecnologias de recuperação energética dos RSU.

TECNOLOGIA	DESCRIÇÃO	VANTAGENS	DESVANTAGENS
	orgânica em gases não condensáveis, compostos principalmente por nitrogênio e syngas. Da mesma forma que o processo de gaseificação, o syngas pode ser queimado em caldeiras, turbinas a gás ou motores de combustão interna, após tratamento, para geração de energia elétrica.	Combustíveis resultantes podem ser transportados até as centrais termelétricas; Menor emissão de poluentes atmosféricos, em relação à incineração; Redução do volume de resíduos a ser disposto	Tecnologia não consolidada em escala comercial; Processo mais lento que a incineração e com maior consumo de combustível; Elevado custo operacional e de manutenção; Elevado custo de tratamento dos efluentes gasosos e líquidos
Plasma	Ocorre a incidência direta de um jato controlado de plasma sobre os RSU produzindo o syngas, ou sobre os gases de síntese procedentes do processo de gaseificação, produzindo um gás mais limpo. O syngas é então utilizado em cadeiras, turbinas ou motores de combustão interna para produção de eletricidade, como nos processos de gaseificação e pirólise.	Permite fundir e vitrificar certos resíduos inorgânicos; Elevada redução de volume dos resíduos, podendo ser superior a 99%.	Elevado custo de investimento; Elevado consumo energético; Exige sofisticados sistemas de controle das emissões atmosféricas.

Fonte: Adaptado de FEAM, 2012.

As usinas que geram energia a partir dos RSU são comumente chamadas de usinas “*Waste-to-Energy*” (WTE). Atualmente existem mais de 2.600 usinas do tipo WTE no mundo, com capacidade de disposição de cerca de 460 milhões de toneladas de resíduos por ano (ECOPROG, 2020). No Brasil, ainda há poucas usinas WTE operando, cerca de 31 unidades, em sua maioria com aproveitamento do biogás de aterro, representando apenas 0,1% da matriz energética, a despeito do potencial estimado pela EPE de geração de até 5,4% da demanda nacional por meio de usinas de tratamento térmico de RSU, além de outros 1,5% por meio da digestão anaeróbica (EPE, 2014; EPE, 2021a).

Diante deste alto potencial da utilização dos RSU como fonte energética, vários estudos foram realizados nesse sentido no país. Dos Santos *et al.*, (2019) compararam a geração de energia elétrica a partir dos RSU através de três diferentes rotas tecnológicas: recuperação de biogás de aterros sanitários, metanização da fração orgânica em digestores anaeróbicos e incineração, por meio de análises econômicas e energéticas para a cidade de São José dos Campos, em São Paulo. Os resultados mostraram que somente a recuperação do biogás de aterro obteve viabilidade econômica, demonstrando a necessidade de implantação de políticas públicas para viabilizar outras alternativas tecnológicas de aproveitamento energético do RSU no país. Em outro estudo, Barros; Filho; Silva (2014), concluíram que a recuperação energética do biogás de aterro se mostrou economicamente viável para municípios acima de 200 mil habitantes.

Ribeiro *et al.*, (2021) avaliaram o potencial de geração de energia elétrica a partir dos RSU considerando rotas biológicas, a recuperação do biogás de aterro e a digestão anaeróbia, para os estados de São Paulo e Minas Gerais. Os resultados mostraram que a geração de eletricidade foi em média maior nos casos em que a digestão anaeróbia foi considerada, porém em relação a viabilidade econômica, a recuperação do biogás de aterro foi mais atraente.

Em 2020, por meio das na Portaria MME nº 435/2020 (MME, 2020) e MME nº 480/2021 (MME, 2021), a recuperação energética dos RSU foi incluída como fonte específica nos leilões de compra de energia elétrica, com horizonte de suprimento variando entre 15 e 25 anos. Neste sentido, Ribeiro *et al.*, (2021), ao avaliar as rotas biológicas supracitadas, consideraram nas análises econômicas, tanto cenários de venda de excedente de energia nos leilões, quanto o uso do sistema de compensação de energia. Os resultados mostraram que os cenários que consideraram a venda da energia nos leilões foram mais atrativos do que os cenários que consideraram o sistema de compensação de energia.

As rotas térmicas, por possuírem um custo de investimento maior que as rotas biológicas, normalmente são economicamente viáveis somente para grandes centros urbanos. Da Silva *et al.*, (2020) realizaram uma análise energética e econômica para diferentes faixas populacionais a fim de se determinar qual seria a população mínima necessária para tornar uma planta de incineração de RSU viável economicamente no Brasil. Os resultados mostraram, que apesar do potencial de atendimento da demanda de energia de 15% população geradora de resíduos, a incineração só se

mostrou viável economicamente quando consideradas tarifas de venda de energia maiores que as praticadas no país. O valor mínimo encontrado para viabilizar as plantas de incineração foi de 61,5 USD/MWh, considerando uma população de 3 milhões de habitantes, o que representa 120% da tarifa de venda das usinas termelétricas no Brasil (51,0 USD/MWh). Esses resultados indicam a necessidade de desenvolvimento de políticas públicas com objetivo de tornar esta tecnologia economicamente viável.

Como o potencial de geração de energia depende do volume de resíduos disponível, a solução para viabilizar o aproveitamento energético dos RSU em pequenos municípios é a formação de consórcios. Segundo o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), em 2020 haviam no Brasil 235 consórcios intermunicipais para manejo de resíduos sólidos, um aumento de 23,7% em relação a 2019. No total são 1.404 municípios consorciados, o que abrange 25,2% dos municípios brasileiros e representa 14 % da população urbana (MDR, 2021).

Neste contexto, alguns estudos consideraram a formação destes consórcios para análise da viabilidade econômica da recuperação energética dos RSU no país. Brito *et al.*, (2021) avaliaram o potencial de geração de eletricidade a partir do RSU a partir da recuperação de gás de aterro e utilizando reatores anaeróbios para frações orgânicas dos resíduos para todos os consórcios intermunicipais de Minas Gerais e concluíram que somente a utilização do biogás de aterro é economicamente viável nestes casos. Os autores ainda destacam que quando as tarifas de energia são baixas, é mais atraente utilizar o biogás para aquecimento, ao invés de gerar eletricidade.

Silva *et al.*, (2017) estimaram a potência elétrica ótima para geração de energia a partir da recuperação de gás de aterro para o Consórcio Intermunicipal da Microrregião do Alto Sapucaí para Aterro Sanitário (CIMASAS), localizado no sul do Estado de Minas Gerais. Os resultados indicaram que o aterro nessa região poderia produzir mais 66.293.282 m³ CH₄ em vinte anos, com potência máxima de 997 kW em 2036. Porém, as análises financeiras não indicaram viabilidade econômica do empreendimento.

Já Leite *et al.*, (2022), realizaram uma análise mais abrangente para avaliar as alternativas tecnológicas de recuperação energética dos RSU no Estado de Minas Gerais, considerando rotas térmicas e biológicas e também a formação de consórcios intermunicipais na região. Os resultados mostram que os cenários que usam incineração e gaseificação em conjunto com a digestão

anaeróbia e a reciclagem permitem atingir o maior potencial de geração de eletricidade. Os cenários viáveis do ponto de vista econômico permitiriam atingir 56,7% do potencial total de geração de eletricidade a partir de RSU, existente no estado, além de uma redução de 34% das emissões de CO₂. Por meio da formação de consórcios municipais, seria possível atingir 93,5% da geração do potencial total do estado, por meio de tecnologias que não seriam economicamente viáveis para aplicação em pequenos municípios isolados.

Desta forma, a implantação de usinas de recuperação energética de RSU se mostra uma importante ferramenta, tanto para minimizar o impacto ambiental dos resíduos sólidos, quanto para diversificar a matriz elétrica nacional, aumentando a participação das fontes renováveis, e contribuindo para atingir a economia de zero carbono.

Do ponto de vista do sistema elétrico, as Usinas WTE podem contribuir de forma eficaz para o aumento da confiabilidade e resiliência do SIN, já que possuem um fator de capacidade que pode chegar a 90% e utiliza uma fonte firme de energia, ou seja, sem intermitências (EPE, 2014). As usinas são alimentadas de forma constante, já que os RSU são largamente produzidos, à proporção do crescimento da população, ao contrário de outras fontes renováveis que dependem das condições climáticas, como a solar e eólica. Desta forma, usinas híbridas que combinam a biomassa de RSU com outras fontes renováveis intermitentes, pode ser a solução para acelerar a transição energética para uma matriz de baixo carbono, sem perder a confiabilidade do sistema.

Nesse sentido, Van Leeuwen; Cappon; Keesman, (2021), propuseram um sistema híbrido que combina energia solar, eólica e biomassa de RSU para atender a demanda da cidade de Amsterdã, na Holanda. No estudo, foi considerada a tecnologia de gaseificação do RSU, combinada com o uso de células combustíveis. Os resultados mostraram que o sistema híbrido proposto pode abastecer a cidade de forma isolada, com segurança energética e baixo “*curtailment*”, sendo o ponto ótimo de geração igual a 39 % da demanda atendida pelo RSU, 20 % pela energia solar e 41% pela energia eólica.

Além disso, como a concentração de RSU é maior nas áreas mais urbanizadas, as usinas WTE podem ser implantadas de maneira descentralizada, diminuindo assim os custos de transmissão de energia. Estas usinas também podem garantir preços competitivos em relação às usinas

termoelétricas movidas à combustíveis fósseis, já que o custo do combustível, no caso o RSU, depende apenas dos custos relativos à coleta, transporte e manuseio dos resíduos, e não às flutuações de mercado, como o diesel.

Sob a ótica ambiental, a recuperação energética dos RSU contribui diretamente para a diminuição da produção de GEE e contaminação dos recursos hídricos, uma vez que impede que estes resíduos sejam dispostos de maneira inadequada no solo. Neste contexto, as usinas WTE podem ainda negociar créditos no mercado de carbono, através das certificações das emissões evitadas de CO₂, de forma a aumentar a receita potencial dos empreendimentos.

2.8 Mercado de carbono no setor de energia

Em 2009, o governo brasileiro estabeleceu a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) através da Lei nº 12.187/2009 (BRASIL, 2009) com intuito de definir um compromisso nacional para adoção de práticas para redução das emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% em relação às emissões projetadas até 2020.

Em 2015, na 21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), em Paris, foi aprovado pelos 195 países integrantes um pacto para reduzir emissões globais de GEE, que ficou conhecido como “Acordo de Paris”. Pelo acordo, os países signatários se comprometeram a reduzir as emissões de GEE, sendo cada país responsável por apresentar uma carta de intenções voluntárias de redução de emissões, denominada “Contribuição Nacionalmente Determinada” (NDC). A NDC apresentada pelo Brasil na COP-21 foi relativa aos níveis de emissão de 2005, sendo que em 2025, o percentual de redução deveria ser de 37% e em 2030, de 43% (BRASIL, 2015).

Em 2022, na COP-27, no Egito, o Brasil revisou a NDC e assumiu o compromisso de reduzir em 37% as emissões de GEEs até 2025 e em 50% até 2030, todos percentuais relativos a 2005 (UNITED NATIONS, 2023). No ano anterior, em 2021, na COP-26 em Glasgow, o Brasil também assinou o Pacto Global do Metano, em conjunto com mais 120 países, para redução das emissões de metano em 36% relativos a 2020, até 2030 (CLIMATE & CLEAN AIR COALITION SECRETARIAT, 2023). Neste sentido, a Lei 14.260/2021 (BRASIL, 2021b) estabeleceu

incentivos à indústria da reciclagem, criou o Fundo de Apoio para Ações Voltadas à Reciclagem (Favorecicle) e os Fundos de Investimentos para Projetos de Reciclagem (ProRecicle).

Para atingir as metas estabelecidas na NDC brasileira, o setor de energia tem um papel fundamental, sendo responsável, em 2020, por 23,2% nas emissões totais de GEE no Brasil (MCTI, 2022). Neste contexto, em 2021, a Lei 14.120/2021, estabeleceu que o Poder Público Federal irá definir “diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade” (BRASIL, 2021a).

No tocante a discussão sobre o desenvolvimento de mecanismos para a incorporação de benefícios ambientais na geração de energia elétrica, a precificação do carbono é uma importante ferramenta para atribuir um custo aos impactos gerados pelas emissões de GEE no setor, que podem ocasionar vulnerabilidades climáticas no país. Deste modo, a precificação das emissões de carbono, além de internalizar as externalidades ambientais provocadas pelo setor, pode promover incentivos a tecnologias menos poluentes que prestam os mesmos serviços de confiabilidade que aquelas mais poluidoras, como as termoelétricas convencionais, tornando-as mais competitivas (MME, 2022).

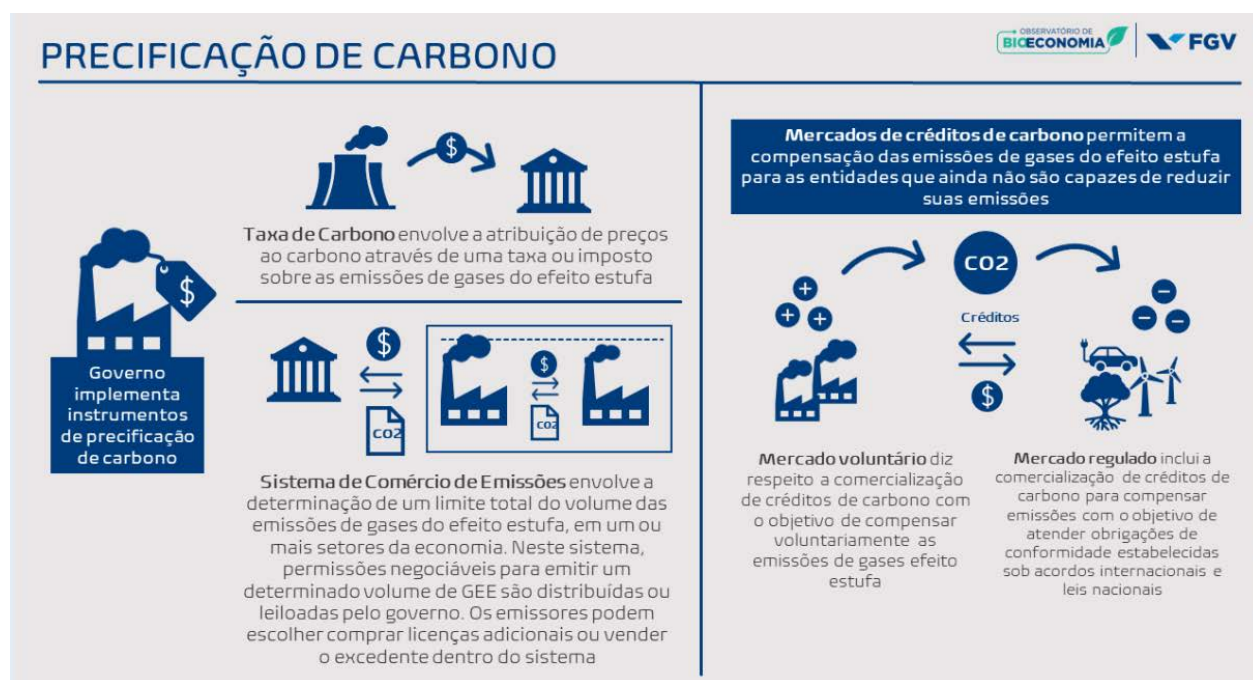
As estratégias de políticas públicas para precificação do carbono, de maneira geral, podem ser agrupadas em três linhas distintas: i) precificação negativa, ii) precificação implícita ou iii) precificação explícita. Na primeira linha, as políticas públicas ignoram as características emissoras das fontes de energia e fornecem subsídios para a produção ou uso de combustíveis fósseis, o que tira a competitividade das fontes limpas e incentiva as emissões de GEE (BAILEY, 2002; BALDWIN; CAVE; LODGE, 2012; EPE, 2020c).

No outro sentido, na precificação implícita são criados instrumentos que atribuem um preço implícito ao carbono, como por exemplo, onerar a tributação sobre os combustíveis fósseis. Já na forma explícita, a precificação do carbono é direta, sobre a forma de tributos (“*carbon tax*”, como é conhecida em inglês), ou através da criação de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE). Nos dois casos, ocorre a equalização dos custos marginais de abatimento dos diferentes agentes do mercado (BAILEY, 2002; BALDWIN; CAVE; LODGE, 2012; EPE, 2020c).

Para a contabilização das emissões de GEE, o Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC), órgão vinculado às Nações Unidas responsável por fornecer avaliações científicas sobre a mudança do clima, criou o conceito de Potencial de Aquecimento Global (GWP), que utiliza uma métrica para estabelecer a equivalência entre os diferentes GEEs, a tonelada equivalente de CO₂ (tCO_{2eq}). O metano, por exemplo, tem um GWP igual a 28, ou seja, a emissão de 1 tonelada de metano corresponde a emissão de 28 toneladas de CO_{2eq} (IPCC, 2006).

Na tributação, o preço da emissão de uma tCO_{2eq} é definido pelo órgão competente e a quantidade de GEE a ser emitida é definida pelo mercado. No SCE ocorre o contrário, o órgão regulador define o limite de tCO_{2eq} a ser emitido, e o mercado define o preço. Nesse sistema, os agentes de mercado são encorajados a reduzirem suas emissões com o objetivo de vender seus créditos excedentes para outros agentes (BAILEY, 2002; BALDWIN; CAVE; LODGE, 2012; EPE, 2020c). A Figura 2.17 resume os mecanismos de precificação do carbono.

Figura 2.17 – Resumo de instrumentos de precificação de carbono.



Fonte: FGV, 2023a.

O SCE é o sistema utilizado pelos países desenvolvidos para compensar suas emissões de GEE, através da comercialização de créditos de carbono de outros países que tenham superado suas

próprias metas de cortes de emissões, e desejam vender o excedente de créditos, que são auditados e certificados pela Organização das Nações Unidas (ONU).

No Brasil, já existe o mercado voluntário de carbono, onde empresas e pessoas físicas podem gerar e comercializar créditos de carbono, de maneira voluntária, porém como estes créditos são não obrigatoriamente registrados na ONU, não são válidos para contabilização da meta de redução do país. Atualmente está sendo discutida pelo governo federal, juntamente com os órgãos responsáveis, a criação de um mercado regulado de carbono no Brasil, onde os agentes definiriam metas de redução de emissões e poderiam comercializar créditos, com isenção de tributos, como PIS e Cofins (EPE, 2020c).

No mercado voluntário de carbono, a comercialização do carbono é feita por meio de empresas certificadoras, que emitem títulos de créditos de carbono. A contabilização das emissões de CO₂ é efetuada através da elaboração do inventário de GEE, um relatório que descreve e quantifica todas as fontes de emissões e sumidouros de GEE associados às operações da empresa emissora, por meio de metodologias e protocolos internacionais.

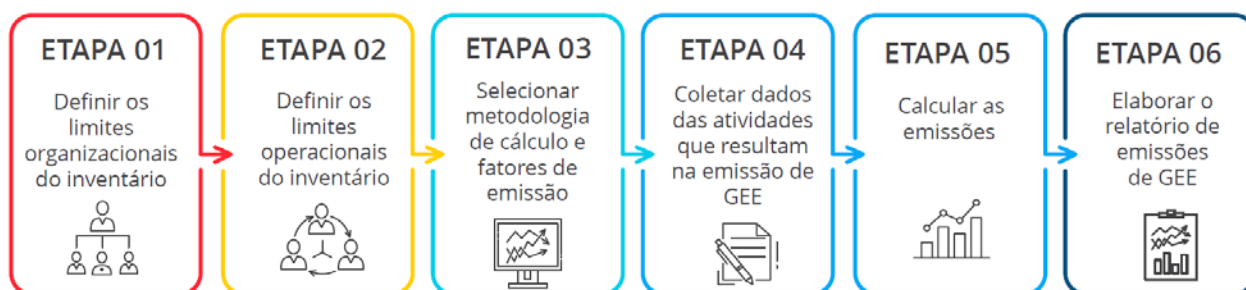
O *GHG Protocol*, desenvolvido pelo *World Resources Institute* (WRI) em parceria com o *World Business Council for Sustainable Development* (WBSCD), é uma das metodologias mais utilizadas para elaboração do inventário de GEE. O Brasil começou o Programa Brasileiro *GHG Protocol* em 2008, através de uma iniciativa do Centro de Estudos em Sustentabilidade da Fundação Getúlio Vargas (GVces), em parceria com o Ministério do Meio Ambiente (MMA), o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), além do WRI e WBSCD (FGV, 2009).

O *GHG Protocol* utiliza metodologias de quantificação desenvolvida pelo IPCC, e é compatível com norma “ABNT NBR ISO 14064:2007 - Gestão de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa”. Além disso, a metodologia *GHG Protocol* também é empregada nos relatos de sustentabilidade de iniciativas como *Global Reporting Initiative* (GRI), um conjunto de normas que especifica os requisitos que uma organização deve cumprir para relatar seus impactos na economia, no meio ambiente e nas pessoas, o Índice Bovespa de Sustentabilidade Empresarial (ISE), uma ferramenta de análise de sustentabilidade corporativa das empresas listadas na Bolsa de

Valores do Brasil (B3), e o *Carbon Disclosure Project* (CDP), um sistema global de divulgação ambiental (FGV, 2009; ABNT, 2007).

De acordo com a norma ABNT NBR ISO 14064:2007 (ABNT, 2007), a elaboração de um inventário de emissões de GEE deve seguir as etapas descritas na Figura 2.18.

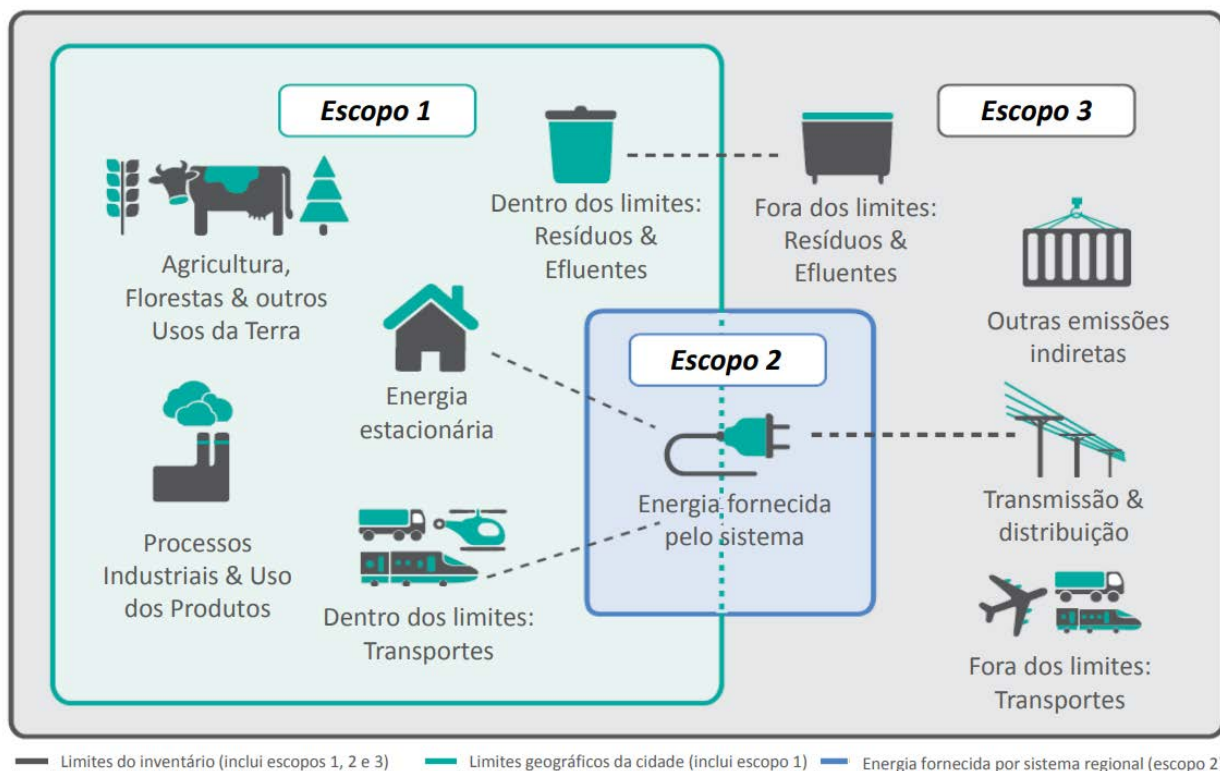
Figura 2.18 – Etapas de elaboração de um inventário de emissões de GEE



Fonte: Adaptado de ABNT, 2007.

As emissões de GEE associadas à operação da organização são categorizadas em: a) Escopo1: emissões diretas, normalmente associadas as atividades de geração de eletricidade, fabricação de produtos, transporte, agricultura e uso do solo, geração de resíduos e efluentes; b) Escopo 2: emissões indiretas por uso de energia e, c) Escopo3: demais emissões indiretas, conforme ilustra a Figura 2.19 (WRI, 2014; ABNT, 2007).

Figura 2.19 – Escopos das emissões de GEE



Fonte: Adaptado de WRI, 2014

Considerando este esforço global para reduzir as emissões de GEE, estudos estão sendo desenvolvidos no intuito de contabilizar as emissões relativas as tecnologias de geração de energia, como demonstrado por ABO-ELYOUSR; ELNOZAHY, (2018); MALIK; AWASTHI; SINHA, (2022); CHAMBON *et al.*, (2020) e BEZA; WU; KUO, (2021). Porém, poucos estudos incorporam nas análises econômicas a precificação destas emissões no mercado de carbono, de forma a viabilizar o emprego de tecnologias de baixa emissão.

Neste sentido, Leme *et al.*, (2014) fizeram um estudo sobre a viabilidade técnica, econômica e ambiental de diferentes alternativas para o aproveitamento energético dos RSU para Betim em Minas Gerais e concluíram que a geração de energia usando biogás de aterro depende fortemente de um mercado de créditos de carbono para se tornar economicamente atraente.

Prabatha *et al.*, (2020) compararam o desempenho econômico e ambiental de um sistema híbrido de fontes renováveis em relação a outras tecnologias convencionais que usam combustíveis fósseis, para atendimento da demanda de energia de pequenas comunidades no Canadá. Os autores

destacaram que é imprescindível que o governo adote medidas para garantir a competitividade das fontes de baixa emissão, como a comercialização de créditos de carbono, a fim de atingir as metas assumidas no Acordo de Paris, já que estas fontes podem custar até duas vezes mais que os geradores à combustíveis fósseis.

3. METODOLOGIA

3.1 Fluxograma das etapas da pesquisa

A pesquisa foi desenvolvida a partir da análise de um Estudo de Caso para o consórcio CIMASAS, por meio das etapas descritas na Figura 3.1.

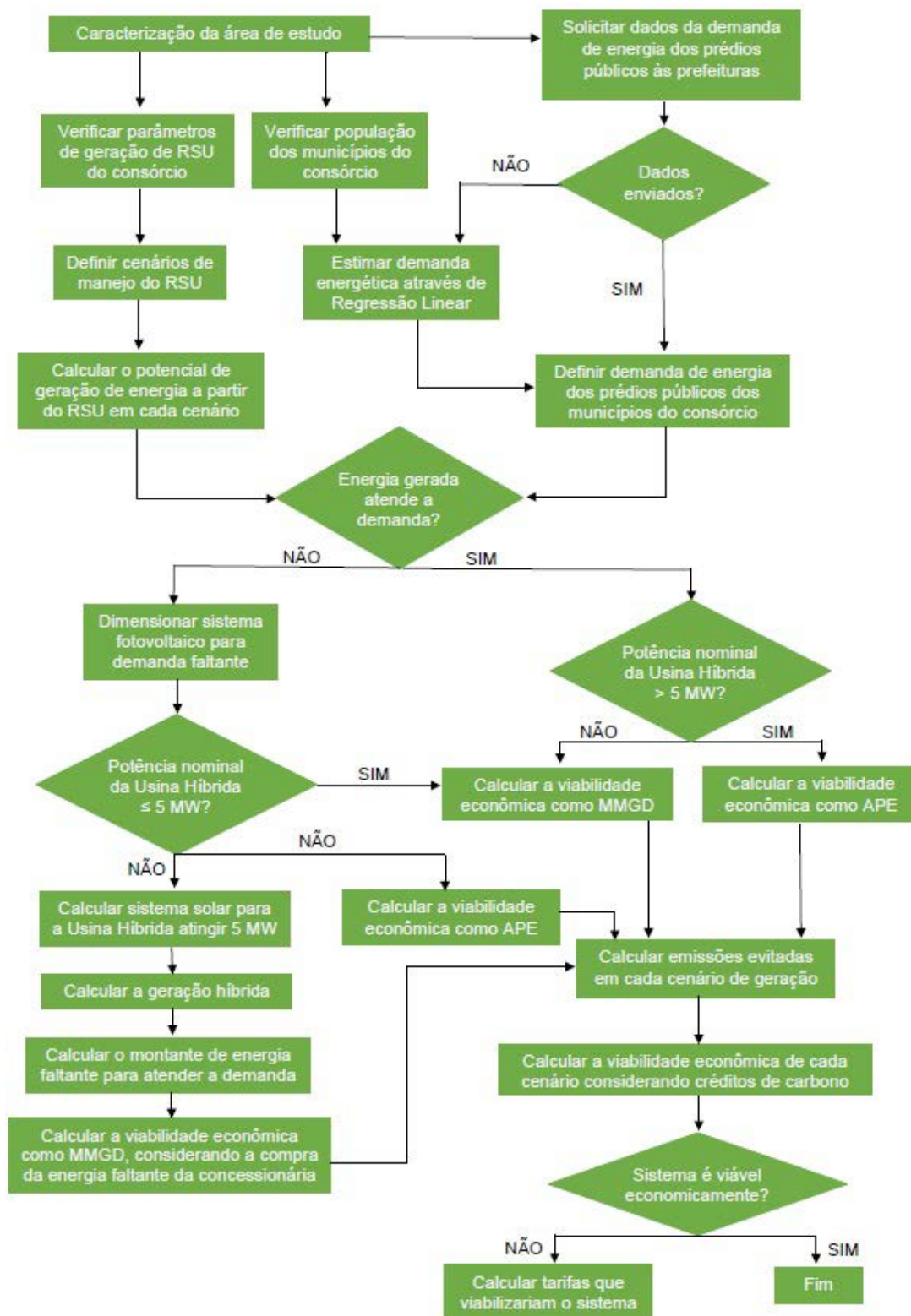
Primeiramente, foi realizada a caracterização da área de estudo, através do levantamento dos dados gerais do consórcio de municípios CIMASAS, como localização, população, volume e gravimetria de RSU gerados, bem como a demanda de energia elétrica das prefeituras, através do contato direto com o consórcio e do acesso ao Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS) e ao Sistema Nacional de Informações sobre a Gestão dos Resíduos Sólidos (SNIR).

Em seguida, foram definidos cenários que consideram diferentes percentuais de recuperação de materiais secos e orgânicos para o aproveitamento energético dos RSU, conforme metas do Plano Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) (MMA, 2022). O potencial de geração de energia a partir dos RSU foi calculado em cada cenário, e o atendimento à demanda das prefeituras foi então verificado. Nos casos em que a demanda de energia das prefeituras não foi atendida pelo aproveitamento energético dos RSU, a geração solar foi calculada de forma a atender a esta demanda faltante.

Na etapa seguinte, foi avaliada a viabilidade econômica da geração híbrida no âmbito da MMGD, e como autoprodutor de energia (APE), nos casos em que a usina ultrapassou a potência de 5 MW. Nestes casos, a MMGD também foi avaliada, considerando o limite de 5MW para a Usina Híbrida, e a compra da energia faltante da concessionária.

Por fim, foi calculado o potencial de emissões de CO_{2eq} evitadas em cada cenário proposto, e reavaliada a viabilidade econômica, considerando a receita proveniente da comercialização dos créditos de carbonos gerados.

Figura 3.1 – Fluxograma geral da pesquisa.



Fonte: produção da autora.

3.2 Estimativa da demanda energia dos órgãos públicos

A demanda de energia dos prédios públicos foi estimada através da análise das contas de energia, que foram solicitadas às prefeituras. Nos casos em que não houve resposta da prefeitura, a demanda dos respectivos prédios foi estimada por meio da aplicação da técnica de Regressão Linear, através do Método dos Mínimos Quadrados (MMQ).

O MMQ é um método de otimização matemática que ajusta os parâmetros de uma função de modo que ela se ajuste melhor a um dado conjunto de dados, através da minimização da soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados, os chamados resíduos, conforme equações (1), (2) e (3) (BUSSAB; MORETTIN, 2017).

$$\min (S) = \min \left(\sum_{i=1}^n r_i^2 \right) \quad (1)$$

$$r_i = \hat{y}_i - y \quad (2)$$

Sendo,

$$y = ax + b \quad (3)$$

Logo, a soma dos quadrados dos resíduos será dada pela equação (4).

$$\min (S) = \min \left(\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - ax + b)^2 \right) \quad (4)$$

Onde:

S = soma dos quadrados dos resíduos

r = resíduo

$\hat{y}$ = parâmetro estimado, no caso a demanda energética do município

y = parâmetro observado, no caso a demanda energética do município

x = parâmetro observado, no caso a população do município

a = coeficiente de angular da reta, a ser determinado

b = coeficiente linear da reta, a ser determinado

Desta maneira, a demanda de energia dos municípios que não disponibilizaram esta informação foi estimada correlacionando a demanda energética dos municípios que enviaram as informações e o número de habitantes de cada município.

Foi considerado um aumento anual da demanda total do consórcio de 1,60 %, conforme percentual de aumento médio do consumo observado para a classe “Poder Público” no período de 2012 a 2019 (EPE, 2022c).

3.3 Avaliação do potencial de geração de energia a partir dos RSU

A avaliação do potencial de geração de energia a partir dos RSU foi realizada considerando os dados quantitativos e gravimétricos dos resíduos coletados pelo consórcio, previsto na etapa da caracterização da área de estudo.

A tecnologia de conversão de energia do RSU em eletricidade considerada na pesquisa foi a incineração, por ser uma tecnologia mais eficiente, tanto na redução do volume dos RSU, quanto na produção de energia, em relação ao uso, por exemplo, do biogás, além de ser a tecnologia que apresentou maior viabilidade econômica nos consórcios da região de Minas Gerais, conforme demonstrado por Leite *et al.*, (2022). Ademais, a vida útil da planta de incineração pode ser estendida com a troca de equipamentos, e não possui restrições de uso após o encerramento de suas atividades, se transformando em um passivo ambiental, como as plantas de recuperação de biogás. As cinzas produzidas no processo de incineração podem ser utilizadas na fabricação de cimento do tipo Portland (EPE, 2008; FEAM;2012).

A potência elétrica produzida no processo de incineração dos RSU foi calculada através da equação (5).

$$P_{RSU} = PCI_{total} \times 4,184.10^{-3} \times \eta \times m_{RSU} \times \frac{1.000}{86.400} \quad (5)$$

Onde:

P_{RSU} = potência elétrica produzida pela incineração dos RSU (kW)

PCI_{total} = Poder Calorífico Inferior total dos RSU (kcal/kg)

η = eficiência do processo, considerado igual a 26 % conforme FEAM, (2012), porém nos primeiros anos quando a usina não opera a plena carga, este fator na prática pode ser menor.

m_{RSU} = massa total dos RSU (kg/dia)

O Poder Calorífico Inferior total (PCI_{total}) foi obtido pela equação (6) (LINO; ISMAIL, 2018; SILVA *et al.*, 2020), considerando os materiais de maior potencial energético, conforme valores de PCI indicados na Tabela 3.1 e as frações dos materiais obtidas nos dados gravimétricos do consórcio.

$$PCI_{total} = \sum_i^m E_i \times PCI_i \quad (6)$$

Onde:

PCI_{total} = Poder Calorífico Inferior total dos RSU (kcal/kg)

PCI_i = Poder Calorífico Inferior do elemento (i) (kcal/kg)

E_i = fração do elemento combustível (i) no RSU (%)

m = total de materiais considerados

Tabela 3.1 – PCI dos materiais de maior potencial energético que compõe os RSU

Material	PCI (kcal/kg)
Matéria orgânica	1310
Madeira	2520
Têxteis e couro	3480
Papel Papelão	4030
Plástico	6300

Fonte: EPE (2008)

A energia elétrica gerada será calculada através da equação (7).

$$E_{RSU} = P_{RSU} \times FC \times 730 \quad (7)$$

Onde:

E_{RSU} = energia elétrica gerada a partir dos RSU no mês (kWh)

FC = fator de capacidade média de usinas de incineração de RSU (%), adotado 70% conforme EPE, (2022b).

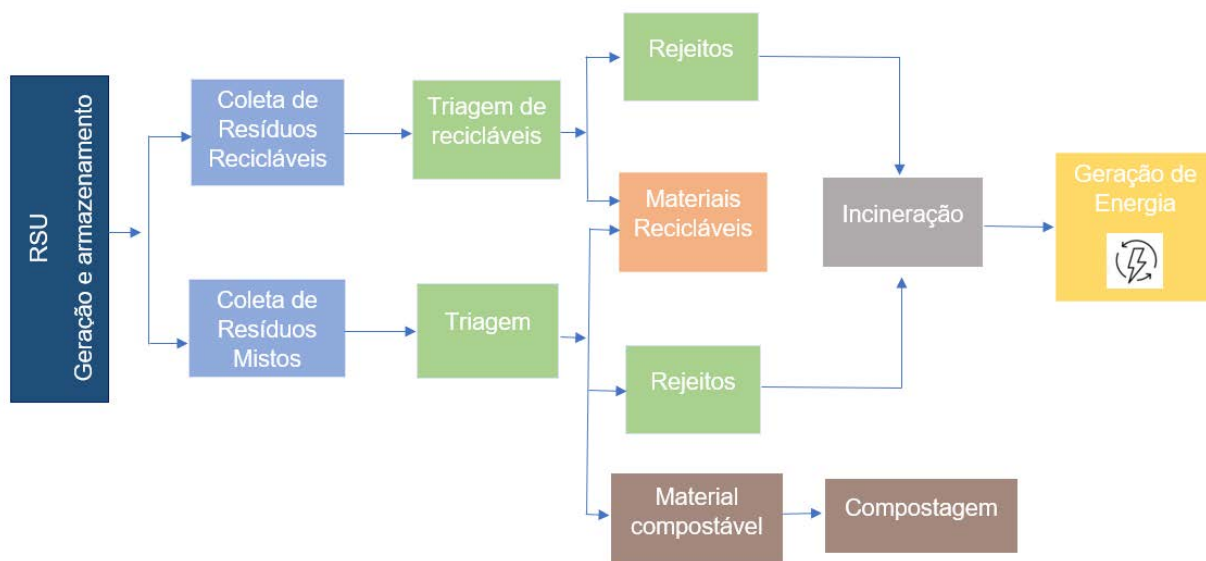
Para cálculo da geração de energia ao longo da vida útil da planta de incineração foi considerada a projeção da massa total de RSU manejada pelo consórcio por meio de regressão linear, a partir dos dados históricos observados desde sua implantação.

A potência nominal da Usina de Incineração dos RSU corresponde a potência total requerida para tratar a massa final de RSU estimada ao final da vida útil da Usina Híbrida.

3.4 Definição dos cenários de manejo dos RSU

No manejo dos RSU foi adotada a incineração como rota tecnológica de aproveitamento energético dos RSU, conforme descrito na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Rota tecnológica de aproveitamento energético dos RSU.



Fonte: produção da autora.

Tendo em vista a rota descrita na Figura 3.2, foram considerados quatro cenários com diferentes percentuais de recuperação dos materiais recicláveis e compostáveis, conforme Figura 3.3, Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6.

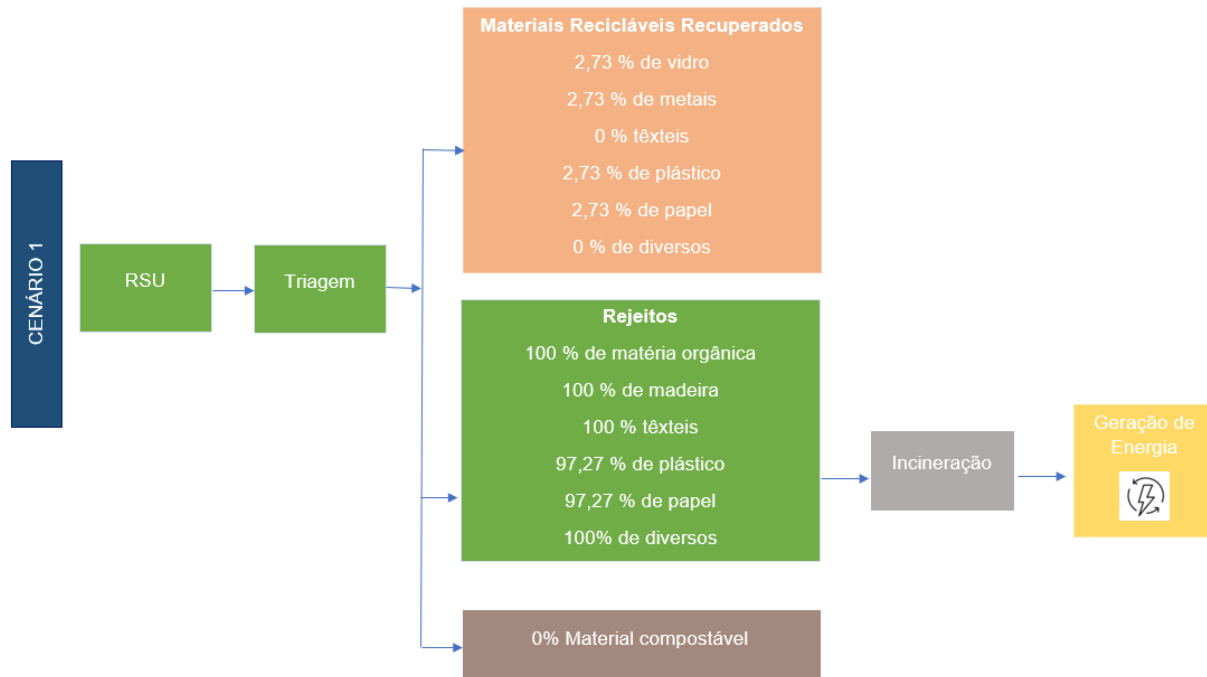
No Cenário 1 foi considerada a taxa atual de recuperação de materiais recicláveis secos do estado de Minas Gerais, igual a 2,73 % (MDR, 2023). Dessa forma, nesse cenário foi considerada a reciclagem de 2,73 % de plásticos, papéis, vidro e metais, e a incineração de 100 % da matéria orgânica, madeira, têxteis e diversos, e 97,27 % de plásticos e papéis.

No cenário 2 foi considerado que o consórcio atingiu a meta intermediária do Plano Nacional de Resíduos Sólidos de 16,2 % de recuperação de matérias recicláveis secos e 10,8 % da fração orgânica (MMA, 2022). Dessa forma, nesse cenário foi considerada a reciclagem de 16,2 % de plásticos, papéis, vidro e metais, compostagem de 10,8 % da matéria orgânica e madeira, e a incineração de 83,8 % de plásticos e papéis, 89,2 % da matéria orgânica e madeira e 100 % de têxteis e diversos.

No cenário 3 foi considerado que o consórcio atingiu a meta final do Plano Nacional de Resíduos Sólidos de 25,8 % de recuperação de matérias recicláveis secos e 18,1 % da fração orgânica (MMA, 2022). Dessa forma, nesse cenário foi considerada a reciclagem de 25,8 % de plásticos, papéis, vidro e metais, compostagem de 18,1 % da matéria orgânica e madeira, e a incineração de 74,2 % de plásticos e papéis, 81,9 % da matéria orgânica e madeira e 100% de têxteis e diversos.

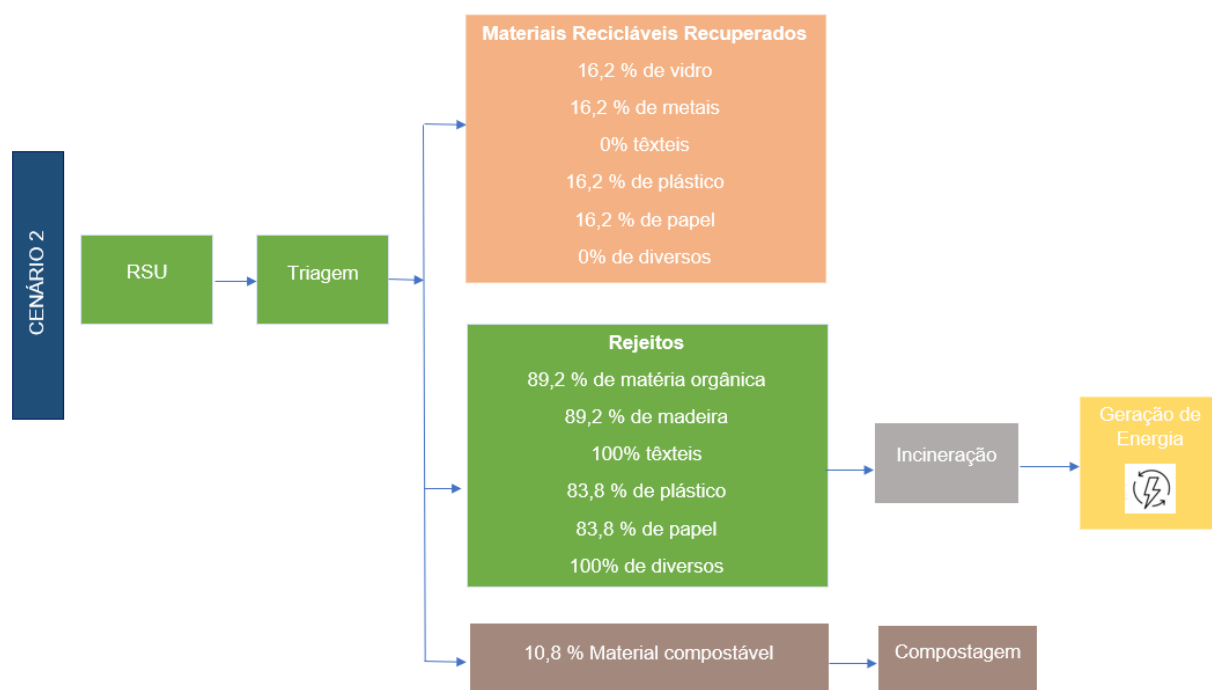
No cenário 4 foi considerado que o consórcio atingiu índices de reciclagem de países desenvolvidos de 50 % de recuperação de matérias recicláveis secos e 50 % da fração orgânica (ISWA, 2022; MMA, 2022). Dessa forma, nesse cenário foi considerada a reciclagem de 50 % de plásticos, papéis, vidro e metais, compostagem de 50% da matéria orgânica e madeira, e a incineração de 50 % de plásticos, papéis, matéria orgânica e madeira e 100% de têxteis e diversos.

Figura 3.3 – Manejo de RSU: Cenário 1.



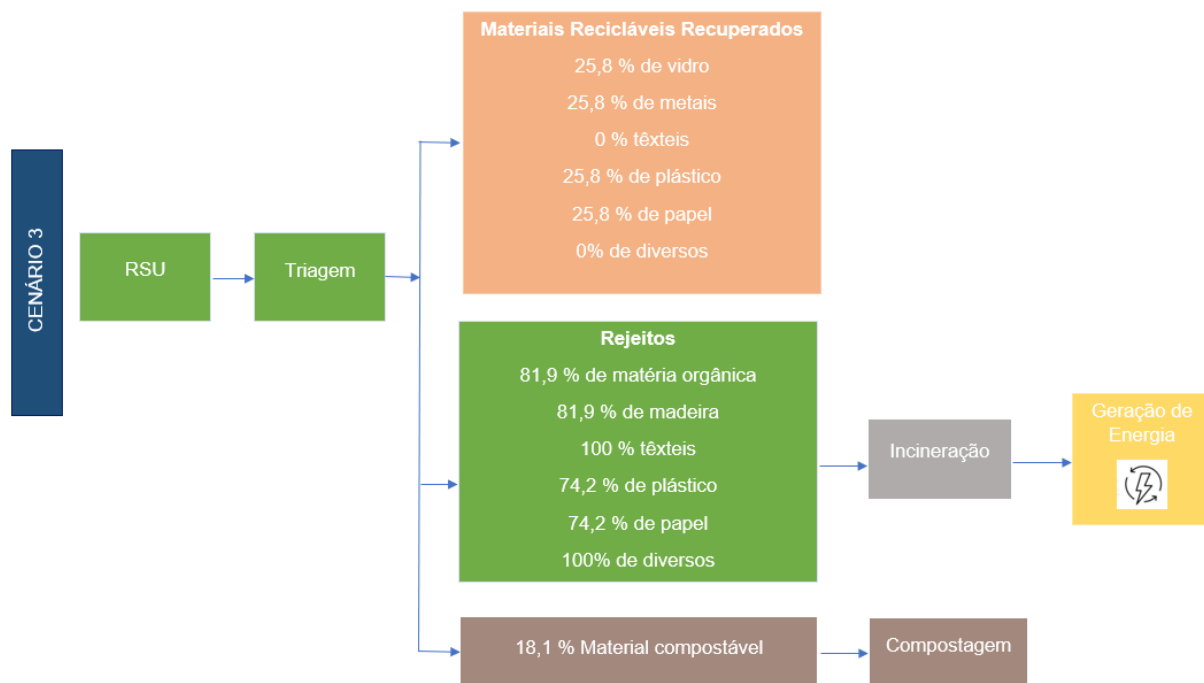
Fonte: produção da autora.

Figura 3.4 - Manejo de RSU: Cenário 2.



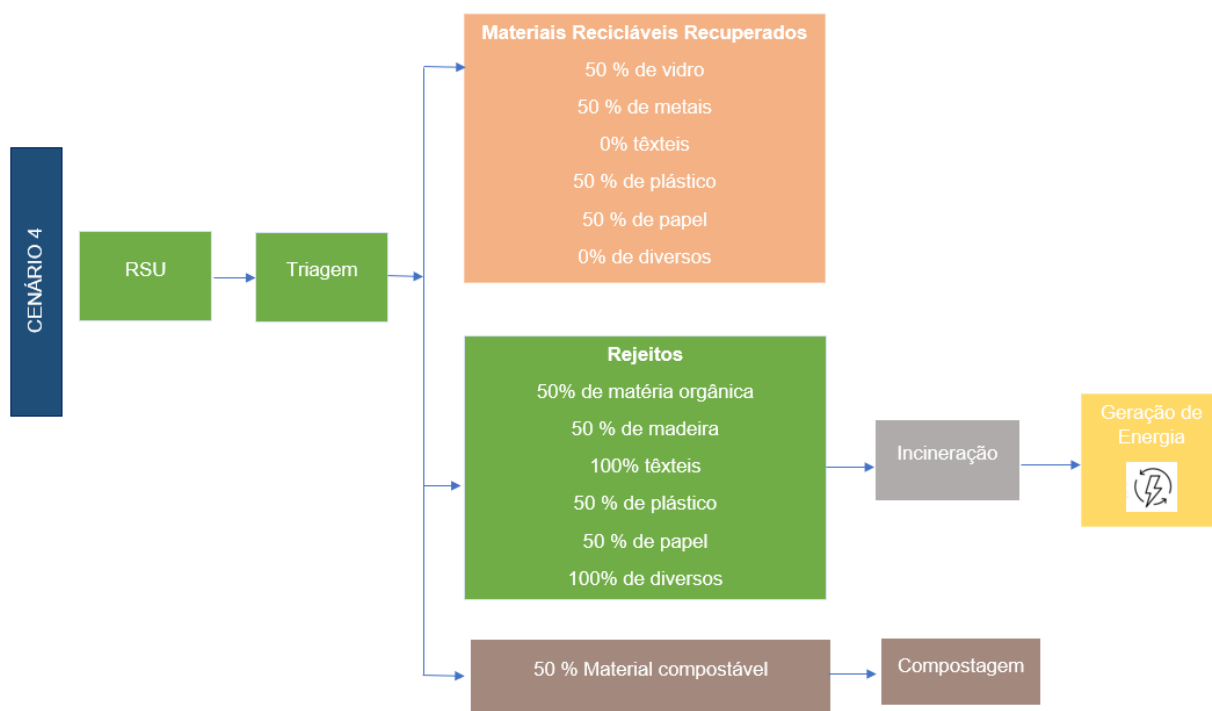
Fonte: produção da autora.

Figura 3.5 - Manejo de RSU: Cenário 3.



Fonte: produção da autora.

Figura 3.6 - Manejo de RSU: Cenário 4.



Fonte: produção da autora.

3.5 Dimensionamento da geração fotovoltaica

Nos casos em que a demanda de energia dos prédios públicos do consórcio que não foi atendida através do aproveitamento energético dos RSU, o dimensionamento da geração fotovoltaica foi realizado de forma a atender a esta fração da demanda faltante.

Nos casos avaliados no âmbito da MMGD, em que a usina híbrida proposta ultrapassou a potência de 5 MW, a geração solar foi redimensionada de forma a atingir o limite de 5MW, e o restante da demanda foi atendido pela rede da concessionária.

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foram considerados os dados de irradiação solar extraídos do programa “SunData” do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), utilizando as coordenadas geográficas da cidade de Itajubá, onde está localizado a administração do consórcio CIMASAS.

O programa apresenta os dados de irradiação solar no plano horizontal de três estações de monitoramentos próximas à localidade informada. Para cada uma das três localidades selecionadas são também fornecidos os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:

- o ângulo igual à latitude;
- o ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar;
- o ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar.

Para se obter a maior geração de energia anual, foram utilizados os valores do plano com ângulo que fornece a maior média anual de irradiação solar.

O montante de energia fotovoltaica foi determinado conforme o cenário simulado (1, 2, 3 ou 4), considerando o potencial de geração de energia proveniente dos RSU, conforme equação (8), nos casos que a demanda do consórcio não foi atendida pelo aproveitamento energético dos RSU.

$$E_{FV} = DEM - E_{RSU} \quad (8)$$

Onde:

E_{FV} = demanda de energia a ser atendida pela geração fotovoltaica no ano (MWh)

E_{RSU} = energia elétrica gerada a partir dos RSU no ano (MWh)

DEM = Demanda de energia do consórcio (MWh)

Em seguida, foi determinado a potência de saída do inversor de frequência, conforme equação (9) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{IF} = \frac{E_{FV}}{IS} \quad (9)$$

Onde:

P_{IF} = potência do inversor de frequência (kWp)

E_{FV} = demanda diária de energia a ser atendida pela geração fotovoltaica (kWh/dia)

IS = média anual de irradiação solar diária no ângulo de inclinação escolhido ou número de horas de sol a pico por dia (h/dia)

A potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, P_{FV} , foi determinada considerando a eficiência do inversor, através da equação (10) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{FV} = \frac{P_{IF}}{\eta} \quad (10)$$

Onde:

P_{FV} = potência a ser gerada pelos painéis fotovoltaicos (kWp)

P_{IF} = potência do inversor de frequência (kWp)

η = rendimento do inversor

Os dados técnicos apresentados do modulo fotovoltaico são obtidos em condições padrões de teste: irradiação de 1.000 W/m² e temperatura de célula de 25°C. Com o aumento de temperatura, o material de silício cristalino se expande, facilitando a recombinação dos elétrons, o que gera uma queda na tensão. Com esta queda na tensão, a eficiência do módulo também diminui. Portanto, os dados de potência e tensão precisam ser corrigidos para a temperatura local.

A potência máxima corrigida gerada pelo módulo foi determinada conforme a temperatura máxima da região, de acordo com a equação (11) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P'_{max} = P_{max} + \left(\frac{Cp_{max} \times (T_{max} - 25)}{100} \times P_{max} \right) \quad (11)$$

Onde:

P'_{max} = potência máxima corrigida pela temperatura (W)

P_{max} = potência máxima do módulo a 25°C (W)

Cp_{max} = coeficiente de correção de temperatura da potência P_{max} (%/°C)

T_{max} = temperatura máxima média da localidade (°C), adotado média da temperatura máxima de Itajubá, 27,3 °C (INMET, 2023).

A quantidade total de módulos do arranjo fotovoltaico foi calculada através da equação (12) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$NM = \frac{P_{FV}}{P'_{max}} \quad (12)$$

Onde:

NM = número de painéis fotovoltaicos

P_{FV} = potência necessária a ser gerada pelos módulos fotovoltaicos (Wp)

P'_{max} = potência máxima corrigida (W)

Ao final do processo de dimensionamento, verificou-se se a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é maior ou igual à energia necessária ao consórcio. A energia total produzida pelos módulos fotovoltaicos foi determinada pela equação (13) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$E_{FV total} = NM \times (IS \times P'_{max}) \quad (13)$$

Onde:

$E_{FV total}$ = energia total produzida pelos módulos fotovoltaicos ao dia (kWh/dia)

NM = número de painéis fotovoltaicos

IS = média anual de irradiação solar diária no ângulo de inclinação escolhido ou número de horas de sol a pico por dia (h/dia)

P'_{max} = potência máxima corrigida (W)

Desse modo, o total de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos deve atender a inequação (14).

$$E_{FV\ total} \geq E_{FV} \quad (14)$$

Onde:

$E_{FV\ total}$ = energia total produzida pelos módulos fotovoltaicos por dia (kWh)

E_{FV} = demanda de energia a ser atendida pela geração fotovoltaica ao dia (kWh)

Para o dimensionamento da planta de geração fotovoltaica foi necessário considerar a taxa de degradação anual dos painéis. Dessa forma, a potência nominal da usina solar foi calculada conforme equação (15) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{solar} = NM \times P_{max} \times (1 + T_{deg}) \quad (15)$$

Onde:

P_{solar} = potência nominal da usina solar (kW)

T_{deg} = taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos em 20 anos (%), utilizado 2% no primeiro ano, e 0,45% nos demais anos, conforme informação do fabricante (TRINA SOLAR, 2023).

NM = número de painéis fotovoltaicos

P_{max} = potência máxima do módulo a 25°C (W)

Nos casos avaliados no âmbito da MMGD, em que a Usina Híbrida proposta ultrapassou o limite de 5MW, a geração solar foi redimensionada de forma a atingir a potência de 5 MW, conforme equação (16).

$$P_{FV} = 5000 - P_{RSU} \quad (16)$$

Onde:

P_{FV} = potência a ser gerada pelos painéis fotovoltaicos (kWp)

P_{RSU} = potência elétrica produzida pela incineração dos RSU (kW)

Em seguida, o número de módulos, a energia gerada e a potência nominal da usina solar foram, então, recalculados conforme equações (12), (13) e (15), respectivamente.

3.6 Análise da viabilidade econômica

A análise de viabilidade econômica foi efetuada por meio do cálculo dos indicadores econômicos Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Tempo de Retorno do Capital (PAYBACK) e custo nivelado de energia ou “*Levelized Cost of Energy*” em inglês (LCOE).

Nas análises da composição das receitas do projeto, foi considerado o custo evitado de energia, ou seja, o custo da energia elétrica que se deixou de pagar a concessionária de energia a partir da implantação da geração híbrida, conforme equação (17), com a incidência de um reajuste tarifário anual de 6,24%, conforme ANEEL, (2023b).

$$CE_E = (EG \times TE) - (TUSD \times EG) \quad (17)$$

Onde:

CEE = custo evitado de energia (R\$)

EG = energia gerada pela usina híbrida ao ano (kWh)

TE = tarifa média de energia paga pelos municípios do consórcio à concessionária de energia (R\$/kWh), estimada em 0,74 R\$/kWh, conforme informações disponibilizadas por SEMEA, (2022)

TUSD = tarifa relativa ao uso ao uso do sistema de distribuição (R\$/kWh), adotada tarifa da CEMIG igual a 0,23 R\$/kWh, conforme ANEEL, (2023c).

Nos casos avaliados no âmbito da MMGD (BRASIL, 2022), a componente relativa ao uso do sistema de distribuição (TUSD) é cobrada de forma escalona a partir de 2023, da seguinte maneira: 15% em 2023, 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027, 90% em 2028 e 100% a partir de 2029. Nos casos avaliados na modalidade Autoprodutor (APE), há cobrança de 100% da TUSD em todos os anos (BRASL, 2019).

Também foi considerada na composição da receita do projeto o custo evitado do aterramento dos RSU (“*Gate fee*”, como é conhecida em inglês), ou seja, o custo por tonelada de RSU que deixou de depositada no aterro com a implantação da usina de incineração. Este custo foi considerado de R\$ 85,08/tonelada (MMA, 2023), igual ao custo médio do serviço de aterramento de resíduos sólidos domiciliares (RDO) e resíduos públicos urbanos (RPU) em Minas Gerais.

A taxa mínima de atratividade (TMA), ou taxa de desconto, foi determinada através do método Modelo de Precificação de Ativos Financeiros ou “*Capital Asset Pricing Model – CAPM*”, em inglês, através da equação (18) (IPEA, 2012).

$$TMA = r_f + \beta_i \times (r_M - r_f) + r_p \quad (18)$$

Onde

TMA = taxa mínima de atratividade (%)

r_f = taxa livre de risco, igual a 5,1591 %, conforme ANEEL, (2023d).

β_i = Beta alavancado, igual a 0,707963 %, conforme ANEEL, (2023d).

$r_M - r_f$ = taxa de prêmio de risco do mercado, igual a 6,6582 %, conforme ANEEL, (2023d).

r_p = taxa da atividade, igual a 0,3049%, conforme ANEEL, (2023d).

Desta maneira, a TMA, ou taxa de desconto aplicada ao estudo será de 10,18%.

Para o cálculo dos custos de investimentos (CAPEX) foram consideradas as referências apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 (EPE, 2022b) de 23.000 R\$/kW para a incineração e de 3.800 R\$/kW para a geração fotovoltaica. Por se tratar se uma usina híbrida, foi considerado que haverá uma conexão única à rede de distribuição, e dessa forma, foi descontado 10% do valor de referência do CAPEX da geração fotovoltaica relativos ao custo de conexão, conforme indicado pela EPE, (2021h), já que estes custos são menores que os custos relativos à conexão da planta de incineração. Não foram considerados os custos de encargos e impostos.

Em relação aos custos de operação e manutenção (OPEX), foi considerado o valor de 920 R\$ / kW por ano para a incineração e 50 R\$ / kW por ano para geração fotovoltaica conforme apresentado por EPE, (2022b). A vida útil da usina foi considerada de 20 anos. O valor do OPEX foi considerado constante ao longo da vida útil da planta, apesar da tendencia de queda observada pela EPE (EPE, 2021h) na análise doméstica da composição de custos relativos às fontes de geração de energia, de forma a obter uma análise mais conservadora.

3.6.1 Cálculo do VPL

O VPL indica a diferença entre o montante investido e o valor resgatado ao final do investimento, trazidos ao valor presente. Um resultado de VPL positivo, indica que o valor investido será recuperado e haverá, portanto, lucro. O VPL negativo indica que o empreendimento retornará um valor menor que o montante investido, logo este empreendimento não é atrativo. Se o VPL for nulo, indica que o empreendimento não terá lucro nem prejuízo. O cálculo do VPL foi calculado pela equação (19) (CASAROTTO FILHO *et al.*, 1994).

$$VPL = \sum_{t=1}^m \frac{R - OPEX}{(1 + i)^t} - CAPEX \quad (19)$$

Onde:

VPL = valor presente líquido (R\$)

R = receita anual do empreendimento (R\$)

OPEX = custo de operação e manutenção por ano (R\$)

i = taxa de desconto (%)

CAPEX = investimento inicial (R\$)

m = vida útil da planta de geração (anos)

t = ano

Para receita do empreendimento foi considerado o custo evitado de energia, o custo evitado de aterramento dos RSU, e nos cenários que consideram o mercado de carbono, a receita proveniente da venda de créditos de carbono originados das emissões evitadas de CO_{2eq}, conforme equação (20).

$$R = CE_E + CE_{RSU} + CC \quad (20)$$

Onde:

CE_E = custo evitado de energia (R\$)

CE_{RSU} = o custo evitado de aterramento dos RSU (R\$), igual a R\$ 85,08/tonelada (MMA, 2023).

CC = receita da venda de crédito de carbono (R\$)

3.6.2 Cálculo da TIR

A TIR corresponde ao valor da taxa de desconto na qual o VPL é nulo, conforme equação (21) (CASAROTTO FILHO *et al*, 1994).

$$\text{TIR} \rightarrow \text{VPL} = \sum_{t=1}^m \frac{R - \text{OPEX}}{(1 + \text{TIR})^t} - \text{CAPEX} = 0 \quad (21)$$

Onde:

TIR = taxa interna de retorno (%)

VPL = valor presente líquido (R\$)

R = receita anual do empreendimento (R\$)

OPEX = custo de operação e manutenção por ano (R\$)

CAPEX = investimento inicial (R\$)

m = vida útil da planta de geração (anos)

O investimento será economicamente atraente se TIR for maior que a taxa mínima de atratividade (TMA).

3.6.3 Cálculo do Tempo de Retorno do Capital (PAYBACK)

O tempo de retorno do capital, ou *payback*, corresponde ao tempo necessário para que lucro líquido do empreendimento se iguale ao valor do investimento inicial, considerando a taxa de desconto, conforme equações (22), (23) e (24) (CASAROTTO FILHO *et al*, 1994).

$$\text{PB} = \text{último ano com saldo negativo} - \frac{\text{último saldo negativo}}{\text{FCdesc do 1º ano de saldo positivo}} \quad (22)$$

$$\text{FCdesc} = \frac{(R - \text{OPEX})}{(1 + i)^t} \quad (23)$$

$$\text{Saldo do ano} = \text{Saldo anterior} - \text{FC desc} \quad (24)$$

Sendo que o saldo do ano 0 = - CAPEX

Onde:

PB = payback (anos);

R = receita anual do empreendimento (R\$)

OPEX = custo de operação e manutenção por ano (R\$)

CAPEX = investimento inicial (R\$)

I = taxa de desconto (%)

FCdesc = fluxo de caixa descontado (R\$)

t = ano avaliado (anos)

3.6.4 Cálculo do LCOE

O LCOE corresponde ao custo total do projeto, considerando o investimento inicial e os custos de operação e manutenção ao longo de toda sua vida útil, em relação a energia produzida neste período. É um importante indicador que permite comparar os custos por kwh produzidos de diferentes fontes de energia. O cálculo do LCOE é dado pela equação (25) (NREL, 2023).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^m \frac{OPEX}{(1+I)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{EG}{(1+i)^t}} \quad (25)$$

Onde:

LCOE = custo nivelado de energia (R\$/kWh)

CAPEX = investimento inicial (R\$)

OPEX = custo de operação e manutenção no ano t (R\$)

EG = energia gerada pela usina híbrida no ano t (kWh)

i = taxa de desconto (%)

m = vida útil da planta

Como no projeto estão consideradas receitas adicionais à geração de energia, como o custo evitado do aterramento dos RSU (CE_{RSU}) e a venda de créditos de carbono (CC) nos cenários que consideram o mercado de carbono, o cálculo do LCOE foi adaptado de forma a fornecer o valor real do custo da energia produzida, considerando também essas fontes externas de receita, conforme equação (26).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^m \frac{OPEX - CE_{RSU} - CC}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{EG}{(1+i)^t}} \quad (26)$$

3.6.5 Cálculo dos créditos de carbono

Os créditos de carbono são calculados com base nas emissões evitadas de CO_{2eq} devido a implantação da geração híbrida. Neste estudo, foram contabilizadas as emissões evitadas devido ao tratamento dos RSU e também aquelas emissões que deixaram de ser emitidas pelo uso do sistema interligado nacional (SIN). Desse modo, as emissões totais de CO_{2eq} evitadas foram calculadas conforme equação (27).

$$Total\ CO_{2eq\ evitado} = CO_{2eq\ evitado\ RSU} + CO_{2eq\ evitado\ SIN} \quad (27)$$

Para a determinação das emissões de GEE evitadas devido a incineração do RSU nos quatro cenários propostos, foi considerada a diferença de emissões verificadas entre estes cenários e um cenário base, que reflete a realidade atual, onde os RSU são destinados a um aterro sanitário, conforme equação (28).

$$CO_{2eq\ evitado\ RSU} = CO_{2eq\ cenário\ base} - CO_{2eq\ incineração\ RSU} \quad (28)$$

O cálculo das emissões no cenário base foi efetuado utilizando a Ferramenta *GHG Protocol*, Versão 2023.0.3 (FGV; WRI, 2023). O cálculo das emissões de GEE devido a incineração dos RSU nos quatro cenários propostos foi efetuado de acordo com a metodologia do IPCC (IPCC, 2006), que divide as estimativas de emissões em cinco Setores, de acordo com as atividades desempenhadas: I) Energia; II) Processos Industriais e Uso de Produtos (IPPU); III) Agricultura, Silvicultura e Outros Usos da Terra (AFOLU); IV) Resíduos; V) Outros.

De acordo com IPCC (2006), as emissões de GEE relativas à geração de energia através da incineração dos RSU são calculadas conforme metodologia apresentada para o Setor de Energia, categoria Combustão Estacionária. Neste estudo, estas emissões foram calculadas para o Escopo 1, conforme equação (29). Somente as emissões relativas à fração de origem fóssil (não orgânico)

dos RSU são contabilizadas, as emissões biogênicas, ou seja, relativas à combustão da parte orgânica dos RSU, devem ser apenas informadas, já que são consideradas neutras.

$$CO_{2eq} \text{ incineração RSU} = (RSU_{\text{não-orgânico}} \times FE_{CO_2}) + (28 \times RSU_{\text{não-orgânico}} \times FE_{CH_4}) \quad (29)$$

Onde:

CO_2 incineração RSU = emissões de GEE devido a incineração de RSU (tCO_{2eq})

$RSU_{\text{não-orgânico}}$ = quantidade da fração não orgânica de RSU incinerada (TJ)

FE_{CH_4} = fator de emissão de CH₄ (kg CH₄ / TJ), igual a 30 kg CH₄ / TJ, conforme IPCC, (2006)

FE_{CO_2} = fator de emissão de CO₂ (kg CO₂ / TJ), igual a 91.700 kg CO₂ / TJ, conforme IPCC, (2006)

O cálculo das emissões evitadas relativas ao não uso do SIN foram calculadas considerando as emissões de CO_{2eq} da matriz elétrica brasileira em 2020, que segundo a EPE, (2021a) foi de 78,8 kgCO_{2eq}/MWh, conforme equação (29).

$$CO_{2eq} \text{ evitado SIN} = \frac{GH \times E_{SIN}}{1000} \quad (29)$$

CO_{2eq} evitado SIN = emissões evitadas de CO_{2eq} devido ao não uso do SIN (tCO_{2eq})

GH = Geração híbrida RSU + fotovoltaica por ano (MWh/ano)

E_{SIN} = emissões de CO_{2eq} da matriz elétrica brasileira em 2020, igual a 78,8 kg/CO_{2eq}/MWh, conforme EPE, (2021a).

O preço médio do crédito de carbono foi considerado de US\$ 22,63 / tCO_{2eq}, conforme indicado pelo Observatório de Conhecimento e Inovação em Bioeconomia (OCBio) (FGV, 2023a) para a modalidade de Sistema de Comercio de Emissões. Os custos para a certificação dos créditos de carbono foram considerados conforme indicado pelo OCBio (FGV, 2023b):

- (i) Desenvolvimento do projeto: US\$ 10.000, deduzido no primeiro ano do projeto;
- (ii) Validação do projeto: US\$ 5.000, deduzido no primeiro ano do projeto;
- (iii) Registro do projeto: US\$ 0,10 / créditos totais gerado pelo projeto; deduzido no primeiro ano do projeto;

- (iv) Monitoramento do projeto: US\$ 10.000; deduzido no primeiro ano do projeto;
- (v) Emissão dos créditos de carbono: US\$ 0,08 / créditos gerados no ano; deduzido ano a ano.

A cotação do dólar foi considerada do dia 30/03/2023, igual a R\$ 5,09 (BCB, 2023).

3.6.6 Análise de sensibilidade

Para avaliar o impacto dos parâmetros como "massa total de RSU", "eficiência da usina de RSU", "tarifa de energia", "média anual de irradiação solar diária" e "preço do crédito de carbono", na viabilidade econômica do sistema, foi realizada uma análise de sensibilidade desses parâmetros no valor final do VPL. Cada parâmetro teve seu valor variado entre 25% a 175% do seu valor original, para traçar a curva de comportamento.

Para avaliar o impacto dos diferentes componentes de custos e receitas no LCOE final da Usina Híbrida, foi realizada uma análise de sensibilidade desses componentes no valor final do LCOE. Cada parâmetro teve seu valor variado entre 50% a 150% do seu valor original, para traçar a curva de comportamento.

4. ESTUDO DE CASO

4.1 Caracterização da área de estudo

A pesquisa da viabilidade econômica da geração híbrida para atendimento da demanda de eletricidade de órgãos públicos foi efetuada para os municípios da região sul de Minas Gerais, integrantes do consórcio do Consórcio Intermunicipal dos Municípios da Microrregião do Alto Sapucaí para Aterro Sanitário (CIMASAS), destacados no mapa da Figura 4.1. Durante a pesquisa foram verificadas divergências entre os dados apresentados no Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS) (MDR, 2023) e no Sistema Nacional de Informações sobre a Gestão dos Resíduos Sólidos (SNIR) (MMA, 2023), que incluíam municípios que não tiveram a aprovação para entrada no consórcio pela respectiva Câmara Municipal. Desse modo, o consórcio CIMASAS foi contactado diretamente e disponibilizou os dados históricos dos municípios que o integram efetivamente. O consórcio abrange 14 municípios, que correspondem a uma população total de 235.049 habitantes e área de 3.177 km² (CIMASAS, 2023; IBGE, 2023).

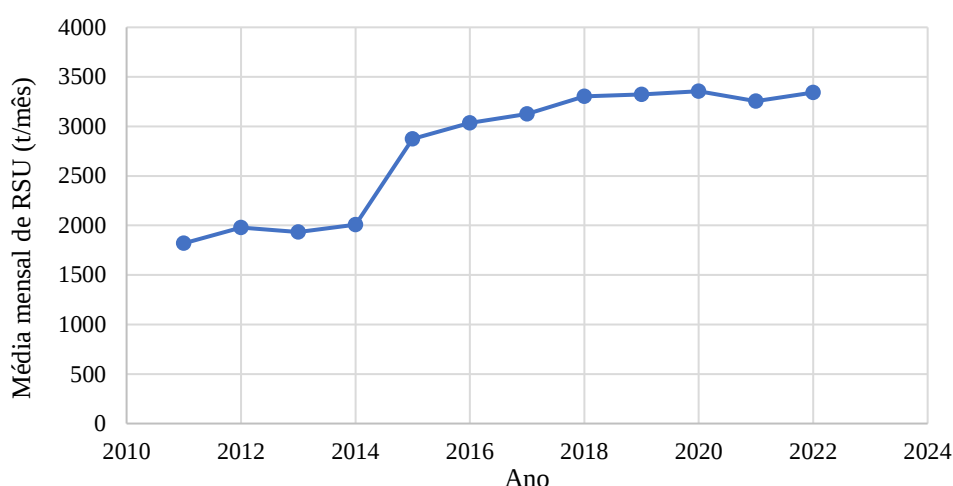
Figura 4.1 - Municípios integrantes do CIMASAS.



Fonte: CIMASAS, 2023.

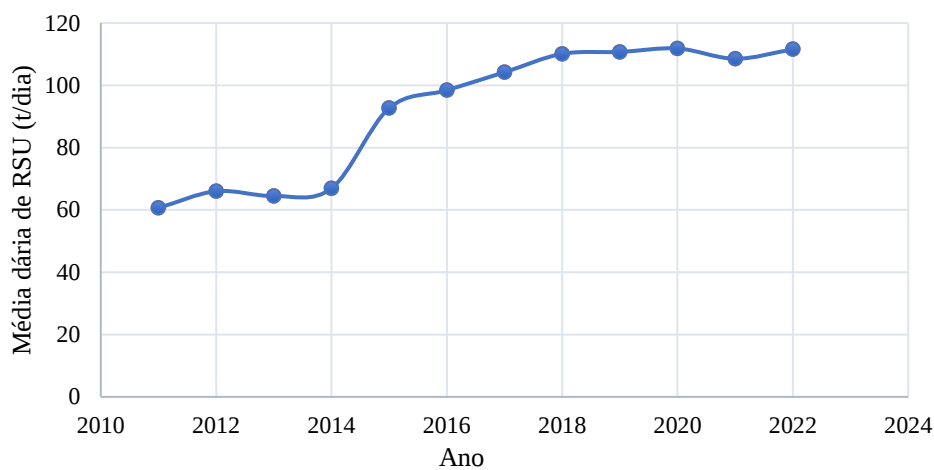
O consórcio entrou em operação em 2011, e os RSU são depositados em aterro sanitário localizado no município de Itajubá. Os históricos mensal e diário do quantitativo de RSU depositados no aterro sanitário pelo consórcio são apresentados nas Figura 4.2 e Figura 4.3 (CIMASAS, 2023) (ANEXO A). Até 2014, o consórcio contava com apenas seis municípios, em 2015 mais cinco municípios foram adicionados ao consórcio, em 2016 mais um município foi adicionado e, em 2022 mais dois municípios passaram a integrar o consórcio, resultando na configuração atual de 14 municípios consorciados.

Figura 4.2 – Média mensal de RSU manejada pelo CIMASAS.



Fonte: CIMASAS, (2023).

Figura 4.3 - Média diária de RSU gerenciados pelo CIMASAS.



Fonte: CIMASAS, (2023).

A composição gravimétrica dos RSU do consórcio foi determinada pela média da composição gravimétrica de cada município em 2023 (ANEXO B), apresentado na Tabela 4.1 (CIMASAS, 2023).

Tabela 4.1 - Composição gravimétrica do RSU.

Material	Percentual
Matéria orgânica	49,32 %
Madeira	0,50 %
Têxteis e couro	1,13 %
Papel Papelão	5,17 %
Plástico	9,18 %
Vidro	1,5 %
Metais	2,45 %
Diversos	30,76 %

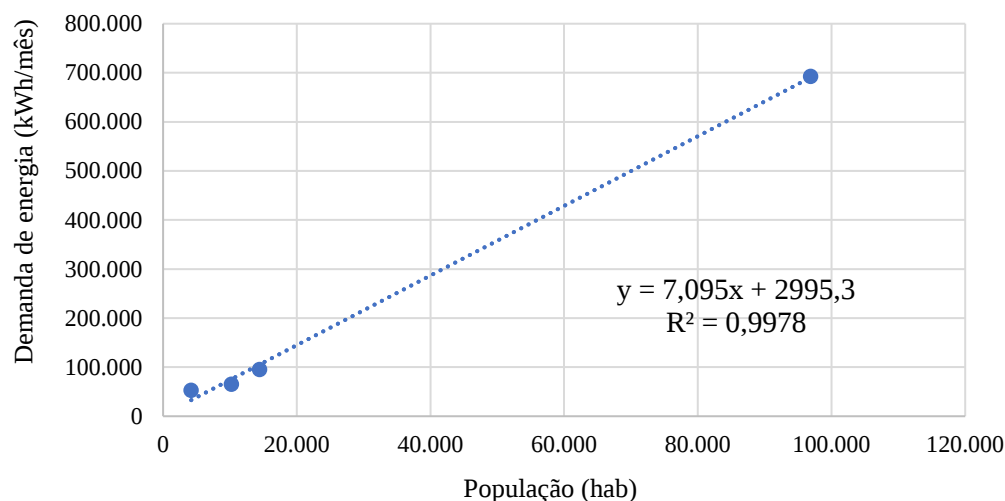
Fonte: CIMASAS, 2023.

4.2 Estimativa da demanda energia dos órgãos públicos

A demanda de energia dos prédios públicos dos municípios integrantes do CIMASAS foi determinada a partir dos dados enviados pelas prefeituras de Itajubá, São José do Alegre, Cristina e Brazópolis (SEMEA, 2022; REIS, 2022; GARCIA, 2022; MARCIO, 2022).

A demanda dos demais municípios foi estimada pelo método de regressão linear MMQ, conforme equação apresentada na Figura 4.4, correlacionado a demanda das prefeituras que enviaram os dados e o número de habitantes de cada município. O valor R^2 bem próximo de 1 (0,9978) indica que o modelo está bem ajustado aos dados.

Figura 4.4 – Demanda de energia dos prédios públicos dos municípios do CIMASAS.



Fonte: produção da autora.

Dessa forma, a demanda de energia total do consórcio é apresentada na Tabela 4.2.

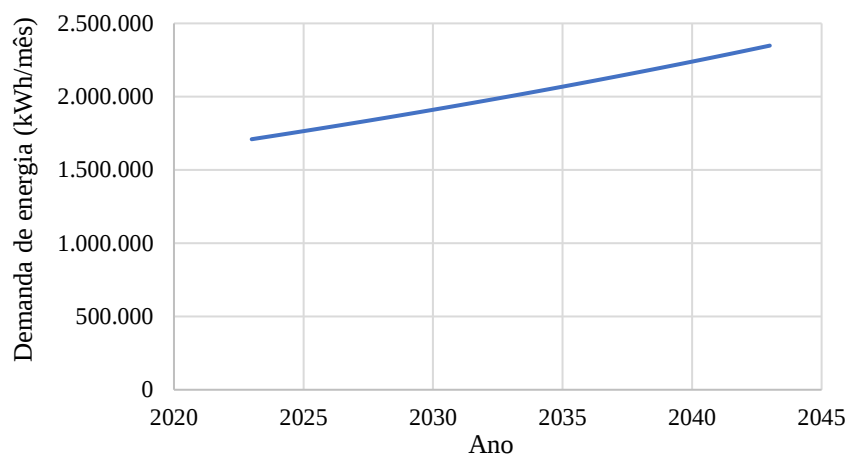
Tabela 4.2 – Demanda de energia dos prédios públicos dos municípios do CIMASAS.

Município	População (hab)	Demanda de energia (kWh/mês)
Brazópolis	14.459	94.783
Cachoeira de Minas	11.547	84.921
Cristina	10.242	64.833
Delfim Moreira	8.025	59.933
Itajubá	96.869	692.179
Maria da Fé	14.095	102.999
Marmelópolis	2.755	22.542
Pedralva	11.195	82.424
Piranguçu	5.472	41.819
Piranguinho	8.596	63.984
Santa Rita do Sapucaí	43.260	309.925
São José do alegre	4196	52.491
Wenceslau Braz	2.552	21.102
Consolação	1.786	15.667
TOTAL	235.049	1.709.602

Fonte: produção da autora.

Para análise da viabilidade econômica da Usina Híbrida, foi considerado um aumento anual de 1,60 % (EPE, 2022c) da demanda total do consórcio ao longo da vida útil da Usina Híbrida, conforme Figura 4.5.

Figura 4.5 – Evolução da demanda de energia do consórcio.



Fonte: produção da autora.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 Análise da viabilidade técnica

Na etapa da análise de viabilidade técnica foi avaliado o potencial de geração de energia a partir da incineração dos RSU manejados pelo CIMASAS, associada a energia solar, para atendimento da demanda das prefeituras integrantes do consórcio.

Na primeira etapa foi determinada a projeção da potência da planta de incineração dos RSU e verificado se a energia gerada atende a demanda do consórcio, nos quatro cenários de manejo dos RSU descritos no item 3.4.

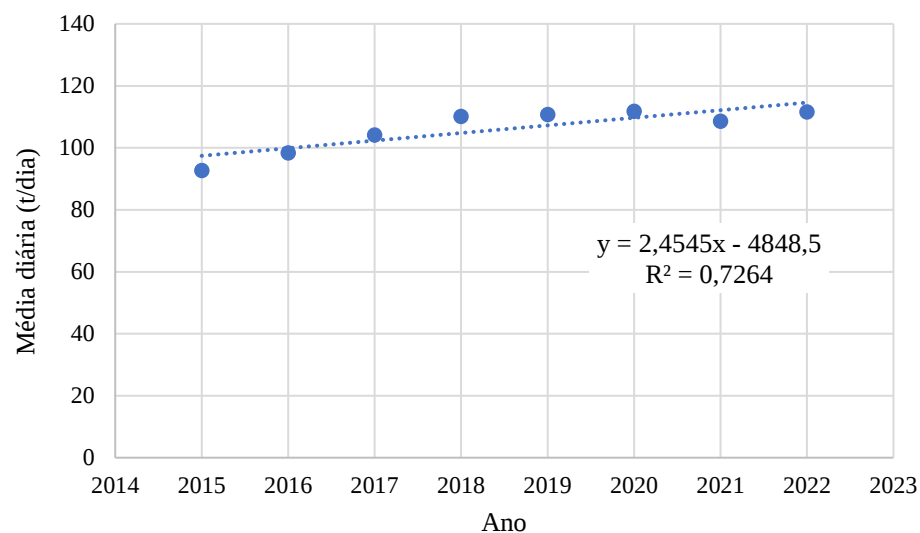
Em seguida, foi dimensionado o sistema de geração solar para atender a demanda faltante de energia, em cada cenário proposto. Por fim, foi determinada a projeção da geração híbrida calculada para cada cenário avaliado, e verificado o atendimento a demanda dos prédios públicos dos municípios do consórcio.

5.1.1 Avaliação do potencial de geração de energia a partir dos RSU

A geração de energia através da incineração dos RSU foi determinada conforme item 3.3, para os cenários descritos no item 3.4.

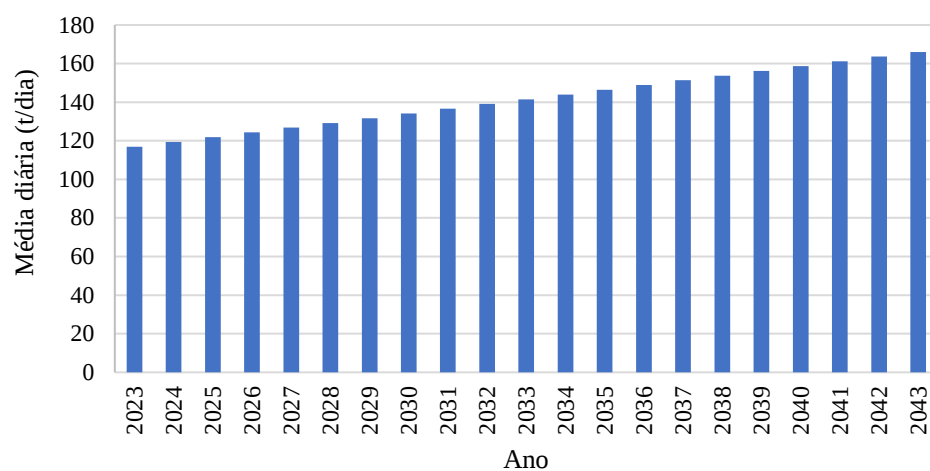
Para a avaliação da geração de eletricidade ao longo da vida útil da planta foi considerada uma projeção da massa de RSU, através do método de regressão linear, correlacionando os dados históricos de média diária de RSU manejadas pelo CIMASAS, de 2015 a 2022 (CIMASAS, 2023) (ANEXO A), conforme apresentado nas Figura 5.1 e Figura 5.2. Os dados de 2011 a 2014 foram desprezados no cálculo da projeção do montante de RSU a fim de evitar a influência do impacto de inserção, em 2015, de cinco novos municípios nos resultados.

Figuraco 5.1 – Evolução da média diária de RSU manejadas pelo CIMASAS.



Fonte: produção da autora.

Figura 5.2 – Projeção da média diária de RSU manejadas pelo CIMASAS.



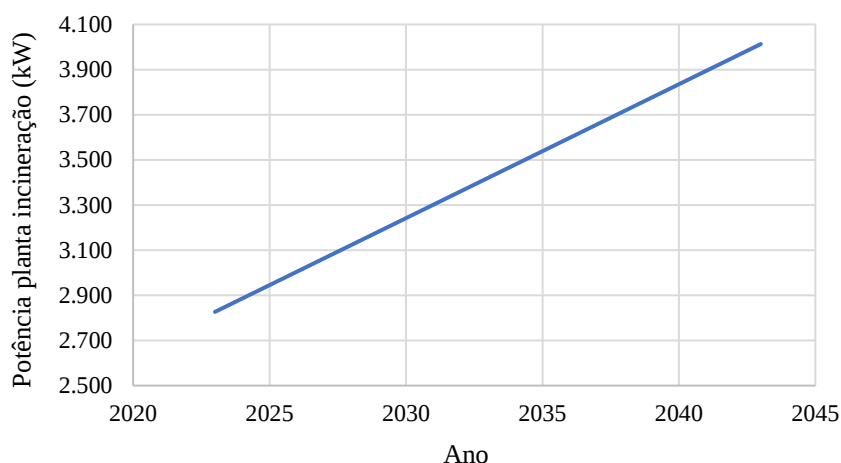
Fonte: produção da autora.

O resultado de crescimento médio do montante de RSU manejado pelo CIMASAS nos próximos 20 anos está de acordo com a previsão de crescimento total da geração de RSU para Brasil, de 50% até 2050, em relação a 2019, realizada pela ABRELPE (ABRELPE, 2020).

5.1.1.1 Cenário 1

No Cenário 1, que considera a situação atual, com reciclagem de 2,73 % de papéis e plásticos (MDR, 2021), a planta de incineração de RSU tem um potencial inicial de geração de 2.826,60 kW, chegando à potência máxima de 4.013,04 kW no final da sua vida útil, conforme Figura 5.3.

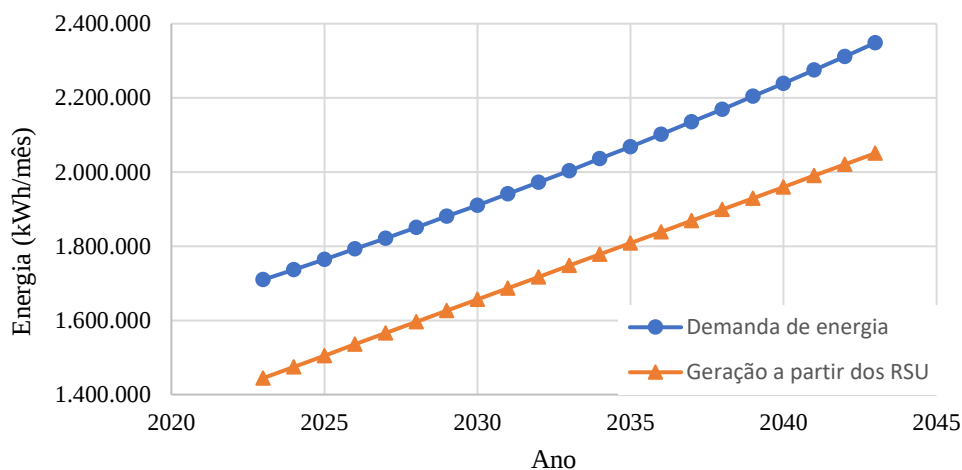
Figura 5.3 – Cenário 1: Projeção de potência da planta de incineração.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.4 apresenta a verificação do atendimento à demanda de energia do consórcio a partir da incineração dos RSU, para o Cenário 1.

Figura 5.4 – Cenário 1: Verificação do atendimento à demanda.



Fonte: produção da autora.

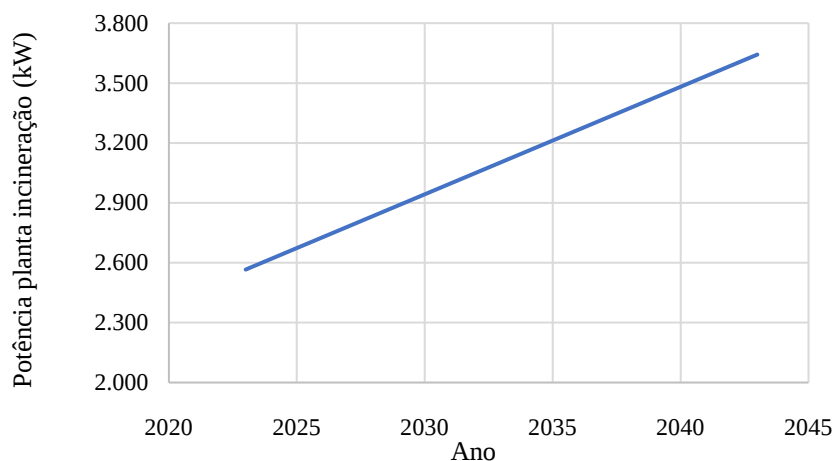
No início do projeto a planta de incineração é capaz de gerar 1.444.393,49 kWh por mês, montante de energia insuficiente para atender a demanda de 1.709.602,01 kWh por mês do consórcio, o que indica a necessidade do complemento de 265.208,52 kWh por mês da geração solar.

O potencial de geração de energia a partir dos RSU cresce de forma menos acelerada que a demanda de energia do consórcio, de forma que ao final da vida útil da usina, o complemento necessário de geração solar será de 297.721.,91 kWh por mês.

5.1.1.2 Cenário 2

No Cenário 2, onde há um percentual de reciclagem de 16,2 % de plásticos e papéis e 10,8 % de matéria orgânica e madeiras, a planta de incineração de RSU tem um potencial inicial de geração de 2.565,83 kW, chegando à potência máxima de 3.642,82 kW no final da sua vida útil., conforme Figura 5.5.

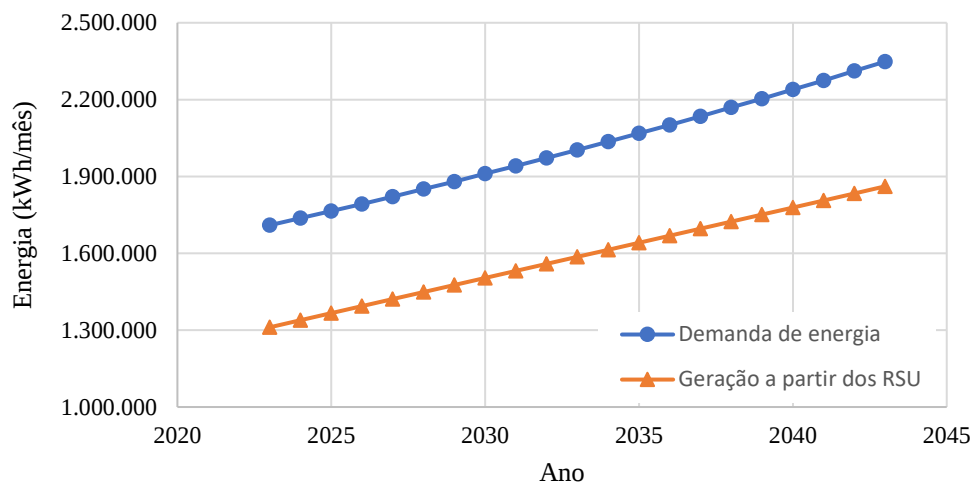
Figura 5.5 - Cenário 2: Projeção de potência da planta de incineração.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.6 apresenta a verificação do atendimento à demanda de energia do consórcio a partir da incineração dos RSU, para o Cenário 2.

Figura 5.6 - Cenário 2: Verificação do atendimento à demanda.



Fonte: produção da autora.

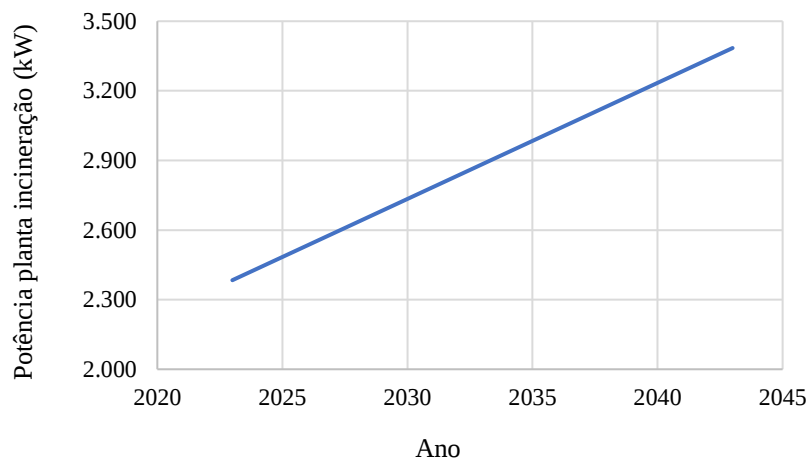
No início do projeto a planta de incineração é capaz de gerar 1.311.141,23 kWh por mês, montante de energia insuficiente para atender a demanda de 1.709.602,01 kWh por mês do consórcio, o que indica a necessidade do complemento de 398.460,78 kWh por mês da geração solar.

O potencial de geração de energia a partir dos RSU cresce de forma menos acelerada que a demanda de energia do consórcio, de forma que ao final da vida útil da usina, o complemento necessário de geração solar será de 486.905,41 kWh por mês.

5.1.1.3 Cenário 3

No Cenário 3, onde há um percentual de reciclagem de 25,8 % de plásticos e papéis e 18,1 % de matéria orgânica e madeiras, a planta de incineração de RSU tem um potencial inicial de geração de 2.599,82 kW, chegando à potência máxima de 4.810,90 kW no final da sua vida útil, conforme Figura 5.7.

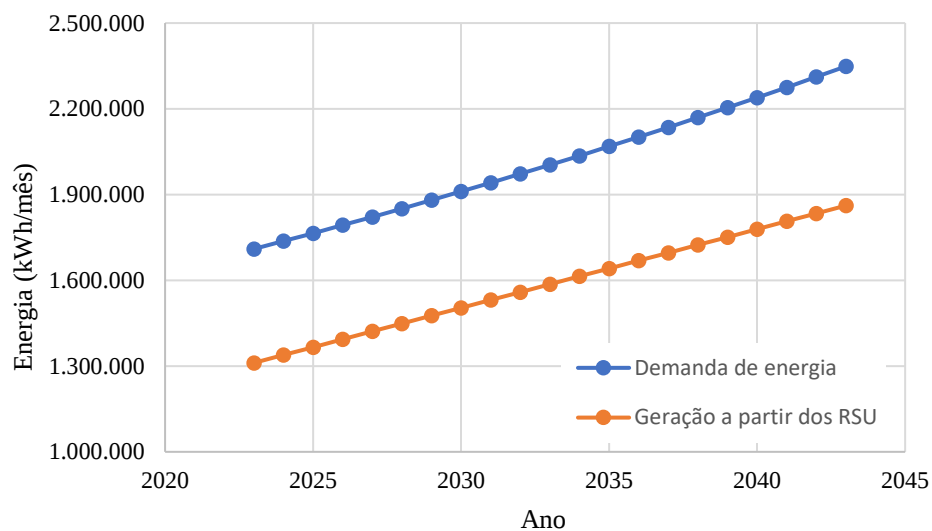
Figura 5.7 - Cenário 3: Projeção de potência da planta de incineração.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.8 apresenta a verificação do atendimento à demanda de energia do consórcio a partir da incineração dos RSU, para o Cenário 3.

Figura 5.8 - Cenário 3: Verificação do atendimento à demanda.



Fonte: produção da autora.

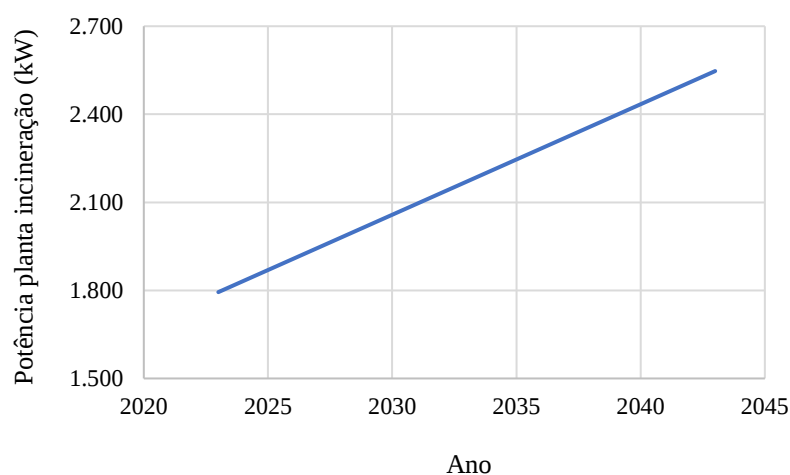
No início do projeto a planta de incineração é capaz de gerar 1.218.141,05 kWh por mês, montante de energia insuficiente para atender a demanda de 1.709.602,01 kWh por mês do consórcio, o que indica a necessidade do complemento de 491.460,97 kWh por mês da geração solar.

O potencial de geração de energia a partir dos RSU cresce de forma menos acelerada que a demanda de energia do consórcio, de forma que ao final da vida útil da usina, o complemento necessário de geração solar será de 618.941,44 kWh por mês.

5.1.1.4 Cenário 4

No Cenário 4, onde há um percentual de reciclagem de 50 % de plásticos, papéis, matéria orgânica e madeiras, a planta de incineração de RSU tem um potencial inicial de geração de 1.794,15 kW, chegando à potência máxima de 2.547,22 kW no final da sua vida útil, conforme Figura 5.9.

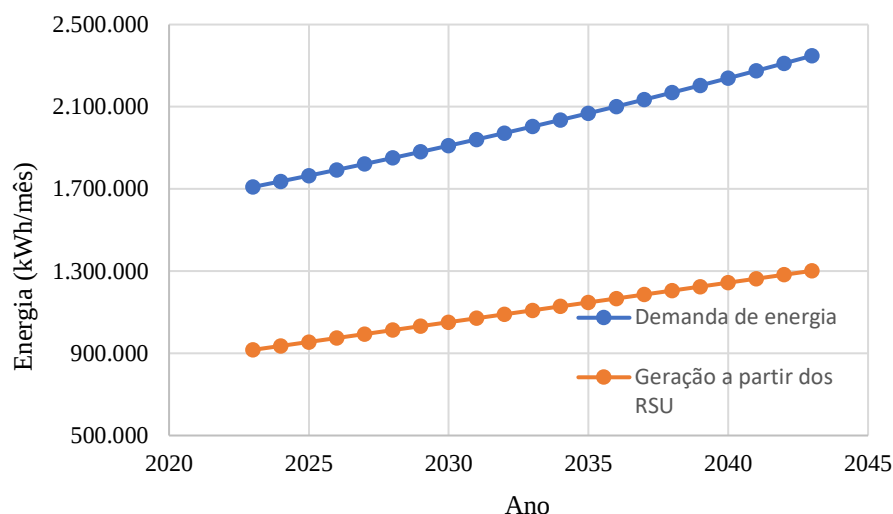
Figura 5.9 - Cenário 4: Projeção de potência da planta de incineração.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.10 apresenta a verificação do atendimento à demanda de energia do consórcio a partir da incineração dos RSU, para o Cenário 4.

Figura 5.10 - Cenário 4: Verificação do atendimento à demanda.



Fonte: produção da autora.

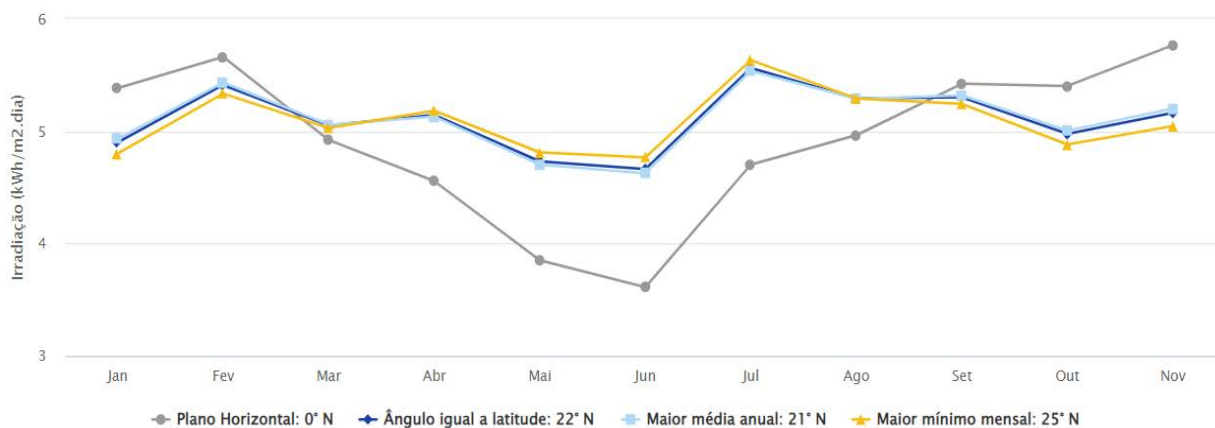
No início do projeto a planta de incineração é capaz de gerar 916.808,44 kWh por mês, montante de energia insuficiente para atender a demanda de 1.709.602,01 kWh por mês do consórcio, o que indica a necessidade do complemento de 792.793,57 kWh por mês da geração solar.

O potencial de geração de energia a partir dos RSU cresce de forma mais acelerada que a demanda de energia do consórcio, de forma que ao final da vida útil da usina, o montante de energia solar necessária para atender a demanda seja de 1.046.755,23 kW por mês.

5.1.2 Dimensionamento da geração solar

O sistema de geração fotovoltaica foi dimensionado de acordo com a irradiação solar incidente na cidade de Itajubá, coordenadas 22,401°S, 45,449°O, conforme apresentado na Figura 5.11. O ângulo de instalação dos painéis fotovoltaicos é igual a latitude, que fornece a maior média diária de irradiação, igual a 5,09 kWh/m²/dia (CRESESB, 2023).

Figura 5.11 – Média de irradiação solar diária em Itajubá.



Fonte: CRESEB, (2023).

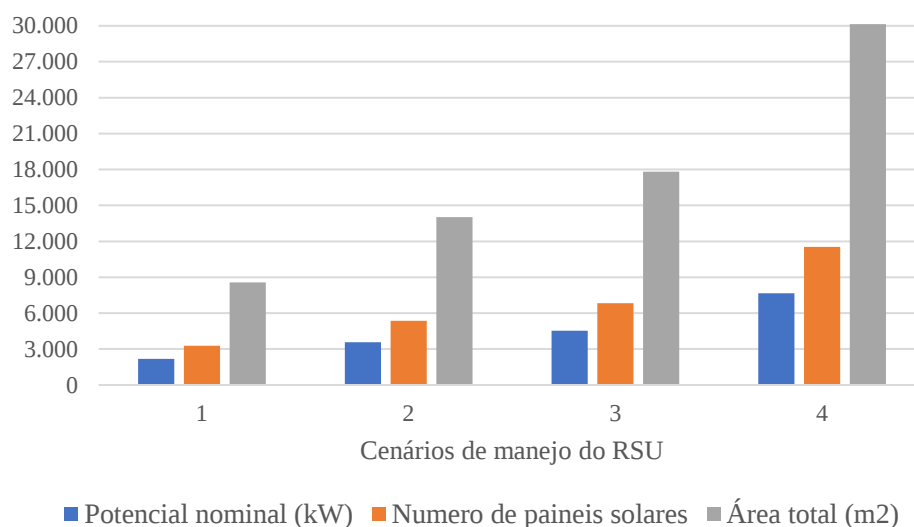
Para o dimensionamento do sistema foram considerados painéis fotovoltaicos do fabricante TRINA SOLAR, monocristalino, modelo TMS-DG21C.20, potência de 665 W, com características conforme TRINA SOLAR, (2023) e inversor de frequência do fabricante FRONIUS, modelo FRONIUS PRIMO 8.2-1, potência 8.200W, com característica conforme FRONIUS, (2023).

O sistema fotovoltaico foi dimensionado para os quatro cenários de manejo de RSU descritos no item 4.5, de forma a atender a demanda de energia das prefeituras do consórcio que não foi atendida pela energia proveniente da incineração dos RSU.

Como a demanda de energia cresce mais rápido que o potencial de geração de energia pela incineração dos RSU, a necessidade do completo da geração solar aumenta ao longo da vida útil da usina híbrida. Desse modo, o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado considerando o ano final da vida útil da planta, quando o montante de energia requerido para a geração solar é maior. Também foi considerado no dimensionamento do sistema solar, uma taxa de degradação dos painéis de 2% no primeiro ano, e 0,45% nos demais anos, conforme informação do fabricante (TRINA SOLAR, 2023).

A Figura 5.12. mostra os parâmetros da geração solar, como potência nominal, número de painéis solares e área total requerida, nos diferentes cenários de manejo dos RSU.

Figura 5.12 – Parâmetros da geração solar nos diferentes cenários.



Fonte: produção da autora.

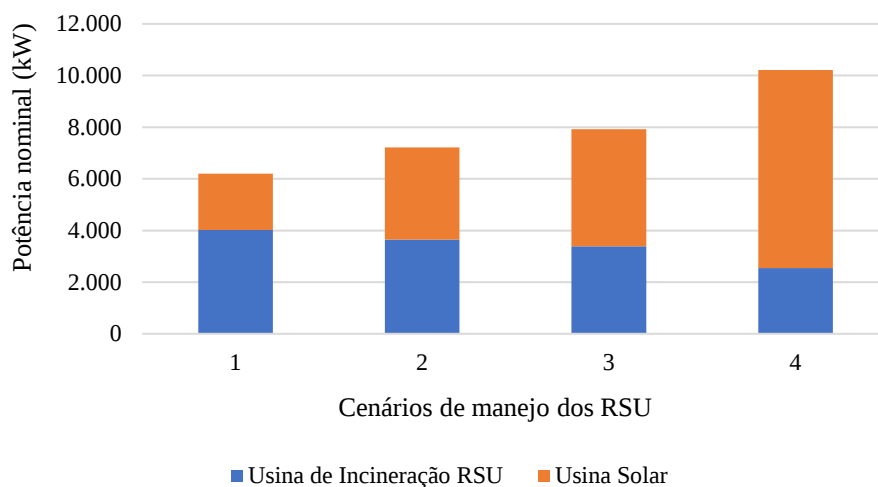
À medida que o índice de reciclagem de materiais secos e orgânicos aumenta nos cenários propostos, o potencial de geração de energia a partir dos RSU diminui, e consequentemente, a potência e a área requerida para a geração solar aumentam.

5.1.3 Avaliação da geração híbrida

Nesta etapa foi avaliado se a geração híbrida solar + RSU atende à demanda de energia do consórcio CIMASAS, durante a vida útil a planta, nos quatro cenários propostos de manejo do RSU, descritos no item 3.4.

A Figura 5.13 mostra a potência nominal da Usina Híbrida nos quatro cenários de manejo de RSU propostos.

Figura 5.13 – Potência nominal da Usina Híbrida nos cenários propostos.

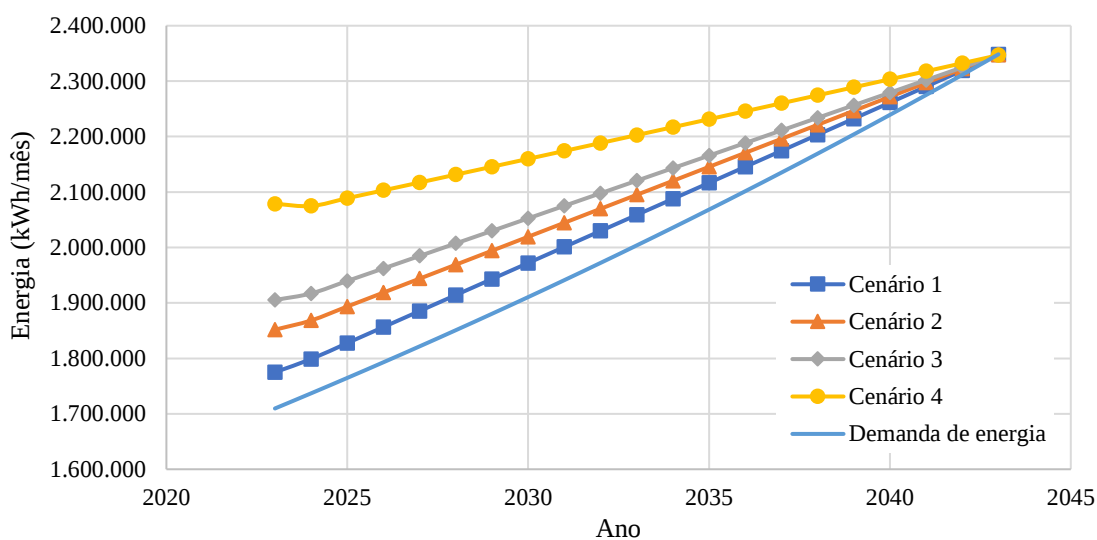


Fonte: produção da autora.

É possível verificar que a potência da Usina Híbrida aumenta na medida que o percentual de geração solar aumenta no mix de geração, nos cenários propostos, devido ao aumento do percentual de reciclagem dos RSU e consequente queda do potencial de geração por meio da incineração. Este fato se deve ao menor fator de capacidade que as usinas solares possuem em relação as usinas térmicas de RSU.

A Figura 5.14 mostra a projeção da geração híbrida e da demanda de energia do consórcio nos quatro cenários propostos.

Figura 5.14 - Verificação do atendimento à demanda pela geração híbrida nos diferentes cenários.



Fonte: produção da autora.

É possível verificar que em todos os cenários a demanda de energia do consorcio foi atendida. Como a demanda de energia cresce a uma taxa superior ao crescimento da geração híbrida, no início da operação da usina haverá um excedente de energia, que pode ser comercializado no âmbito da MMGD, por meio de cooperativas, ou diretamente no Mercado Livre de Energia, na modalidade APE e será, portanto, contabilizado na análise econômica da usina.

5.2 Análise de viabilidade econômica

Na primeira etapa de análise econômica foram calculados os indicadores VPL, TIR, PAYBACK e LCOE para os quatro cenários descritos no item 3.4, sem considerar a comercialização de créditos de carbono.

Já na segunda etapa da análise econômica, os indicadores foram calculados para os quatro cenários propostos, considerando a comercialização dos créditos de carbono relativo as emissões evitadas de CO_{2eq} resultantes da implantação da usina híbrida.

Como a potência requerida para a Usina Híbrida atender a demanda de energia das prefeituras do consórcio CIMASAS foi maior que 5 MW em todos os casos avaliados, conforme apresentado na Figura 5.13, a análise de viabilidade econômica foi realizada considerando duas modalidades de geração, como geração distribuída (MMGD), que está inserida no mercado cativo (ACR) e submetida ao Sistema de Compensação de Energia (SCEE) e, também, na modalidade Autoprodutor (APE), no âmbito do Mercado Livre de Energia (ACL).

Na MMGD, a potência da Usina Híbrida é limitada em 5 MW, e nesse caso, a geração solar foi redimensionada para atingir a potência de 5MW, e a demanda de energia faltante foi atendida através da compra de energia da rede da concessionária.

Na modalidade APE, não há limite de potência. Em ambos os casos, o excedente de energia eventualmente produzido pode ser comercializado via consórcios e cooperativas, e, portanto, foi considerado como receita, da mesma forma que o custo evitado de energia.

5.2.1 Análise da viabilidade na modalidade APE

5.2.1.1 Cenário 1

5.2.1.1.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 1, que reflete a situação atual, onde há um índice de reciclagem de 2,73 % de papéis e plásticos, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VPL foi positivo e a TIR maior que a TMA conforme indicado na Tabela 5.1.

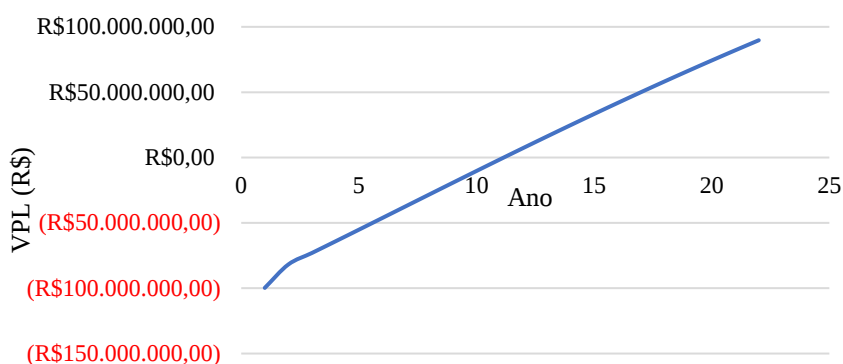
Tabela 5.1 – Modalidade APE - Cenário 1: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	6,20
CAPEX (R\$)	99.762.217,45
OPEX inicial (R\$)	8.700.258,16
OPEX final (R\$)	10.281.857,19
VPL (R\$)	89.737.294,31
TIR (%)	18,48
PAYBACK (anos)	10,16
LCOE (R\$/kWh)	0,72

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.15 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina., a partir do décimo primeiro ano o VPL se torna positivo, indicando que projeto se torna economicamente atrativo.

Figura 5.15 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução do VPL.

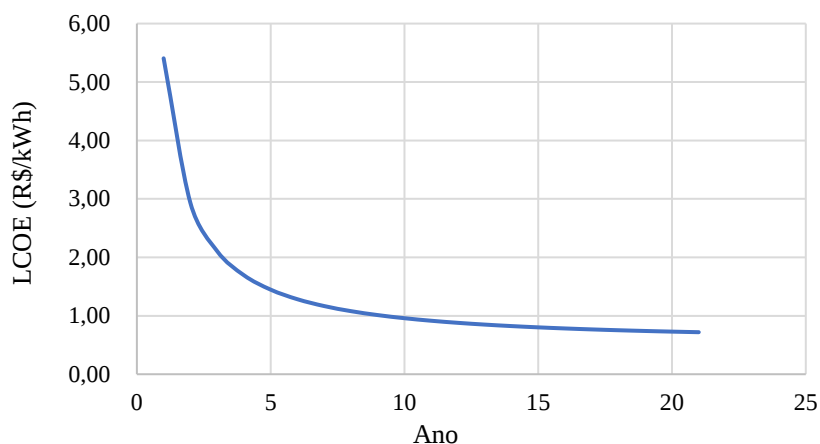


Fonte: produção da autora.

A Figura 5.16 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,72 / kWh. O LCOE para o ano 11, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,92

/ kWh. Portanto, esta seria o valor de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 11 anos, considerando uma tarifa constante ao longo do tempo, ou seja, sem reajustes.

Figura 5.16 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução do LCOE.

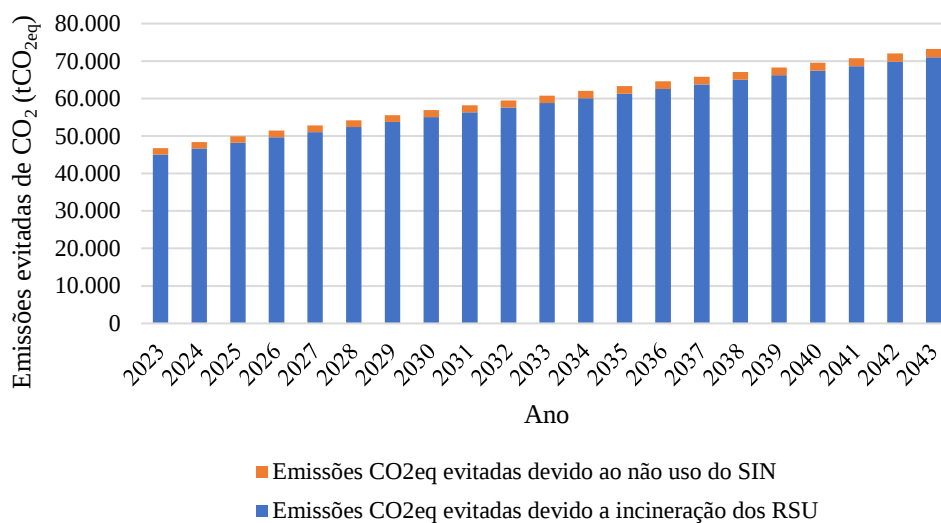


Fonte: produção da autora.

5.2.1.1.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.17 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 1, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.271.305,73 toneladas de CO_{2eq}.

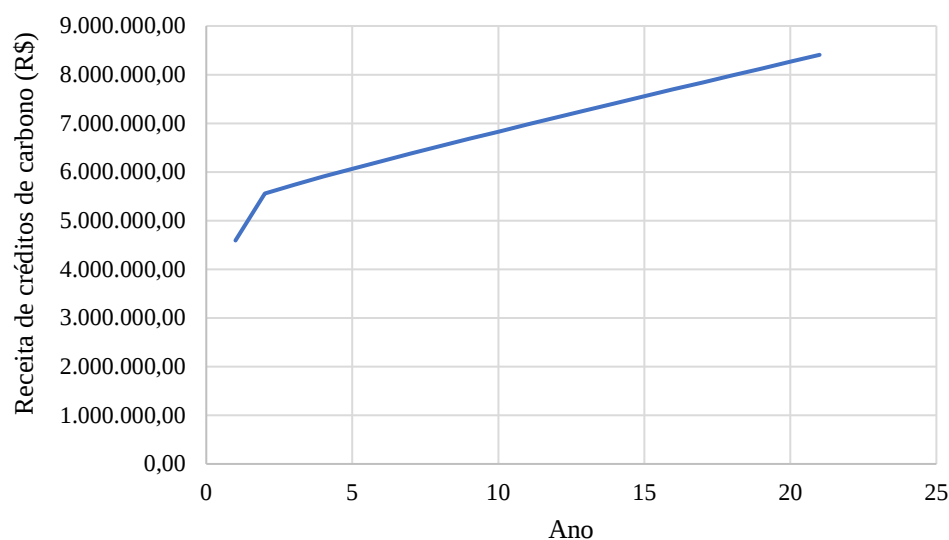
Figura 5.17 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.18 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 145.145.491,09.

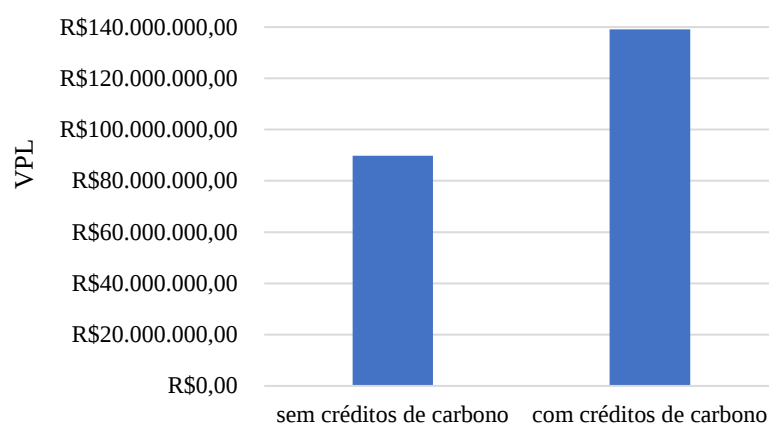
Figura 5.18 – Modalidade APE - Cenário 1: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

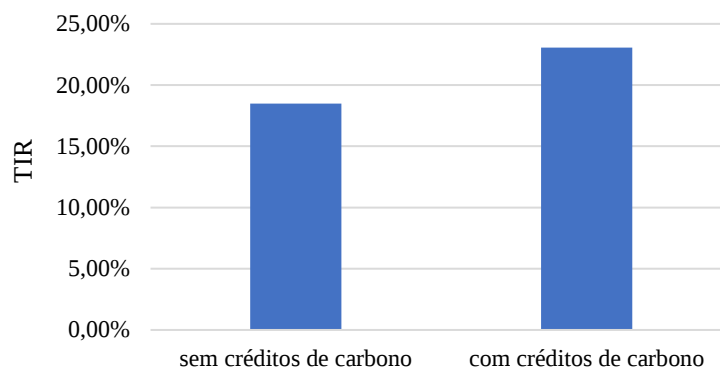
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 54,97% do VPL e 24,77 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.19 e Figura 5.20. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 28,35 % conforme mostra a Figura 5.21.

Figura 5.19 – Modalidade APE - Cenário 1: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



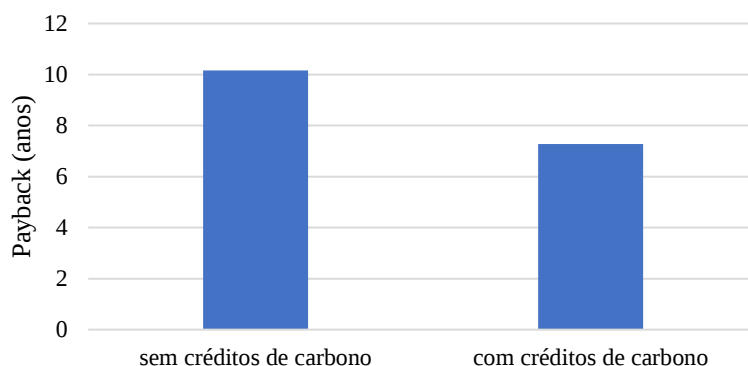
Fonte: produção da autora.

Figura 5.20 – Modalidade APE - Cenário 1: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

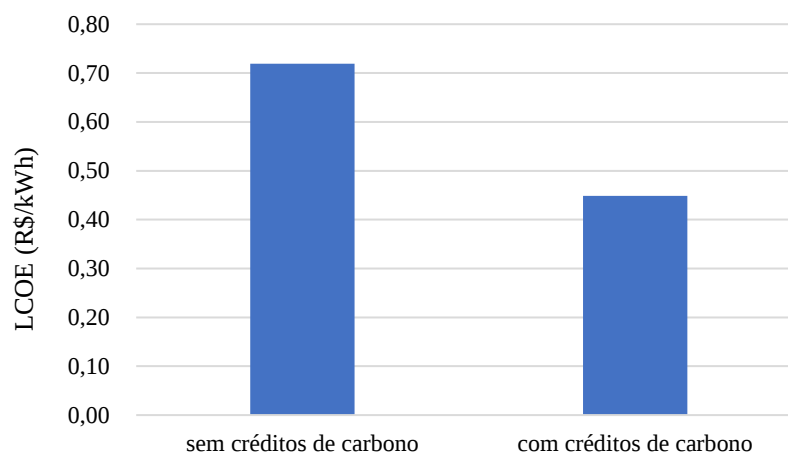
Figura 5.21 – Modalidade APE - Cenário 1: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 37,56 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.22. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.22 - Modalidade APE - Cenário 1: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

5.2.1.2 Cenário 2

5.2.1.2.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 2, onde há um índice de reciclagem de 16,2 % de plásticos e papéis e 10,8 % de matéria orgânica e madeiras, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA conforme indicado na Tabela 5.2

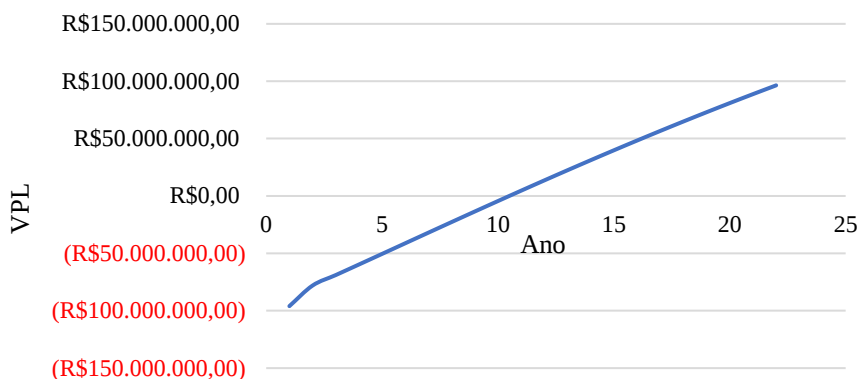
Tabela 5.2 – Modalidade APE - Cenário 2: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	7,21
CAPEX (R\$)	95.985.544,94
OPEX inicial (R\$)	8.640.380,91
OPEX final (R\$)	10.009.408,04
VPL (R\$)	96.405.291,02
TIR (%)	19,39
PAYBACK (anos)	9,49
LCOE (R\$/kWh)	0,69

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.23 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina., a partir do décimo ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

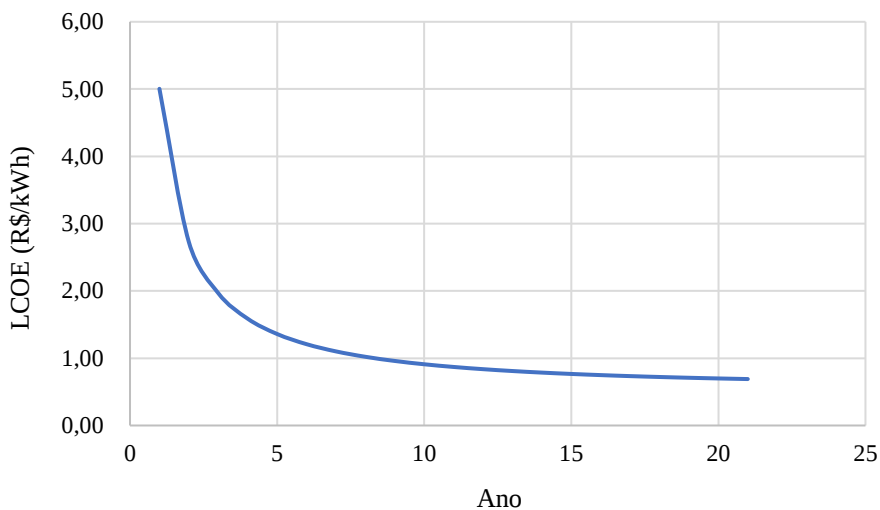
Figura 5.23 - Modalidade APE – Cenário 2: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.24 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,69 / kWh. O LCOE para o ano 10, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,91 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 10 anos.

Figura 5.24 – Modalidade APE - Cenário 2: Evolução do LCOE.

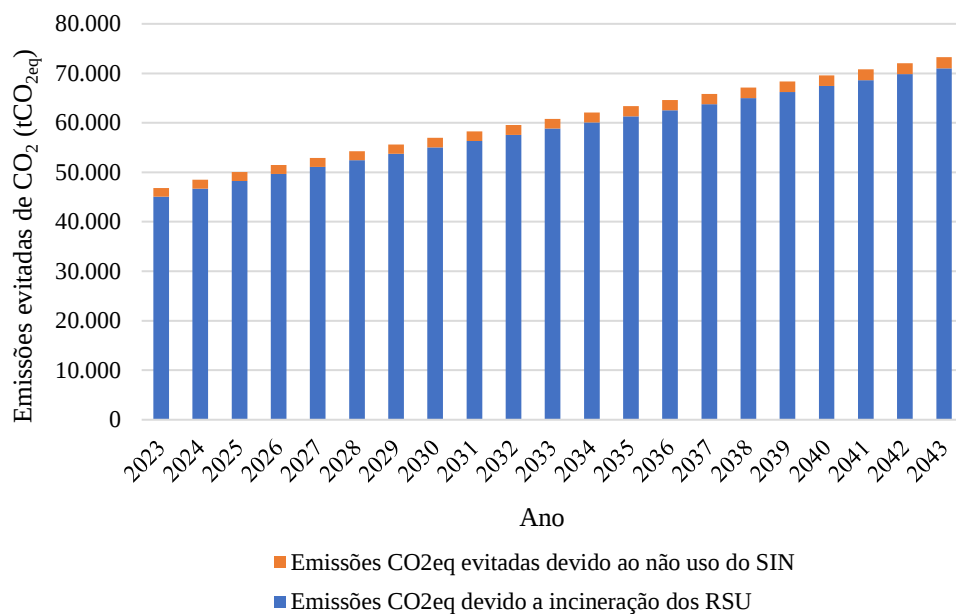


Fonte: produção da autora.

5.2.1.2.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.25 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 2, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.272.152,40 toneladas de CO_{2eq}.

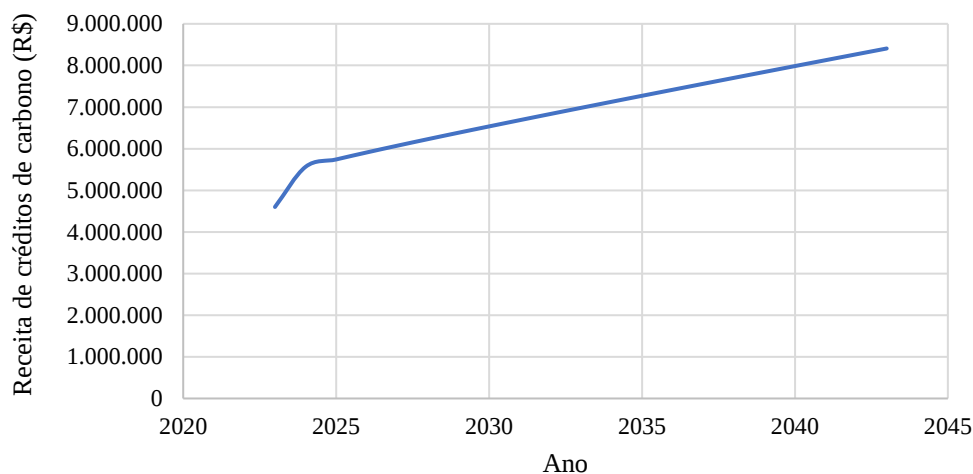
Figura 5.25 – Modalidade APE - Cenário 2: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.26 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 145.242.240,36.

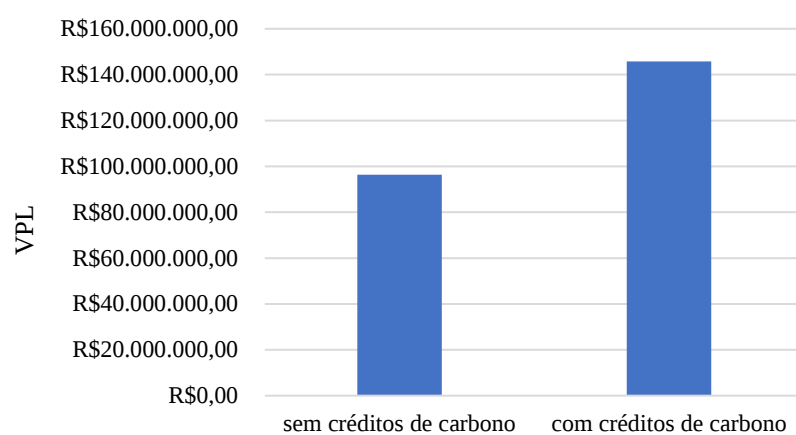
Figura 5.26– Modalidade APE - Cenário 2: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

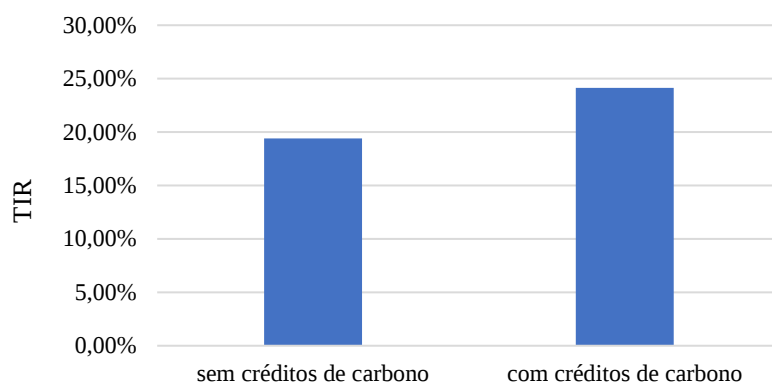
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 51,22 % do VPL e 24,53 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.27 e Figura 5.28. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 28,18 % conforme mostra a Figura 5.29

Figura 5.27 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



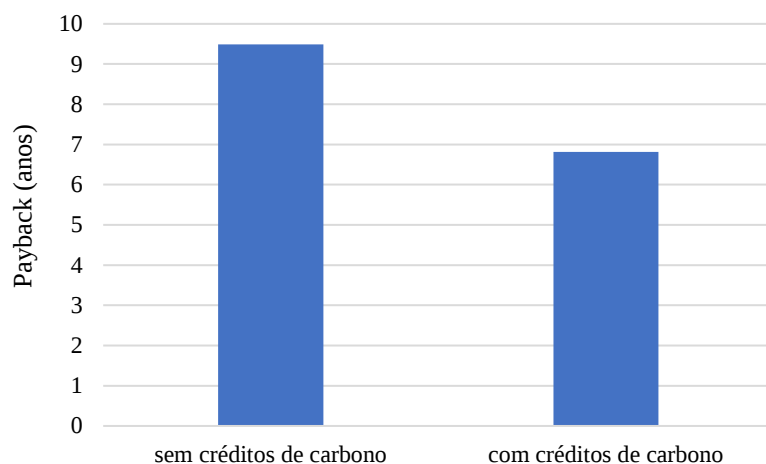
Fonte: produção da autora.

Figura 5.28 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

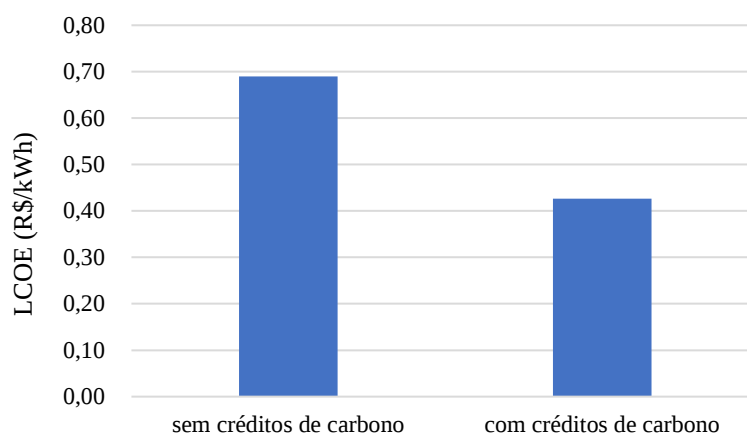
Figura 5.29 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 38,22 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.30. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.30 – Modalidade APE - Cenário 2: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

5.2.1.3 Cenário 3

5.2.1.3.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 3, onde há um índice de reciclagem de 25,8 % de plásticos e papéis e 18,1 % de matéria orgânica e madeiras, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA conforme indicado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Modalidade APE - Cenário 3: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	7,92
CAPEX (R\$)	93.352.215,73
OPEX inicial (R\$)	4.129.213,82
OPEX final (R\$)	9.819.600,75
VPL (R\$)	111.925.952,50
TIR (%)	21,79
PAYBACK (anos)	7,86
LCOE (R\$/kWh)	0,61

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.31 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina., a partir do oitavo ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

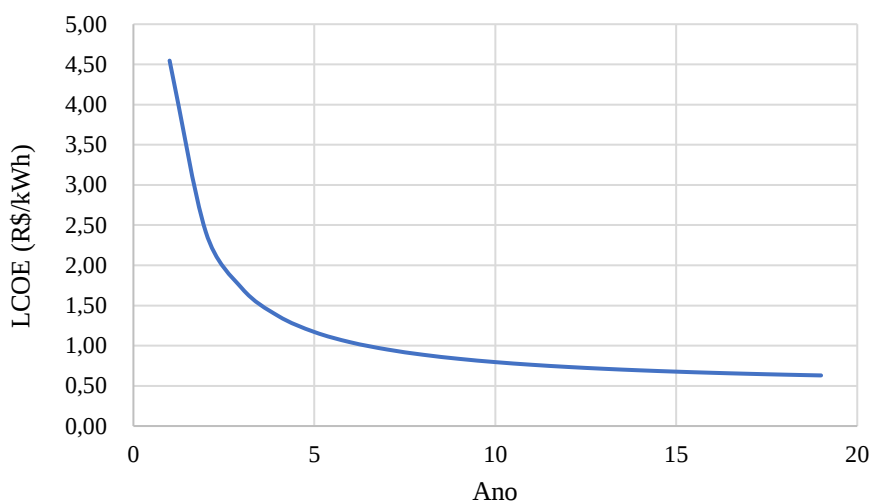
Figura 5.31 - Modalidade APE – Cenário 3: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.32 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,61 / kWh. O LCOE para o ano 8, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,89 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 8 anos.

Figura 5.32 – Modalidade APE - Cenário 3: Evolução do LCOE.

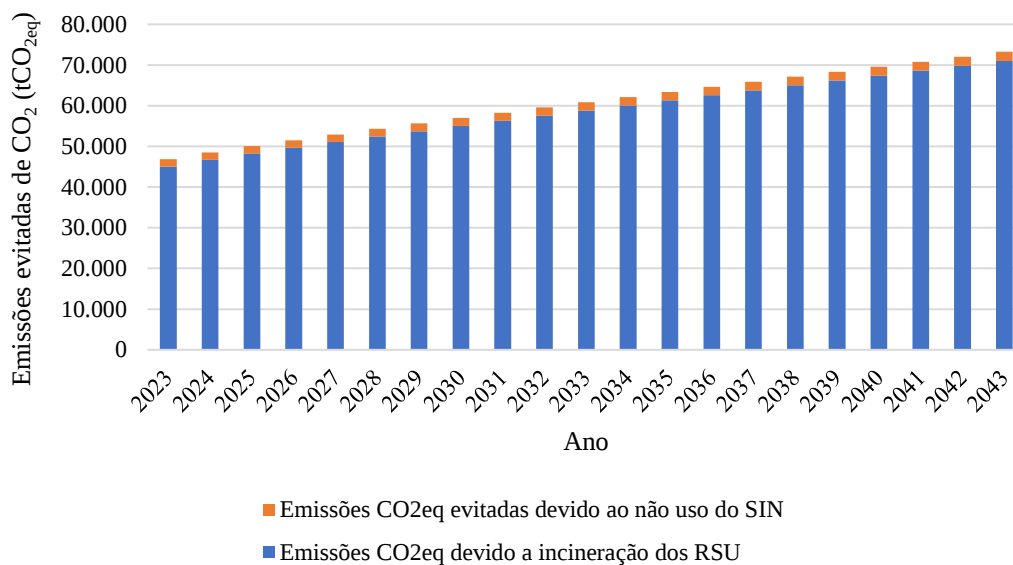


Fonte: produção da autora.

5.2.1.3.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.33 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 2, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.272.747,41 toneladas de CO_{2eq}.

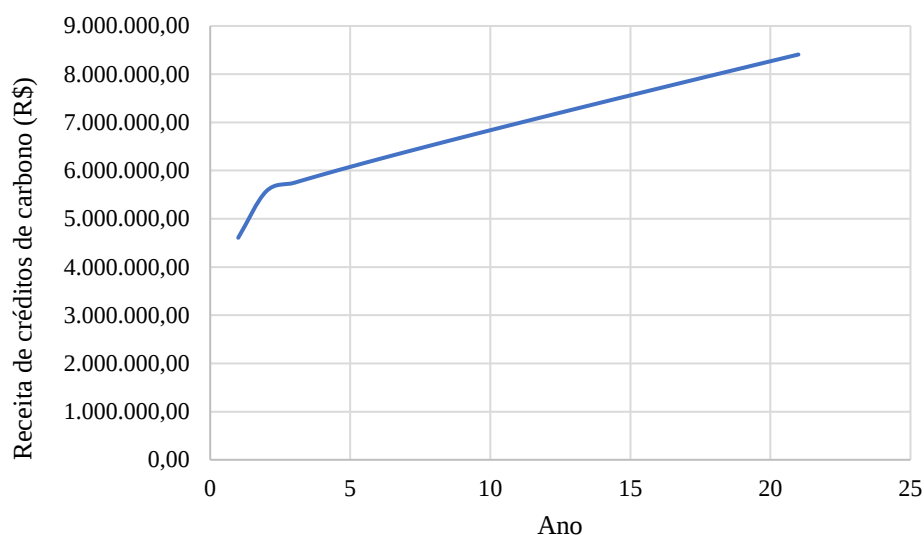
Figura 5.33 – Modalidade APE - Cenário 3: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.34 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 145.310.232,82.

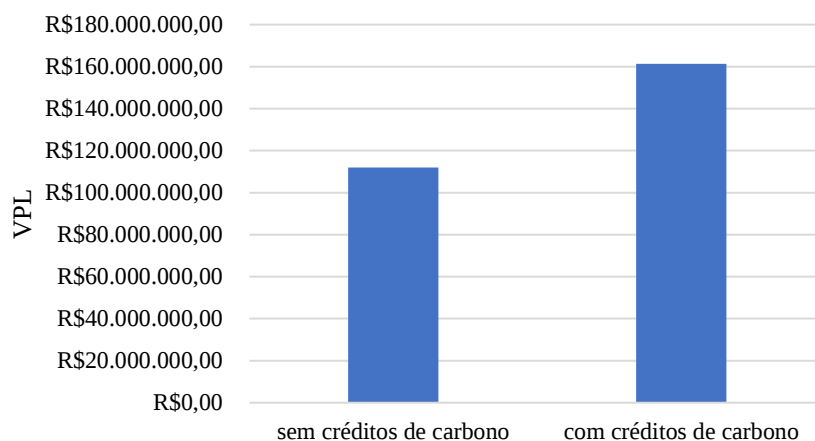
Figura 5.34 – Modalidade APE - Cenário 3: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

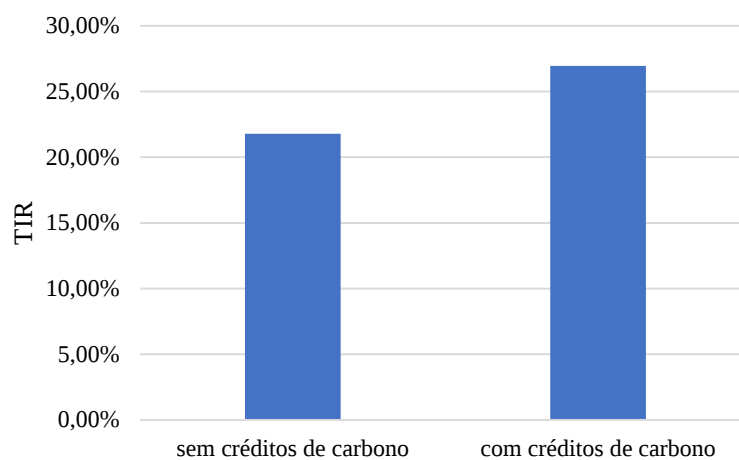
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 44,14 % do VPL e 21,79 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.35 e Figura 5.36. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 28,26 % conforme mostra a Figura 5.37.

Figura 5.35 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



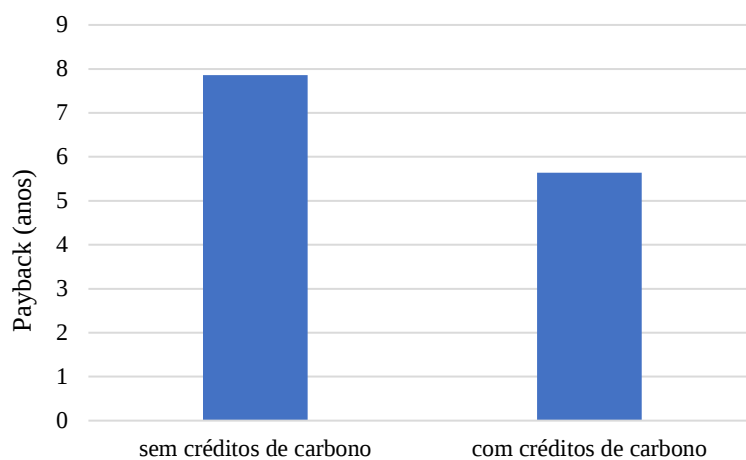
Fonte: produção da autora.

Figura 5.36 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

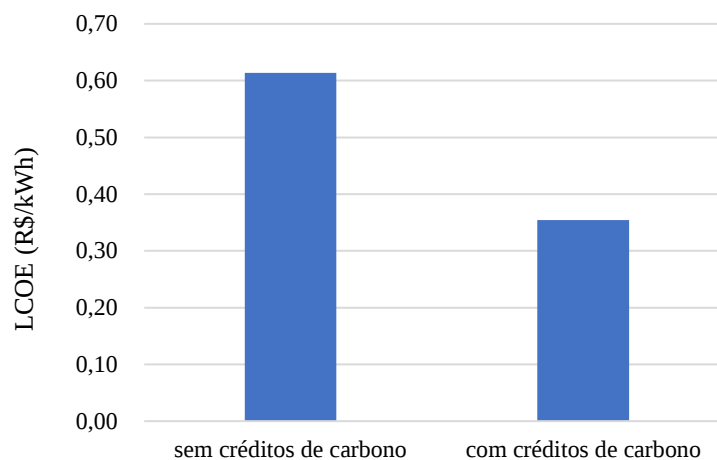
Figura 5.37 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 42,29 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.38. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.38 – Modalidade APE - Cenário 3: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

5.2.1.4 Cenário 4

5.2.1.4.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 4, onde há um índice de reciclagem de 50 % de plásticos, papéis, matéria orgânica e madeiras, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA, conforme indicado na Tabela 5.4.

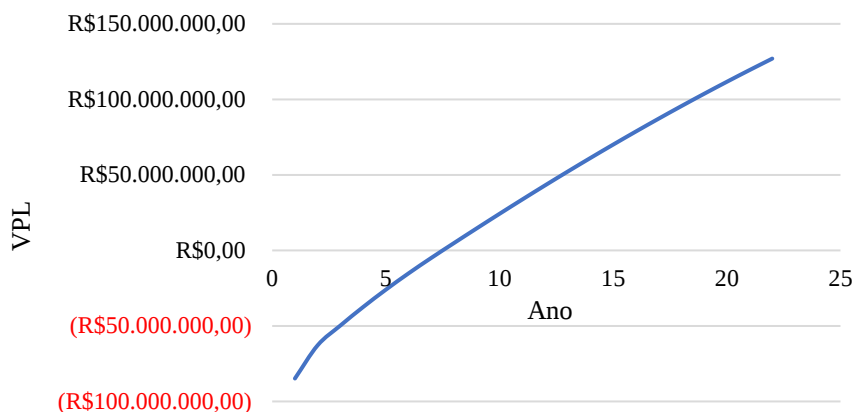
Tabela 5.4 – Modalidade APE - Cenário 4: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	10,22
CAPEX (R\$)	84.815.321,34
OPEX inicial (R\$)	3.587.523,44
OPEX final (R\$)	9.204.186,70
VPL (R\$)	126.996.536,08
TIR (%)	24,63
PAYBACK (anos)	6,50
LCOE (R\$/kWh)	0,56

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.39 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina., a partir do sétimo ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

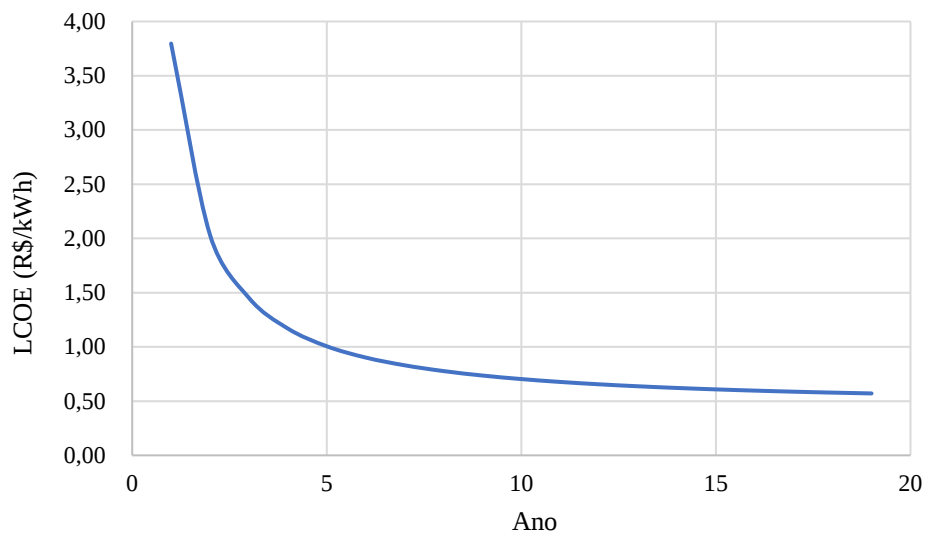
Figura 5.39- Modalidade APE – Cenário 4: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.40 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,56 / kWh. O LCOE para o ano 7, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,83 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 7 anos.

Figura 5.40– Modalidade APE - Cenário 4: Evolução do LCOE.

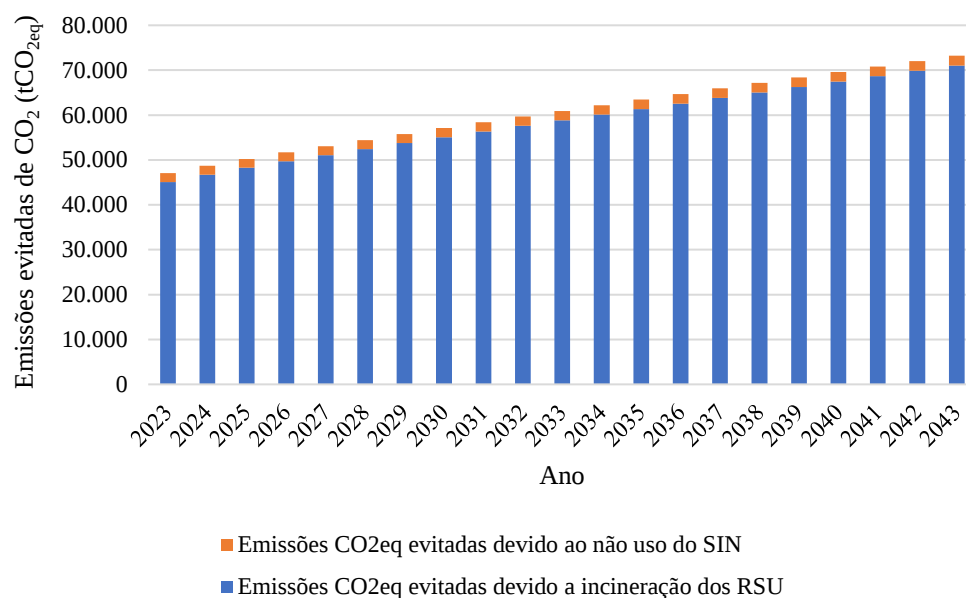


Fonte: produção da autora.

5.2.1.4.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.41 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 2, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.274.610,22 toneladas de CO_{2eq}.

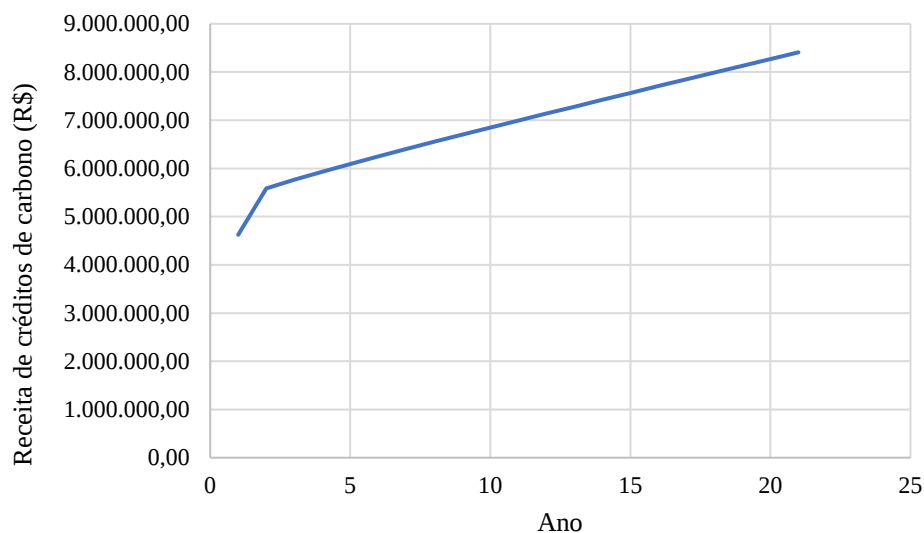
Figura 5.41 – Modalidade APE - Cenário 4: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.42 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 145.523.097,14.

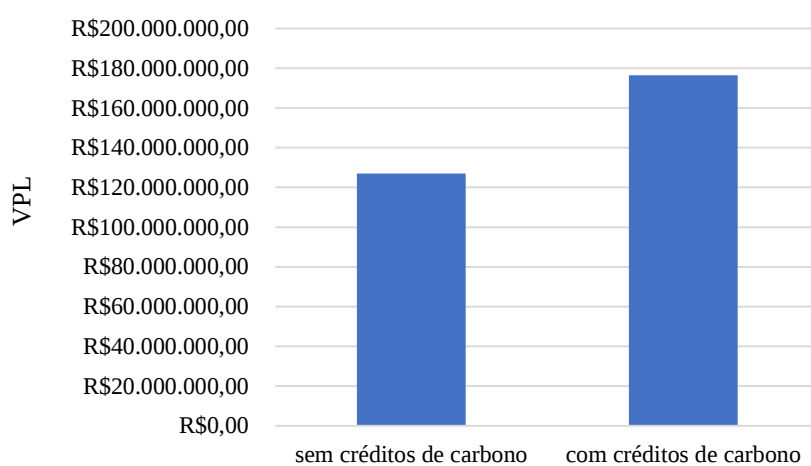
Figura 5.42 – Modalidade APE - Cenário 4: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

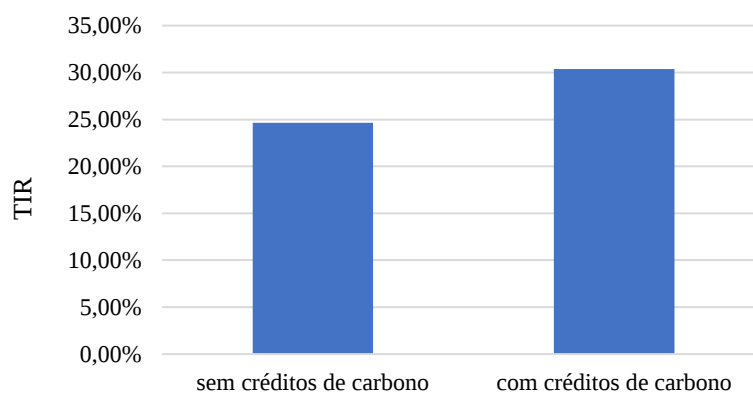
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 38,98 % do VPL e 23,33 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.43 e Figura 5.44. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 27,87% conforme mostra a Figura 5.45.

Figura 5.43 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



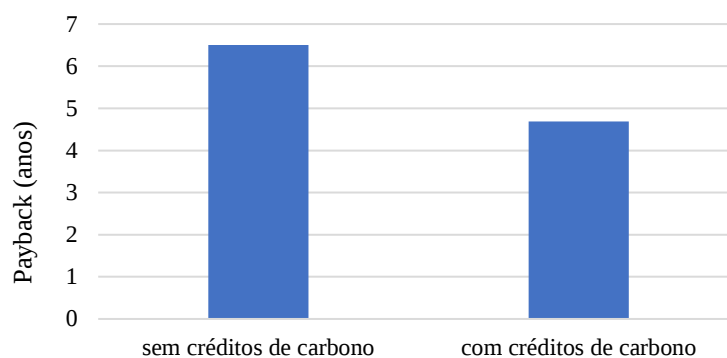
Fonte: produção da autora.

Figura 5.44 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

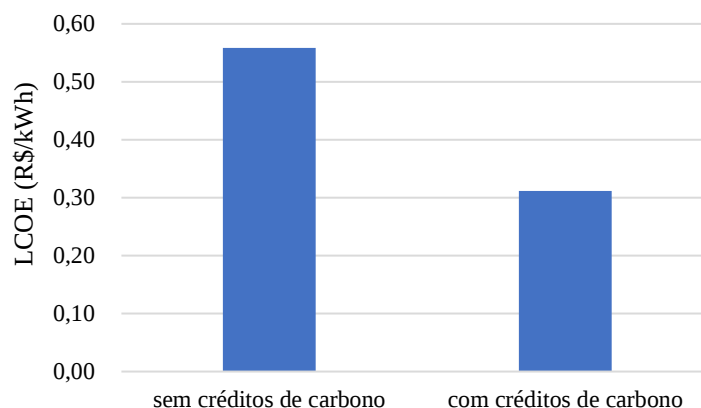
Figura 5.45 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 44,19 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.46. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.46 – Modalidade APE - Cenário 4: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



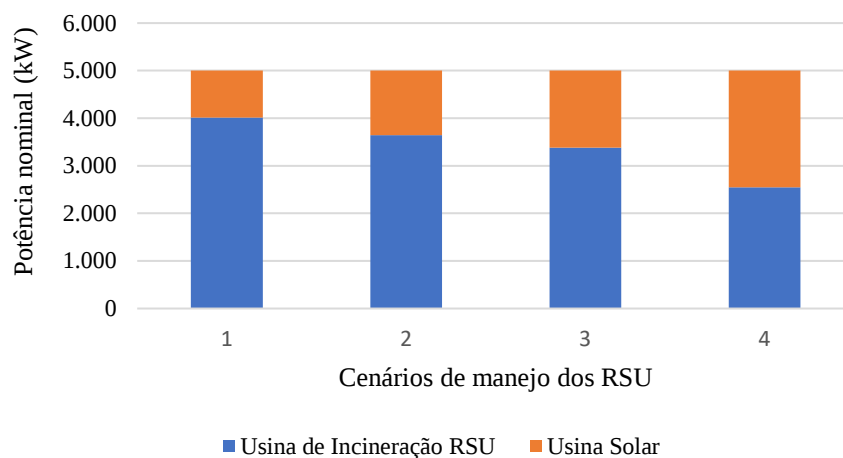
Fonte: produção da autora.

5.2.2 Análise da viabilidade no âmbito da MMGD

Na MMGD, a geração solar foi redimensionada para Usina Híbrida atingir a potência de 5MW, e a fração de energia faltante para atender a demanda das prefeituras do consórcio CIMASAS foi atendida através da compra de energia da rede da concessionária.

Dessa forma, a participação das fontes RSU e solar na potência nominal total da Usina Híbrida nos quatro cenários de manejo de RSU propostos é apresentada na Figura 5.47.

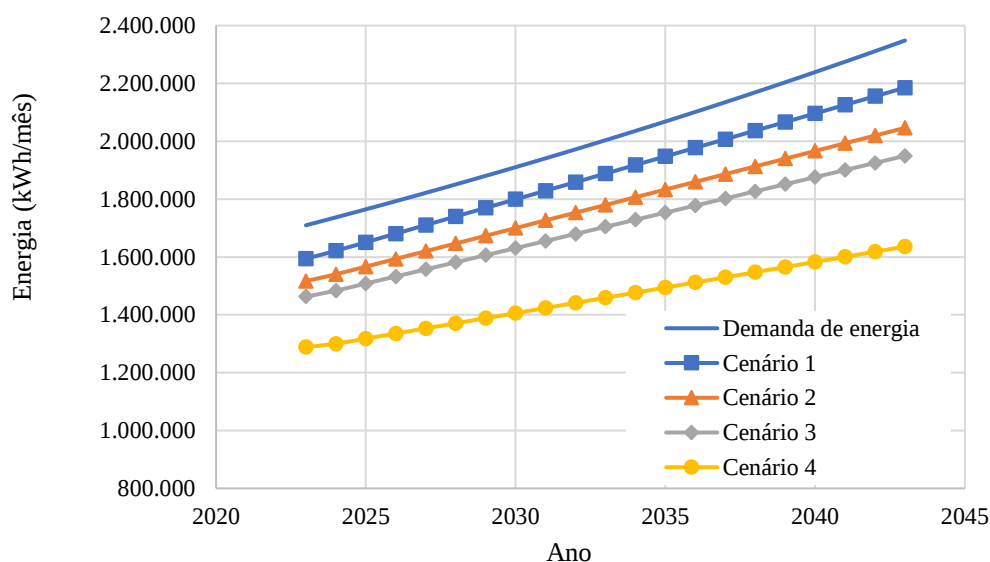
Figura 5.47 – Modalidade MMGD: Mix de geração híbrida.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.48 mostra a projeção da geração híbrida e da demanda de energia do consórcio nos quatro cenários propostos.

Figura 5.48 – Modalidade MMGD: Geração híbrida nos cenários propostos.



Fonte: produção da autora.

É possível verificar que a demanda de energia do consórcio não foi atendida pela geração híbrida em nenhum cenário proposto, e, portanto, a energia faltante será fornecida pela rede da concessionária. O Cenário 4, onde há maior participação da energia solar, o montante de energia gerado é o menor em relação aos outros cenários, devido ao baixo fator de capacidade das usinas solares.

5.2.2.1 Cenário 1

5.2.2.1.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 1, que reflete o cenário atual, com taxa de recuperação de materiais recicláveis secos de 2,73 %, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA, conforme indicado na Tabela 5.5.

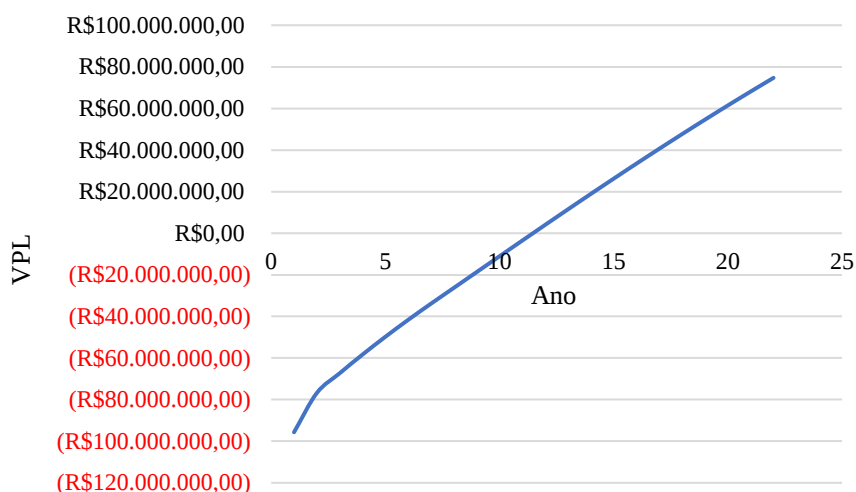
Tabela 5.5 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	5,00
CAPEX (R\$)	95.677.210,76
OPEX inicial (R\$)	5.427.754,07
OPEX final (R\$)	14.635.263,95
VPL (R\$)	74.701.518,42
TIR (%)	17,92%
PAYBACK (anos)	10,47
LCOE (R\$/kWh)	0,77

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.49 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina., a partir do décimo primeiro ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

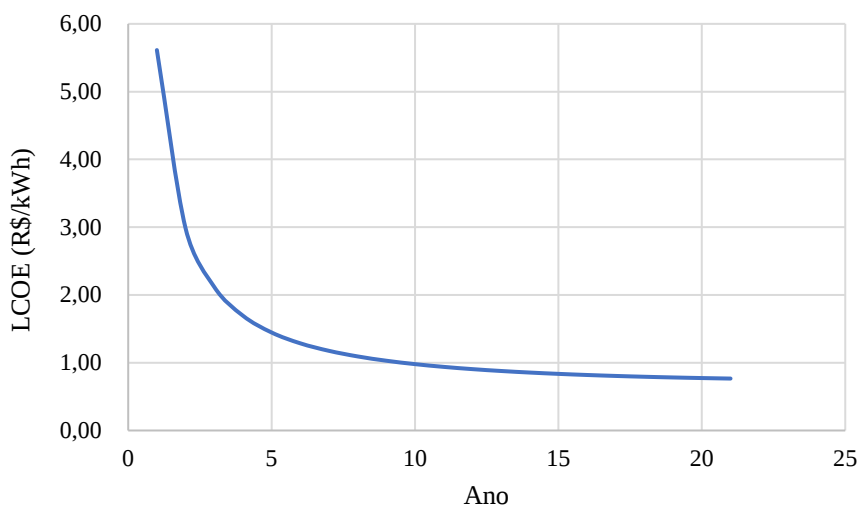
Figura 5.49 - Modalidade MMGD– Cenário 1: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.50 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,77 / kWh. O LCOE para o ano 11, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,94 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 11 anos.

Figura 5.50– Modalidade MMGD - Cenário 1: Evolução do LCOE.

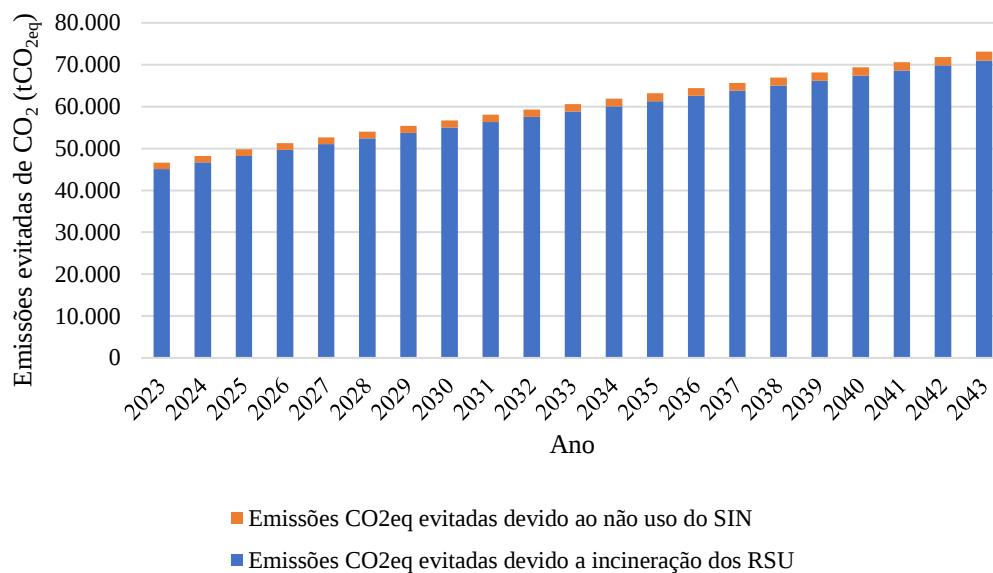


Fonte: produção da autora.

5.2.2.1.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.51 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 1, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.267.918,63 toneladas de CO_{2eq}.

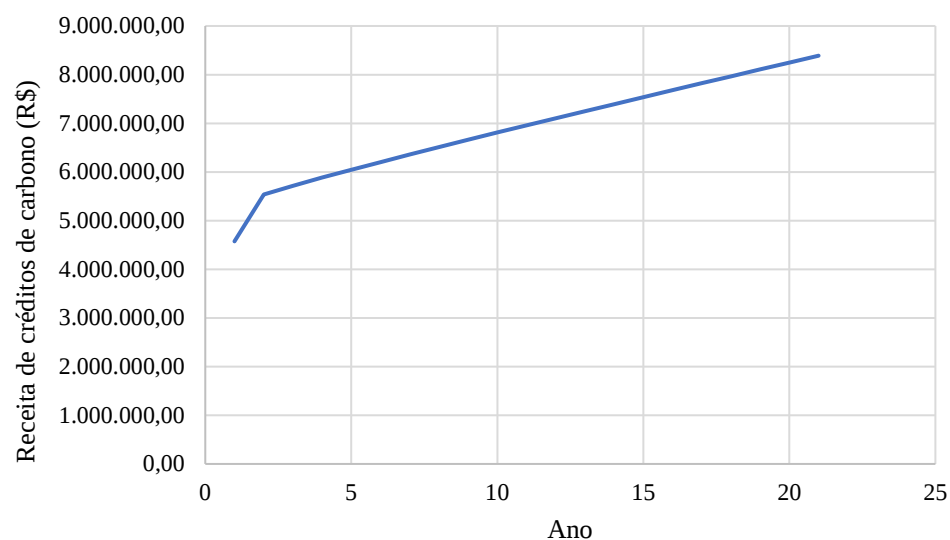
Figura 5.51 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.52 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 144.758.446,11.

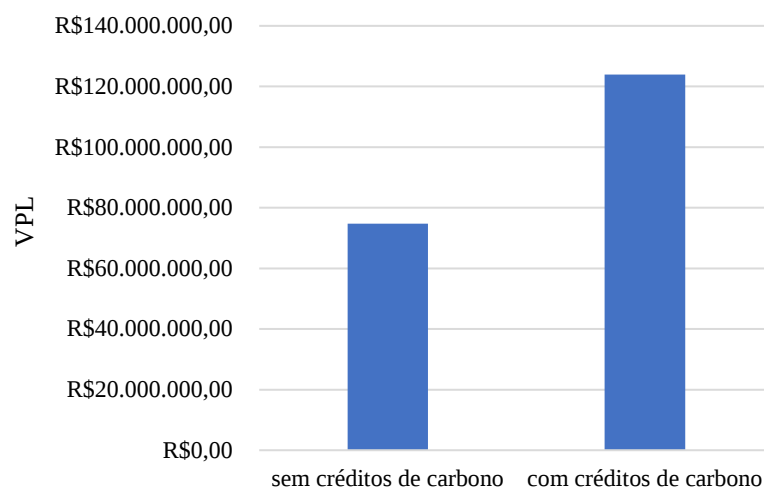
Figura 5.52– Modalidade MMGD - Cenário 1: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

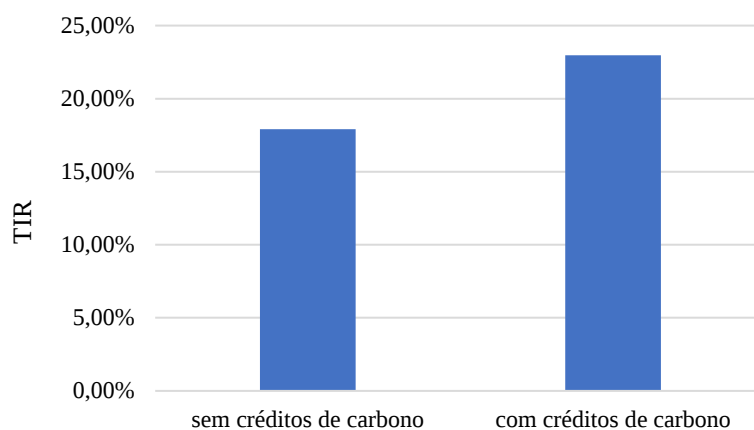
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 65,84% do VPL e 28,14 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.53 e Figura 5.54. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 31,81 % conforme mostra a Figura 5.56.

Figura 5.53 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



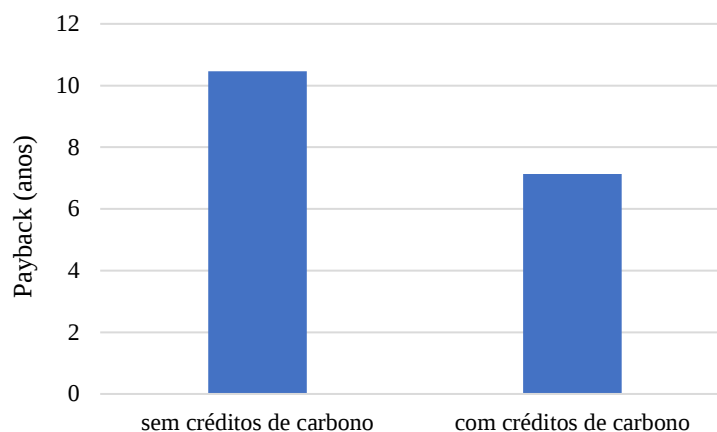
Fonte: produção da autora.

Figura 5.54 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

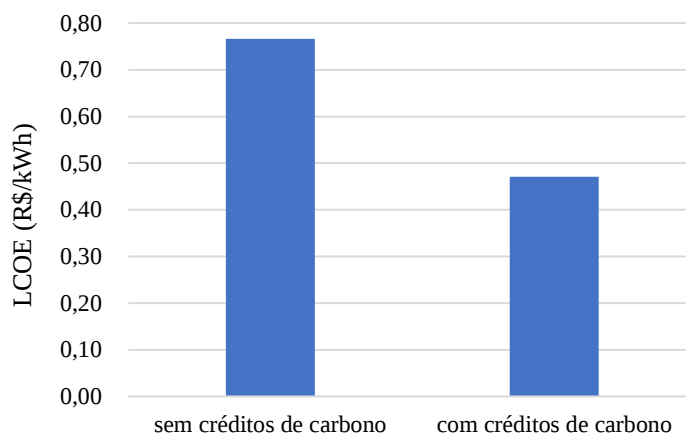
Figura 5.55 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 38,55 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.56. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.56 – Modalidade MMGD - Cenário 1: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

5.2.2.2 Cenário 2

5.2.2.2.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 2, onde há um índice de reciclagem de 16,2 % de plásticos e papéis e 10,8 % de matéria orgânica e madeiras, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA, conforme indicado na Tabela 5.6.

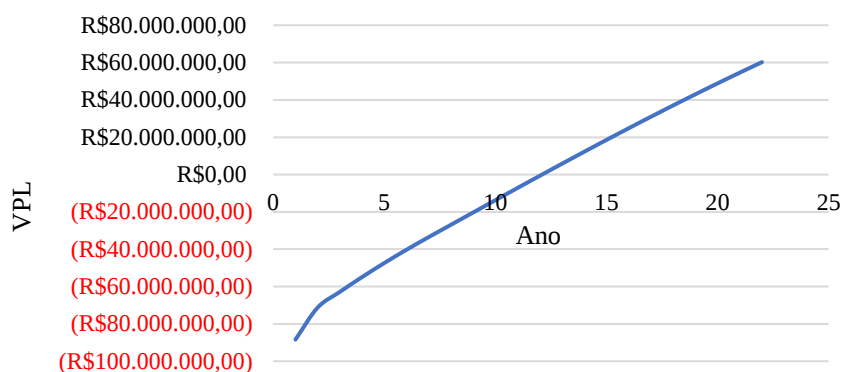
Tabela 5.6 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	5,00
CAPEX (R\$)	88.426.613,23
OPEX inicial (R\$)	5.759.503,79
OPEX final (R\$)	18.067.046,04
VPL (R\$)	60.232.494,04
TIR (%)	17,09%
PAYBACK (anos)	11,10
LCOE (R\$/kWh)	0,83

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.57 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina, a partir do décimo segundo ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

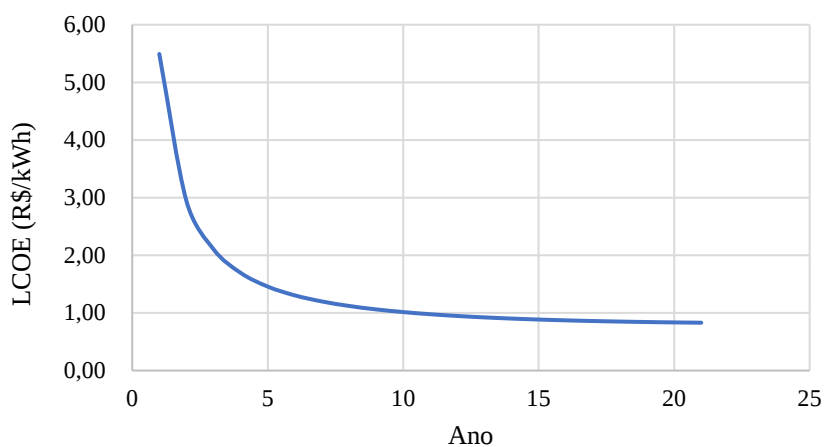
Figura 5.57 - Modalidade MMGD– Cenário 2: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.58 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,83 / kWh. O LCOE para o ano 12, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,95 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 12 anos.

Figura 5.58– Modalidade MMGD - Cenário 2: Evolução do LCOE.

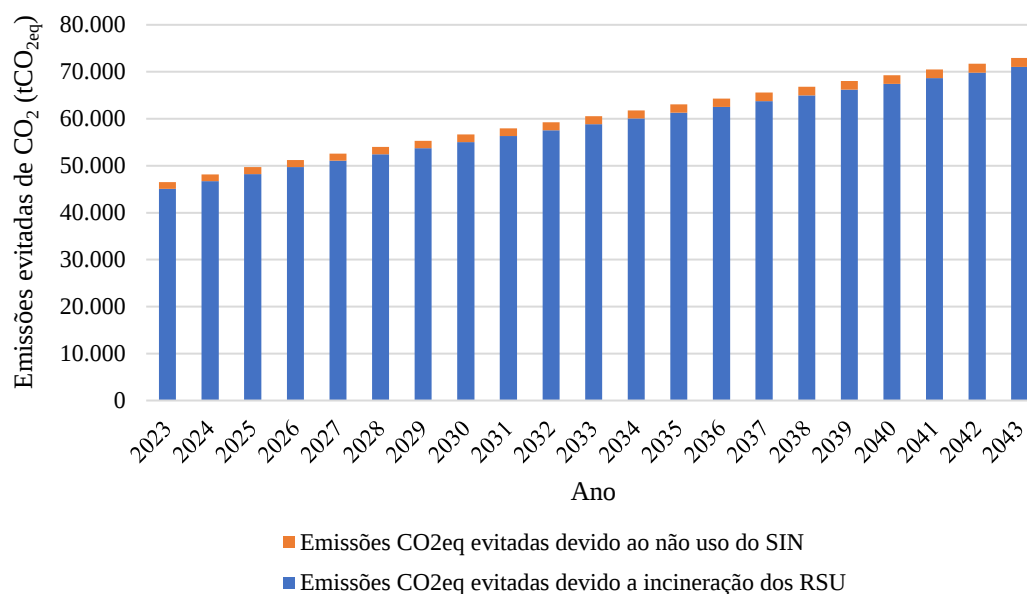


Fonte: produção da autora.

5.2.2.2.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.59 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 2, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.265.887,12 toneladas de CO_{2eq}.

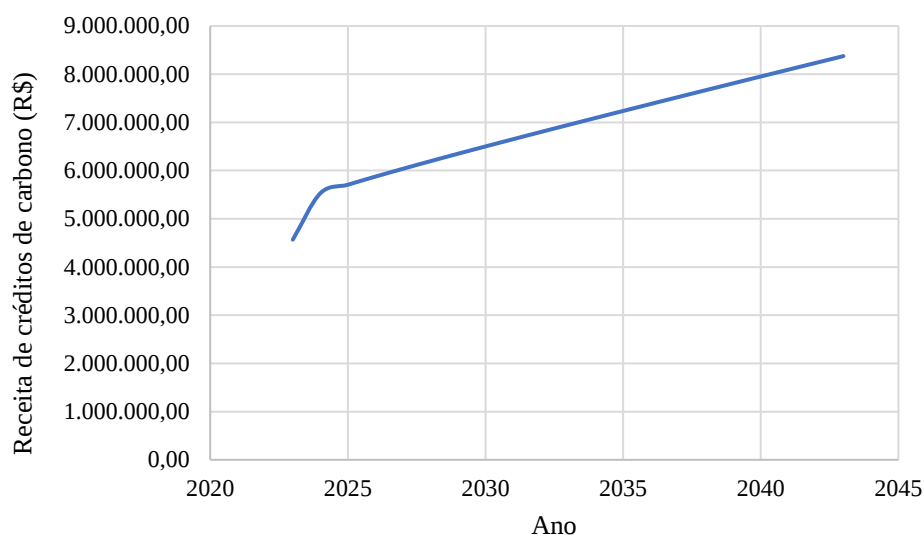
Figura 5.59 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.60 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 144.526.304,08.

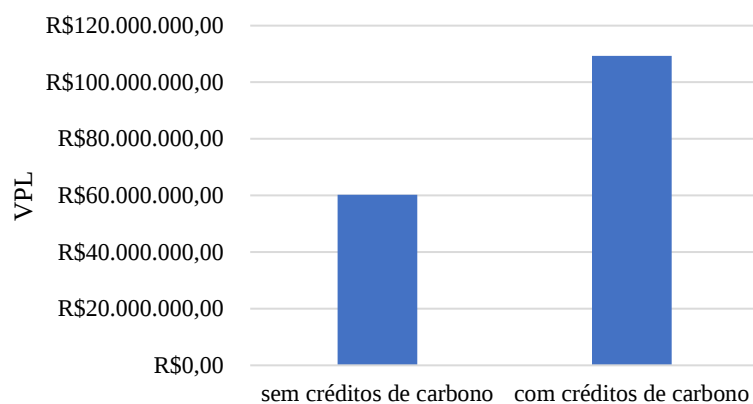
Figura 5.60 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

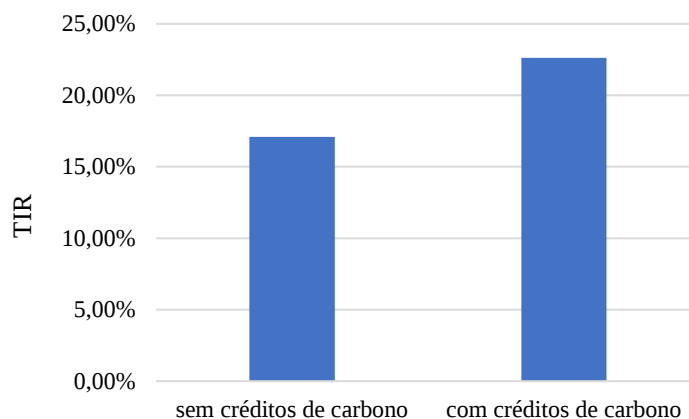
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 81,53 % do VPL e 32,38 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.61 e Figura 5.62. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 34,92 % conforme mostra a Figura 5.63

Figura 5.61 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



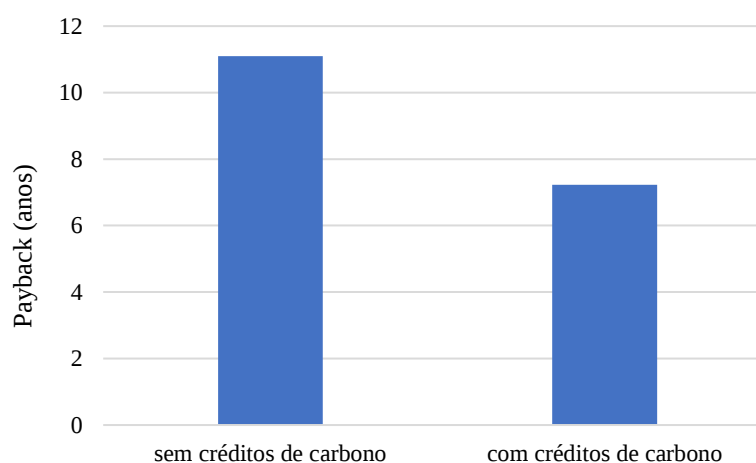
Fonte: produção da autora.

Figura 5.62 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

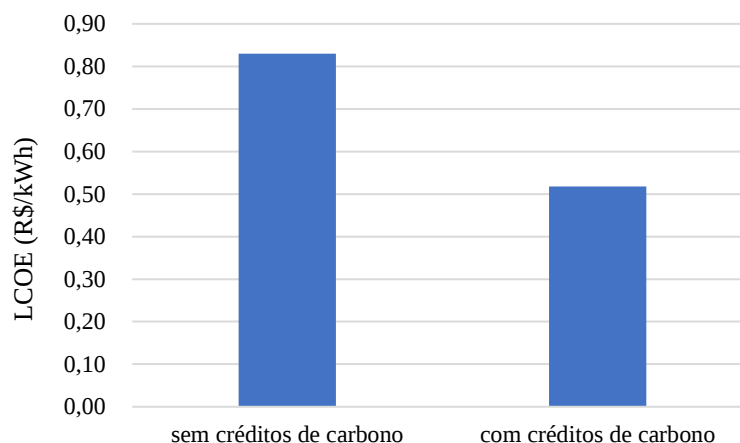
Figura 5.63 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 37,59 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.64. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.64 – Modalidade MMGD - Cenário 2: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

5.2.2.3 Cenário 3

5.2.2.3.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 3, onde há um índice de reciclagem de 25,8 % de plásticos e papéis e 18,1 % de matéria orgânica e madeiras, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA, conforme indicado na Tabela 5.7.

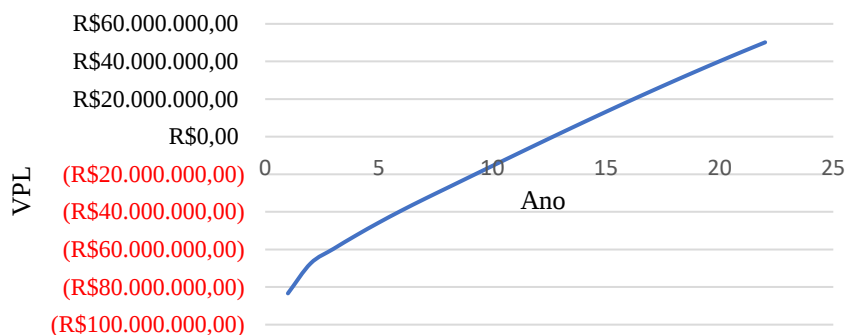
Tabela 5.7 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	5,00
CAPEX (R\$)	83.368.402,62
OPEX inicial (R\$)	5.990.259,05
OPEX final (R\$)	20.459.870,15
VPL (R\$)	50.179.286,56
TIR (%)	16,42%
PAYBACK (anos)	11,67
LCOE (R\$/kWh)	0,88

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.65 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina, a partir do décimo segundo ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

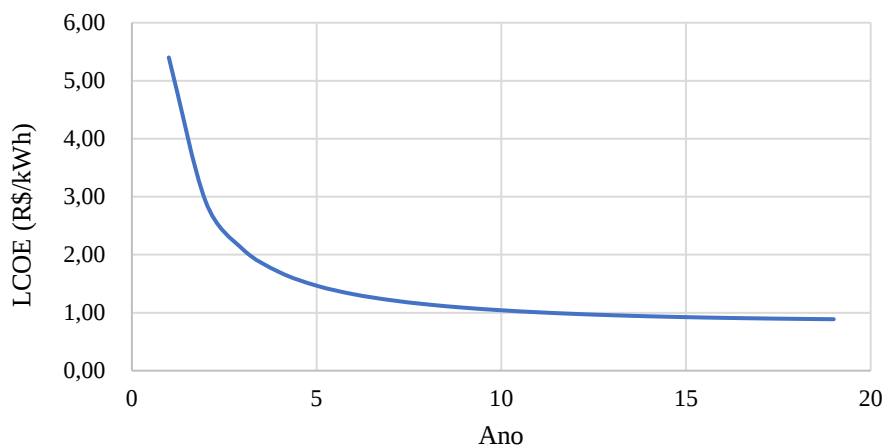
Figura 5.65 - Modalidade MMGD– Cenário 3: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.66 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 0,88/kWh. O LCOE para o ano 12, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 0,98 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 12 anos.

Figura 5.66– Modalidade MMGD - Cenário 3: Evolução do LCOE.

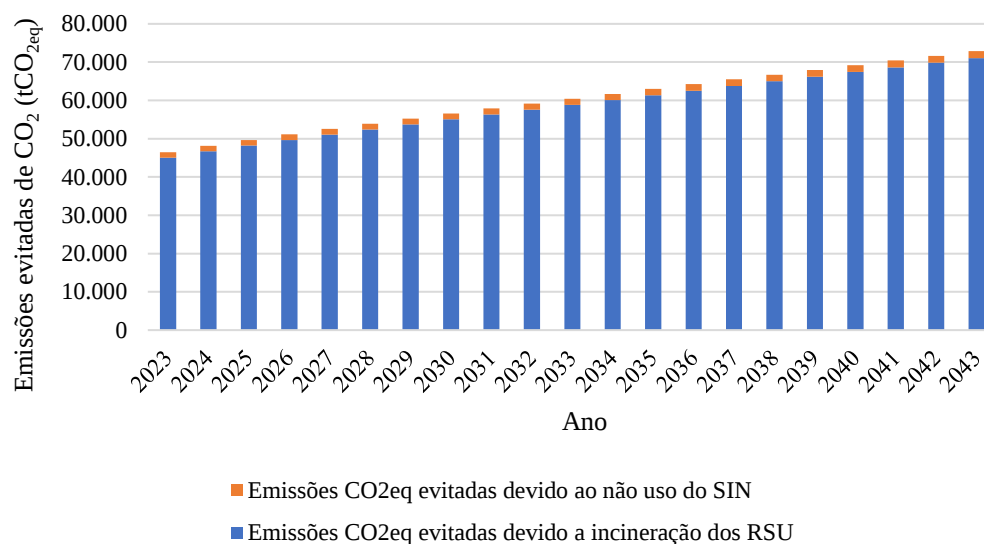


Fonte: produção da autora.

5.2.2.3.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.67 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 3, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.264.472,87 toneladas de CO_{2eq}.

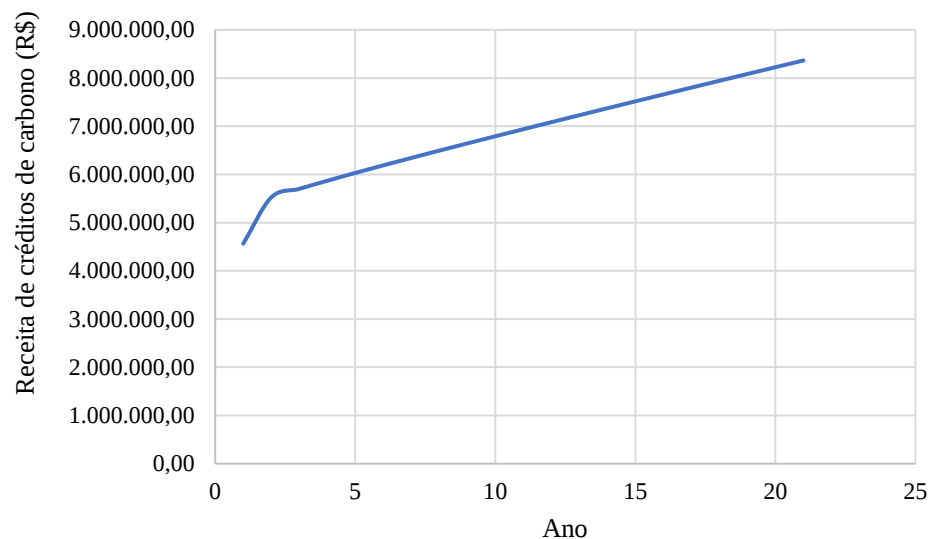
Figura 5.67 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.68 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 144.364.697,23.

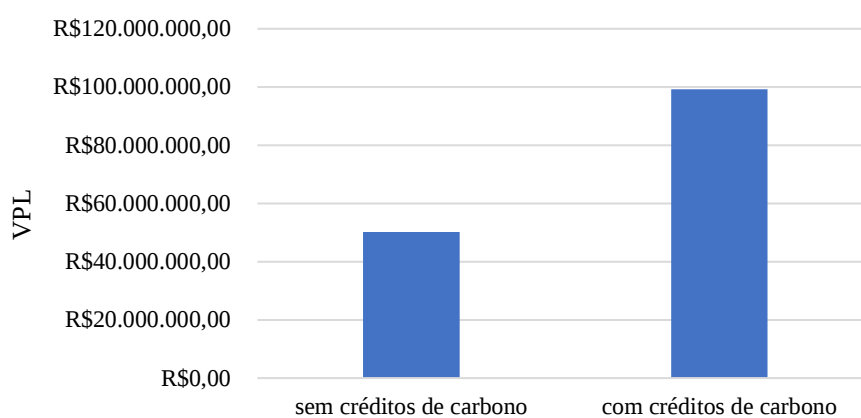
Figura 5.68 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

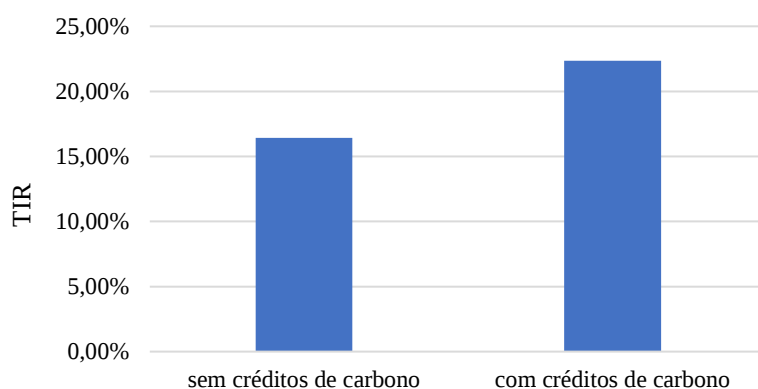
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 97,76 % do VPL e 36,23 % da TIR do projeto, conforme mostram as Figura 5.69 e Figura 5.70. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 37,51 % conforme mostra a Figura 5.71.

Figura 5.69 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



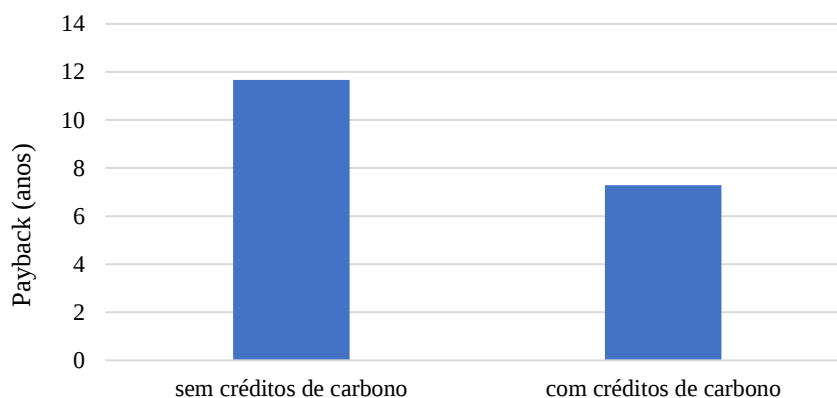
Fonte: produção da autora.

Figura 5.70 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

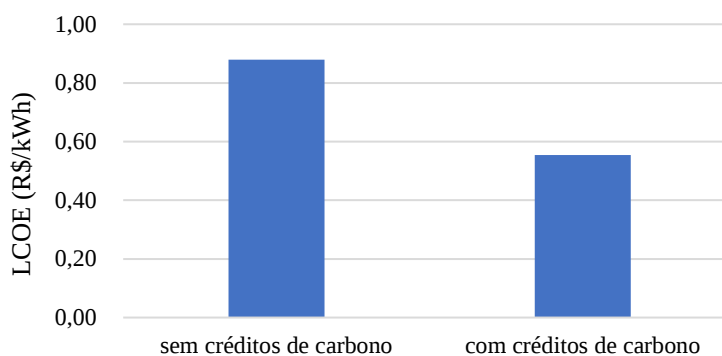
Figura 5.71 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 36,96 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.72. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.72 – Modalidade MMGD - Cenário 3: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

5.2.2.4 Cenário 4

5.2.2.4.1 Viabilidade sem créditos de carbono

No Cenário 4, onde há um índice de reciclagem de 50 % de plásticos, papéis, matéria orgânica e madeiras, a Usina Híbrida se mostrou economicamente viável, já que o VLP foi positivo e a TIR maior que a TMA, conforme indicado na Tabela 5.8.

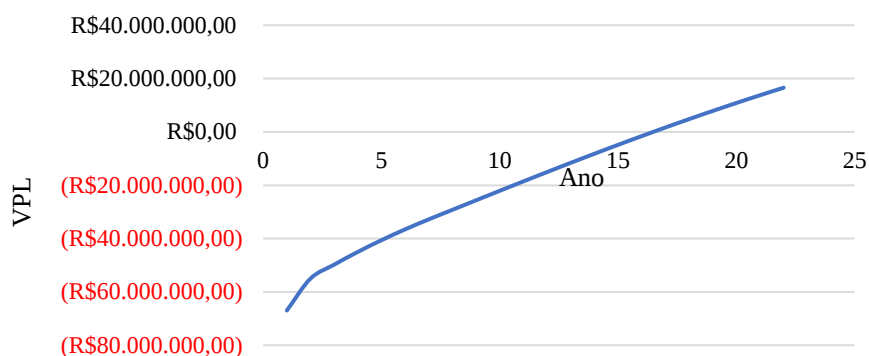
Tabela 5.8 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Resultados dos indicadores econômicos.

Potência da Usina Híbrida (MW)	5,00
CAPEX (R\$)	66.975.939,57
OPEX inicial (R\$)	6.739.091,87
OPEX final (R\$)	28.216.339,16
VPL (R\$)	16.580.880,54
TIR (%)	13,03
PAYBACK (anos)	15,49
LCOE (R\$/kWh)	1,08

Fonte: produção da autora.

A Figura 5.73 mostra a evolução do VPL ao longo da vida útil da usina, a partir do décimo sexto ano o VPL se torna positivo, indicando que o projeto se torna economicamente atrativo.

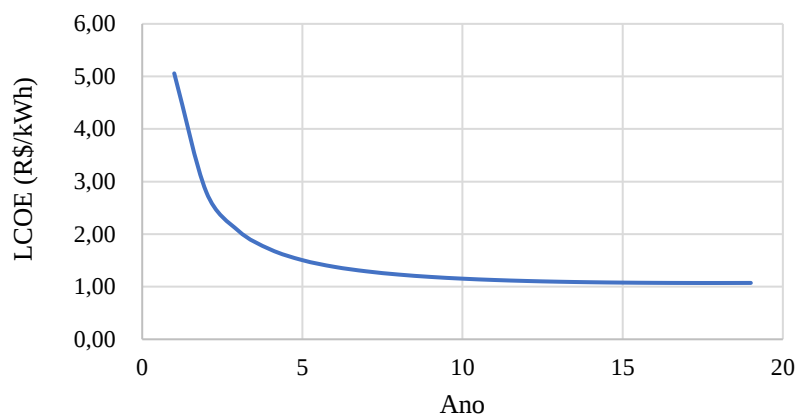
Figura 5.73 - Modalidade MMGD– Cenário 4: Evolução do VPL.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.74 mostra a evolução do LCOE. Ao final do projeto, o valor do LCOE chega a R\$ 1,08 / kWh. O LCOE para o ano 16, que é o ano em que há o retorno do investimento, é igual a R\$ 1,07 / kWh. Portanto, esta seria a tarifa de venda da energia para se viabilizar o empreendimento em 16 anos.

Figura 5.74– Modalidade MMGD - Cenário 4: Evolução do LCOE.

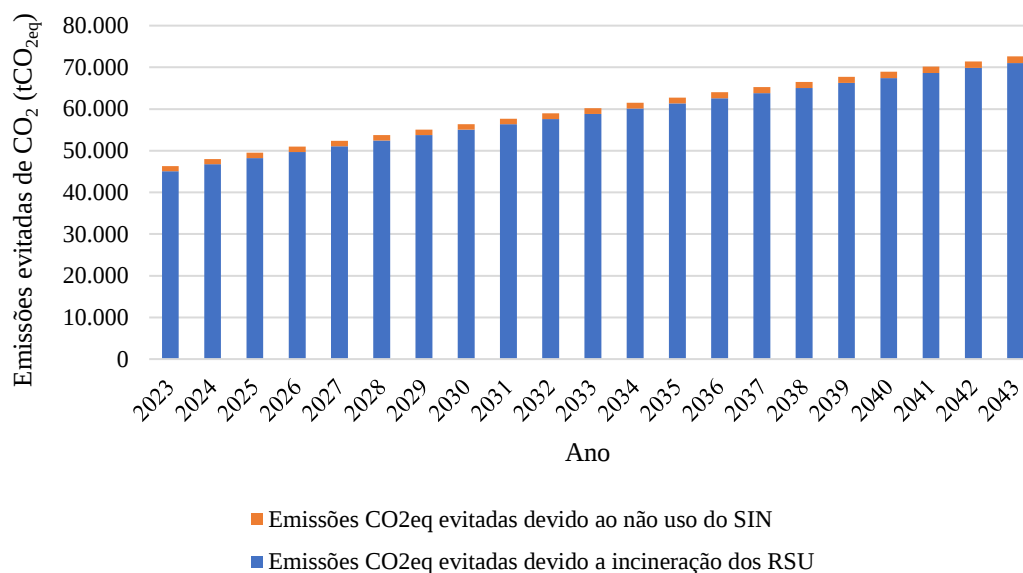


Fonte: produção da autora.

5.2.2.4.2 Viabilidade com créditos de carbono

A Figura 5.75 mostra a evolução das emissões evitadas de carbono para o Cenário 4, considerando as emissões evitadas pela incineração dos RSU e pelo não uso do SIN. Ao final da vida útil da Usina Híbrida, será evitada a emissão de 1.259.825,37 toneladas de CO_{2eq}.

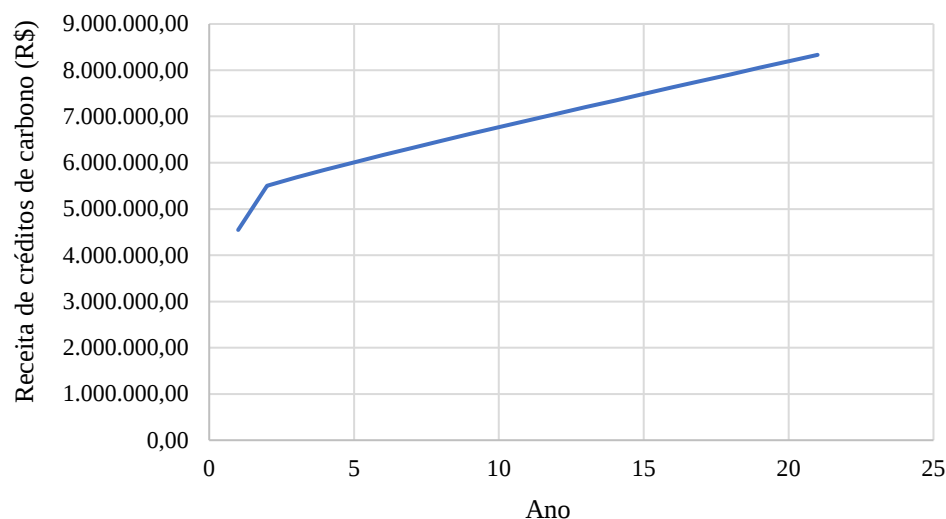
Figura 5.75 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Evolução das emissões evitadas de carbono.



Fonte: produção da autora.

A Figura 5.76 mostra a evolução da receita líquida gerada pela comercialização dos créditos de carbono no Sistema de Comercio de Emissões (SCE). A receita gerada é menor nos primeiros anos da Usina devido aos custos associados a certificação dos créditos de carbono. Ao final do projeto, a comercialização dos créditos de carbono irá gerar uma receita total de R\$ 143.833.625,35.

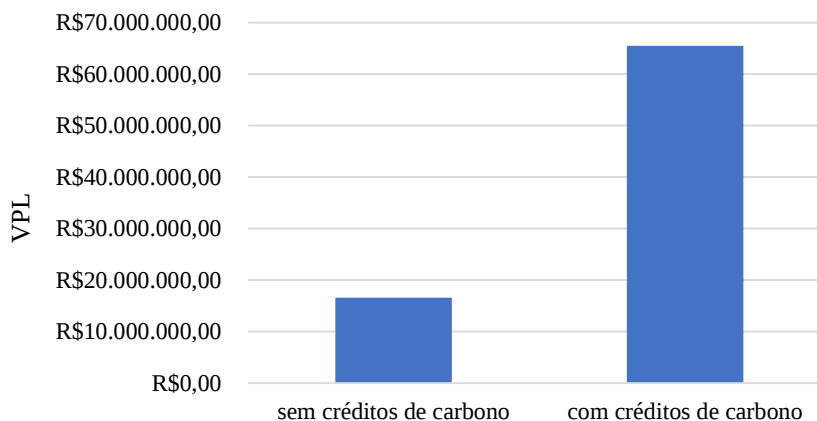
Figura 5.76 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Evolução da receita de créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

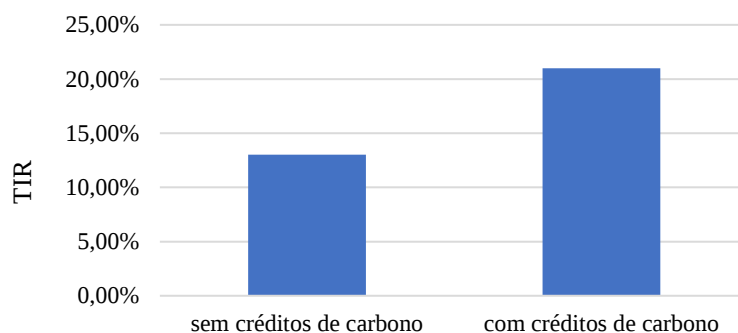
A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promove um aumento de 294,81 % do VPL e 61,06 % da TIR do projeto, conforme mostra as Figura 5.77 e Figura 5.78. Consequentemente, há uma diminuição do payback em 50,17 %, conforme mostra a Figura 5.79.

Figura 5.77 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação do VPL com e sem créditos de carbono.



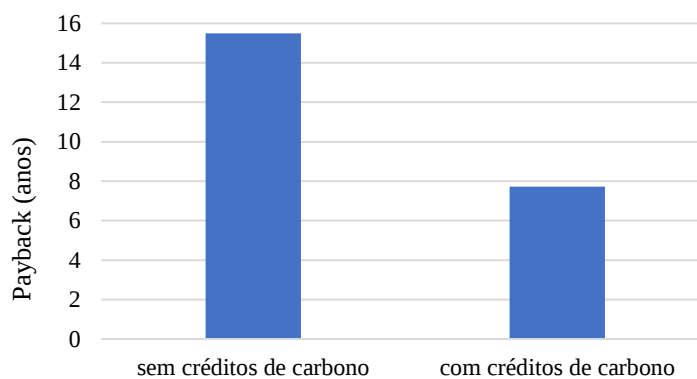
Fonte: produção da autora.

Figura 5.78 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação da TIR com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

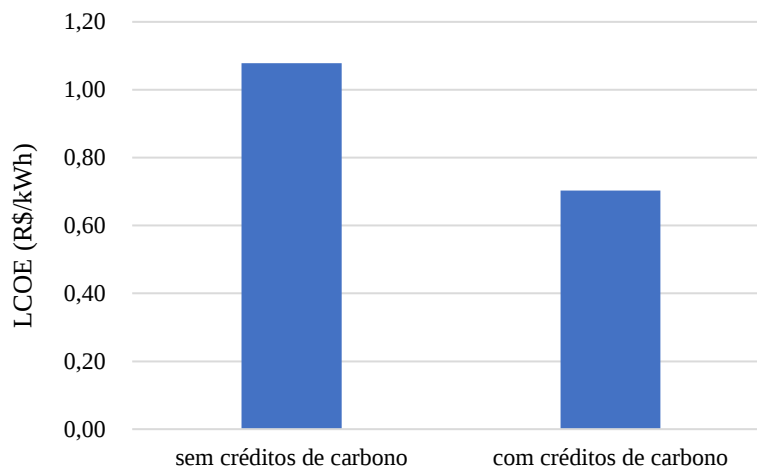
Figura 5.79 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação do payback com e sem créditos de carbono.



Fonte: produção da autora.

A receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono também promove uma queda de 34,79 % no LCOE da Usina, conforme mostra a Figura 5.80. Todos estes resultados indicam um aumento geral da atratividade econômica da Usina Híbrida.

Figura 5.80 – Modalidade MMGD - Cenário 4: Comparação do LCOE com e sem créditos de carbono.

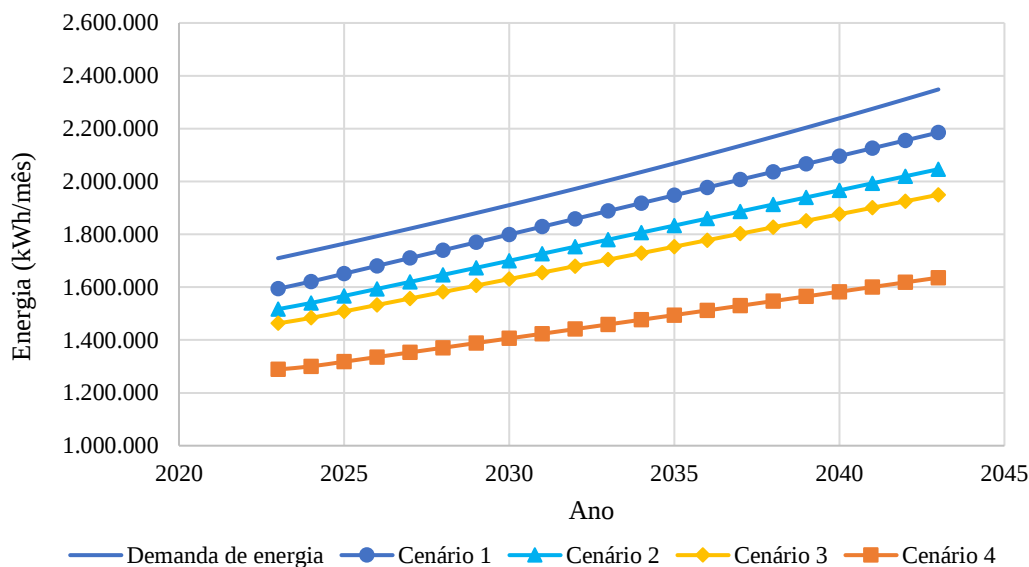


Fonte: produção da autora.

5.3 Discussão dos resultados

Os resultados da pesquisa demonstram que o potencial de geração de energia através da incineração dos RSU é inferior à demanda de energia do consórcio CIMASAS, nos quatro cenários analisados, conforme Figura 5.81, o que indica a necessidade de incorporação da geração solar, e, portanto, da implantação da geração híbrida de energia.

Figura 5.81 – Análise do potencial de geração de energia a partir dos RSU.



Fonte: produção da autora.

A viabilidade econômica da geração híbrida foi então avaliada nas duas modalidades jurídicas, a APE e a MMGD. Na modalidade APE, onde não há limite de potência, a potencial nominal requerida para a geração híbrida atender a demanda de energia do consórcio CIMASAS variou em torno de 6.195 MW a 10.216 MW, nos cenários propostos, com CAPEX decrescente de R\$ 99.762.217,45 a R\$ 84.815.321,34.

Já na modalidade MMGD, a potência nominal da Usina Híbrida é limitada em 5 MW, e o consórcio então deve comprar a energia faltante da concessionária local. O CAPEX, nessa modalidade, variou de R\$ 95.677.210,76 a R\$ 66.975.939,57, nos Cenários 1 a 4. A variação decrescente do CAPEX nas duas modalidades analisadas se deve ao aumento do percentual da geração solar no mix da geração híbrida, que apresenta um custo de investimento menor que a geração a partir da incineração dos RSU. As Tabela 5.9 e Tabela 5.10 resumem os parâmetros da Usina Híbrida nos Cenários 1 a 4, para as modalidades APE e MMGD.

Tabela 5.9 - Modalidade APE – Parâmetros da Usina Híbrida

	Potência da Usina Híbrida (MW)	CAPEX (R\$)	OPEX inicial (R\$)	OPEX final (R\$)
Cenário 1	6,20	99.762.217,45	8.700.258,16	10.281.857,19
Cenário 2	7,21	95.985.544,94	8.640.380,91	10.009.408,04
Cenário 3	7,92	93.352.215,73	4.129.213,82	9.819.600,75
Cenário 4	10,22	84.815.321,34	3.587.523,44	9.204.186,70

Fonte: produção da autora.

Tabela 5.10- Modalidade MMGD – Parâmetros da Usina Híbrida

	Potência da Usina Híbrida (MW)	CAPEX (R\$)	OPEX inicial (R\$)	OPEX final (R\$)
Cenário 1	5,00	95.677.210,76	5.427.754,07	14.635.263,95
Cenário 2	5,00	88.426.613,23	5.759.503,79	18.067.046,04
Cenário 3	5,00	83.368.402,62	5.990.259,05	20.459.870,15
Cenário 4	5,00	66.975.939,57	6.739.091,87	28.216.339,16

Fonte: produção da autora.

A Usina Híbrida se mostrou viável economicamente em todos os cenários propostos, nas duas modalidades analisadas. No Cenário 1 foi considerado o cenário atual, com taxa de recuperação de materiais recicláveis secos do estado de Minas Geras, igual a 2,73 %, e nenhuma recuperação de material orgânico (MDR, 2023). Na modalidade APE, o VPL foi igual a R\$ 89.737.294,31, a TIR igual 18,48 %; o payback de 10,16 anos e o LCOE final de R\$ 0,72 / kWh. Na modalidade MMGD, o VPL foi igual a R\$ 74.701.518,42, a TIR igual 17,92 %; o payback de 10,47 anos e o LCOE final de R\$ 0,77 / kWh.

No Cenário 2 foi considerado que o consórcio atingiu a meta intermediária do Plano Nacional de Resíduos Sólidos, com recuperação de 16,2 % de materiais recicláveis secos e 10,8 % da fração orgânica (MMA, 2022). Na modalidade APE, o VPL foi igual a R\$ 96.405.291,02, a TIR igual a 19,39 %, payback de 9,49 anos e o LCOE final de R\$ 0,69 / kWh. Na modalidade MMGD, o VPL foi igual a R\$ 60.232.494,04, a TIR igual 17,09 %; o payback de 11,10 anos e o LCOE final de R\$ 0,83 / kWh.

No Cenário 3 foi considerado que o consórcio atingiu a meta final do Plano Nacional de Resíduos Sólidos de 25,8 % de recuperação de materiais recicláveis secos e 18,1 % da fração orgânica (MMA, 2022). Na modalidade APE, o VPL foi igual a R\$ 111.925.952,50, a TIR igual a 21,79 %, o payback de 7,86 anos e o LCOE final de R\$ 0,61 / kWh. Na modalidade MMGD, o VPL foi igual a R\$ 50.179.286,56, a TIR igual 16,42 %; o payback de 11,67 anos e o LCOE final de R\$ 0,88 / kWh.

Já no Cenário 4 foi considerado que o consórcio atingiu índices de reciclagem de países desenvolvidos, 50 % de recuperação de materiais recicláveis secos da fração orgânica (ISWA, 2022). Na modalidade APE, o VPL foi positivo igual a R\$ 126.996.536,08, a TIR igual a 24,63 % e payback de 6,50 anos e o LCOE final de R\$ 0,56 / kWh. Na modalidade MMGD, o VPL foi igual a R\$ 16.580.880,54, a TIR igual 13,03 %; o payback de 15,49 anos e o LCOE final de R\$ 1,08 / kWh.

A modalidade APE apresentou melhor desempenho econômico, já que, na média, o VPL foi 49,10% maior, a TIR foi 21,66% maior, o *PAYBACK* foi 51,68% menor e o LCOE 40,80% menor, que na modalidade MMGD, conforme mostram as Figura 5.82, Figura 5.83, Figura 5.84 e Figura 5.85 .

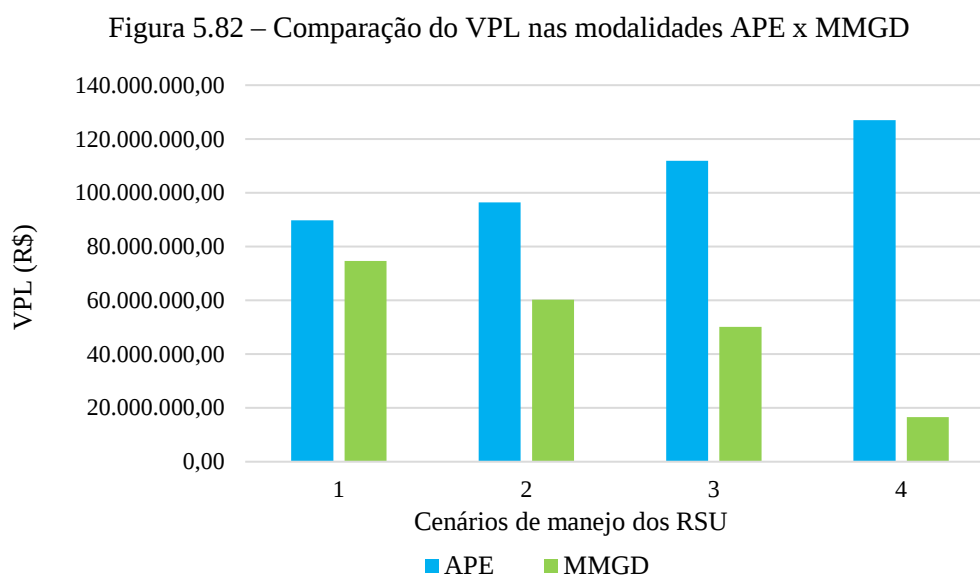
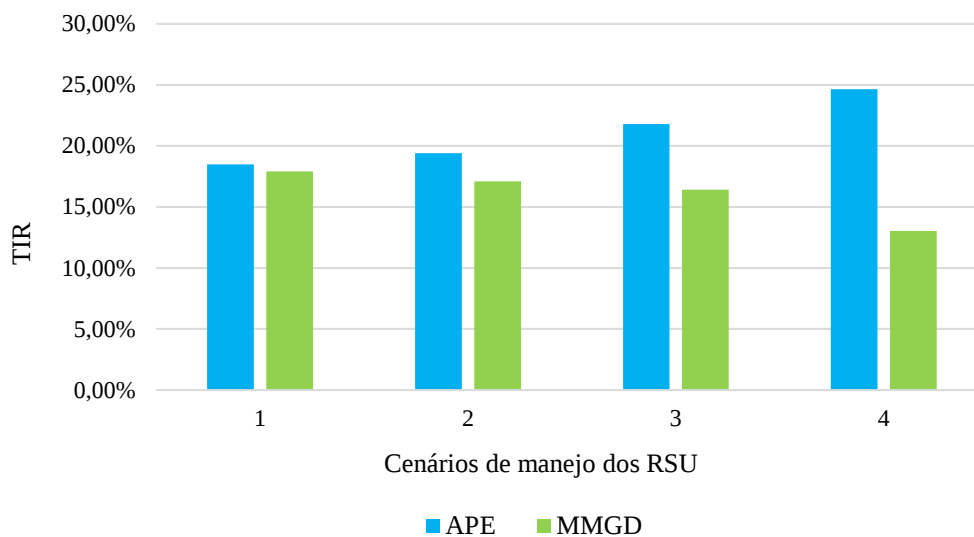
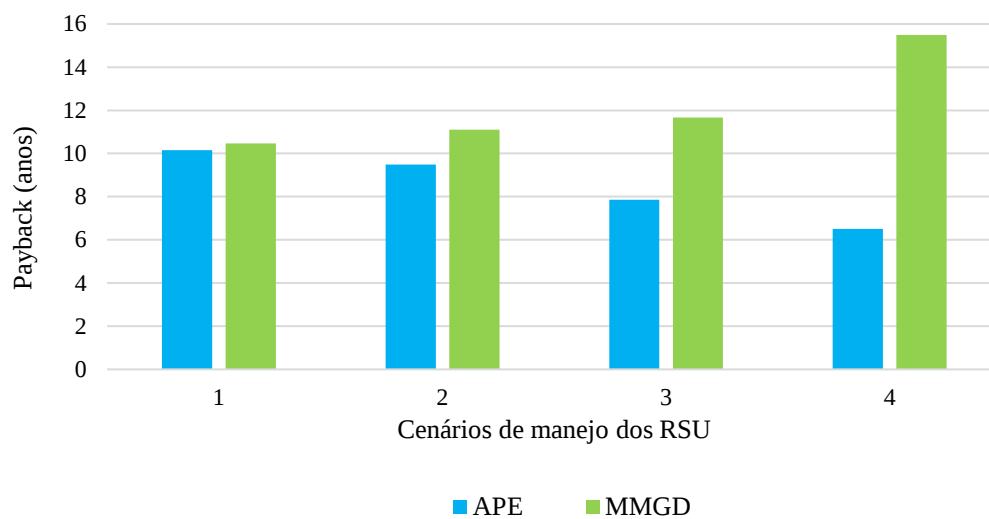


Figura 5.83 – Comparação da TIR nas modalidades APE x MMGD

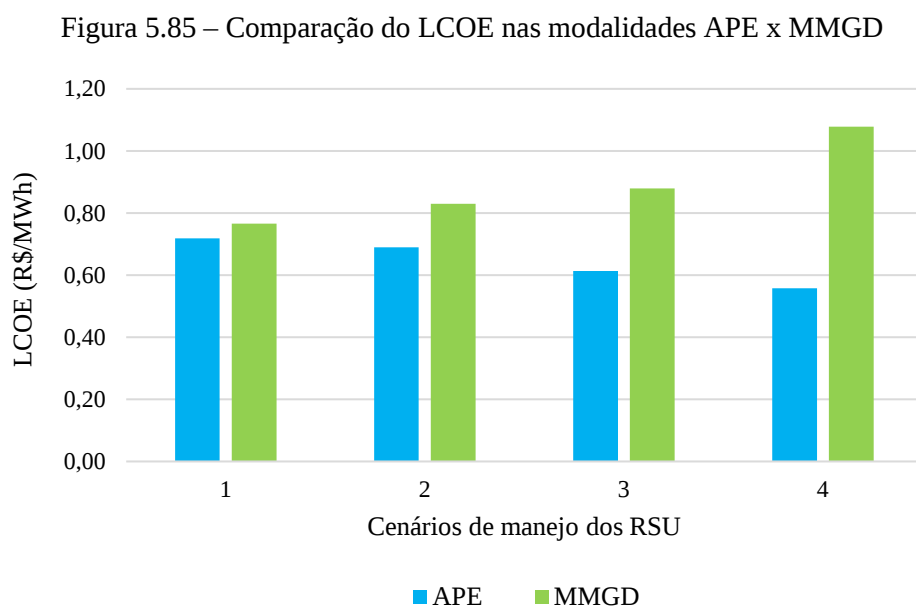


Fonte: produção da autora.

Figura 5.84 – Comparação do *PAYBACK* nas modalidades APE x MMGD



Fonte: produção da autora.



Na modalidade APE, o VPL e a TIR aumentam na medida em que o índice de reciclagem aumenta nos cenários propostos, demonstrando que, diferentemente do que ocorre em uma usina que gera energia exclusivamente por incineração dos RSU, a atratividade econômica da Usina Híbrida é maior quando aplicado maior percentual de reciclagem no manejo dos RSU, no Cenário 4. Isto se deve ao fato da maior participação da energia solar no mix de geração, que possui um custo de investimento e de operação e manutenção menor que o custo da geração por incineração dos RSU. Pela mesma razão, o *PAYBACK* e o LCOE nesta modalidade, diminuem gradualmente nos cenários propostos.

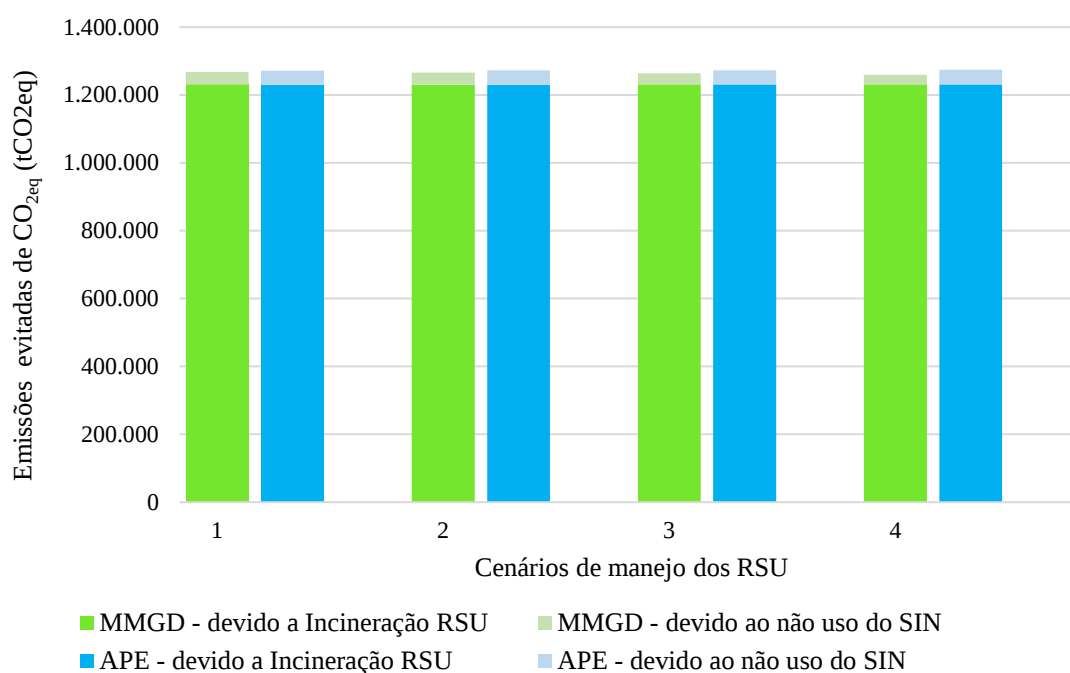
Já na modalidade MMGD, como a potência é limitada em 5 MW, o montante de energia faltante que consórcio deve comprar da concessionária aumenta à medida que o índice de reciclagem aumenta nos cenários propostos, já que o percentual da geração solar fica limitado. Por esta razão, ocorre o inverso da modalidade APE, na modalidade MMGD o VPL e a TIR diminuem e o *PAYBACK* e o LCOE aumentam, gradualmente, nos Cenários de 1 a 4.

Em relação as emissões GEE, os resultados mostraram que a incineração dos RSU representa cerca 97 % das emissões evitadas de CO_{2eq} proporcionadas pela Usina Híbrida, conforme Figura 5.86, devido às altas emissões de metano, que tem potencial de aquecimento 28 vezes maior que o CO₂, no cenário base, em que os RSU são depositados em aterro sanitário.

No Cenário 1, na modalidade APE, há um potencial total de emissões evitadas de 1.271.305,73 $\text{CO}_{2\text{eq}}$ com a implantação da Usina Híbrida de RSU + solar, e na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.267.918,63 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$. No Cenário 2, na modalidade APE, o potencial total de emissões evitadas é de 1.272.152,40 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$, na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.265.887,12 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$. No Cenário 3, na modalidade APE, o potencial total de emissões evitadas é de 1.272.747,41 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$, na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.264.472,87 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$. No Cenário 4, na modalidade APE, o potencial total de emissões evitadas é de 1.274.610,22 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$, na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.259.825,37 $\text{tCO}_{2\text{eq}}$.

No cenário base, as emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ são muito superiores, quase 800 vezes, as emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ relativas à incineração da fração não orgânica dos RSU, e cerca de 570 vezes maior que às emissões relativas ao uso do SIN. Por esta razão, não houve variação significativa das emissões evitadas de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ entre as modalidades APE e MMGD, em média, as emissões evitadas de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ na modalidade APE foram 0,57% maior que na modalidade MMGD, nos quatro cenários propostos para o manejo dos RSU, conforme Figura 5.86, já que todo o potencial de geração de energia pela incineração dos RSU foi considerado nas duas modalidades, havendo somente variação da geração solar.

Figura 5.86 – Emissões evitadas de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ nos cenários propostos

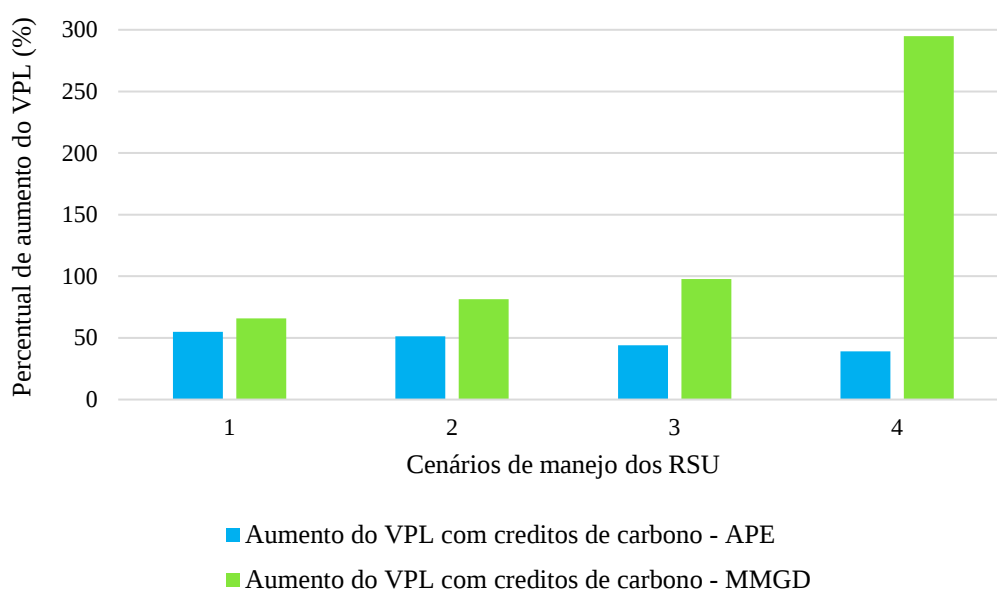


Fonte: produção da autora.

No Cenário 1, na modalidade APE, há um potencial total de emissões evitadas de 1.271.305,73 tCO_{2eq} com a implantação da Usina Híbrida de RSU + solar, e na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.267.918,63 tCO_{2eq} . No Cenário 2, na modalidade APE, o potencial total de emissões evitadas é de 1.272.152,40 tCO_{2eq} , na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.265.887,12 tCO_{2eq} . No Cenário 3, na modalidade APE, o potencial total de emissões evitadas é de 1.272.747,41 tCO_{2eq} , na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.264.472,87 tCO_{2eq} . No Cenário 4, na modalidade APE, o potencial total de emissões evitadas é de 1.274.610,22 tCO_{2eq} , na modalidade MMGD esse potencial cai para 1.259.825,37 tCO_{2eq} .

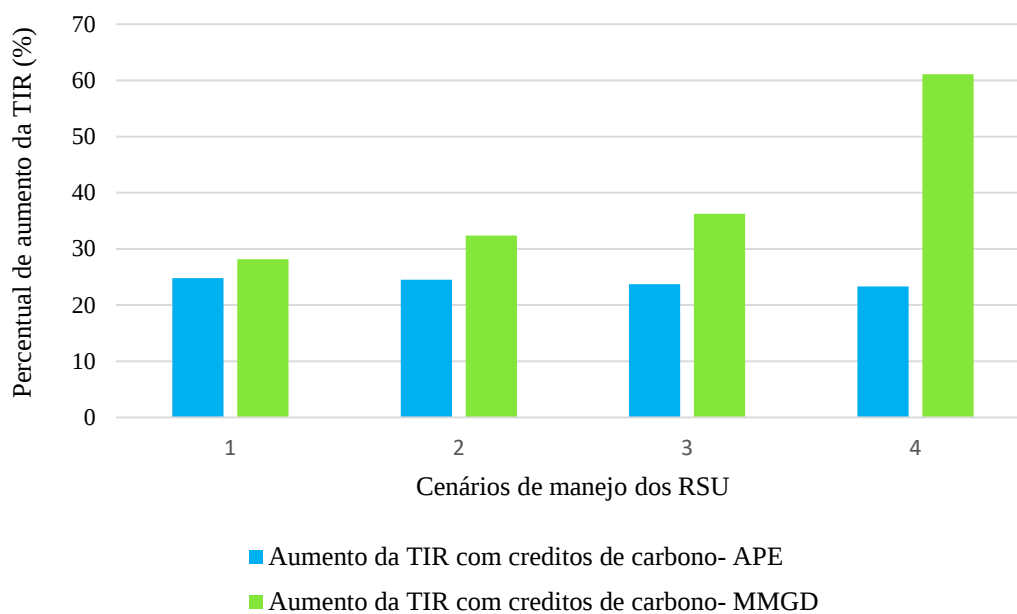
Os resultados da pesquisa mostraram que há um impacto significativo da receita proveniente da venda dos créditos de carbono na viabilidade econômica da Usina Híbrida proposta, conforme mostram as Figura 5.87, Figura 5.88, Figura 5.89 e Figura 5.90. A modalidade MMGD apresentou maior impacto nos indicadores econômicos, em média, a receita dos créditos de carbono representou um aumento de 135 % do VPL e 39,46 % da TIR, além da redução de 38,61% do *PAYBACK* e de 36,98% do LCOE. Na modalidade APE, houve um aumento médio de 47,33% do VPL e 24,09 % da TIR, e uma redução média de 28,17% do *PAYBACK* e de 36,98% do LCOE.

Figura 5.87 – Impacto dos créditos de carbono no VPL

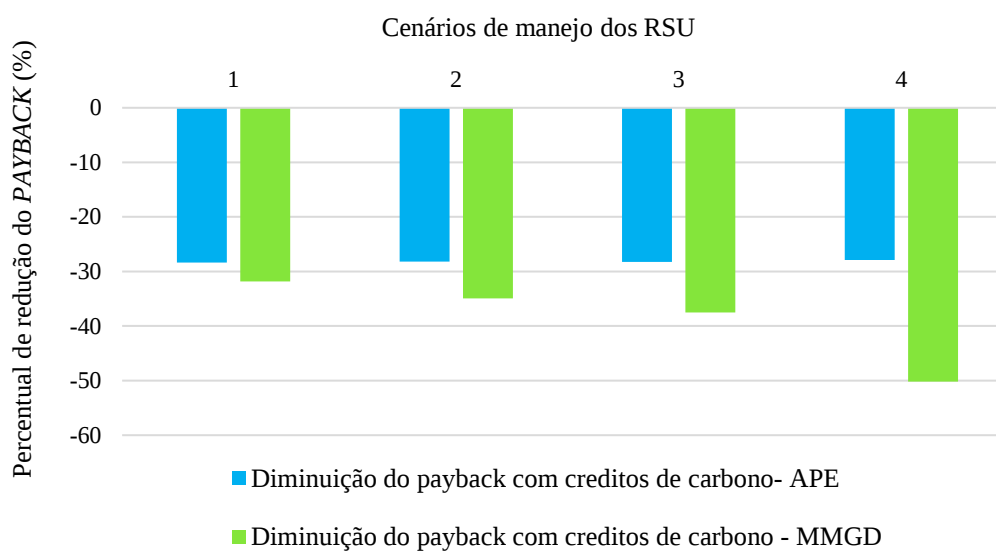


Fonte: produção da autora.

Figura 5.88 – Impacto dos créditos de carbono na TIR

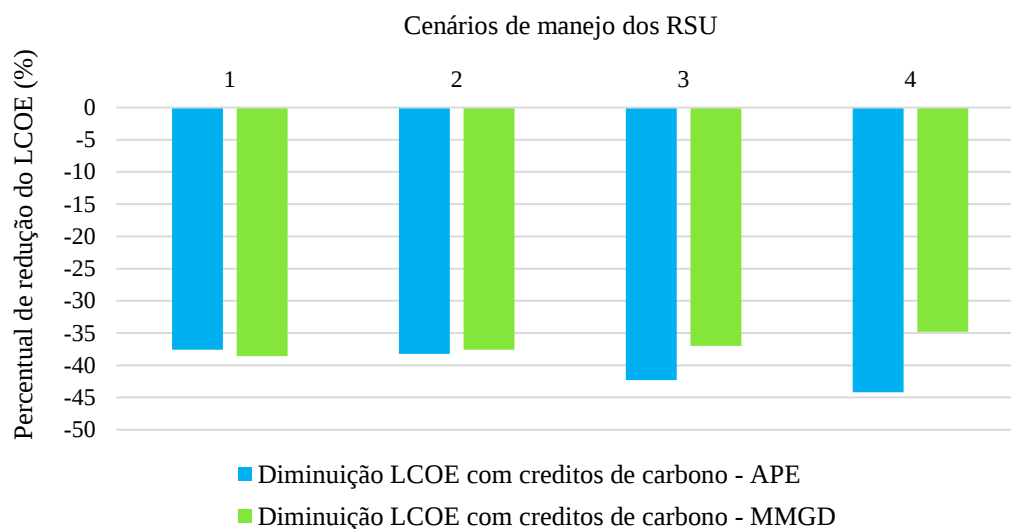


Fonte: produção da autora.

Figura 5.89 – Impacto dos créditos de carbono no *PAYBACK*

Fonte: produção da autora.

Figura 5.90 – Impacto dos créditos de carbono no LCOE

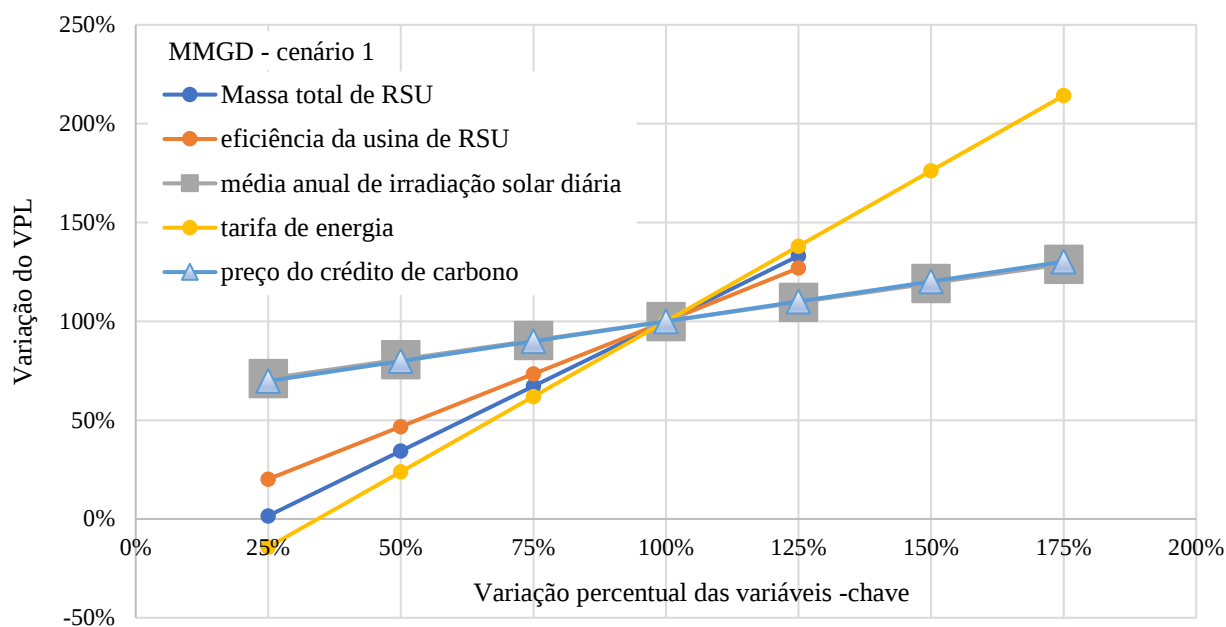


Fonte: produção da autora.

5.4 Análise de sensibilidade

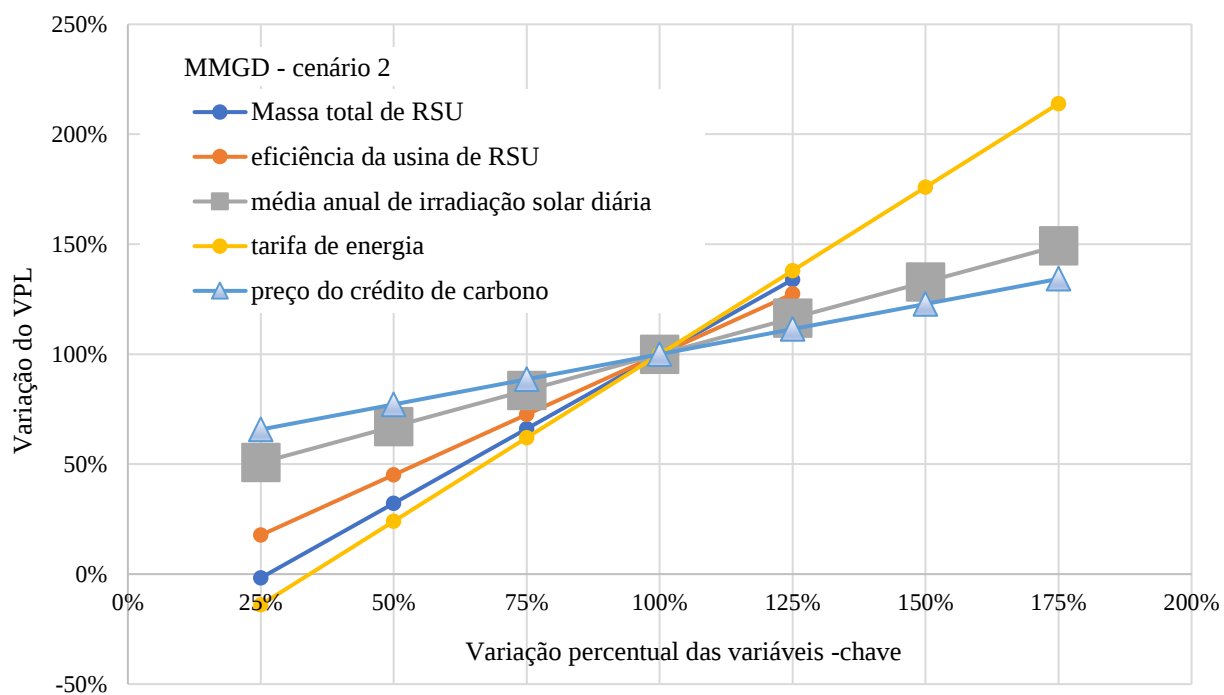
Para avaliar o impacto de variáveis-chave como "massa total de RSU", "eficiência da usina de RSU", "tarifa de energia", "média anual de irradiação solar diária" e "preço do crédito de carbono", na viabilidade econômica do sistema, foi realizada uma análise de sensibilidade dessas variáveis no valor final do VPL. As Figuras 5.91 a 5.98 mostram a análise de sensibilidade em relação ao VPL para os quatro cenários propostos, nas duas modalidades MMGD e APE.

Figura 5.91 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 1



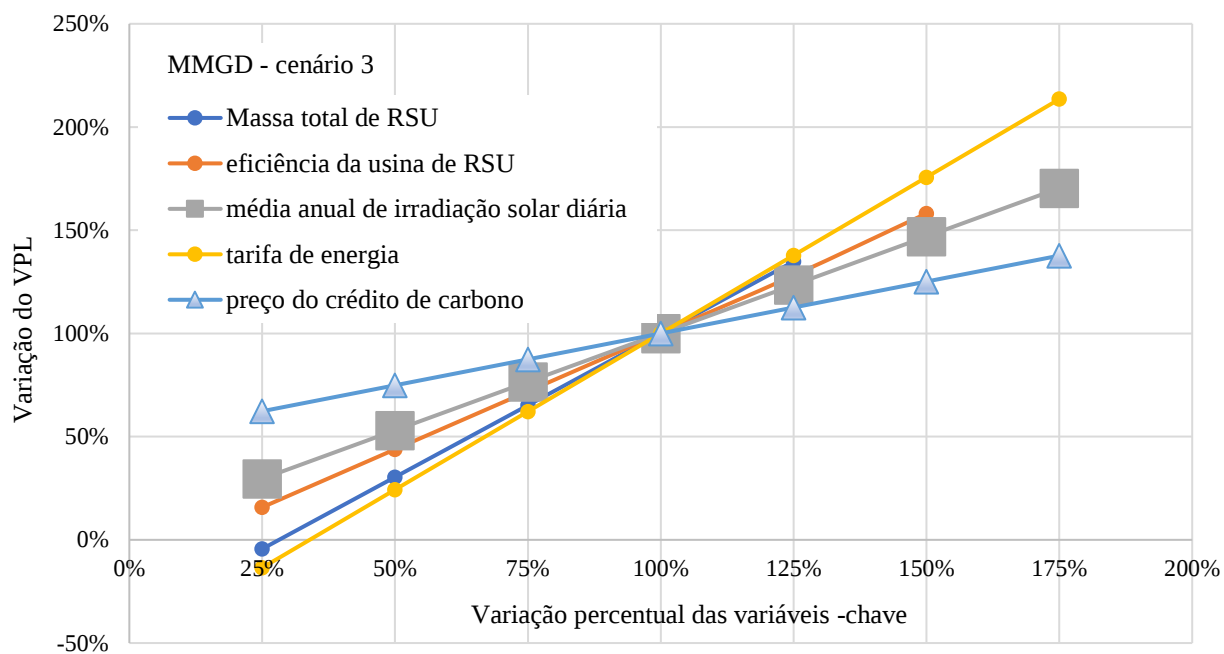
Fonte: produção da autora.

Figura 5.92 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 2



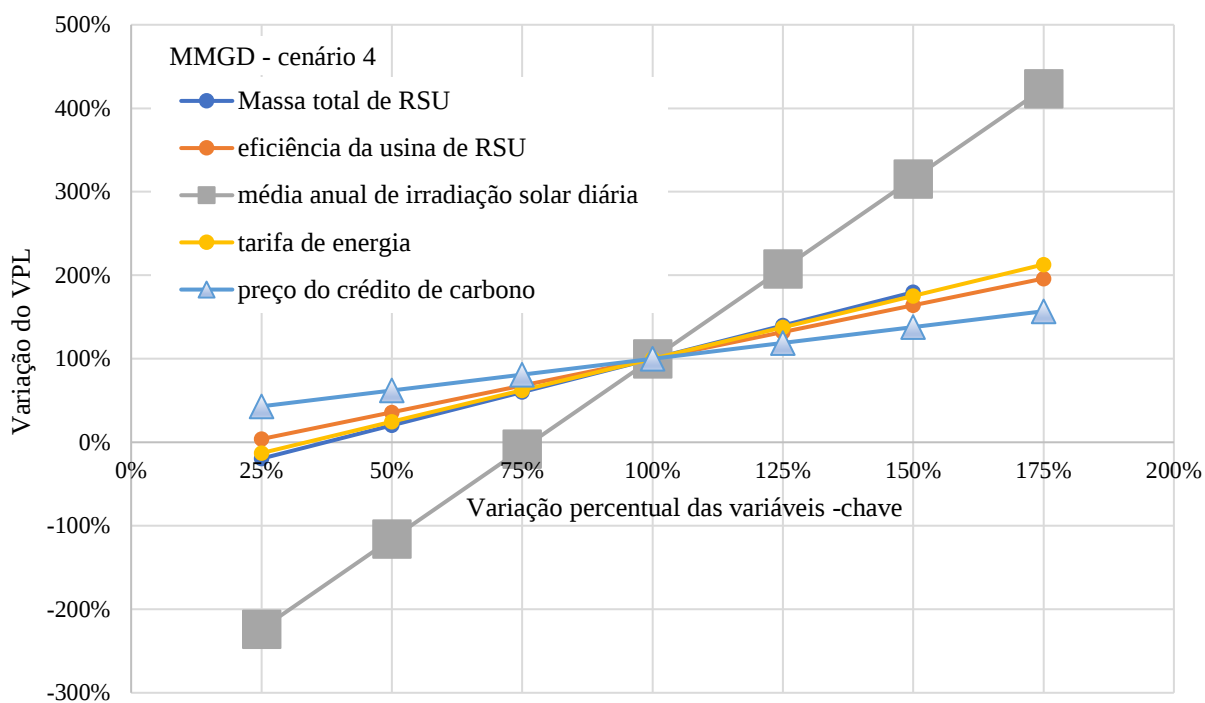
Fonte: produção da autora.

Figura 5.93 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 3



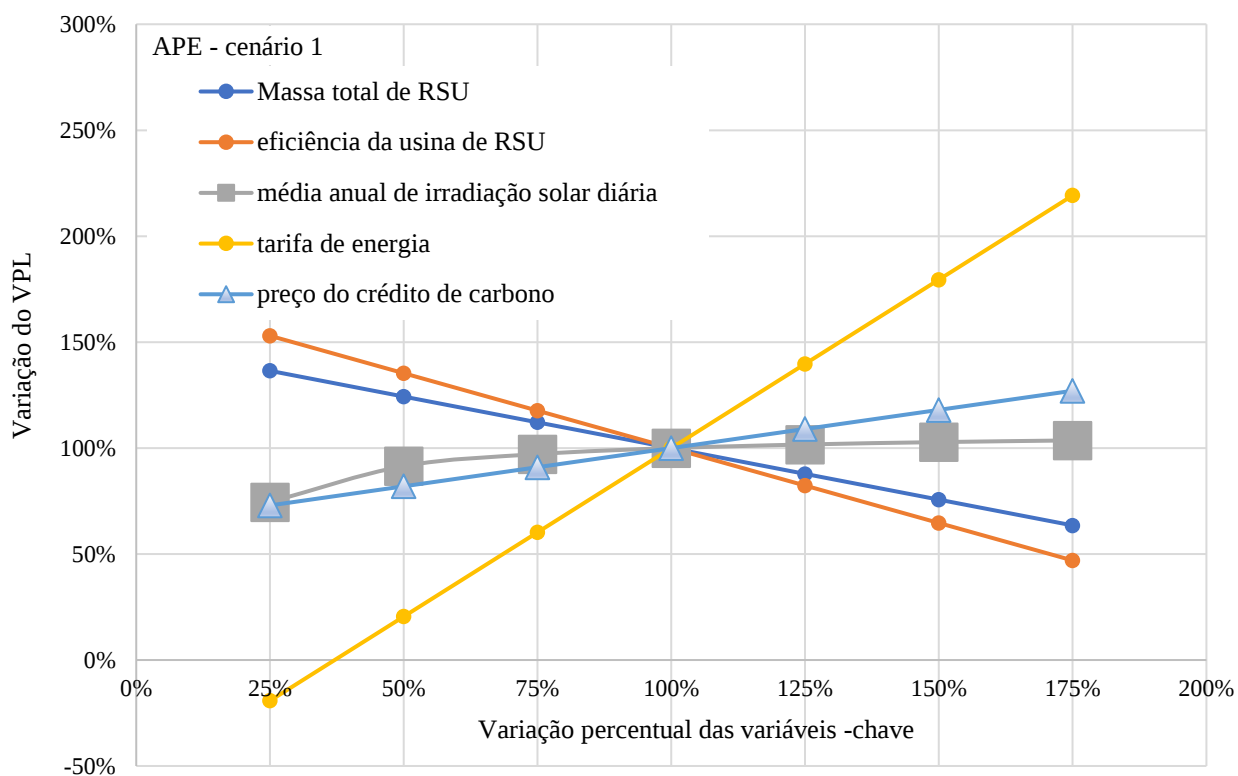
Fonte: produção da autora.

Figura 5.94 – Análise de sensibilidade do VPL: MMGD – cenário 4



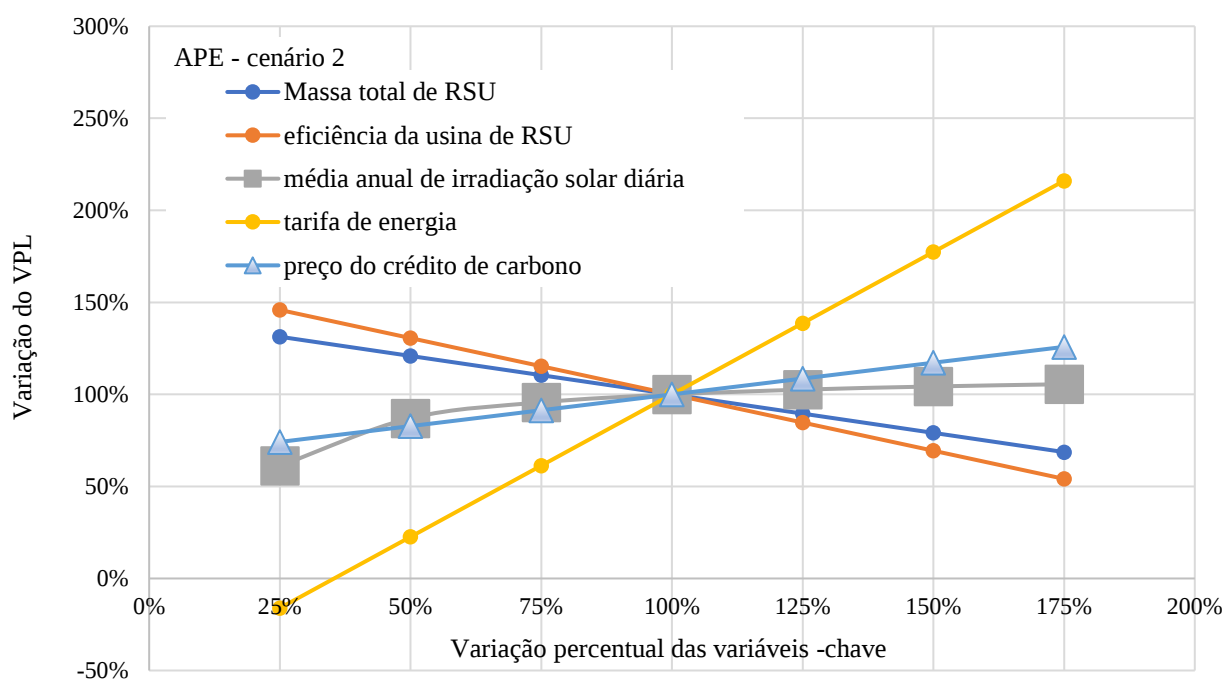
Fonte: produção da autora.

Figura 5.95 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 1



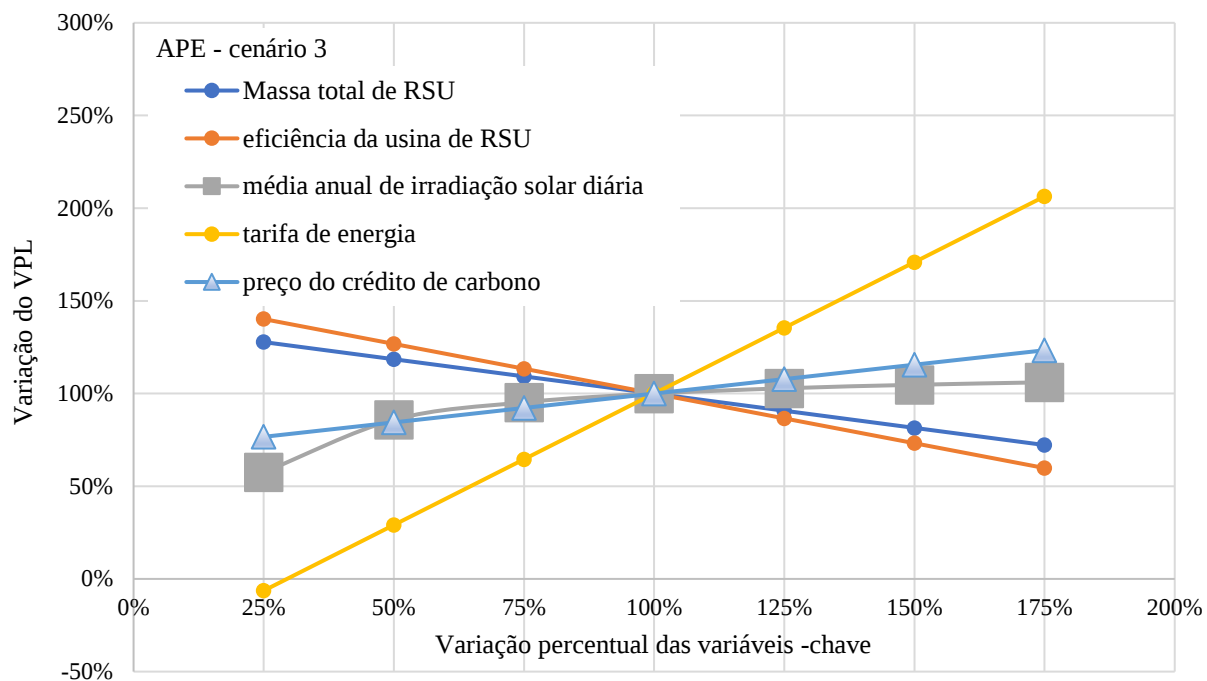
Fonte: produção da autora.

Figura 5.96 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 2



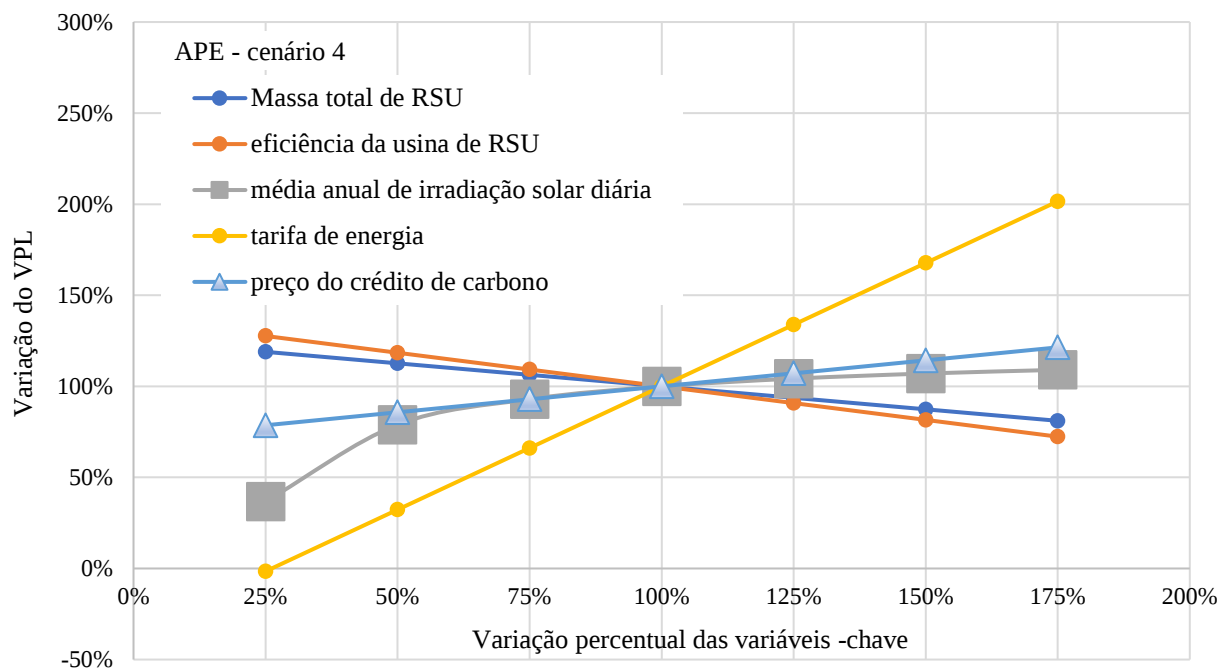
Fonte: produção da autora.

Figura 5.97 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 3



Fonte: produção da autora.

Figura 5.98 – Análise de sensibilidade do VPL: APE – cenário 4



Fonte: produção da autora.

Os resultados da análise de sensibilidade do VPL, apresentados na Figura 5.91 a Figura 5.98, indicam que a “tarifa de energia” é a variável com maior impacto econômico, visto que uma pequena variação no valor da tarifa gera uma grande variação no VPL, tanto na modalidade MMGD quanto na APE, sendo a modalidade MMGD a mais impactada. Um aumento na tarifa de energia provoca um aumento no VPL, assim como sua redução diminui o VPL. O preço da tarifa de energia impacta diretamente a receita da Usina Híbrida, que é composta pelo custo de energia evitado do consórcio, ou seja, o valor que o consórcio deixa de pagar à concessionária, além da receita com a venda de qualquer excedente de energia gerada.

Já a variável “Massa total de RSU”, apresenta impactos distintos, dependendo da modalidade legal aplicada. Na MMGD, um aumento na massa total de RSU impacta positivamente o VPL, sendo o impacto maior no cenário com menor percentual de reciclagem. Nos cenários 1, 2 e 3, um aumento na massa total de RSU é permitido em até 125%, e no cenário 4 em até 150%, uma vez que a potência da Usina Híbrida é limitada a 5 MW neste modo.

No modo APE, o aumento na massa total de RSU impacta negativamente o VPL, sendo o impacto maior em cenários com menor percentual de reciclagem. O modo APE permite usinas maiores e sem restrições. Quando a massa total de RSU aumenta, o sistema provavelmente requer mais capacidade de incineração, o que aumenta significativamente, tanto o CAPEX quanto o OPEX. Esses custos mais elevados podem compensar a receita adicional gerada pelo aumento da produção de energia, levando a uma redução no VPL. Além disso, em cenários com aumento da oferta de RSU, mais energia é gerada a partir da incineração do que pela usina solar. A energia solar tem custos de capital e operacionais mais baixos em comparação com a incineração de RSU. À medida que a matriz energética se desloca mais para o RSU, os benefícios da energia solar de baixo custo são reduzidos, o que pode reduzir a lucratividade geral e, portanto, diminuir o VPL.

A variável “Eficiência da Usina de RSU” comporta-se de forma semelhante à variável “massa total de RSU” em ambas as modalidades, com a diferença de que na modalidade MMGD, nos cenários 1 e 2, é permitido um aumento de eficiência de até 125%, no cenário 3 de até 150% e no cenário 4 de até 175%, devido à limitação de potência prevista nesta modalidade.

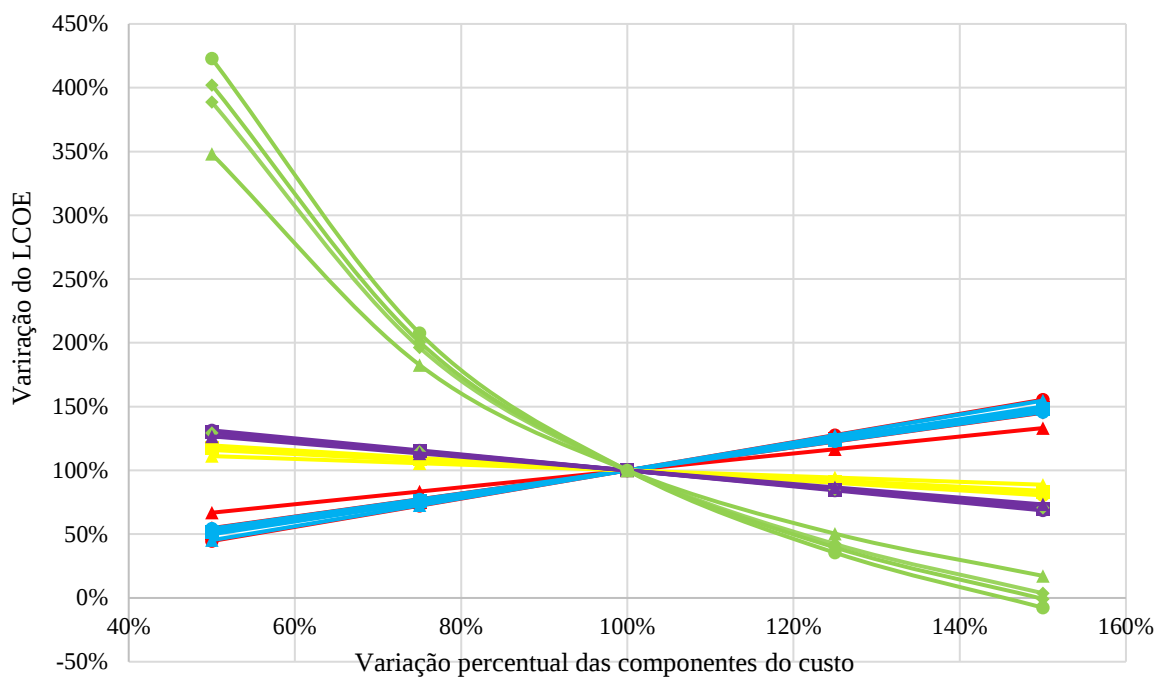
O aumento da Média Anual de Irradiância impacta positivamente o VPL na modalidade MMGD, sendo o impacto maior no cenário com maior percentual de reciclagem. Na modalidade APE, o

impacto da variação da Média Anual de Irradiância é bem mais discreto do que na modalidade MMGD, com uma variação positiva na Média Anual de Irradiância causando uma pequena variação positiva no VPL, e uma variação negativa na Média Anual de Irradiância causando um impacto negativo maior no VPL.

O aumento do Preço do Crédito de Carbono tem um impacto positivo no VPL na modalidade MMGD, sendo o impacto maior no cenário com maior percentual de reciclagem. Como a potência da Usina Híbrida é limitada nessa modalidade, o VPL é menor nos cenários com maior reciclagem, portanto, o preço do crédito de carbono tem um impacto maior nesses cenários. Na modalidade APE, o Preço do Crédito de Carbono tem um impacto positivo no VPL, mas o impacto é maior no cenário com menor percentual de reciclagem, uma vez que apenas as emissões evitadas devido à incineração de RSU foram consideradas, sendo as emissões devido à reciclagem desconsideradas neste estudo.

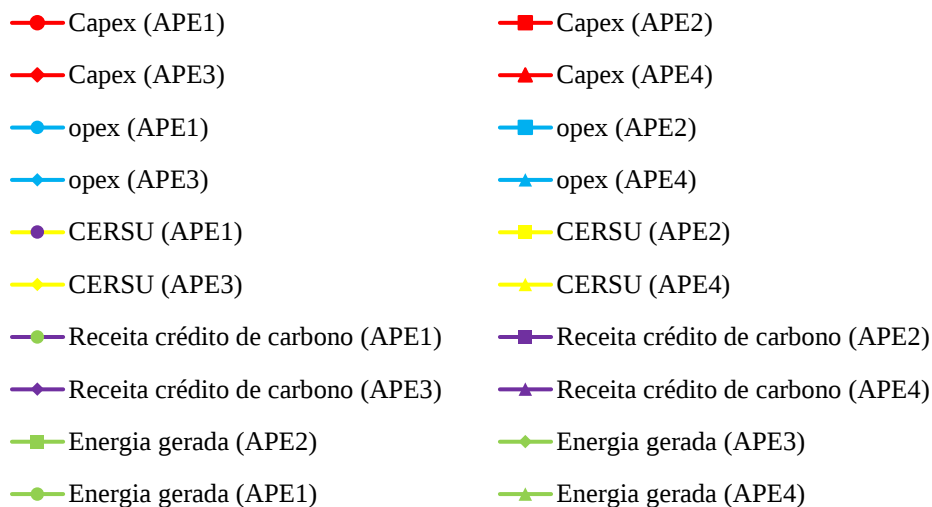
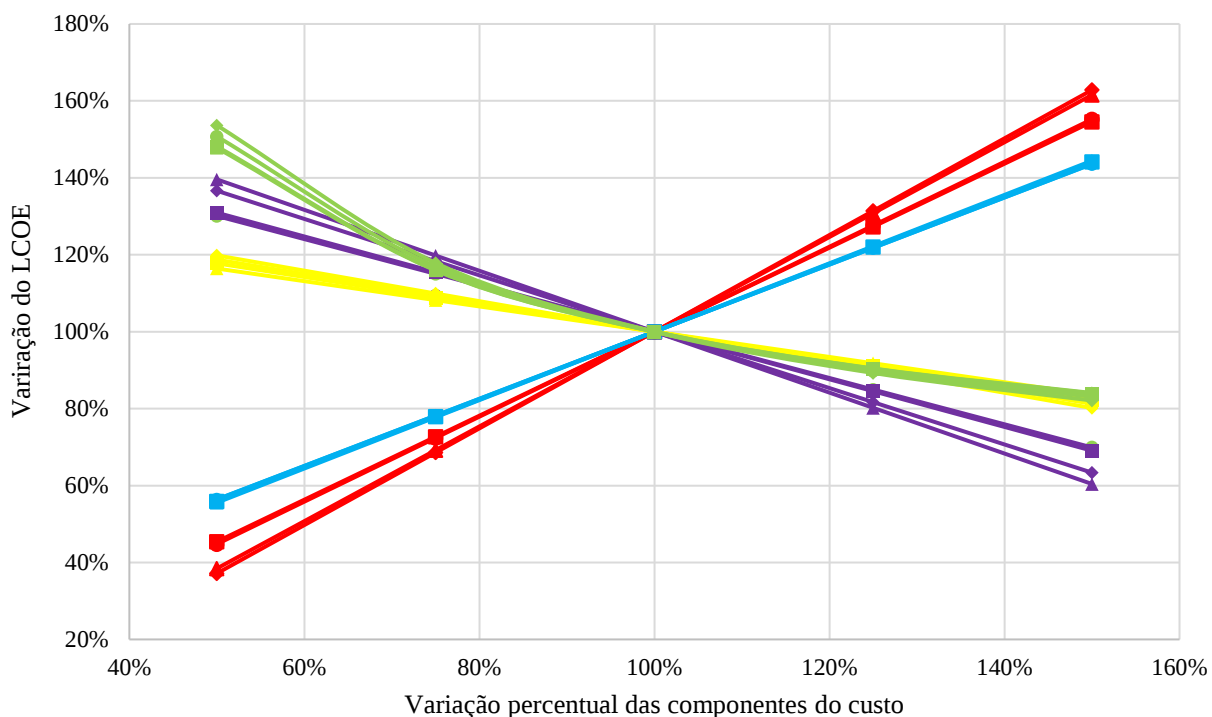
A análise de sensibilidade do impacto de cada componente do custo no LCOE final da Usina Híbrida é apresentada nas Figura 5.99 e Figura 5.100.

Figura 5.99 – Análise de sensibilidade do LCOE: modalidade MMGD



Fonte: produção da autora.

Figura 5.100 – Análise de sensibilidade do LCOE: modalidade APE



Fonte: produção da autora.

O LCOE da Usina Híbrida é formado por diferentes componentes de custo e os resultados da análise de sensibilidade indicam as contribuições de cada um para o LCOE final:

- **CAPEX:** É um contribuinte significativo para o LCOE, pois representa o custo de investimento inicial necessário para estabelecer a usina híbrida. O CAPEX varia dependendo do cenário, principalmente devido ao equilíbrio entre a incineração de RSU e a geração solar fotovoltaica.

Cenários com maior contribuição fotovoltaica apresentam menor CAPEX, visto que o custo de investimento para energia solar fotovoltaica é menor do que para a incineração de RSU.

- OPEX: Inclui os custos contínuos de operação e manutenção da usina híbrida. O OPEX diminui com uma maior proporção de energia solar na matriz energética, uma vez que os sistemas fotovoltaicos têm custos operacionais mais baixos em comparação com a incineração de RSU.
- Custo Evitado com o Aterramento do RSU em Aterro (CERSU): Este é um componente da receita que compensa parte dos custos, evitando as taxas associadas à deposição de resíduos em aterro sanitário (“gate fee”). Quanto maior o “gate fee”, menor o LCOE.
- Receita de Créditos de Carbono: A receita de créditos de carbono reduz significativamente o LCOE, proporcionando renda adicional. O valor dos créditos de carbono é baseado na quantidade de emissões de CO_{2eq} evitadas pelo processo de geração híbrida. A pesquisa mostra que a inclusão da receita de créditos de carbono reduz o LCOE em até 40,57% na modalidade APE e 36,98% na modalidade MMGD, tornando a usina híbrida mais viável economicamente.
- Energia Gerada: A energia total gerada pela usina híbrida ao longo de sua vida útil é crucial para o cálculo do LCOE. Uma maior geração de energia distribui o CAPEX e o OPEX por mais unidades de energia, reduzindo assim o LCOE. Cenários com maior porcentagem de geração fotovoltaica tendem a ter uma maior produção total de energia, reduzindo assim o LCOE.

6. CONCLUSÕES

Esta pesquisa analisou a viabilidade técnica e econômica da geração híbrida a partir de RSU associado a energia fotovoltaica, para atendimento da demanda de energia do consórcio intermunicipal CIMASAS, que reúne pequenos municípios do sul do estado de Minas Gerais.

Na pesquisa foram avaliados quatro cenários diferentes para o manejo dos RSU, considerando diferentes percentuais de reciclagem de materiais secos e orgânicos, de acordo com as metas do Plano Nacional de Resíduos Sólidos (MMA, 2022). Nas análises também foram avaliados o potencial de emissões evitadas $\text{CO}_{2\text{eq}}$ da geração híbrida proposta e a valoração dos seus benefícios ambientais como a precificação do carbono.

Os resultados da análise de viabilidade técnica indicaram que o potencial de geração de energia através da incineração dos RSU não é suficiente para atender a demanda de energia do consórcio e, portanto, a geração híbrida através da associação da energia solar se faz necessária, em todos os cenários avaliados. A potência da Usina Híbrida proposta variou entre 6,20 MW a 10,22 MW, de acordo com o percentual de reciclagem de materiais secos e orgânicos considerado em cada cenário.

Na análise de viabilidade econômica foram calculados os indicadores de viabilidade econômica VPL, TIR, *PAYBACK* e LCOE para os quatro cenários de manejo dos RSU propostos. Como a potência requerida atender a demanda de energia das prefeituras do consórcio foi maior que 5 MW em todos os casos avaliados, a Usina Híbrida foi avaliada na modalidade APE e MMGD.

Na MMGD, a potência da Usina Híbrida é limitada em 5 MW, e nesse caso, a geração solar foi redimensionada para atingir a potência de 5MW, e a demanda de energia faltante foi atendida através da compra de energia da rede da concessionária. Na modalidade APE, não há limite de potência. Em ambos os casos, o excedente de energia eventualmente produzido foi considerado como receita.

Os resultados demonstraram que há viabilidade técnica e econômica para atendimento da demanda de energia dos municípios do consorcio CIMASAS com a geração híbrida a partir dos RSU associada a energia solar, em todos os cenários propostos, nas duas modalidades analisadas.

A pesquisa mostrou que à medida que os índices de reciclagem aumentam, conforme os cenários simulados, o percentual da geração fotovoltaica aumenta no mix de energia híbrida. Na modalidade APE, o aumento da fração de energia solar na geração híbrida promove um aumento da atratividade econômica da Usina Híbrida, já que os indicadores VPL e TIR aumentam e o *PAYBACK* e LCOE diminuem. Na modalidade MMGD ocorre o inverso, como o montante de energia paga a concessionária aumenta à medida que o índice de reciclagem aumenta nos cenários propostos, o VPL e a TIR diminuem, e o *PAYBACK* e o LCOE aumentam, já que a potência da geração solar é limitada.

A modalidade APE apresentou melhores resultados econômicos que a modalidade MMGD. À medida que o percentual de recuperação de materiais recuperados aumenta nos cenários avaliados, a diferença entre os indicadores econômicos calculados na modalidade APE e MMGD aumentam, sendo que, na média, na modalidade APE, o VPL foi 49,10% maior que na MMGD, a TIR foi 21,66% maior, o *PAYBACK* foi 51,68% menor e o LCOE 40,80% menor que na MMGD.

A pesquisa também avaliou o potencial de emissões de CO_{2eq} evitadas da Usina Híbrida, provenientes tanto da incineração dos RSU quanto da não utilização do SIN, no contexto do mercado de créditos de carbono. A precificação do carbono é uma importante ferramenta para a valoração e incorporação de benefícios ambientais na geração de energia elétrica.

A inclusão da receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono promoveu um aumento médio de 47,33 % do VPL, 24,09 % da TIR, e a diminuição de, em média, 28,17 % do *PAYBACK* e 40,57 % do LCOE, na modalidade APE. Já na modalidade MMGD a melhora dos indicadores econômicos com a comercialização dos créditos de carbono foi mais expressiva, houve um aumento médio de 134,99 % do VPL, 39,46 % da TIR, e a diminuição de, em média, 38,61 % do *PAYBACK* e 36,98 % do LCOE.

Estes resultados demonstram como a incorporação da valoração ambiental na geração de energia pode contribuir para o aumento da atratividade econômica da geração híbrida por fontes renováveis, e por conseguinte, acelerar a transição energética para uma matriz de carbono zero.

Diante do exposto, a pesquisa permitiu concluir que a gestão energética e do saneamento básico são pilares fundamentais na busca pelo desenvolvimento sustentável. Logo, a recuperação energética dos RSU é uma estratégia eficiente tanto para o tratamento adequado destes resíduos, evitando a emissão de GEE e contaminação das águas e do solo, quanto para a diversificação da matriz elétrica nacional. E a associação da energia solar à geração de energia a partir do RSU, promove uma melhora dos indicadores econômicos, garantindo a viabilidade econômica da geração híbrida. Nesse mesmo sentido, a incorporação da receita proveniente da comercialização dos créditos de carbono gerados pelas emissões evitadas, tanto da incineração dos RSU quanto da não utilização do SIN, também aumentam a atratividade da geração híbrida e, desta forma, podem contribuir para acelerar o processo de transição mundial para uma economia de baixo carbono.

Como limitações deste estudo, pode-se destacar a não contabilização das emissões evitadas de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ relativas à reciclagem e compostagem dos RSU nos cenários avaliados, e dos custos relativos a encargos e impostos, na análise econômica da Usina Híbrida.

Sugere-se como trabalhos futuros realizar:

- Análise da viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde a partir de rotas térmicas de tratamento dos RSU, para abastecimento da frota de veículos que fazem a coleta dos resíduos.
- Análise da aplicação da técnica de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) para avaliar os impactos ambientais da incineração dos RSU para geração de energia de forma híbrida, associada a energia solar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABO-ELYOUSR, F.K.; ELNOZAHY, A. Bi-objective economic feasibility of hybrid micro-grid systems with multiple fuel options for islanded areas in Egypt. **Renewable Energy**, v. 128, p. 37–56, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS (ABRELPE). **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2020**. São Paulo, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR ABNT ISO 14064. **Gases de efeito estufa – Especificação e orientação a organizações para quantificação e elaboração de relatórios de emissões e remoções de gases de efeito estufa**. Rio de Janeiro, 2007, 20 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Adequações regulatórias para implantação de usinas híbridas Aprimoramento da regulação relacionada à contratação de acesso de múltiplas centrais geradoras**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia Elétrica**. 2ª edição, Brasília, DF, maio de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica 051/2019-SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL**, Brasília, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 954, de 30 de novembro de 2021**. Altera as Resoluções Normativas nº 77, de 18 de agosto de 2004, nº 247, de 21 de dezembro de 2006, nº 559, de 27 de junho de 2013, nº 583, de 22 de outubro de 2013, nº 666, de 23 de junho de 2015 e nº 876, de 10 de março de 2020, para estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. 2023a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas e Informações Econômico-Financeiras. Tarifas residenciais. Índices de reajuste das tarifas residenciais.** Disponível em: <
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QzM2EyNi00YjkyLWlxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>>. Acessado em 26/04/2023. 2023b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Despacho nº 829, de 24 de março de 2023.** Realizou atualização dos valores das Taxas Regulatórias de Remuneração do Capital para os segmentos de Distribuição, Transmissão e Geração. 2023d.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica.** Disponível em: <
<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>>. Acessado em 12/05/2023. 2023c

AGGARWAL, M; DUTT A. **State of the Indian Renewable Energy Sector: Drivers, Risks, and Opportunities.** Council on Energy, Environment and Water (CEEW), Índia, 2018.

BAILEY, I. European environmental taxes and charges: economic theory and policy practice. **Applied Geography**, v. 22, 235-251, 2002.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. **Understanding Regulation: theory, strategy, and practice.** Oxford: Oxford University Press, 2012.

BALHO H. K., MARTIN L. B., The Economic Efficiency Impacts of Alternatives for Revenue Reconciliation. **IEEE Trans. Power Syst.**, vol. 12, no.3, August 1997.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). Estabilidade financeira. Cotação de moedas. Cotações e boletins. Disponível em:< <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>>. Acessado em 30/03/2023.

BARROS, R. M.; TIAGO FILHO, G. L.; SILVA, T. R. **The electric energy potential of landfill biogas in Brazil.** Energy Policy, vol. 65 p. 150-164, 2014.

BEZA, T.M.; WU, C.-H.; KUO, C.-C. Optimal sizing and techno-economic analysis of minigrid hybrid renewable energy system for tourist destination islands of lake tana, Ethiopia. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 11, n. 15, 2021.

BRASIL. **DECRETO Nº 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE 1996.** Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Diário Oficial da União, 10 de setembro de 1996.

BRASIL. **DECRETO Nº 2.655 DE 02 DE JULHO DE 1998.** Regulamenta o mercado atacadista de energia elétrica, define as regras de organização do operador nacional do sistema elétrico, de que trata a lei nº 9.648, de 27/05/1998. 1998b.

BRASIL. **DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004b.

BRASIL. **Intended Nationally Determined Contribution Towards Achieving the Objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change**. 6p, 2015. Disponível em: <http://unfccc.int/files/bodies/awg/application/pdf/draft_paris_agreement_5dec15.pdf> . Acessado em 08 de dezembro de 2015.

BRASIL. **LEI Nº 9.648 DE 27 DE MAIO DE 1998**. Altera dispositivos das leis 3.890-a, de 25 de abril de 1961, 8.666, de 21 de junho de 1993, 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o poder executivo a promover a reestruturação da centrais elétricas brasileiras s.a. - Eletrobrás e de suas subsidiárias, e dá outras providências. 1998a.

BRASIL. **LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

BRASIL. **LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. 2004a.

BRASIL. **LEI Nº 11.488, DE 15 DE JUNHO DE 2007**. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória no 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nos 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis nos 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei no 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências. Diário Oficial da União, 15 de junho de 2007.

BRASIL. **LEI Nº 12.187, DE 29 DE DEZEMBRO DE 2009**. Institui a política nacional sobre mudança do clima – PNMCM. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

BRASIL. LEI Nº 12.305, DE 2 DE AGOSTO DE 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. Brasília, DF, Diário Oficial da União, 3 de agosto de 2010.

BRASIL. LEI Nº 14.120, DE 1º DE MARÇO DE 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Diário Oficial da União, 1 de março de 2021. 2021a.

BRASIL. LEI Nº 14.260, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2021. Estabelece incentivos à indústria da reciclagem; e cria o Fundo de Apoio para Ações Voltadas à Reciclagem (Favorecycle) e Fundos de Investimentos para Projetos de Reciclagem (ProRecycle). Diário Oficial da União, 8 de dezembro de 2021. 2021b.

BRASIL. LEI Nº 14.026, DE 15 DE JULHO DE 2020. Atualiza o marco legal do saneamento básico; altera a Lei no 9.984, de 17 de julho de 2000; e dá outras providências. Brasília, DF, Diário Oficial da União, 15 de julho de 2020.

BRASIL. LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, 7 de janeiro de 2022.

BRASIL. PORTARIA Nº 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019. Altera a Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018.

BRITO, R. C.; BARROS, R. M.; DOS SANTOS, I. F. S.; FILHO, G. L. T.; SILVA, S. P.G. Municipal solid waste management and economic feasibility for electricity generation from landfill gas and anaerobic reactors in a Brazilian state. **Environmental Technology & Innovation**, vol. 22, Elsevier, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2021.101453>.

BUSSAB, W. DE O.; MORETTIN, P. A. **Estatística básica**. Editora Saraiva Uni, 9º edição, julho de 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Aprimoramento do MRE: Relatório do Grupo Temático. GT Modernização do Setor Elétrico Portaria nº 187/2019**, julho de 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Aprimoramento do MRE. Mecanismo de Realocação de Energia: Regras de Comercialização**. São Paulo, 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Setor Elétrico**. Brasília. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acessado em 29 outubro de 2021.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de Investimentos**. São Paulo: Editora Atlas S/A, 1994.

CASTRO, N. J. D.; BRANDÃO, R. GESEL. **Textos de Discussão do Setor Elétrico N°20. Problemas no cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova**. Rio de Janeiro, 2010.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). Prospecção Tecnológica. Mudança do Clima. **ESTUDO 4 - Oportunidades de negócios em segmentos produtivos nacionais - estudo consolidado. Energia, Resíduos Sólidos, Agronegócios e Florestas**. Rio de Janeiro, 2004.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO (CRESESB). **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acessado em 10/01/2023. 2023.

CHAMBON, C.L.; KARIA, T.; SANDWELL, P.; HALLETT, J.P. Techno-economic assessment of biomass gasification-based mini-grids for productive energy applications: The case of rural India. **Renewable Energy**, v. 154, p. 432–444, 2020.

CHANDRASEKARAN, K. **India conducts its first major wind-solar hybrid auction**. The Economics Times, 05 de dezembro de 2018. Disponível em <<https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/india-conducts-its-first-major-wind-solar-hybrid-auction/articleshow/66958127.cms>>. Acessado em 18 novembro de 2020.

CHRISTIANSEN, C.; LAM, T.; VAESSEN, J. **Co-location investigation: A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia**. AECOM, 2016.

CIMASAS, Consórcio. Re: Informações sobre histórico de RSU. Mensagem recebida por lauradardot@yahoo.com.br em 2 de maio de 2023.

CLEVELAND, C.J. e MORRIS, C. **Dictionary of Energy**. Ed. Elsevier Ltd., 2015, p. 294.

CLIMATE & CLEAN AIR COALITION SECRETARIAT. **Global Methane Pledge**. Disponível em: < <https://www.globalmethanepledge.org/>>. Acessado em 15 de fevereiro de 2023.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **Térmicas na Base: A Escolha Inevitável**. In: Confederação Nacional da Indústria, Brasília, 2018.

CONTE, E.; MENDES, P. R. C.; NORMEY-RICO, J. E. Economic Management Based on Hybrid MPC for Microgrids: A Brazilian Energy Market Solution. **Energies**, vol. 13, 2020.

COT, A.; AMETLLER, A.; VALL-LLOVERA, J.; AGUILO, J.; ARQUÉ, J. Termosolar Borges: a termosolar hybrid plant with biomass. Proceedings Venice 2010. In: **Proceedings of the Third**

international symposium on energy from biomass and waste. Environmental Sanitary Engineering Centre - CISA, Venice, Italy, 2010.

DA SILVA, L. J. DE V. B.; DOS SANTOS, I. F. S.; MENSAH, J. H. R.; GONÇALVES, A. T. T.; BARROS, R. M. Incineration of municipal solid waste in Brazil: An analysis of the economically viable energy potential. **Renewable Energy**, vol. 149, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.134>.

DE DOILE, G. N. D.; JUNIOR, P. R.; ROCHA, L. C. S.; BOLIS, I.; JANDA, K.; JUNIOR, L. M. C. Hybrid Wind and Solar Photovoltaic Generation with Energy Storage Systems: A Systematic Literature Review and Contributions to Technical and Economic Regulations. **Energies**, v. 14, 2021.

DELAPEDRA-SILVA, V. A.; FERREIRA, P.; CUNHA, J.; KIMURA, H. Economic Evaluation of Wind Power Projects in a Mix of Free and Regulated Market Environments in Brazil. **Energies**, vol. 14, 2021.

DE LARA FILHO, M. O. L.; UNSIHUAY-VILA, C.; SILVA, V. R. G. R. Technical and economic viability of the installation of a hybrid solar-wind generation system in a Brazilian industry. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, vol. 62, 2019.

DOS SANTOS, R. E.; DOS SANTOS, I. F. S.; BARROS, R. M.; BERNAL, A. B.; FILHO, G. L. T.; DA SILVA, F. DAS G. B. Generating electrical energy through urban solid waste in Brazil: Na economic and energy comparative analysis. **Journal of Environmental Management**, vol. 231, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.10.015>

ECOPROG. **Waste-to-Energy 2020/2021. Technologies, plants, projects, players and backgrounds of the global thermal waste treatment business.** 13th edition, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022.** Ano Base 2021. Rio de Janeiro, agosto de 2022. 2022c.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos de Campo Grande, MS.** Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2020** – Ano Base 2019. Rio de Janeiro, 2020a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2021** – Ano Base 2020. Rio de Janeiro, 2021a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2024** – Ano Base 2023. Rio de Janeiro, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2025 – Ano Base 2024**. Rio de Janeiro, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Caderno de Preços da Geração 2021**. No EPE-DEE-RE-089/2021-r0, agosto de 2021. 2021h.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudos de caso**. Nota Técnica No. EPE-DEE-NT-025/2017-r0, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Garantia Física das Pequenas Centrais Hidrelétricas A-5 de 2021**. Nota Técnica EPE-DEE-RE-099/2021-r0, 2021. 2021d.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Garantia Física de Empreendimentos Termelétricos a Biomassa**. Nota Técnica EPE-DEE-RE-126/2021-r0, 2021. 2021e.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Eólicos**. Nota Técnica EPE-DEE-RE-124/2021-r0, 2021. 2021g.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Fotovoltaicos**. Nota Técnica EPE-DEE-RE-125/2021-r0, 2021. 2021f.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas associadas eólico-fotovoltaicas. Considerações para cálculo de garantia física de energia**. Nota Técnica No. EPE-DEE-NT-084/2020-r0, 2020b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético**. Nota Técnica No. EPE-DEE-NT-029/2019-r0, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento**. Nota Técnica No. EPE-DEE-NT-011/2018-r0, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Garantia Física**. In: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>>. Acessado em 06 de dezembro de 2021. 2021c

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos**. Série Recursos Energéticos. Nota Técnica DEA 18/14, Rio de Janeiro, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Leilão de Energia Nova A-5 de 2021: Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores**. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao592/Informe%20Vncedores%20LEN%20A5.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2021. 2021b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD)**. Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>. Acesso em: 25 mai. 2022. 2022a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos do plano decenal de expansão de energia 2031. Parâmetros de custos – geração e transmissão**. Rio de Janeiro, fevereiro de 2022. 2022b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Precificação de carbono: riscos e oportunidades para o Brasil**. Nota técnica nº EPE/DEA/GAB/014/2020, 2020c.

FREITAS, F. F.; DE SOUZA, S. S.; FERREIRA, L. R.A.; OTTO, R. B.; ALESSIO, F. J.; DE SOUZA, S. N.M.; VENTURINI, O. J.; ANDO JUNIOR, O. H. The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, p. 145-145, 2019.

FRIDGEN, G., KAHLEN, M. KETTER, W., RIEGER, A., THIMMEL, M. One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. **Applied Energy**, v. 210, p. 800-814, 2018.

FRONIUS. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-8-2-1>. Acessado em 15/02/2023.

FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE (FEAM). **Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos: guia de orientações para governos municipais de Minas Gerais**. Belo Horizonte, 2012.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). Centro de Estudos em Sustentabilidade da EAESP (GVces). **Guia para a elaboração de inventários corporativos de emissões de gases do efeito estufa**. São Paulo, 2009.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). Observatório de Conhecimento e Inovação em Bioeconomia. **Mercado de carbono voluntário no Brasil na realidade e na prática**. Disponível em: <https://eesp.fgv.br/sites/eesp.fgv.br/files/ocbio_mercado_de_carbono_1.pdf>. Acessado em 15 de maio de 2023. 2023b.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). Observatório de Conhecimento e Inovação em Bioeconomia. **Dashboard – Precificação de carbono**. Disponível em: <<https://bit.ly/3AuqBxC>>. Acessado em 21 de março de 2023. 2023a.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV), WORLD RESOURCES INSTITUTE (WRI). **Ferramenta de estimativa de gases de efeito estufa para fontes intersetoriais (Ferramenta**

GHG Protocol). Disponível em: <https://eaesp.fgv.br/centros/centro-estudos-sustentabilidade/projetos/programa-brasileiro-ghg-protocol>. Acessado em 18/09/2023.

GARCEZ, C. G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, v. 49, p. 104-115, 2017.

GARCIA, Willian Lopes. Re: Informações sobre demanda de energia elétrica. Mensagem recebida por lauradardot@yahoo.com.br em 1 de setembro de 2022.

HOEHNE, A. **Kennedy Energy Park- Constructing Wind/PV/BESS**. Clean Energy Council Summit. Sydney, Austrália, 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Disponível em <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acessado em 8 de maio de 2023.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil – uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil**. Rio de Janeiro, fevereiro de 2012.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/normais>. Acessado em 15/02/2023.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2 - Energy - Chapter 2 - Stationary Combustion**. 2006. Disponível em: < https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf>. Acessado em 18/09/2023.

INTERNATIONAL SOLID WASTE ASSOCIATION (ISWA). **O futuro do setor de gestão de resíduos: tendências, oportunidades e desafios para a década (2021-2030)**. Junho de 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies**. Abu Dhabi, 2017.

KRISHNA, S. K.; KUMAR, K. S. A review on hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 907-916, 2015.

LEITE, F. F. DE O.; PALACIO, J. C. E.; BATISTA, M. J. A.; RENÓ, M. L. G. Evaluation of technological alternatives for the treatment of urban solid waste: A case study of Minas Gerais, Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v.330, 2022.

LEME, M. M. V.; ROCHA, M. H.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J.; LOPES, B. M.; FERREIRA, C. H. Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil. **Resources, Conservation and Recycling**, vol. 87, 2014. <http://dx.doi.org/10.1016/j.resconrec.2014.03.003>.

LINO, F. A. M.; ISMAIL, K. A. R. Energy and environmental potential of solid waste in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 6, p. 3496-3502, 2011

LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R. SOUZA R. R.; BORBA, B. S. M. C.; COSTA, I. V. L. JUNIOR, A. O. P.; CUNHA, S. H. F. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. **Energy Policy**, v. 37, p. 879–89, 2009.

MALIK, P.; AWASTHI, M.; SINHA, S. A techno-economic investigation of grid integrated hybrid renewable energy systems. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 51, 2022.

MARCIO, José. Re: Informações sobre demanda de energia elétrica. Mensagem recebida por lauradardot@yahoo.com.br em 8 de setembro de 2022.

MEJDALANI, A.; CHUECA, J.; SOTO, D.; JI, Y.; HALLCAK, M. **Implementing net metering policies in Latin America and the Caribbean: Design, incentives and best practices**. Energy Division – Infrastructure and Energy Sector. BID. Technical Note n° IDB-TN-1594, 2018.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES (MCTI). **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**, 6ª edição. Brasília, 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Consulta Pública No Aprimoramento Do Marco Legal Do Setor Elétrico**. Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>. Acessado em 27 fevereiro de 2021. 2017c.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Nota técnica No 03/2018/SE. Consulta Pública, No. 32, 2017, que trata do Relatório “Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro”**. Secretaria- Executiva do Ministério de Minas e Energia, Brasília. Processo No: 48330.000488/ 2017–16. 2017a

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Nota técnica No 5/2017/AEREG/SE: Proposta de Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico**. Processo No. 48000.001405/2016-67. Secretaria-Executiva/ Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios do Ministério de Minas e Energia, Brasília. 2017b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Portaria no nº 101, de 22 de março de 2016**. Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN. Brasília, 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Portaria no 435, de 4 de dezembro de 2020**. Estabelece o cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN para os anos de 2021, 2022 e 2023. Brasília, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Portaria No 480, de 15 de janeiro de 2021**. Estabelece as Diretrizes para a realização dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração. Brasília, 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Proposta de diretrizes para consideração de benefícios ambientais no setor elétrico – Lei 14.120/2021**. Brasília, 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Relatório: Programa de desenvolvimento de geração distribuída de energia elétrica – ProGD**. Brasília, 2018.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL (MDR). SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO (SNIS). **Diagnóstico Temático. Manejo de Resíduos Urbanos. Visão Geral: ano de referência 2020**. Brasília, 2021.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL (MDR). SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO (SNIS). Painel de Saneamento. Disponível em: <http://appsnis.mdr.gov.br/indicadores/web/residuos_solidos/mapa-indicadores>. Acessado em 08 de maio de 2023.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA); MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME); MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL (MDR). **Portaria Interministerial Nº 274, de 30 de abril de 2019**. Disciplina a recuperação energética dos resíduos sólidos urbanos referida no § 1º do art. 9º da Lei nº 12.305, de 2010 e no art. 37 do Decreto nº 7.404, de 2010. Diário Oficial da União, 02 de maio de 2019.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Sistema Nacional de Informações sobre a gestão dos resíduos sólidos (SINIR)**. Disponível em: <https://sinir.gov.br/paineis/solucoes-compartilhadas/>. Acessado em 08 de maio de 2023.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Plano Nacional de Resíduos Sólidos**. Brasília, 2022.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Simple Levelized Cost of Energy (LCOE). Disponível em: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>. Acessado em 29/03/2023.

NELSON, J. R. (ed.) **Marginal Cost Pricing in Practice**. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, NO J. 1964.

OGUNJUYIGBE, A.S.O., AYODELE, T.R., ALAO, M.A., 2017. Electricity generation from municipal solid waste in some selected cities of Nigeria: an assessment of feasibility, potential and technologies. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 80. Elsevier Ltd, pp. 149–162, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.177>.

OLIVEIRA, G. A. **Microrredes em mercados de energia elétrica**. 165p. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Balanco de energia nos subsistemas elétricos**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>. Acessado em 30 novembro 2021.

PARKINSON, G. **ARENA provides \$10m funding for first wind-solar hybrid Project**. Renew Economy, Clean Energy News and Analysis, 26 de julho de 2016.

PASSEY, R., HAGHDADI, N., BRUCE, A., MACGILL, J. Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. **Energy Policy**, v. 109, p. 642-649, 2017.

PATEL, S. **Large China Energy Storage Project Begins Operation**, 01 de março de 2012. Disponível em: Large China Energy Storage Project Begins Operation (powermag.com). Acessado em 25 novembro de 2020.

PEGORETI, T. C. COSTA, A. C.; FRANCATO, A. L.; COIADO, L. C.; PINHEIRO, V. C. N. **Os Conceitos de Virtualização e Híbridação de Usinas de Geração de Energia Elétrica**. Brazilian Technology Symposium. Campinas, 2017.

PÉREZ, Á.; TORRES, P. Solar parabolic trough – biomass hybrid plants: features and rawbacks. In: **Proceedings of Solar Paces**. Granada, Spain, 2011.

PICCIARIELLO A., RENESES, J., FRIAS, P., SÖDER L. Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? **Electric Power Systems Research**, v. 119, p. 370-376, 2015. 2015a.

PICCIARIELLO A., VERGARA, C., RENESES, J., FRIAS, P., SÖDER L. Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. **Utilities Policy**, v. 37, p. 23-33, 2015. 2015b.

PINHO, J. T.; GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro, 2014.

PINTO, L. ABRAPCH. **A garantia física das usinas brasileiras: A expectativa e a realidade**, 2014.

PRABATHA, T.; HAGER, J.; CARNEIRO, B.; HEWAGE, K.; SADIQ, R. Analyzing energy options for small-scale off-grid communities: A Canadian case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 249, 2020.

PRADO JUNIOR, F. A. A. P.; FILHO, M. L.; PEREIRA, O. L. S. **IRIS – Integração de Renováveis Intermitentes: Um modelo de simulação da operação do sistema elétrico brasileiro para apoio ao planejamento, operação, comercialização e regulação**. Ed. Synergia, Rio de Janeiro, 2020.

PRATT, D. **Updated: Vattenfall praises good performance of co-located wind and solar energy park**, 03 de outubro de 2017. Disponível em: <Updated: Vattenfall praises good performance of co-located wind and solar energy park | Solar Power Portal>. Acessado em 25 novembro de 2020.

PRAYAS (ENERGY GROUP). **India's journey towards 175 GW Renewables by 2022**. Índia, 2016. Disponível em

<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/Indias%20Journey%20towards%20renewable%20energy.pdf>. Acessado em 18 novembro de 2020.

REIS, José Adriano Pereira. Re: Informações sobre demanda de energia elétrica. Mensagem recebida por lauradardot@yahoo.com.br em 25 abril de 2022.

RIBEIRO; N. DE S.; BARROS, R. M.; DOS SANTOS, I. F. S.; FILHO, G. L T.; SILVA, S. P.G. Electric energy generation from biogas derived from municipal solid waste using two systems: landfills and anaerobic digesters in the states of São Paulo and Minas Gerais, Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, vol. 48, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101552>.

SALUJA, N.; CHANDRASEKARAN, K. **Hybrid green energy tender undersubscribed by 150 MW**. The Economics Times, 21 de novembro de 2018. Disponível em <<https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/hybrid-green-energy-tender-undersubscribed-by-150-mw/articleshow/66723376.cms>> . Acessado em 18 novembro de 2020.

SANJEL, N.; BARAL, B. Modelling and analysis of decentralized energy systems with photovoltaic, micro-hydro, battery and diesel technology for remote areas of Nepal. **Clean Energy**, v. 5, p. 690-703, 2021.

SANTOS, J. A. F. A.; JONG, P.; COSTA, C. A.; TORRES, E. A. **Combining wind and solar energy sources: potential for hybrid power generation in Brazil** . Utilities Policy vol. 67, 2020.

SANTOS, P. E. S. **Tarifa de distribuição para unidades consumidoras e micro-geradores considerando a elasticidade-preço das cargas**. 2008. 163p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, 2008.

SECRETARIA DE MEIO AMBIENTE DE ITAJUBA (SEMEA). Re: Informações sobre demanda de energia elétrica. Mensagem recebida por lauradardot@yahoo.com.br em 6 de julho de 2022.

SILVA, L. J. DE V. B.; DOS SANTOS, I. F. S.; MENSAH, J. H. R.; GONÇALVES, A. T. T.; BARROS, R. M. Incineration of municipal solid waste in Brazil: An analysis of the economically viable energy potential. **Renewable Energy**, v. 149, p. 1386-1394, 2020.

SILVA, T. R.; BARROS, R. M.; DOS SANTOS, I. F. S.; FILHO, G. L T. Methodology for the determination of optimum power of a Thermal Power Plant (TPP) by biogas from sanitary landfill. **Waste Management**, vol. 65, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2017.04.018>

SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP) – biomass plants in a semi-arid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, p. 57–72, 2015.

SOUZA, R. C.; MARCATO, A. L. M.; DIAS, B. H.; OLIVEIRA, F. L. C.; FERREIRA, P. G. C.; BRANDI, R. B. S.; RAMOS, T. P. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos no Brasil: geração de cenários e otimização**. In: XLVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Editora PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2014.

SOUSA, R. J. S. M. A. TAKIGAWA, F. Y. K. **Guia Básico de Informações do Mercado de Energia Elétrica para o Consumidor**. Florianópolis, 2016

TOLMASQUIM, M. T. **Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear**, Rio de Janeiro, 2016.

TRINA SOLAR. Disponível em: https://www.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DEG21C.20_PT.pdf. Acessado em 15/02/2023.

UNITED NATIONS. **Climate Change. Nationally Determined Contributions Registry**. Disponível em < <https://unfccc.int/NDCREG> >. Acessado em 15 de fevereiro de 2023.

VAN LEEUWEN, L. B.; CAPPON, H. J.; KEESMAN, K. J. Urban bio-waste as a flexible source of electricity in a fully renewable energy system. **Biomass and Bioenergy**, vol. 145, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105931>

WIND EUROPE. **Renewable Hybrid Power Plants. Exploring the Benefits and Market Opportunities**. July, 2019.

WORLD RESOURCES INSTITUTE (WRI). **Global Protocol for Community-Scale Greenhouse Gas Emission Inventories (GPC). Executive Summary. An Accounting and Reporting Standard for Cities**. 2014. Disponível em: < https://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/global_protocol_for_community_scale_greenhouse_gas_emissions_inventory_executive_summary.pdf >. Acessado em 18/09/2023.

ZINAMAN, O.; AZNAR, A.; LINVILL, C.; DARGHOUTH, N.; DUBBELING, T.; BIANCO, E. **Grid-connected distributed generation: compensation mechanism basics**. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017.



Quantitativo de resíduos sólidos depositados no aterro sanitário nos últimos 12 meses

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajuba	Pirangaçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2015	Janeiro	0	0	77.790	2.208.620	52.140	111.320	0	0	0	52.760	27.970	2.530.600
	Fevereiro	73.800	0	89.840	1.888.910	56.580	102.430	0	28.270	750.920	49.860	27.620	3.048.230
	Março	133.640	0	61.880	1.700.970	55.390	93.400	0	25.230	397.130	43.430	23.730	2.534.800
	Abril	121.300	46.000	65.620	1.922.410	46.110	96.500	0	24.960	144.390	45.960	24.570	2.537.820
	Maió	123.260	118.920	62.650	1.920.470	56.970	95.370	0	24.630	355.920	44.510	25.490	2.828.190
	Junho	45.480	142.810	67.930	1.887.130	49.970	98.700	0	23.510	324.360	45.480	23.790	2.709.160
	Julho	105.930	123.570	66.480	1.741.880	44.770	95.740	0	22.540	615.740	44.150	23.190	2.883.960
	Agosto	105.930	129.510	65.170	1.727.900	54.840	98.540	0	23.270	639.800	44.330	24.270	2.913.560
	Setembro	137.830	126.830	65.360	1.729.580	51.790	92.400	0	22.490	622.310	45.690	22.540	2.916.830
	Outubro	110.170	123.550	65.830	1.756.790	49.510	96.340	0	21.770	683.120	43.620	23.370	2.954.070
	Novembro	53.490	128.460	67.300	1.819.090	53.040	94.980	0	24.460	684.060	47.060	25.670	2.997.610
	Dezembro	0	117.260	56.750	1.555.450	40.050	85.620	0	19.640	583.870	35.160	20.940	2.514.740
Média Mensal (kg)	101.083	117.434	66.050	1.821.601	50.930	96.778	0	23.706	525.602	45.188	24.429	2.872.781	
									Média mensal adotada (ton.)				2.873
		101,08	117,43	66,05	1.821,60	50,93	96,78	0,00	23,71	525,60	45,17	24,43	

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2015	Janeiro	0	0	2.593	73.621	1.738	3.711	0	0	0	1.759	932	84.353
	Fevereiro	2.460	0	2.328	62.964	1.886	3.414	0	942	25.031	1.662	921	101.608
	Março	4.455	0	2.063	56.699	1.846	3.113	0	841	13.238	1.448	791	84.493
	Abril	4.043	1.533	2.187	64.080	1.537	3.217	0	832	4.813	1.532	819	84.594
	Maio	4.109	3.964	2.088	64.016	1.899	3.179	0	821	11.864	1.484	850	94.273
	Junho	1.516	4.660	2.264	62.904	1.666	3.290	0	784	10.812	1.516	793	90.305
	Julho	3.531	4.119	2.216	58.063	1.492	3.191	0	751	20.525	1.472	773	96.133
	Agosto	3.531	4.317	2.172	57.597	1.828	3.285	0	776	21.327	1.478	809	97.119
	Setembro	4.594	4.228	2.179	57.653	1.726	3.080	0	750	20.744	1.523	751	97.228
	Outubro	3.672	4.118	2.194	58.560	1.650	3.211	0	726	22.104	1.454	779	98.469
	Novembro	1.783	4.282	2.243	60.636	1.768	3.166	0	815	22.802	1.569	856	99.920
	Dezembro	0	3.909	1.892	51.848	1.335	2.854	0	655	19.462	1.172	698	83.255
Média Diária (kg)	3.369	3.914	2.202	60.720	1.698	3.226	0	790	17.520	1.506	814	92.693	
									Média diária adotada (ton.)			92,69	



Quantitativo de resíduos sólidos depositados no aterro sanitário no ano de 2016

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2016	Janeiro	161.660	181.220	102.900	2.304.060	70.160	137.480	0	34.460	881.220	64.190	34.690	3.972.220
	Fevereiro	143.180	111.440	70.920	1.940.070	57.370	112.300	0	28.280	709.830	52.300	26.380	3.252.070
	Março	270.540	97.690	64.290	1.718.380	48.820	96.820	0	22.670	578.005	45.340	23.920	2.966.475
	Abril	136.290	101.570	79.380	1.851.380	53.900	106.720	0	24.900	626.130	49.840	26.790	3.056.900
	Mai	149.580	96.020	68.290	1.673.280	44.700	89.880	0	21.590	593.580	45.190	21.130	2.803.240
	Junho	138.650	97.890	69.170	1.632.440	39.310	92.410	0	20.760	597.700	47.030	21.350	2.756.710
	Julho	106.370	90.230	62.870	1.746.880	48.790	89.880	0	19.510	550.120	42.580	20.840	2.777.850
	Agosto	140.010	127.500	60.440	1.595.930	44.240	92.780	0	20.520	573.000	44.090	22.400	2.720.910
	Setembro	135.992	125.180	61.540	1.626.452	47.267	94.099	0	20.483	578.806	43.217	22.498	2.755.514
	Outubro	141.580	123.050	57.620	1.566.050	45.030	88.410	0	20.210	558.900	42.420	20.750	2.664.020
	Novembro	128.300	128.450	65.870	1.629.960	46.140	92.360	0	21.220	564.120	43.370	20.930	2.740.720
	Dezembro	175.760	140.050	72.275	1.624.960	46.180	101.270	89.320	23.605	616.420	45.285	24.470	2.959.595
Média Mensal (kg)		152,326	118,358	69,630	1.742,487	49,326	99,516	89,320	23,182	618,968	47,069	23,862	3.034,062
Média mensal adotada (ton.)												3,034	
		152,33	118,36	69,63	1.742,49	49,33	99,52	89,32	23,18	618,99	47,07	23,86	

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2016	Janeiro	5.389	6.041	3.430	76.802	2.339	4.582	0	1.149	29.374	2.140	1.163	132.407
	Fevereiro	4.773	3.715	2.364	64.669	1.912	3.743	0	943	23.661	1.743	879	108.402
	Março	9.018	3.256	2.143	57.279	1.627	3.227	0	756	19.267	1.511	797	98.883
	Abril	4.543	3.386	2.646	61.713	1.797	3.557	0	830	20.871	1.661	893	101.897
	Mai	4.986	3.201	2.276	55.776	1.490	2.996	0	720	19.786	1.506	704	93.441
	Junho	4.622	3.263	2.306	54.415	1.310	3.080	0	692	19.923	1.568	712	91.890
	Julho	3.546	3.008	2.096	58.229	1.626	2.989	0	650	18.337	1.419	695	92.585
	Agosto	4.667	4.250	2.015	53.198	1.475	3.093	0	684	19.100	1.470	747	90.697
	Setembro	4.533	4.173	2.051	54.215	1.576	3.137	0	682	19.294	1.441	750	91.850
	Outubro	4.719	4.102	1.921	52.202	1.501	2.947	0	674	18.630	1.414	692	88.801
	Novembro	4.277	4.282	2.196	54.332	1.538	3.079	0	707	18.804	1.446	698	91.357
	Dezembro	5.859	4.668	2.409	54.165	1.539	3.376	2.977	787	20.547	1.510	816	98.653
Média Diária (kg)		5,078	3,945	2,321	58,083	1,644	3,317	248	773	20,633	1,569	795	98,406
Média diária adotada (ton.)												98,41	

	Meses	Brazópolis	Ichoeira de Min	Delfim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Cristina	Wenceslau Braz	TOTAL
2017	Janeiro	7.597	5.465	2.826	64.250	2.019	3.837	6.023	997	22.263	1.872	0	947	118.095
	Fevereiro	5.813	5.236	2.431	61.651	1.655	3.419	5.568	818	21.469	1.678	0	837	110.574
	Março	5.004	4.371	2.162	55.099	1.585	3.153	4.653	702	19.799	1.421	0	717	98.665
	Abril	4.775	4.973	2.339	58.025	1.792	3.449	5.278	949	20.366	1.491	0	758	104.193
	Maior	4.583	4.441	2.345	56.331	1.763	2.992	5.489	801	19.526	1.517	0	786	100.573
	Junho	5.208	4.671	2.499	60.580	1.804	3.454	5.296	830	21.220	1.614	0	768	107.943
	Julho	4.545	4.264	2.143	54.124	1.602	3.050	4.908	796	18.578	1.487	0	749	96.246
	Agosto	4.358	4.399	2.262	54.297	1.511	2.618	4.788	759	18.874	1.542	0	705	96.113
	Setembro	5.124	4.522	2.361	59.623	1.963	3.578	5.004	749	19.851	1.605	0	793	105.172
	Outubro	4.503	4.541	2.251	57.077	1.647	3.191	4.950	680	19.134	1.579	0	717	100.269
	Novembro	4.414	4.116	2.289	57.353	1.560	2.831	5.324	662	19.644	1.584	0	672	100.450
	Dezembro	5.162	4.861	2.462	61.609	1.900	3.792	5.165	727	20.987	1.683	2.966	783	112.077
Média Diária (kg)	5.091	4.655	2.364	58.335	1.733	3.260	5.204	789	20.143	1.589	2.966	767	104.198	
											Média diária adotada (ton.)			104,20



	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Deflim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2016	Janeiro	6.802	5.701	2.929	86.319	1.924	4.381	6.122	905	23.179	2.003	3.620	886	124.570
	Fevereiro	7.183	5.485	2.775	64.485	1.929	4.079	5.781	857	23.711	1.927	3.266	828	122.306
	Março	4.945	4.479	2.326	56.918	1.966	3.378	5.302	795	20.177	1.571	3.179	758	105.794
	Abril	5.991	4.618	2.414	61.235	2.071	3.566	5.663	809	20.838	1.821	3.258	801	113.098
	Maió	5.408	4.555	2.201	54.927	1.728	3.324	4.993	679	18.733	1.515	3.084	717	101.904
	Junho	4.775	4.515	2.395	66.319	1.862	3.308	5.086	724	21.034	1.712	3.247	777	115.855
	Julho	4.559	4.267	2.184	53.757	1.833	3.272	5.338	767	19.277	1.595	3.001	737	100.588
	Agosto	4.627	4.349	2.265	56.898	1.717	3.168	4.872	808	19.577	1.733	3.045	721	103.785
	Setembro	4.760	4.599	2.223	56.524	2.157	3.350	5.277	628	20.542	1.619	3.049	800	105.527
	Outubro	4.825	4.573	2.350	58.154	2.038	3.804	5.290	816	20.505	1.705	3.068	784	107.911
	Novembro	5.335	4.616	2.461	58.829	1.923	3.396	5.236	763	20.246	1.680	2.977	737	108.200
	Dezembro	5.271	4.785	2.417	61.100	2.078	3.474	5.393	731	20.773	1.627	3.232	800	111.681
Media	Diária (kg)	5.357	4.715	2.412	59.622	1.944	3.542	5.363	773	20.716	1.709	3.169	779	110.100
Media diária adotada (ton.)														110.10



	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajubá	Pirangaçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Cristina	Wenceslau Braz	TOTAL
2019	Janeiro	170.820	152.250	82.950	1.929.360	59.740	122.720	187.340	28.360	645.540	56.080	100.780	25.710	3.561.650
	Fevereiro	170.570	144.410	78.700	1.917.850	64.890	127.580	191.430	24.360	609.010	55.980	95.600	25.700	3.568.080
	Março	153.710	133.710	69.470	1.731.760	53.130	99.790	143.980	23.420	673.850	49.530	85.110	23.060	3.240.520
	Abril	145.590	139.140	71.580	1.769.300	65.280	100.630	157.900	23.390	730.050	49.650	96.560	22.290	3.371.360
	Maio	152.380	131.600	75.690	1.741.160	58.090	100.170	152.900	25.070	690.350	53.010	93.330	25.170	3.298.920
	Junho	147.120	138.820	70.350	1.756.210	65.340	98.980	146.730	21.180	654.980	47.450	89.310	23.140	3.260.620
	Julho	137.590	132.180	70.460	1.682.820	59.300	101.160	188.970	24.610	615.820	49.740	92.160	23.720	3.178.510
	Agosto	137.750	129.220	75.520	1.689.130	62.680	99.190	159.020	23.800	727.170	51.810	87.050	24.780	3.267.120
	Setembro	142.810	130.040	73.670	1.785.320	71.560	105.270	151.810	22.480	705.860	52.980	89.670	24.580	3.338.080
	Outubro	128.770	127.130	64.030	1.636.770	60.650	95.430	143.950	21.050	557.360	46.300	86.030	20.630	2.988.100
	Novembro	151.080	136.350	78.060	1.843.200	69.910	109.480	194.500	24.290	680.590	54.710	97.800	24.880	3.464.850
	Dezembro	153.710	142.710	71.420	1.817.490	69.360	110.730	156.470	23.580	611.200	50.600	97.260	24.510	3.329.050
Média Mensal (kg)		149.325	136.545	73.492	1.773.364	63.328	105.928	164.417	23.801	663.482	51.488	92.555	24.014	3.321.737
										Média mensal adotada (ton.)				3.322

[illegible]

Quantitativo de resíduos sólidos depositados no aterro sanitário no ano de 2020														
	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajubá	Pirangaçu	Piranguinho	Maria de Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Cristina	Wenceslau Braz	TOTAL
2020	Janeiro	210.910	173.490	94.510	2.070.540	72.910	119.690	237.340	30.070	708.580	68.040	115.820	30.680	3.932.580
	Fevereiro	171.470	181.570	81.690	2.028.770	74.090	125.200	202.860	27.060	687.740	57.040	105.410	28.730	3.751.630
	Março	166.720	135.260	77.350	1.799.190	62.550	134.690	224.350	24.640	627.050	54.490	93.080	26.290	3.425.660
	Abril	151.300	151.280	76.200	1.701.960	64.780	107.110	222.700	28.420	583.120	54.020	104.230	29.880	3.294.980
	Mai	146.640	137.510	75.240	1.733.990	66.370	112.590	176.830	22.900	575.550	51.680	96.950	24.580	3.190.930
	Junho	153.120	146.000	76.300	1.778.910	65.980	114.960	194.840	26.530	595.910	53.990	107.740	25.320	3.338.600
	Julho	150.670	125.710	73.810	1.694.270	65.320	100.660	157.720	25.480	577.740	52.770	99.850	24.490	3.148.470
	Agosto	147.450	147.390	73.080	1.765.040	109.030	71.770	178.490	22.230	596.430	51.320	104.400	25.650	3.292.270
	Setembro	143.720	124.590	72.970	1.750.440	63.510	110.840	169.310	25.540	553.340	46.680	99.950	23.550	3.184.440
	Outubro	158.480	146.880	78.100	1.843.620	72.120	109.500	173.910	24.990	618.810	53.850	111.910	25.040	3.418.810
	Novembro	160.500	131.810	79.880	1.856.940	75.540	116.290	193.890	26.120	597.370	55.800	110.470	26.880	3.431.490
	Dezembro	135.340	122.180	64.640	1.558.560	57.500	91.720	142.620	21.260	506.150	43.300	95.010	21.600	2.859.880
Média Mensal (kg)	158.027	141.956	76.981	1.796.853	70.807	109.585	189.571	25.435	602.316	53.565	103.735	26.058	3.354.887	
										Média mensal adotada (ton.)			3.355	

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranguinho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2020	Janeiro	7.030	5.783	3.150	69.018	2.430	3.990	7.911	1.002	23.619	2.268	3.861	1.023	131.086
	Fevereiro	5.716	5.386	2.723	67.626	2.470	4.173	6.762	902	22.925	1.801	3.514	958	125.054
	Março	5.557	4.509	2.578	59.973	2.085	4.490	7.478	821	20.902	1.816	3.103	876	114.189
	Abril	5.043	5.043	2.540	57.065	2.158	3.570	7.423	947	19.437	1.801	3.474	996	109.499
	Maiο	4.888	4.584	2.508	56.800	2.212	3.753	5.894	763	19.185	1.723	3.232	819	106.361
	Junho	5.104	4.867	2.543	59.297	2.199	3.832	6.495	884	19.864	1.800	3.591	844	111.320
	Julho	5.022	4.190	2.460	56.476	2.177	3.355	5.257	849	19.258	1.759	3.328	816	104.949
	Agosto	4.915	4.913	2.436	58.835	3.634	2.392	5.949	741	19.881	1.711	3.480	855	109.742
	Setembro	4.791	4.153	2.432	58.348	2.117	3.695	5.644	851	18.445	1.556	3.332	785	106.148
	Outubro	5.283	4.669	2.603	61.454	2.404	3.650	5.797	833	20.527	1.768	3.730	835	113.894
	Novembro	5.350	4.394	2.863	61.898	2.518	3.876	6.463	871	19.912	1.860	3.682	896	114.383
	Dezembro	4.511	4.073	2.155	51.952	1.917	3.057	4.754	709	16.872	1.443	3.167	720	95.329
Média Diária (kg)		5.268	4.732	2.566	59.895	2.360	3.653	6.319	848	20.077	1.786	3.458	869	111.830

Quantitativo de resíduos sólidos depositados no aterro sanitário no ano de 2021

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajuba	Piranguçu	Piranginho	Maria da Fé	Marmelópolis	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	São José do Alegre	Wenceslau Braz	TOTAL
2021	Janeiro	7.592	6.309	3.689	79.339	2.960	5.451	8.929	1.212	28.593	2.662	5.178	1.411	151.325
	Fevereiro	5.827	5.426	2.661	63.249	2.366	4.200	7.697	898	21.265	2.016	4.137	936	120.679
	Março	5.281	4.428	2.255	52.922	1.997	3.518	4.848	806	19.352	1.885	3.957	773	101.891
	Abril	5.680	4.549	2.608	56.044	2.083	3.665	7.928	853	19.544	1.768	3.640	893	109.254
	Maió	5.019	4.407	2.353	53.323	1.960	3.451	4.973	764	18.663	1.708	3.675	845	101.141
	Junho	5.175	4.348	2.499	55.368	2.036	3.328	5.304	781	19.087	1.702	3.638	823	104.090
	Julho	5.315	4.310	2.402	55.792	1.887	3.622	5.154	823	19.183	1.638	3.521	765	104.413
	Agosto	4.903	4.308	2.329	54.472	2.060	3.480	5.554	809	18.819	1.690	3.458	873	102.755
	Setembro	4.998	4.155	2.281	54.417	1.972	3.322	5.034	776	18.377	1.577	3.448	722	101.079
	Outubro	4.811	4.304	2.300	56.080	2.221	3.473	4.945	704	19.353	1.605	3.554	815	104.166
	Novembro	5.009	4.960	2.440	57.236	2.191	3.742	6.898	870	21.527	1.723	4.027	833	111.455
	Dezembro	4.291	3.793	2.028	48.191	1.812	2.995	4.507	668	16.898	1.446	2.977	613	90.220
Média Diária (kg)	5.325	4.608	2.493	57.203	2.129	3.687	5.981	830	19.888	1.768	3.768	858	108.539	
										Média diária adotada (ton.)				108.54

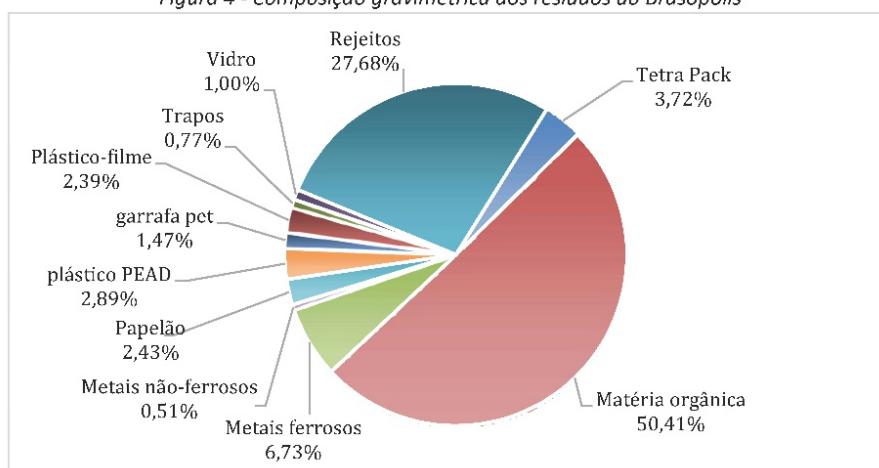


Quantitativo de resíduos sólidos depositados no aterro sanitário no ano de 2022

	Meses	Brazópolis	Cachoeira de Minas	Delfim Moreira	Itajubá	Maria da Fé	Marmelópolis	Piranguito	Pirangaçu	Santa Rita do Sapucaí	São José do Alegre	Wenceslau Braz	Cristina	Pedraiva	Consolação	TOTAL
2022	Janeiro	6.680	6.478	3.233	74.289	6.381	1.102	4.944	2.708	27.157	2.335	1.186	4.839	1.033		142.345
	Fevereiro	5.503	4.832	2.553	60.386	5.639	959	3.750	2.456	22.501	1.802	847	3.815	2.637	136	117.916
	Março	4.918	4.183	2.355	52.761	5.301	809	3.337	2.028	18.509	1.580	765	3.513	2.468	131	104.103
	Abril	5.425	4.721	2.545	59.601	5.396	805	3.681	2.114	21.540	1.730	819	3.748	4.041	656	116.350
	Maio	4.917	4.582	2.386	54.967	5.207	774	3.683	2.154	20.590	1.672	787	4.514	3.016	562	109.211
	Junho	4.876	4.204	2.279	55.449	6.076	938	3.253	1.975	20.458	1.682	773	3.594	2.709	498	106.764
	Julho	4.785	4.257	2.423	55.066	5.021	794	3.286	2.234	20.793	1.864	796	3.564	2.812	627	106.123
	Agosto	5.437	4.889	2.643	59.833	5.511	1.014	3.922	2.400	22.450	1.876	859	3.790	3.050	675	118.330
	Setembro	4.326	3.804	2.129	48.793	4.286	701	2.846	2.217	18.518	1.491	582	3.390	2.532	554	96.109
	Outubro	5.055	4.365	2.468	52.273	5.045	775	3.469	2.049	20.497	1.739	852	3.673	2.983	668	107.958
	Novembro	4.974	4.441	2.247	55.887	5.023	773	3.462	2.336	19.779	1.722	843	3.683	2.904	3.628	106.350
	Dezembro	4.728	4.006	2.332	50.085	4.491	886	3.104	1.974	18.260	1.537	684	3.216	2.381	544	98.010
Média Diária (kg)	5.134	4.543	2.466	56.877	5.278	859	3.606	2.234	20.971	1.748	813	3.757	2.752	561	111.560	
														Medida diária adotada (ton.)		111,66

B. Composição gravimétrica dos RSU do consórcio CIMASAS (CIMASAS, 2023)

Figura 4 - Composição gravimétrica dos resíduos do Brasópolis

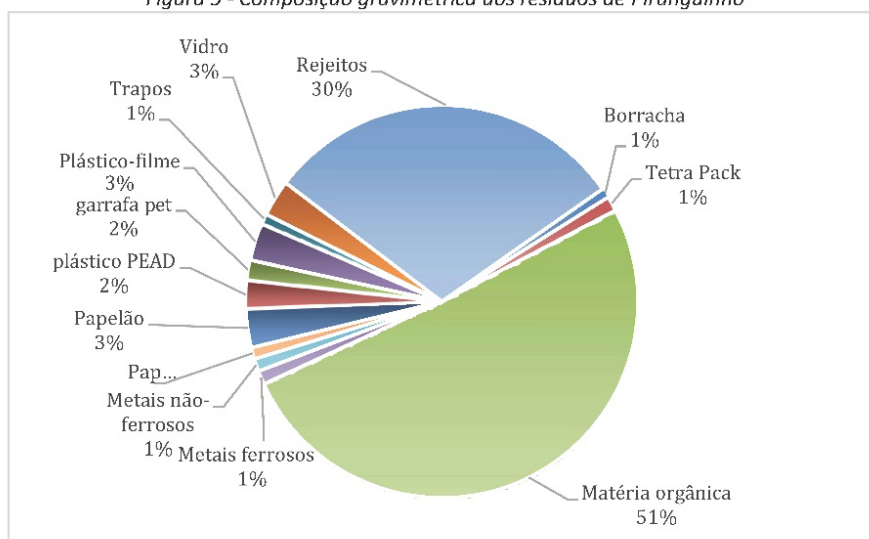


Fonte: CIMASAS, 2023

9.3 Piranguinho

O município de Piranguinho apresentou o teor de matéria orgânica similar à composição do lixo brasileiro, 51%, mais 19 % de recicláveis e 30% de rejeito.

Figura 5 - Composição gravimétrica dos resíduos de Piranguinho

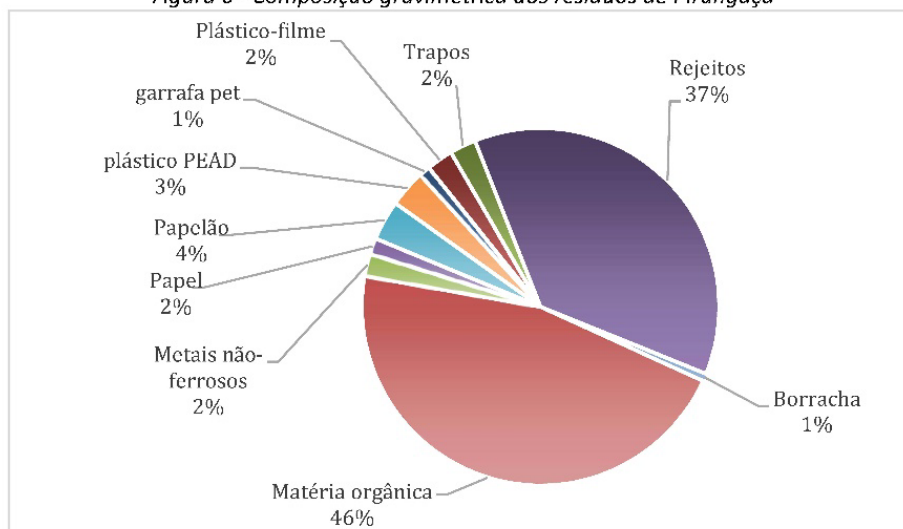


Fonte: CIMASAS, 2023

9.4 Piranguçu

O município de Piranguçu apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 46%, mais 17 % de recicláveis e 37% de rejeito.

Figura 6 - Composição gravimétrica dos resíduos de Piranguçu

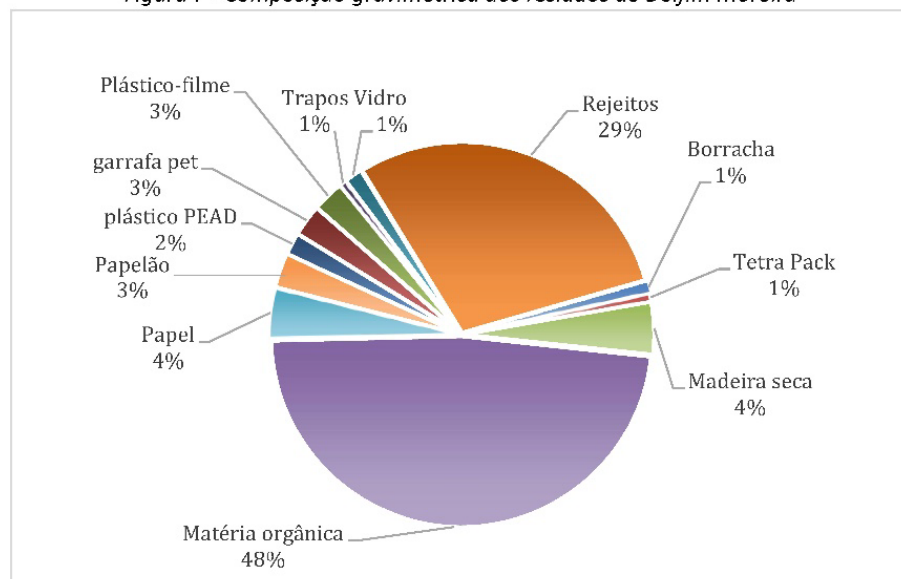


Fonte: CIMASAS, 2023

9.5 Delfim Moreira

O município de Delfim Moreira apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 48%, mais 23 % de recicláveis e 29% de rejeito.

Figura 7 - Composição gravimétrica dos resíduos de Delfim Moreira

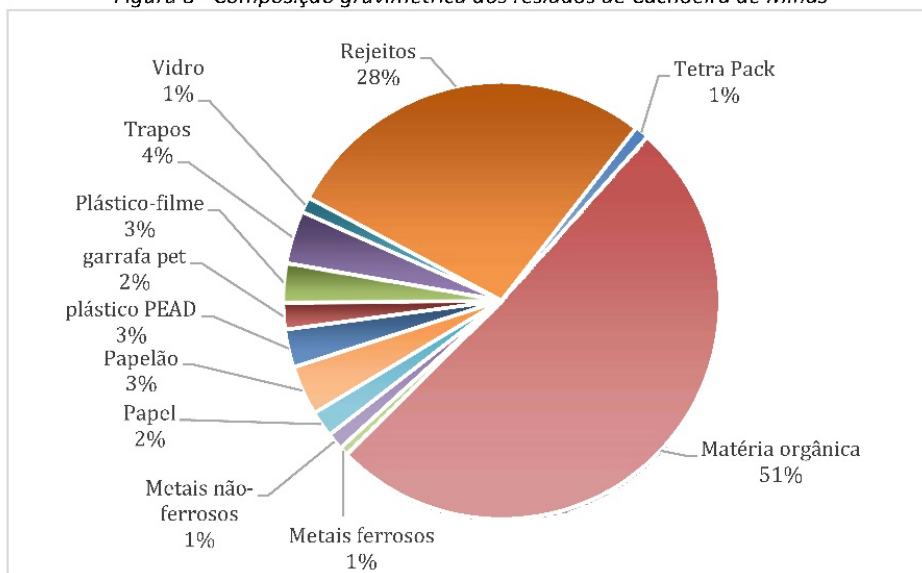


Fonte: CIMASAS, 2023

9.6 Cachoeira de Minas

O município de Cachoeira de Minas apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 51%, mais 21% de recicláveis e 28% de rejeito.

Figura 8 - Composição gravimétrica dos resíduos de Cachoeira de Minas

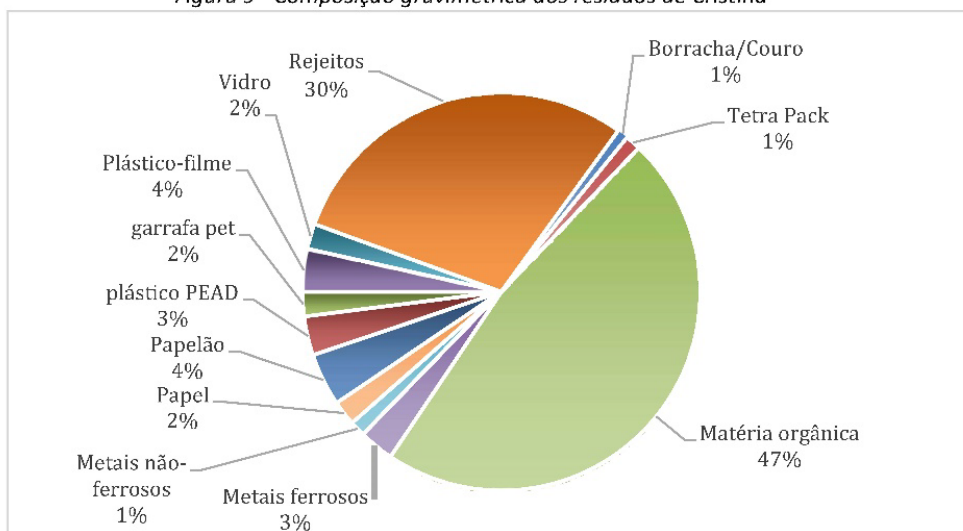


Fonte: CIMASAS, 2023

9.7 Cristina

O município de Cristina apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 47%, mais 23% de recicláveis e 30% de rejeito.

Figura 9 - Composição gravimétrica dos resíduos de Cristina

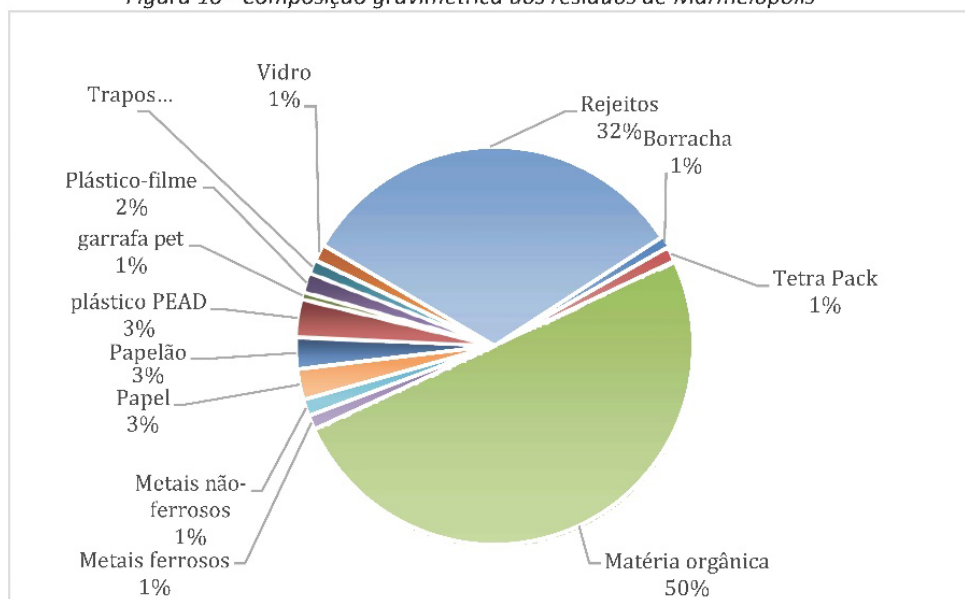


Fonte: CIMASAS, 2023

9.8 Marmelópolis

O município de Marmelópolis apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 50%, mais 18% de recicláveis e 32% de rejeito.

Figura 10 - Composição gravimétrica dos resíduos de Marmelópolis

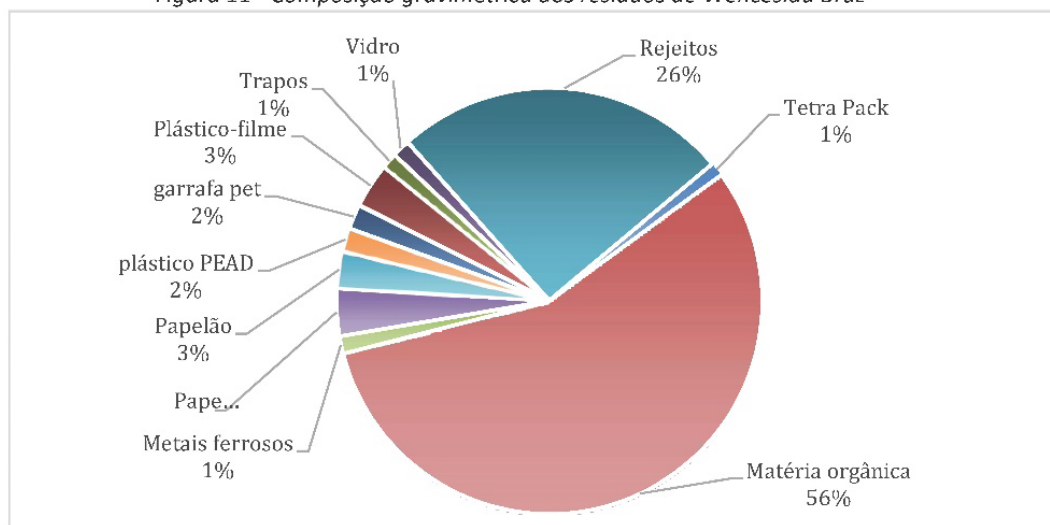


Fonte: CIMASAS, 2023

9.9 Wenceslau Braz

O município de Wenceslau Braz apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 56%, mais 18% de recicláveis e 26% de rejeito.

Figura 11 - Composição gravimétrica dos resíduos de Wenceslau Braz

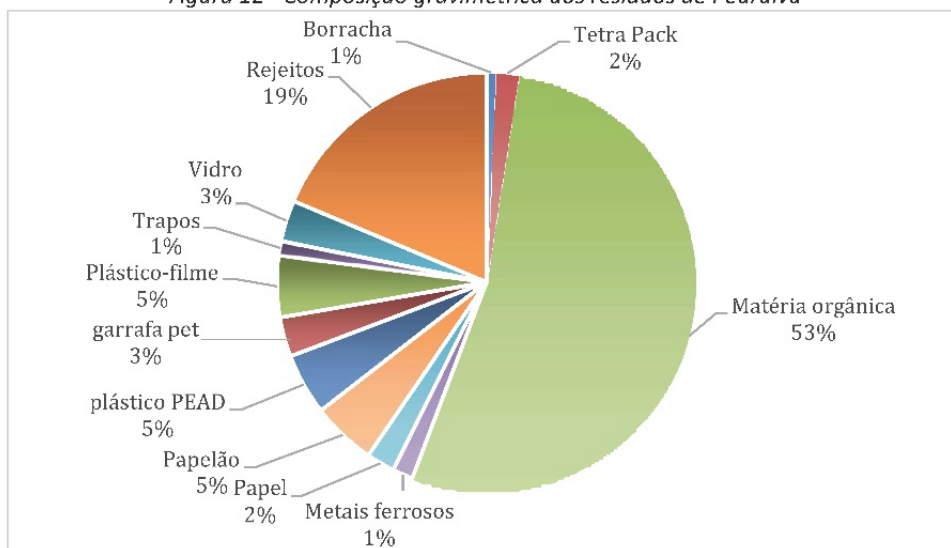


Fonte: CIMASAS, 2023

9.10 Pedralva

O município de Pedralva apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 53%, mais 28% de recicláveis e 19% de rejeito.

Figura 12 - Composição gravimétrica dos resíduos de Pedralva

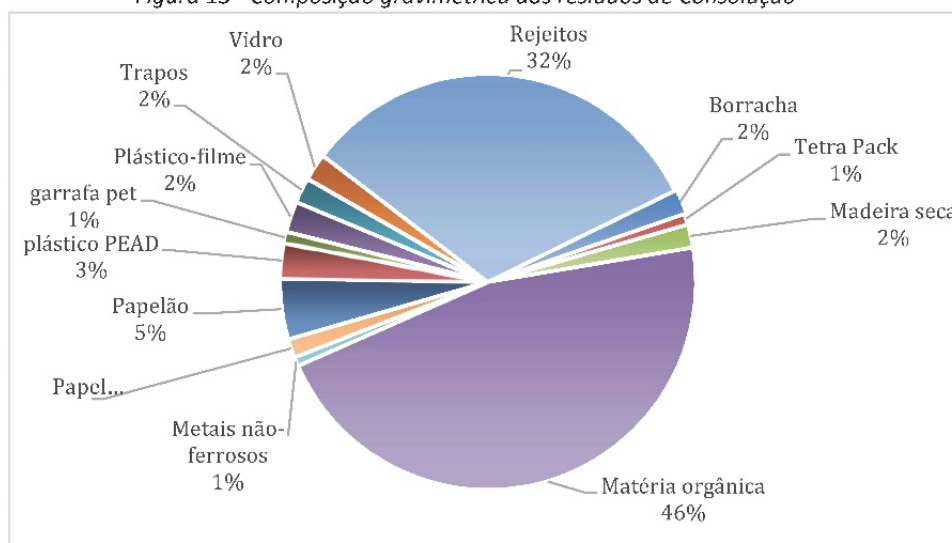


Fonte: CIMASAS, 2023

9.11 Consolação

O município de Consolação apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 46%, mais 22% de recicláveis e 32% de rejeito.

Figura 13 - Composição gravimétrica dos resíduos de Consolação

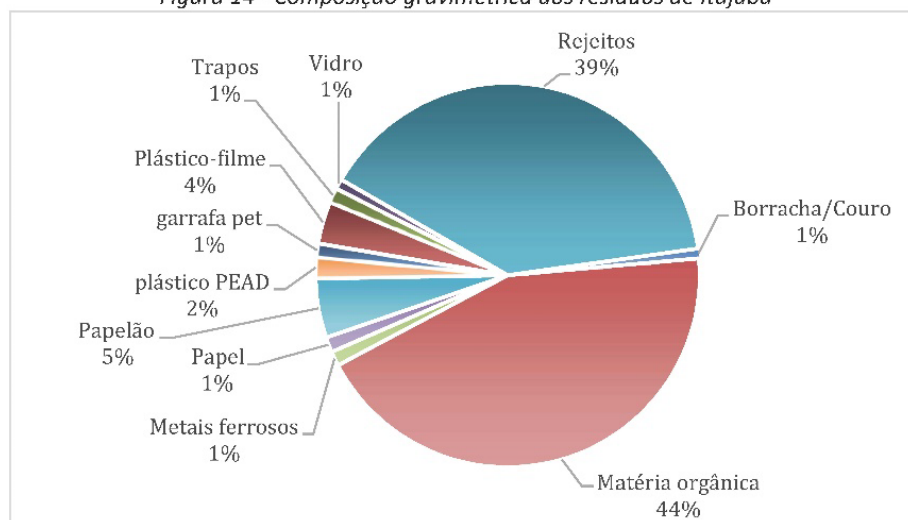


Fonte: CIMASAS, 2023

9.12 Itajubá

O município de Itajubá apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 44%, mais 17% de recicláveis e 39% de rejeito.

Figura 14 - Composição gravimétrica dos resíduos de Itajubá

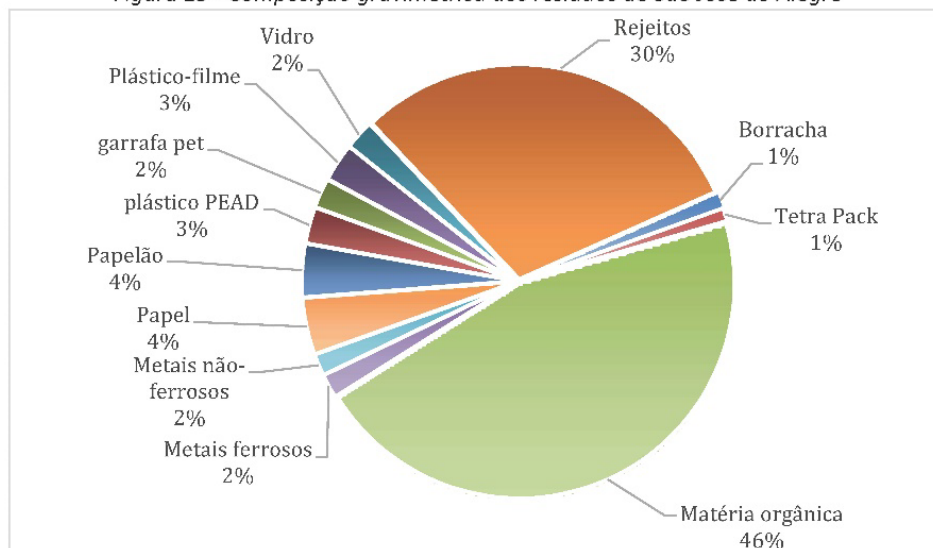


Fonte: CIMASAS, 2023

9.13 São José do Alegre

O município de São José do Alegre apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 46%, mais 24% de recicláveis e 30% de rejeito.

Figura 15 - Composição gravimétrica dos resíduos de São José do Alegre

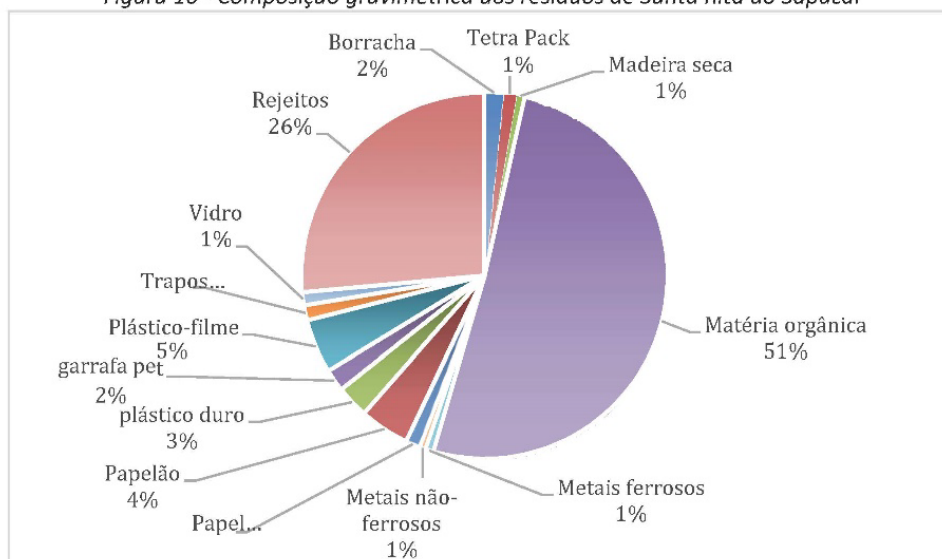


Fonte: CIMASAS, 2023

9.14 Santa Rita do Sapucaí

O município de Santa Rita do Sapucaí apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 51%, mais 23% de recicláveis e 26% de rejeito.

Figura 16 - Composição gravimétrica dos resíduos de Santa Rita do Sapucaí

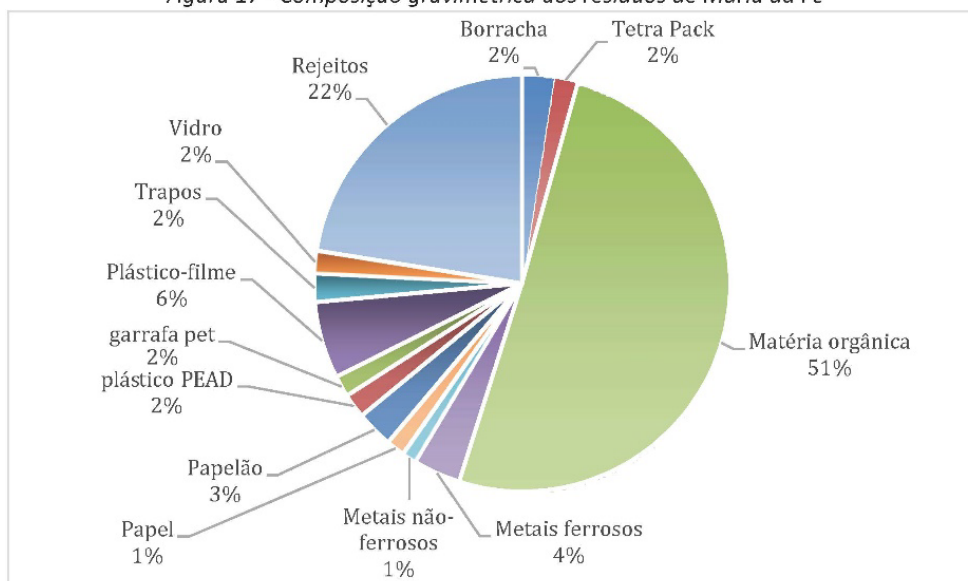


Fonte: CIMASAS, 2023

9.15 Maria da Fé.

O município de Maria da Fé apresentou o teor de matéria orgânica equivalente a 51%, mais 27% de recicláveis e 22% de rejeito

Figura 17 - Composição gravimétrica dos resíduos de Maria da Fé



Fonte: CIMASAS, 2023