

MAIO DE 2026 | ANO 1 | Nº 3 | ISSN 3086-1241

CAMINHOS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM GOIÁS

CADERNO DE ESTUDOS



SGG
Secretaria-Geral
de Governo



GOVERNO DO ESTADO DE GOIÁS

Daniel Elias Carvalho Vilela
Governador do Estado de Goiás

SECRETARIA-GERAL DE GOVERNO

Gean Carlo Carvalho
Secretário-Geral de Governo

Renato Rodrigues de Lyra
Subsecretário de Energia, Telecomunicações e Cidades Inteligentes

Cássio Pereira Vieira
Superintendente de Energia

Kamilla Cristina da Silva Pires
Gerente de Eficiência Energética

Rodrigo Costa Silveira
Gerente de Energias Renováveis

EQUIPE TÉCNICA DA SUPERINTENDÊNCIA DE ENERGIA

Antônio Jesus Galdiano Júnior

Celina Pereira de Jesus

Gabriela Miguel Fraga

Getúlio Santiago dos Santos Júnior

Gustavo da Costa Vergara

Igor de Oliveira Alves

Karolyne Rafaelly de Sousa Carvalho

Patrick Soares Mendes

Renata Uchôa Borges Ribeiro

Saymon Fonseca Santos Mendes

DIAGRAMAÇÃO E REVISÃO

Saymon Fonseca Santos Mendes e Antônio Jesus Galdiano Júnior

EQUIPE DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Diogo Appel Colvero

Felipe Pamplona Mariano

Fernando Nunes Belchior

Gino Bertollucci Colherinhas

Jéssica Santoro Gonçalves Pena

Lina Paola Garces Negrete

Luana Alves Akamine

Paulo Henrique Neves Pimenta

Raphael de Aquino Gomes

Rodrigo da Rocha Gonçalves

SEDE DA SECRETARIA-GERAL DE GOVERNO

Palácio Pedro Ludovico Teixeira, 5º andar, Ala Leste, na Rua 82, nº 400, Setor Central, Goiânia/GO
CEP: 74015-908 – Tel: (62) 3270-8656 - <https://goias.gov.br/governo/energia/>

Sumário

Prefácio	7
Apresentação do Caderno	8
SEÇÃO INFRAESTRUTURA ELÉTRICA	11
1 Diagnóstico da Infraestrutura Elétrica: Regiões Norte e Noroeste	12
1.1 Introdução	12
1.2 Características da Demanda de Energia	12
1.3 Características da Geração de Energia	15
1.4 Características da Capacidade de Transferência de Energia	19
1.5 Considerações parciais	21
2 Análise do Desempenho da Rede Elétrica Regional: Regiões Norte e Noroeste	23
2.1 Introdução	23
2.2 Indicadores de desempenho	23
2.3 Considerações Parciais	31
3 Obras de Planejamento na Infraestrutura Elétrica nas Regiões Norte e Noroeste	32
3.1 Introdução	32
3.2 Geração: Outorgas e Obras em Curso	32
3.3 Transmissão: Obras Planejadas	33
3.4 Distribuição: Expansões Programadas	34
3.5 Considerações Parciais	35
4 Considerações Finais	36
REFERÊNCIAS	38
SEÇÃO TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO	41
5 Goiás Renovável: Trajetória, projeções e oportunidades da matriz elétrica estadual até 2036	42
5.1 Introdução	42
5.2 Bases de Dados e Metodologia	43
5.2.1 Fontes de dados	43
5.2.2 Pré-processamento e integração das séries	43
5.2.3 Modelo de projeção de demanda e oferta	44
5.2.4 Limitações da metodologia	44
5.3 Histórico e tendências da Matriz Elétrica de Goiás	44
5.3.1 Análise do consumo por classe	45
5.3.2 Evolução da capacidade instalada	45
5.4 Projeções do consumo e da capacidade instalada (2026–2036)	46
5.4.1 Projeções do consumo elétrico	46
5.4.2 Projeções da capacidade	48
5.5 Comparação nacional e impactos para o Estado	51
5.6 Considerações Finais	52

REFERÊNCIAS	53
SEÇÃO ENERGIAS RENOVÁVEIS	56
6 AVALIAÇÃO DO APROVEITAMENTO DO BIOGÁS ADVINDO DOS RSU PARA A PRODUÇÃO DE BIOMETANO NO ESTADO DE GOIÁS	57
6.1 Introdução	57
6.2 Referencial Teórico	57
6.2.1 A gestão dos RSU no Brasil e no Estado de Goiás	57
6.2.1.1 Panorama dos RSU no Brasil	57
6.2.1.2 Panorama dos RSU em Goiás	57
6.2.1.3 Coleta, Tratamento e Disposição Final dos RSU em Goiás	58
6.2.1.4 Tecnologias de Tratamento de RSU que geram biogás	58
6.3 Metodologia	58
6.3.1 Áreas de estudo em Goiás e a Gestão dos RSU	58
6.3.1.1 Estimativa da geração de RSU	59
6.3.2 Modelagem das estimativas de biogás dos RSU nos aterros em Goiás	59
6.3.3 Potencial de produção de biometano advindo do biogás da digestão anaeróbia de RSU	59
6.3.4 Estimativa do volume de biometano, por sistema de gestão de RSU	60
6.3.5 Estimativa do quantitativo de ônibus a biometano que poderiam ser mantidos operando com este biocombustível	60
6.3.6 Determinação de cenários e fluxo de caixa da análise econômica	61
6.3.6.1 Fluxo de Caixa	61
6.3.7 Avaliação do ciclo de vida do biogás	61
6.4 Resultados e Discussões	62
6.4.1 Quantitativos de RSU gerados em Goiás, por Região Metropolitana	62
6.4.2 Estimativa do quantitativo de ônibus que pode ser abastecido anualmente com biometano	62
6.4.2.1 Comparação do volume de diesel que é consumido pelos ônibus do transporte urbano nas regiões RMG e RME do Estado de Goiás	63
6.4.3 Resultados dos cenários modelados para a análise econômica do biogás	64
6.4.3.1 Cenário C0 (Aterro Sanitário):	64
6.4.3.2 Cenários D18 e D60 (Digestão Anaeróbia):	64
6.4.3.3 Análise de Sensibilidade	66
6.4.4 Resultados ambientais da avaliação do ciclo de vida do biometano dos RSU em Goiás	66
6.4.4.1 Interpretação e resultados da ACV	66
6.5 Conclusão	69
REFERÊNCIAS	70
7 Análise do potencial de biogás e biometano no setor sucroenergético em Goiás: geração de resíduos, porte das usinas e perspectivas de investimento	73
7.1 Setor sucroenergético - geração de resíduos e aproveitamento energético	73
7.2 Estimativa regionalizada da geração de resíduos e potencial energético	74
7.3 Porte das usinas, mix produtivo e potencial de investimento em biogás e biometano	77
7.4 Conclusão	82
REFERÊNCIAS	83

8	SISTEMAS HÍBRIDOS PARA A PRODUÇÃO DE LEITE NO ESTADO DE GOIÁS	85
8.1	Introdução	85
8.2	Sistemas Híbridos	86
8.3	Atividade Leiteira no estado de Goiás	86
8.4	Estudo de Caso: Cooperativas leiteiras	87
8.5	Cálculo do Banco de Baterias	88
8.6	Gerador Diesel X Banco de Baterias	90
8.7	Conclusão	91
	REFERÊNCIAS	93
	SEÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	97
9	Smart buildings e eficiência energética em HVAC: revisão bibliográfica e análise aplicada em edificação pública	98
9.1	Introdução	98
9.2	Fundamentos de smart buildings e sistemas HVAC	100
9.2.1	Tecnologias habilitadoras	100
9.2.2	Integração	101
9.2.3	Papel dos sistemas de Aquecimento, Ventilação e Ar-Condicionado - HVAC	101
9.3	Estratégias de eficiência energética em sistemas HVAC	102
9.3.1	Controle baseado em ocupação	102
9.3.2	Controle preditivo (MPC)	103
9.3.3	Controle baseado em inteligência artificial	103
9.3.4	Operação em carga parcial e modulação de sistemas	104
9.3.5	Limitações práticas e desafios	104
9.4	Estudo de caso: Caracterização da edificação e modelagem térmica	105
9.4.1	Cenários de análise	106
9.5	Conclusão	107
	REFERÊNCIAS	108
10	Sistema Híbrido Fotovoltaico-PHES Integrado à Recarga de Aquíferos para Resiliência Energética e Hídrica em Propriedades Rurais de Goiás	110
10.1	Introdução	110
10.2	RGA por Bacias de Infiltração	111
10.3	Sistemas PHES	112
10.4	Projeto de Referência	113
10.4.1	Sistema Fotovoltaico	113
10.4.2	Sistema de Geração Hidráulica	114
10.5	Sistema de Bombeamento	114
10.6	Adaptação do Sistema PHES para RGA e Geração Hídrica Complementar	115
10.6.1	Funcionamento do Sistema	116
10.6.2	Geração Hidroenergética Contínua complementar ao Sistema	117
10.7	Conclusão	118
10.8	Trabalhos Futuros	118
	REFERÊNCIAS	119

11 Evolução da Plataforma de Gestão de Consumo de Energia Elétrica em Goiás	121
11.1 Introdução	121
11.2 Da digitalização das faturas à camada analítica	122
11.3 Atualizações implementadas na versão atual	122
11.4 Painéis analíticos da gestão de consumo	124
11.4.1 Painel 1: Unidades Consumidoras	124
11.4.2 Painel 2: Consumo de Energia Elétrica	125
11.4.3 Painel 3: Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	126
11.4.4 Painel 4: Análise Financeira	127
11.5 Conclusões	128
REFERÊNCIAS	129
SEÇÃO GOVERNANÇA E REGULAÇÃO	131
12 TERRAS RARAS EM GOIÁS: DESAFIOS E POSSIBILIDADES	132
12.1 Introdução	132
12.2 Panorama histórico e conceitual das terras raras	132
12.3 Geografia e distribuição global das reservas	134
12.4 A cadeia produtiva e os setores relacionados	136
12.5 Potencial de Elementos Terras Raras em Goiás e empregabilidade setorial	138
12.6 Considerações finais e recomendação de políticas públicas	141
REFERÊNCIAS	143
CONSIDERAÇÕES FINAIS	146
AGRADECIMENTOS	147
APRESENTAÇÃO DA EQUIPE DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	148

Prefácio

A transição energética deixou de ser uma agenda futura para se tornar uma exigência do presente. Em um contexto de crescente demanda por energia, necessidade de descarbonização, inovação tecnológica e segurança do suprimento, torna-se indispensável dispor de instrumentos técnicos capazes de orientar decisões públicas com precisão, consistência e visão de longo prazo. É nesse cenário que este Caderno de Energia se destaca como uma referência qualificada para compreender a realidade goiana e apoiar a formulação de políticas públicas aderentes às transformações em curso.

Goiás tem buscado se posicionar de forma cada vez mais estratégica diante desse novo paradigma. O Governo do Estado reconhece que a transição energética não se constrói apenas com diagnósticos, mas com coordenação institucional, planejamento, ambiente regulatório adequado e estímulo à inovação. Por isso, tem avançado na identificação e no aproveitamento de seus potenciais energéticos, com especial atenção às vocações locais em biocombustíveis, energia renovável, eficiência energética e soluções aplicadas ao desenvolvimento territorial. Trata-se de uma agenda que combina competitividade econômica, sustentabilidade ambiental e inclusão produtiva, fortalecendo o papel do interior goiano como protagonista da nova economia da energia.

Neste sentido, este Caderno dialoga com as prioridades de Goiás. Sua organização em seções dedicadas à infraestrutura elétrica, tecnologias da informação, energias renováveis, eficiência energética e governança e regulação demonstra uma abordagem integrada, visando conectar diagnóstico técnico, análise regional e

proposição de caminhos concretos para a ação pública. Ao reunir estudos sobre biogás e biometano a partir de resíduos sólidos urbanos, sobre o potencial sucoenergético e sobre soluções energéticas aplicadas ao meio rural, a publicação reafirma que a transição energética em Goiás deve nascer do próprio território, valorizando cadeias produtivas já existentes e abrindo novas fronteiras de desenvolvimento.

A Agência Internacional de Energia tem sempre ressaltado a importância das energias renováveis, da integração de redes, da inovação tecnológica e da eficiência para conciliar segurança energética, competitividade e redução de emissões. Goiás incorpora essa mesma lógica, ao fortalecer seu planejamento energético, a diversificação da matriz e o desenvolvimento de soluções locais de baixo carbono com potencial de escala econômica. O biometano, em particular, emerge como vetor estratégico por sua capacidade de conectar agroindústria, gestão de resíduos, mobilidade pesada e descarbonização, conferindo valor a recursos que antes eram subaproveitados.

Este Caderno evidencia que Goiás possui condições reais para liderar uma transição energética sólida, pragmática e socialmente útil, apoiada em conhecimento, cooperação institucional e capacidade de execução. Que suas análises inspirem políticas públicas consistentes, novos investimentos e parcerias transformadoras, contribuindo para que o Estado siga avançando na construção de uma matriz energética mais limpa, mais inteligente e mais competitiva, em benefício da população goiana e do Brasil.

Renato Rodrigues de Lyra

Subsecretário de Energia, Telecomunicações e Cidades Inteligentes

Apresentação do Caderno

A transição energética hoje aparece em temas que tocam o funcionamento da economia goiana de maneira direta. Ela está presente quando se discute a expansão da rede elétrica, quando se avalia o uso de resíduos e biomassa, quando se busca reduzir desperdícios em prédios públicos, quando se desenvolvem ferramentas de gestão do consumo e quando se examinam cadeias produtivas ligadas a minerais estratégicos. Esta 3ª edição do Caderno de Estudos — Caminhos para a Transição Energética em Goiás — é resultado de um esforço conjunto entre Secretaria-Geral de Governo (SGG) e Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG), reunindo pesquisas que ajudam a ler esse movimento a partir da realidade do estado, com atenção aos seus limites, às suas oportunidades e às escolhas que podem orientar políticas públicas e investimentos.

O caderno foi organizado em cinco seções. Cada uma observa a transição energética por um ângulo diferente, mas todas partem da mesma preocupação: entender como mudanças técnicas, produtivas e institucionais já estão em curso em Goiás e de que forma elas podem ser acompanhadas com mais clareza. Ao longo das páginas, o leitor encontrará diagnósticos regionais, projeções, estudos aplicados e discussões que ligam energia, território, economia e gestão pública.

Na seção de Infraestrutura Elétrica, o foco recai sobre as mesorregiões Noroeste e Norte Goiano. O texto mostra como se distribuem demanda, geração e capacidade de transformação nessas áreas, examina o desempenho da rede e reúne informações sobre obras planejadas. A leitura ajuda a perceber onde a infraestrutura já responde de forma satisfatória e onde persistem limitações que podem afetar a confiabilidade do fornecimento e a expansão de atividades econômicas.

Na seção de Tecnologias da Informação, o caderno acompanha a trajetória recente da matriz elétrica goiana e projeta possíveis desdobramentos até 2036. O estudo reúne bases de dados, organiza séries históricas e procura mostrar, de maneira inteligível, como evoluem o

consumo por classe, a capacidade instalada e o peso relativo das diferentes fontes. Com isso, oferece ao leitor uma visão mais nítida sobre a direção que a matriz elétrica do estado pode tomar nos próximos anos.

A seção de Energias Renováveis aproxima o debate energético de atividades já presentes no território goiano. Um dos capítulos analisa o aproveitamento do biogás gerado por resíduos sólidos urbanos para produção de biometano. Outro examina o potencial do setor sucroenergético, observando a geração de resíduos, o porte das usinas e as perspectivas de investimento em biogás e biometano. Há ainda um estudo sobre sistemas híbridos voltados à produção de leite no estado, o que amplia o olhar para o meio rural e para soluções energéticas aplicadas ao cotidiano da produção.

A seção de Eficiência Energética trata do uso mais racional da energia em contextos distintos. Um capítulo discute edifícios inteligentes e sistemas de climatização em edificação pública. Outro apresenta uma proposta de integração entre sistema fotovoltaico, armazenamento hidráulico e recarga de aquíferos em propriedades rurais. O terceiro acompanha a evolução da plataforma de gestão de consumo de energia elétrica em Goiás, mostrando como a digitalização das faturas e os painéis analíticos podem melhorar o acompanhamento do gasto energético na administração pública.

Na seção de Governança e Regulação, o tema desta edição é o papel das terras raras em Goiás. O capítulo situa o leitor no debate internacional sobre reservas, produção e processamento, aproxima essa discussão da realidade goiana e examina setores econômicos que podem ser afetados por essa cadeia produtiva. Com isso, a seção desloca o tema das terras raras de uma discussão puramente mineral para uma conversa mais ampla sobre estrutura produtiva, emprego, pesquisa aplicada e possibilidades de desenvolvimento regional.

O conjunto foi pensado para ser lido por quem já atua no setor e também por quem busca uma primeira visão organizada do tema. A intenção é oferecer um material que ajude

a entender melhor o momento atual de Goiás, sem simplificar demais os problemas e sem tratar o futuro energético do estado como algo abstrato ou distante.

O Caderno foi pensado como instrumento de leitura do presente e de apoio à ação. Ele organiza informações dispersas, dá forma analítica a problemas concretos e ajuda a delimitar prioridades para o poder público, para a pesquisa e para os agentes econômicos. Ao conjugar visão acadêmica e de governo nas áreas de infraestrutura, dados, fontes renováveis, eficiência energética, governança e regulação, o material procura qualificar o planejamento setorial, dar mais base às decisões e reduzir o espaço para escolhas feitas sem diagnóstico su-

ficiente.

Esta 3ª edição também mantém o compromisso do projeto com uma transição energética compatível com as características de Goiás e com as exigências de desenvolvimento do estado. Isso inclui atenção aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, à boa governança dos dados e das políticas públicas, à formação de capacidades técnicas e à busca de soluções que façam sentido no território. A expectativa é que o Caderno contribua para melhorar a qualidade do debate, torne mais claras as alternativas em jogo e ofereça subsídios úteis para decisões que afetam investimento, serviço público, atividade produtiva e qualidade de vida da população goiana.

INFRAESTRUTURA ELÉTRICA

SEÇÃO INFRAESTRUTURA ELÉTRICA

Coordenadores: Eng. Patrick Soares Mendes e Eng. Gustavo da Costa Vergara

Colaboradora Técnica: Maria Gabriela Lima Santos

Pesquisadores: Dra. Lina Paola Garces Negrete e Dr. Fernando Nunes Belchior

A seção de Infraestrutura Elétrica traz informações relativas ao eixo homônimo, visando aprofundar estudos sobre a infraestrutura da rede elétrica estadual e consolidar um repositório de informações estratégicas para orientar investimentos e políticas públicas integradas, ampliando a oferta de energia limpa demandada pelas atuais e futuras atividades econômicas e sociais do Estado. Esta seção compreende a apresentação e discussão dos principais resultados obtidos das atividades de pesquisa realizadas no terceiro semestre do projeto, as quais foram concentradas no levantamento e análise de informações para a construção de cadernos de diagnóstico de infraestrutura elétrica do estado.

O desenvolvimento desses cadernos tem como propósito a organização, de maneira didática e acessível, das principais informações sobre a infraestrutura elétrica do estado. Para a elaboração dos cadernos, adotou-se a divisão oficial do IBGE para o Estado de Goiás, que contempla cinco mesorregiões geográficas: Centro, Sul, Norte, Leste e Noroeste, (IBGE, 2024).

No primeiro caderno de estudos de diagnóstico foi abordada a mesorregião do Leste Goiano, formada por 32 municípios que apresentam características territoriais, populacionais e socioeconômicas heterogêneas que refletem diferentes dinâmicas de desenvolvimento nesse território goiano. Esses municípios se destacam tanto pelo número de habitantes quanto por sua proximidade com o Distrito Federal, o que favorece processos de urbanização acelerada e integração econômica.

A segunda edição deste caderno de diagnóstico abordará as mesorregiões Noroeste e Norte Goiano, formadas por 23 municípios e 27 municípios, respectivamente. Estas mesorregiões apresentam características territoriais marcadas por grande extensão de áreas de Cerrado e significativa disponibilidade de terras com potencial agropecuário, especialmente voltadas à pecuária e à expansão agrícola. Do ponto de vista socioeconômico, essas regiões ainda apresentam menor participação no PIB estadual e níveis de desenvolvimento inferiores a áreas mais dinâmicas do estado, refletindo desigualdades regionais históricas.

Para a elaboração destes documentos, foram utilizadas as informações disponibilizadas em dezembro de 2023 pelas concessionárias atuantes na região, dados que compõem a Base de Dados Geográficos da Distribuidora, BDGD 2023 (ANEEL, 2024b), bem como os Dados Abertos da ANEEL (ANEEL, 2024a), as informações disponibilizados pelo Instituto Mauro Borges - IMB GO (IMB; SGG, 2025) e os dados da Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos (AGR, 2025).

Mais do que um levantamento técnico, este documento consolida subsídios estratégicos para a formulação de políticas públicas e a orientação de investimentos, com foco na preparação da rede elétrica de Goiás para os desafios da descarbonização e da diversificação da matriz energética. No contexto da transição energética em curso no Brasil e no mundo, apresenta uma análise abrangente da infraestrutura elétrica estadual, evidenciando limitações, desafios e oportunidades. Assim, reúne informações qualificadas para apoiar a tomada de decisão e direcionar ações que viabilizem a evolução de Goiás para um modelo de fornecimento de energia mais limpo, eficiente e confiável.

A seção está estruturada em quatro capítulos: o Capítulo 1 traz o panorama das infraestruturas elétricas das mesorregiões Noroeste e Norte de Goiás, destacando potencialidades e limitações; o Capítulo 2 analisa o desempenho da rede presente nestas mesorregiões, com foco nos indicadores de continuidade; o Capítulo 3 apresenta as principais obras planejadas e suas premissas e o Capítulo 4 reúne as considerações finais e os próximos passos do projeto.

1. Diagnóstico da Infraestrutura Elétrica: Regiões Norte e Noroeste

Autores: Dra. Lina Paola Garces Negrete e Dr. Fernando Nunes Belchior

1.1 Introdução

Esta seção apresenta uma análise quantitativa dos ativos que compõem a infraestrutura elétrica das regiões Noroeste e Norte do estado de Goiás, com foco nos dados de potência instalada pelos consumidores, nas capacidades das subestações elétricas em operação e nas potências instaladas de geração de energia. O objetivo é compreender o potencial atual de atendimento, os desafios enfrentados e as oportunidades de expansão.

Inicialmente, apresentam-se os dados relativos à demanda de energia elétrica, classificados por Unidades Consumidoras segundo o nível de tensão. Na BDGD constam dados das Unidades Consumidoras de Alta Tensão (UCAT), Unidades Consumidoras de Média Tensão (UCMT) e Unidades Consumidoras de Baixa Tensão (UCBT), essa designação é realizada em função ao nível de tensão de atendimento. Na sequência, são disponibilizadas as informações referentes à geração de energia, com detalhamento dos empreendimentos de ge-

ração centralizada e distribuída. Por último, são descritos os ativos associados à capacidade de transformação do sistema, abordando-se as subestações elétricas.

1.2 Características da Demanda de Energia

A Tabela 1 apresenta a distribuição das unidades consumidoras (UC) no Estado de Goiás. Na base de dados analisada (BDGD), as mesorregiões Noroeste e Norte registram, respectivamente, 2 UCAT, 319 UCMT e 121.305 UCBT, e 2 UCAT, 297 UCMT e 150.916 UCBT, todas sob a concessão da Equatorial Energia Goiás. Esses quantitativos correspondem a 4,00% (UCAT), 3,42% (UCMT) e 3,51% (UCBT) no Noroeste, e a 4,00% (UCAT), 3,18% (UCMT) e 4,36% (UCBT) no Norte, em relação ao total estadual. Observa-se que ambas as mesorregiões concentram os menores volumes de UC no estado, totalizando aproximadamente 121.626 unidades no Noroeste e 151.215 no Norte.

Tabela 1: Quantidade de UC instaladas no Estado de Goiás

Mesorregião	No. de UCAT	% UCAT	No. de UCMT	% UCMT	No. de UCBT	% UCBT
Centro	14	28,00%	4.450	47,65%	1.784.135	51,59%
Leste	5	10,00%	1.295	13,87%	645.242	18,66%
Noroeste	2	4,00%	319	3,42%	121.305	3,51%
Norte	2	4,00%	297	3,18%	150.916	4,36%
Sul	27	54,00%	2.978	31,89%	756.646	21,88%
Total	50	100,00 %	9.339	100,00 %	3.458.244	100,00 %

Fonte: Elaborada pelos autores.

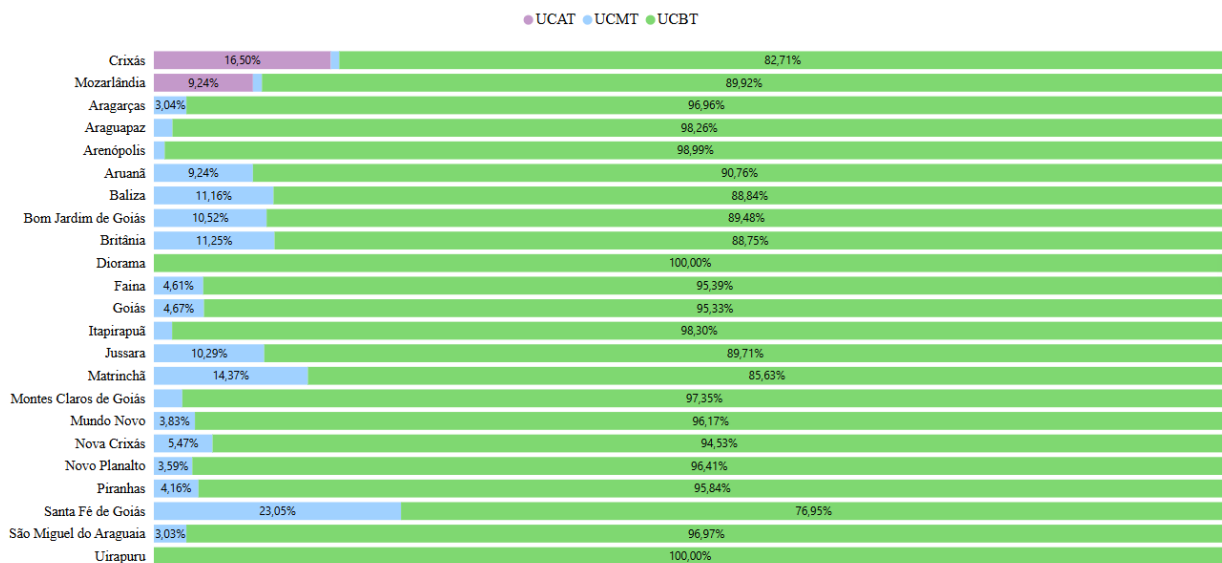
Em relação à carga instalada em kW nas mesorregiões Noroeste e Norte, por nível de tensão, a Fig. 1 e a Fig. 2 apresentam os percentuais por município. Verifica-se que o maior volume de carga está concentrado nas

UCBT (tensão inferior a 2,3 kV), o que é esperado, uma vez que a maioria dos consumidores (residenciais, estabelecimentos comerciais de pequeno porte e serviços públicos locais) é atendida nesse nível de tensão. No que se re-

fere à alta tensão (igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV), destacam-se os municípios de Crixás e Mozarlândia na região noroeste, e Porangatu e Minaçu na região norte, que apresentam os maiores volumes de carga instalada. Já em média tensão (igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV), observa-se maior concentração de carga nos municípios de Santa Fé de Goiás e Matrinchã, para o Noroeste e para

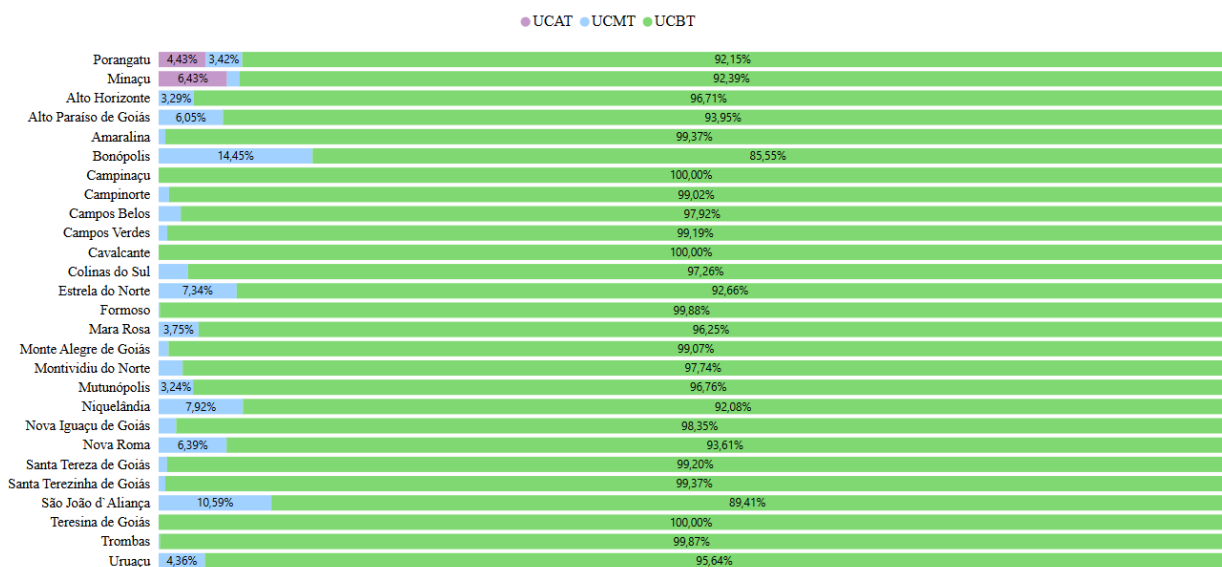
o Norte Goiano as cidades de Bonópolis e São João D'Aliança. Por fim, no atendimento em baixa tensão, sobressaem-se as unidades consumidoras situadas nos municípios de Goiás e São Miguel do Araguaia e Jussara, para o Noroeste Goiano e Porangatu, Uruaçu e Niquelândia para ao Norte Goiano, que se configuraram como as mais representativas desta mesoregião.

Figura 1: Percentuais de potência instalada em kW das UC por município - Noroeste



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 2: Percentuais de potência instalada em kW das UC por município - Norte



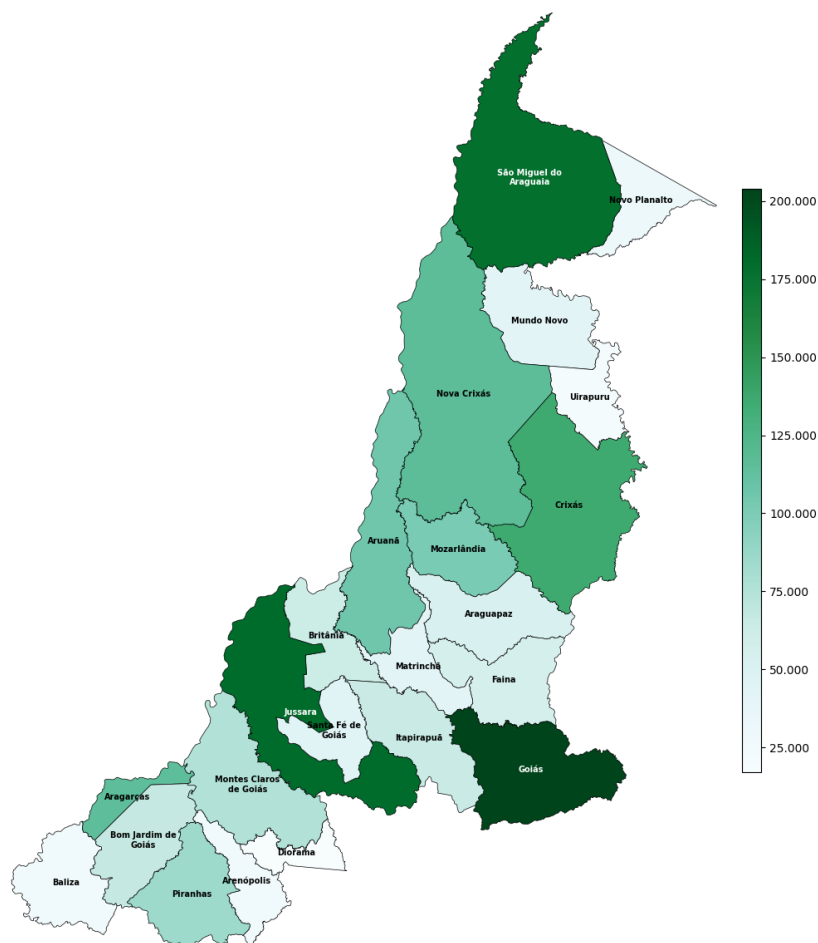
Fonte: Elaborado pelos autores.

A distribuição espacial da carga total instalada em kW por município na mesorregião Noroeste é apresentada na Fig. 3, enquanto que esta distribuição para a mesorregião Norte é mostrada na Fig. 4. Essas distribuições evidenciam um padrão heterogêneo da carga instalada, indicando diferentes níveis de demanda elétrica e, possivelmente, distintos perfis socioeconômicos e produtivos. No Noroeste Goiano, a demanda concentra-se principalmente em Goiás, São Miguel do Araguaia e Jussara, evidenciando que esses municípios tendem a concentrar atividades econômicas mais intensivas em energia, como agroindústria, comércio estruturado e maior densidade populacional. Por outro lado, há um conjunto significativo de municípios com baixa carga instalada, destacando-se Baliza, Arenópolis, Diorama e Uirapuru, com menor densidade de consumo

associada a predominância de atividades rurais de menor consumo energético.

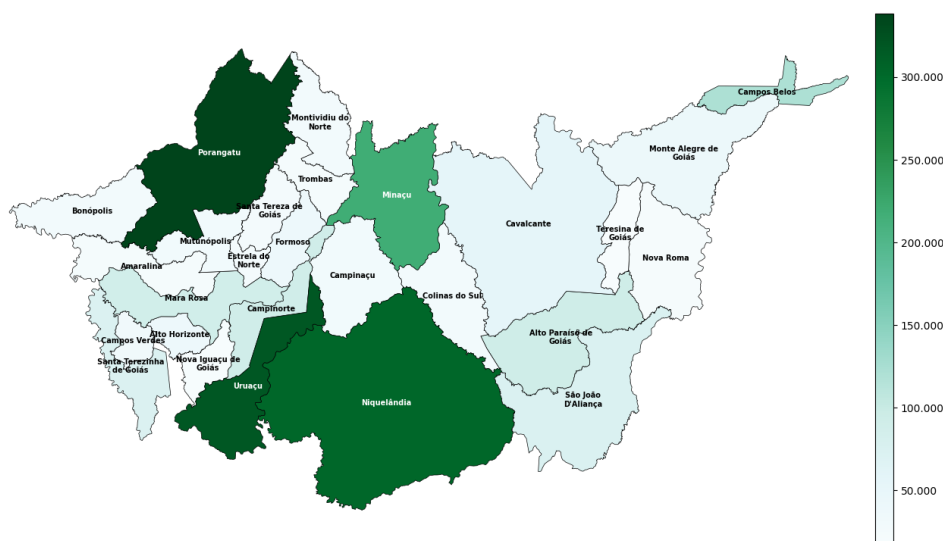
Na região Norte, evidencia-se uma concentração ainda mais acentuada da carga instalada entre os municípios, com forte assimetria na demanda elétrica. Destacam-se claramente alguns polos de elevada carga (tons mais escuros) nos municípios de Porangatu, Niquelândia, Uruaçu e Minaçu que provavelmente concentram atividades econômicas mais intensivas em energia, como mineração, agroindústria ou serviços urbanos mais estruturados, assumindo papel central na dinâmica elétrica regional. Essa dispersão geográfica dos principais centros de carga pode impor desafios adicionais ao sistema elétrico, especialmente no que se refere à necessidade de longos alimentadores e à manutenção da qualidade e confiabilidade do fornecimento.

Figura 3: Distribuição espacial da carga instalada em kW das UC por município - Noroeste



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 4: Distribuição espacial da carga instalada em kW das UC por município - Norte



Fonte: Elaborado pelos autores.

1.3 Características da Geração de Energia

O Estado de Goiás avança em direção a um modelo de geração descentralizada, pautado por princípios de sustentabilidade e maior participação social. Na região Noroeste do Estado, conforme ilustrado na Fig. 5, evidencia-se uma dinâmica de expansão mais recente e acelerada, com baixa participação inicial da geração e praticamente inexistência de geração distribuída nos primeiros anos. A partir de 2020, observa-se um crescimento expressivo, sobretudo da geração distribuída, que passa a representar a maior parcela da capacidade instalada nos anos mais recentes, impulsionando de forma significativa a potência acumulada da região.

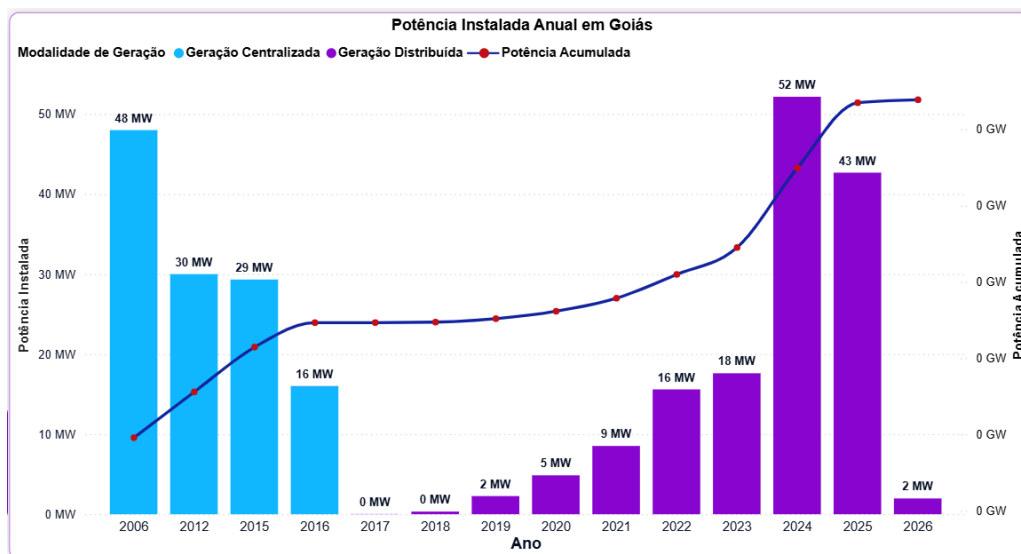
Por outro lado, enquanto no Estado de Goiás e a maioria de suas mesorregiões houve ciclos sucessivos de expansão centralizada ao longo dos anos, a Região Norte apresenta uma trajetória marcada por forte presença inicial de geração centralizada, com valores elevados já nos primeiros anos (como em 2006 e 2012), seguida por um período de relativa estagnação, conforme ilustrado na Fig. 6. A inserção da ge-

ração distribuída ocorre de forma mais gradual a partir de 2019, indicando uma transição mais lenta para um modelo descentralizado, ainda que com tendência de crescimento recente.

Dessa forma, enquanto o Noroeste se destaca pelo crescimento recente e dinâmico baseado na geração distribuída, o Norte apresenta uma base histórica mais consolidada, com evolução mais estável e transição gradual lenta ao longo do tempo.

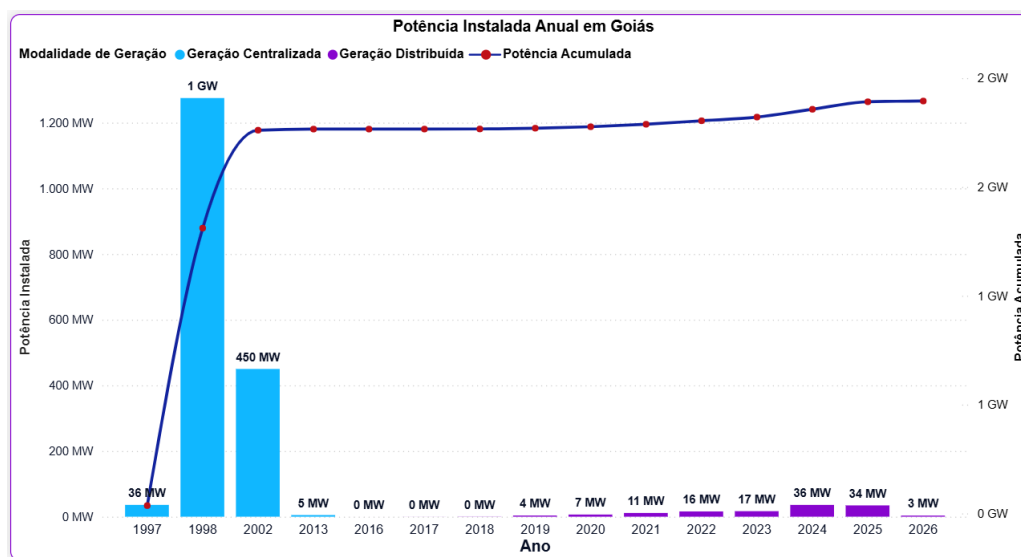
No que tange à geração centralizada, o total de 123,33 MW produzidos na Região Noroeste é proveniente exclusivamente de PCH como mostrado na Tabela 2. Embora essas PCHs desempenhem papel estratégico por se tratarem de fontes firmes e despacháveis, sua capacidade instalada pode se mostrar insuficiente para acompanhar a expansão da demanda elétrica associada ao dinamismo do agronegócio e de novas atividades econômicas na região. Essa configuração acentua a dependência do sistema regional em relação à energia importada de outras áreas do SIN, bem como de polos de geração localizados em outras regiões do Estado, além de reduzir a flexibilidade operativa e o suporte elétrico local em situações de contingência ou de expansão da carga.

Figura 5: Evolução da Matriz Elétrica na Região Noroeste



Fonte: (SIEGO, 2026).

Figura 6: Evolução da Matriz Elétrica na Região Norte



Fonte: (SIEGO, 2026).

Tabela 2: Dados da Geração Centralizada na Região Noroeste

Tipo de geração	Potência de Outorga	Potência Fiscalizada	Quant. Unid. de GC	Empresa
PCH	30,00 MW	30,00 MW	1	Mosquitão
PCH	18,00 MW	18,00 MW	1	Piranhas
PCH	16,00 MW	16,00 MW	1	Rênic
PCH	30,00 MW	30,00 MW	1	Santo Antônio do Caiapó
PCH	29,33 MW	29,33 MW	1	Tamboril
Total	123,33 MW	123,33 MW	5	—

Fonte: Adaptada de (SIEGO, 2026).

A Região Norte, por sua vez, em 1998 passou a exercer papel estratégico no cenário energético nacional com o início da operação das três unidades geradoras da Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa, totalizando 1.275 MW de capacidade instalada. O empreendimento consolidou-se como ativo estruturante para o atendimento ao mercado do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, além de desempenhar função essencial na integração elétrica entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, configurando-se como elo fundamental da Interligação Norte-Sul. Ao longo do tempo, outros empreendimentos de geração centrali-

zada foram instalados na região e, atualmente, eles acumulam 1,791 GW, os quais estão fortemente concentrados em usinas hidrelétricas de grande porte, como apresentado na Tabela 3.

Observa-se, portanto, uma matriz de geração predominantemente hídrica, com baixa diversificação tecnológica e de recursos primários, o que pode implicar maior exposição a variabilidades hidrológicas ao longo do tempo. Ainda assim, a robustez e a escala desses empreendimentos conferem à região elevada relevância sistêmica, tanto no suporte à segurança energética quanto na capacidade de intercâmbio de energia entre diferentes subsistemas do país.

Tabela 3: Dados da Geração Centralizada na Região Norte

Tipo de geração	Fonte	Potência de Outorga	Potência Fiscalizada	Empresa
UTE	Bagaçõ de cana	25,00 MW	5,00 MW	Uruaçũ Açúcar e Alcool
UTE	Óleo combustível	36,00 MW	36,00 MW	CNT
UHE	Potencial hidráulico	450,00 MW	450,00 MW	Cana Brava
UHE	Potencial hidráulico	1,28 GW	1,28 GW	Serra da Mesa
Total	–	1,791 GW	1,771 GW	–

Fonte: Adaptada de (SIEGO, 2026).

No que se refere à geração distribuída (GD), observa-se uma expansão significativa nas mesorregiões Noroeste e Norte a partir de 2019, caracterizada por uma trajetória de crescimento acelerado e sustentado. No período compreendido entre 2019 e 2024, a potência instalada na região Noroeste evoluiu de 2 MW para 52 MW, representando um aumento de aproximadamente 25 vezes em relação ao valor inicial. De forma semelhante, na região Norte, a capacidade instalada passou de 4 MW para 36 MW, o que equivale a um crescimento de cerca de 9 vezes. Essa evolução decorre da ampliação de incentivos regulatórios, fiscais e financeiros nas esferas federal e estadual, com destaque para o Marco Legal da Geração Distribuída — consolidado pela Lei nº 14.300/2022 —, além de mecanismos como isenção de ICMS, redução de impostos de importação, IPTU Verde e linhas de financiamento, incluindo crédito bancário de até 100% e apoio do BNDES. Esse ambiente é re-

forçado pela redução dos custos tecnológicos, especialmente dos sistemas fotovoltaicos, elevando a atratividade econômica do setor.

Soma-se a esse contexto a crescente conscientização sobre sustentabilidade e a busca por eficiência de custos, consolidando a geração distribuída como vetor estratégico de expansão da matriz elétrica em todo o estado. Adicionalmente, esse avanço contribui para a transição energética e o desenvolvimento socioeconômico, ao dinamizar a economia local e promover o aproveitamento de recursos energéticos disponíveis.

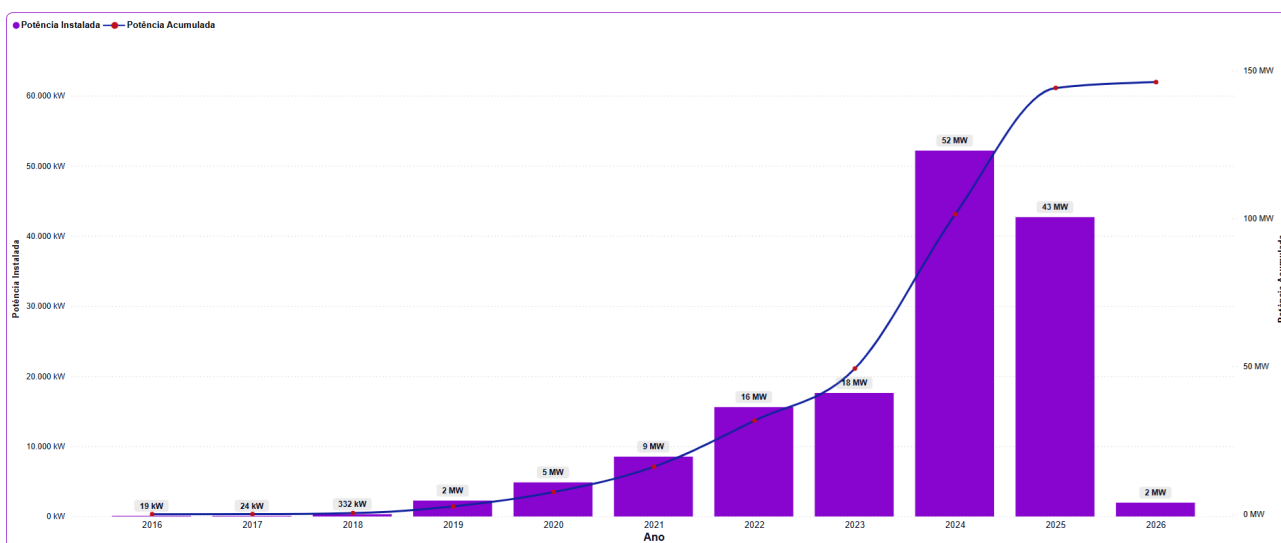
Ao analisar os tipos de geração distribuída presentes nestas mesorregiões, verifica-se que, na região Noroeste, a capacidade instalada está segmentada entre Usinas Eólicas (EOL) e Usinas Fotovoltaicas (UFV), com predominância expressiva destas últimas. A participação da fonte eólica é residual, limitada a 12 kW, reforçando o protagonismo da geração solar na expansão observada. Esse comportamento de-

corre do baixo potencial eólico no estado, caracterizado por reduzidos índices de vento, o que inviabiliza a implantação de usinas dessa fonte em escala relevante. Na mesorregião Norte, por sua vez, a GD é integralmente composta por sistemas fotovoltaicos, evidenciando a predominância absoluta dessa tecnologia. Verifica-se, portanto, que este tipo de geração já se apresenta relevante em ambas as regiões desde 2019, mantendo trajetória contínua

de crescimento ao longo do período analisado.

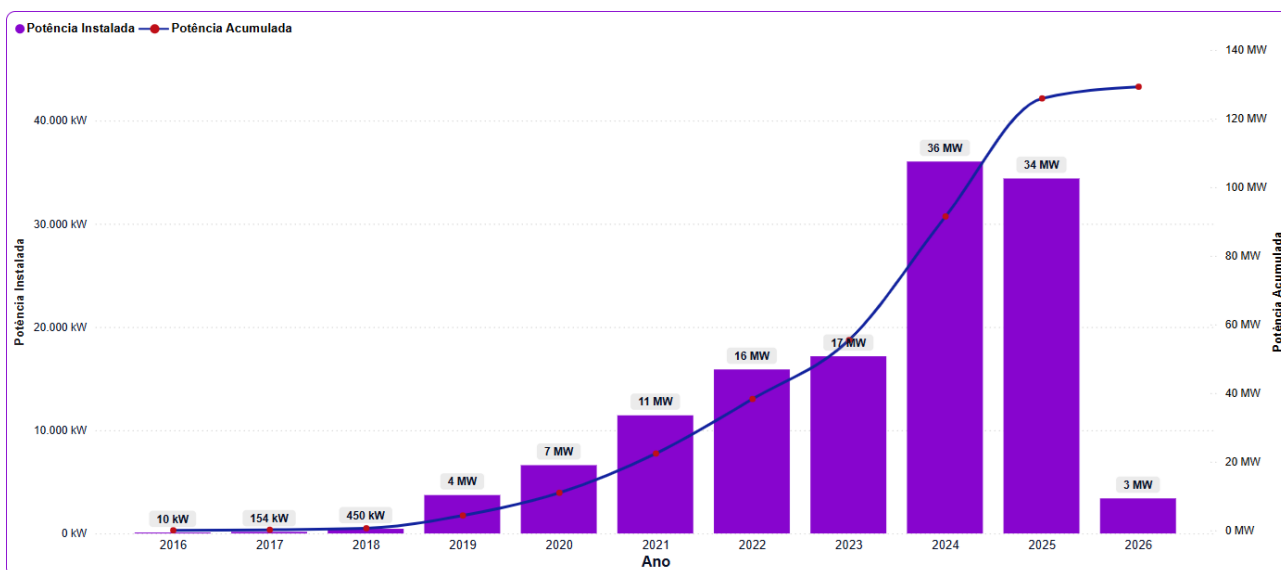
As Figuras 7 e 8 evidenciam, respectivamente, a evolução da geração distribuída nessas mesorregiões. Nesse contexto, fica evidente que a expansão da geração distribuída está diretamente associada ao avanço da energia solar fotovoltaica, impulsionada por sua maior viabilidade técnica e econômica, facilidade de implementação e aderência ao perfil de consumo local.

Figura 7: Evolução histórica da GD da Mesorregião Noroeste



Fonte: (SIEGO, 2026).

Figura 8: Evolução histórica da GD da Mesorregião Norte



Fonte: (SIEGO, 2026).

1.4 Características da Capacidade de Transferência de Energia

As subestações (SE) exercem uma função vital na estrutura do sistema elétrico, configurando-se como o “coração” da rede. São elas que realizam o rebaixamento dos níveis de tensão para patamares adequados ao consumo e, ao mesmo tempo e definem a capacidade de atendimento de cada região.

Na base de dados, as SE são classificadas conforme sua faixa de operação em MT–MT, destinadas ao atendimento em níveis de média tensão (34,5/13,8 kV), e AT–MT, que ope-

ram em diferentes patamares de alta tensão (238/138/69 kV) e média tensão (34,5/13,8 kV).

As especificações técnicas das subestações AT-MT da Região Noroeste são detalhadas na Tabela 4. Dentre elas, podem ser destacadas a SE Jussara, com 83 MVA, e a SE Serra do Ouro, com 50 MVA, que se configuram como os ativos mais estratégicos do conjunto, desempenhando papel essencial no suprimento das áreas de Jussara e Crixás, bem como de seus entornos. Essa relevância evidencia a forte dependência estrutural da região em relação a esses pontos críticos de transformação.

Tabela 4: Especificações Técnicas das SE na classe AT-MT na Região Noroeste

Nome	Nível (kV)	Potência nominal (MVA)	Município
Aragarças	69/13,8	20	Aragarças
Araguapaz	34,5/13,8	5	Araguapaz
Arenópolis	69/34,5/13,8	8	Arenópolis
Aruanã	34,5/13,8	6,25	Aruanã
Aruanã (Transmissão)	69/34,5	16	Aruanã
Bom Jardim	69/34,5/13,8	16	Bom Jardim de Goiás
Britânia	34,5/13,8	6,25	Britânia
Britânia (Transmissão)	69/34,5	12,5	Britânia
Fazenda Canadá	69/34,5	20	Santa Fé de Goiás
Goiás	69/34,5/13,8	12,5	Goiás
Jussara	138/69/34,5/13,8	83	Jussara
Matrinchã	69/34,5	12,5	Matrinchã
Mozarlândia	34,5/13,8	6,25	Mozarlândia
Mozarlândia (Transmissão)	69/34,5	12,5	Mozarlândia
Nova Crixás (Transmissão)	69/34,5/13,8	20	Nova Crixás
Novo Planalto	69/34,5/13,8	6,25	Novo Planalto
Piranhas T.	69/34,5/13,8	12,5	Piranhas
São Miguel do Araguaia	69/34,5/13,8	16	São Miguel do Araguaia
Serra do Ouro	138/69/34,5	50	Crixás

Fonte: Elaborada pelos autores.

Para a quantificação do carregamento das subestações, foi realizado o agrupamento da capacidade instalada das Unidades Consumidoras conectadas aos níveis de MT e AT, conforme a subestação de origem dos respectivos alimentadores, com base nas informações de topologia da rede disponíveis na BDGD. A Fig. 9 apresenta a distribuição resultante desse agrupamento para a Mesorregião Noroeste. Pode ser evidenciado claramente desta Figura uma forte concentração de carga instalada em MT em poucas subestações e dá

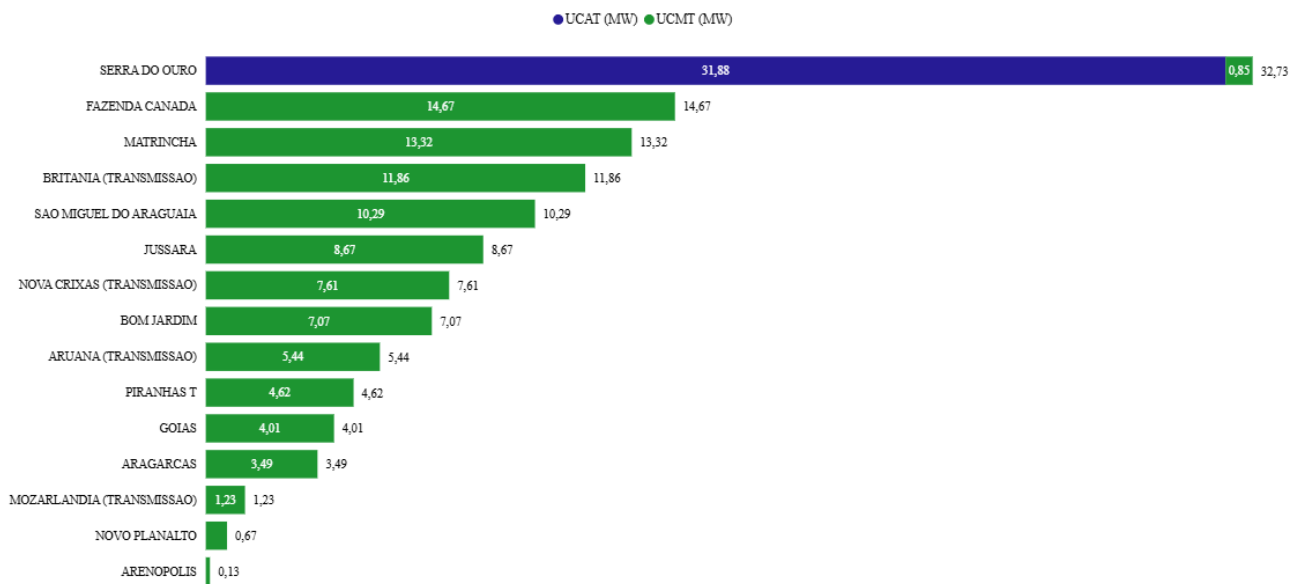
pistas importantes sobre a composição dessa carga e suas implicações operacionais e de planejamento. Além disso, na SE Serra do Ouro, observa-se a presença de UCAT, indicando que as mineradoras, consumidores de maior porte, localizadas nos municípios de Crixás e Mozarlândia, são atendidas por esta subestação fornecendo a potência máxima total de 31,88 MW correspondente às duas UCAT. Observa-se, também, que as SEs Fazenda Canadá, Matrinchã, Britânia, São Miguel do Araguaia são dominantes, pois atendem a parcela mais sig-

nificativa da carga instalada em MT da mesorregião. Essa concentração de carga em poucas subestações torna a malha mais vulnerável, pois sobrecargas, manutenções prolongadas ou falhas nessas instalações tendem a impactar grande parte da demanda regional. Isso reforça a necessidade de priorizar investimentos em reforço, automação e redundância nes-

sas localidades para aumentar a confiabilidade do sistema.

Na Região Norte, por sua vez, identificam-se 9 subestações classificadas como AT-MT cujas especificações técnicas são detalhadas na Tabela 5. Dos dados apresentados, observa-se heterogeneidade significativa quanto à potência instalada.

Figura 9: Carga instalada em MW por SE na Região Noroeste



Fonte: Elaborado pelos autores.

Tabela 5: Especificações Técnicas das SE na classe AT-MT na Região Norte

Nome	Nível (kV)	Potência nominal (MVA)	Município
Campinorte	69/13,8	5	Campinorte
Mara Rosa	69/34,5/13,8	13	Mara Rosa
Minaçu	138/34,5/13,8	66,6	Minaçu
Codemin	230/13,8	120	Niquelândia
Niquelândia 69 kV	69/34,5/13,8	40	Niquelândia
Porangatu	138/69/34,5/13,8	50	Porangatu
Santa Terezinha	69/34,5/13,8	20	Santa Terezinha de Goiás
São João D'Aliança	138/34,5/13,8	33,3	São João D'Aliança
Uruaçu	69/34,5/13,8	32,5	Uruaçu

Fonte: Elaborada pelos autores.

A SE Codemin destaca-se com 120 MVA, configurando-se como a unidade de maior porte da amostra, seguida pela SE Minaçu (66,6 MVA) e pela SE Porangatu (50 MVA). Es-

sas instalações exercem papel estruturante no atendimento regional, especialmente em municípios com maior concentração de carga ou atividade industrial relevante.

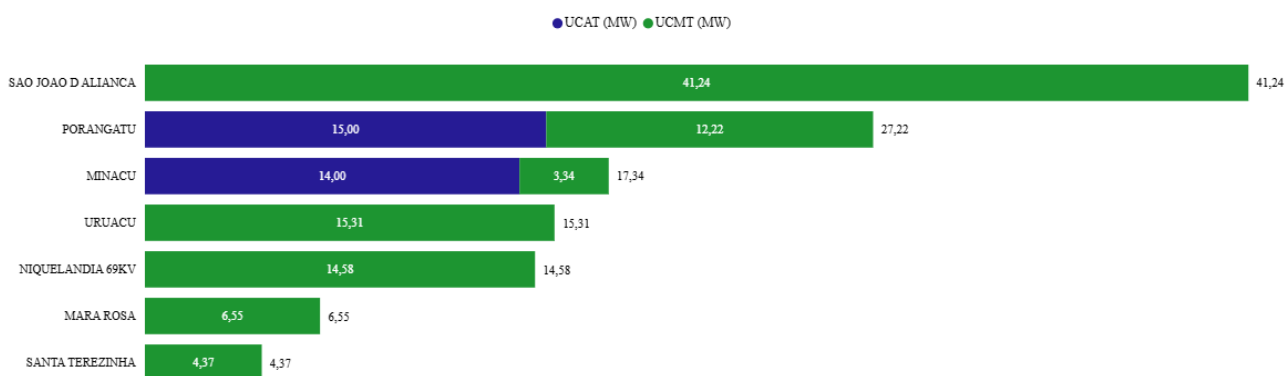
Cabe ressaltar que a SE Codemin atende majoritariamente à carga da empresa homônima dedicada à produção de níquel. No grupo intermediário, situam-se as SE Niquelândia 69 kV (40 MVA), Uruaçu (32,5 MVA) e São João D’Aliança (33,3 MVA), que apresentam capacidades compatíveis com polos urbanos de médio porte. Já as SE Santa Terezinha (20 MVA), Mara Rosa (13 MVA) e Campinorte (5 MVA) possuem menor capacidade instalada, indicando atendimento a mercados locais de menor densidade de carga.

Fig. 10 apresenta a distribuição resultante do agrupamento das cargas ligadas nos níveis de AT e MT nas SE da Mesorregião Norte. De forma geral, desta Figura, verifica-se que a maior concentração de carga nesses níveis está associada a poucas subestações estratégi-

cas, com destaque para São João d’Aliança e Porangatu. Além disso, a presença significativa de carga em alta tensão em Porangatu e Minaçu indica maior densidade de consumidores industriais ou de grande porte nessas localidades, o que pode demandar atenção especial quanto à capacidade e confiabilidade do sistema.

Finalizando esta seção, vale a pena ressaltar que as informações apresentadas neste caderno seguem uma abordagem físico-geográfica. Entretanto, no caso das subestações elétricas, suas capacidades nominais podem suprir demandas além desses limites, pois os fluxos de potência frequentemente extrapolam as fronteiras regionais, refletindo a interconexão e a dinâmica do sistema elétrico nacional.

Figura 10: Carga instalada em MW por SE na Região Norte



Fonte: Elaborado pelos autores.

1.5 Considerações parciais

Em síntese, o diagnóstico das mesorregiões Noroeste e Norte evidencia uma expansão consistente e acelerada da geração distribuída, fortemente ancorada na fonte solar fotovoltaica, que se consolida como principal vetor de crescimento local. Esse cenário, embora positivo sob a ótica da transição energética e do desenvolvimento regional, impõe desafios à infraestrutura elétrica existente, particularmente no que se refere à capacidade de transformação, à densidade de subestações e à confiabilidade das redes de distribuição e subtransmissão, exigindo intervenções estratégicas para assegurar atendimento eficiente às áreas urbanas e rurais.

Nesse contexto, evidencia-se a necessidade de ampliação da capacidade de transformação e do adensamento da rede de subestações, bem como do reforço das redes de distribuição e subtransmissão, com vistas a mitigar limitações estruturais decorrentes da concentração de carga e da dispersão geográfica. Tais iniciativas são essenciais para elevar a confiabilidade do sistema, ampliar a flexibilidade operativa e assegurar suporte adequado à continuidade da expansão energética e ao desenvolvimento das atividades econômicas regionais.

Destaca-se, também, a expressiva expansão da geração distribuída nessas mesorregiões, que, à semelhança do observado em âmbito na-

cional, é impulsionada predominantemente por sistemas fotovoltaicos. Esse avanço, contudo, tem evidenciado limitações estruturais relevantes nas redes de distribuição, tanto em Goiás quanto em outras regiões do país.

Nesse cenário, observa-se a recorrência de negativas de acesso por parte das distribuidoras, a exemplo da Equatorial GO, especialmente em solicitações de conexão de novas unidades geradoras. Tais restrições estão, em geral, associadas à incapacidade momentânea da rede em absorver a energia injetada, refletindo uma infraestrutura ainda não plenamente adaptada à lógica de fluxo bidirecional de potência. Assim sendo, reforça-se a necessidade de um planejamento integrado entre a expansão da geração e os investimentos em reforço e modernização da rede elétrica, de modo a assegurar a confiabilidade operacional e a viabilidade técnica para a continuidade da transição energética.

Do ponto de vista técnico, a inserção massiva de geração distribuída pode provocar efeitos adversos relevantes quando não há adequação da infraestrutura existente. Entre os principais aspectos, destacam-se a ocorrência de fluxo reverso de potência, que pode comprometer a coordenação e seletividade dos sistemas de proteção, ocasionando atuações indevidas; a sobrecarga em transformadores e condutores, especialmente em horários de elevada geração e baixa demanda local; além de impactos nos níveis de tensão ao longo dos alimentadores. Esses fatores têm levado as distribuidoras a adotarem critérios mais restritivos para novas conexões, evidenciando que o avanço da geração distribuída deve ser acompanhado por investimentos em modernização da rede, incluindo automação, reforço de capacidade e adoção de tecnologias inteligentes, como forma de mitigar riscos e viabilizar a expansão sustentável do setor elétrico.

2. Análise do Desempenho da Rede Elétrica Regional: Regiões Norte e Noroeste

Autores: Dr. Fernando Nunes Belchior e Dra. Lina Paola Garces Negrete

2.1 Introdução

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, dois dos principais indicadores de continuidade do fornecimento são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). O DEC representa o tempo médio, em horas, que cada consumidor permaneceu sem energia em um determinado período (geralmente um ano), refletindo a duração total das interrupções. O FEC, por sua vez, expressa o número médio de vezes em que cada consumidor teve o fornecimento interrompido no mesmo período, independentemente da duração de cada ocorrência. Em termos práticos, o DEC mostra “por quanto tempo” os consumidores ficaram sem energia, enquanto o FEC mostra “quantas vezes” isso aconteceu.

Esses indicadores são fundamentais para avaliar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, sendo monitorados pela ANEEL e utilizados para estabelecer metas de desempenho que garantam maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica à população.

Nesta seção, são apresentadas análises dos indicadores de continuidade do fornecimento para as mesorregiões Noroeste e Norte do Estado de Goiás, referentes ao ano de 2024. Ressalta-se que o indicador é expresso por conjunto e cada conjunto deve conter mais de 1.000 UC, conforme estabelecido na legislação (ANEEL, 2020, 2023b). A mesorregião Noroeste é separada em 21 conjuntos, representando 9,72% de todos os conjuntos do estado, enquanto que a mesorregião Norte é separada por 17 conjuntos e representa 7,87% de todos os conjuntos do estado. (AGR, 2025).

2.2 Indicadores de desempenho

Com o objetivo de analisar os indicadores DEC e FEC de forma georreferenciada, foram elaborados os mapas apresentados nas Figuras 11 e 12, para a mesorregião Noroeste, e nas Figuras 13 e 14, para a mesorregião Norte. Neles, o DEC é classificado em três patamares (“conforme”, “entre 100 e 140% do limite” e “superior a 140% do limite”), enquanto o FEC também é dividido em três categorias (“conforme”, “entre 100 e 122% do limite” e “superior a 122% do limite”).

A partir desses mapas, realizam-se as seguintes análises para a região Noroeste:

- A maior parte da mesorregião aparece marcada em vermelho nos dois mapas, indicando que muitos conjuntos de municípios ultrapassaram simultaneamente tanto o limite de duração (DEC) quanto o de frequência (FEC). Isso sugere que os problemas não são pontuais, mas estruturais, possivelmente decorrentes de longas extensões de rede, elevada carga distribuída e baixa redundância;
- O mapa de DEC mostra uma situação muito mais grave que o de FEC. Quase toda a mesorregião, especialmente o eixo central (Mozarlândia, Aruanã, Faina, Britânia, Jussara, Montes Claros de Goiás), está acima de 140% do limite, sugerindo falhas longas ou dificuldades prolongadas de recomposição. Isso reforça que o maior desafio da região não é apenas a quantidade de interrupções, mas a demora para restabelecimento;
- Alguns conjuntos de municípios aparecem amarelos ou verdes no FEC, mas estão vermelhos no DEC (ex.: Uirapurú, Crixás, Aragarças). Esse comportamento típico indica que, nesses locais,

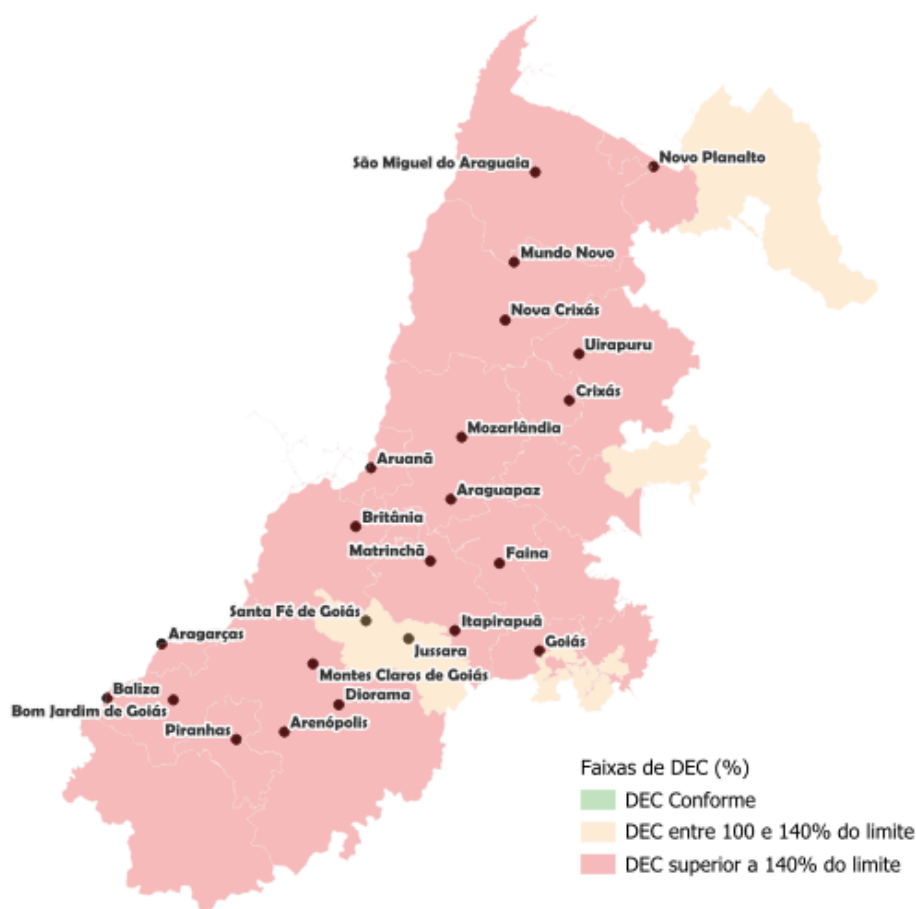
embora o número de interrupções não seja tão elevado, elas são muito longas, o que aponta necessidade de investimentos em: equipes de recomposição, automação de chaves, redução de extensão de alimentadores, etc.;

- Poucos conjuntos aparecem vermelhos no FEC e melhor posicionados no DEC (como trechos da região norte). Nesses casos, o problema é a recorrência de falhas, indicando possíveis causas como: vegetação, equipamentos antigos, distâncias longas entre pontos de inspeção. Esse tipo de comportamento exige ações voltadas à redução de falhas, mais do que melhoria de recomposição, tais como: manutenção preventiva, poda de vegeta-

ção, substituição de equipamentos antigos, reforço em linhas críticas, dentre outros;

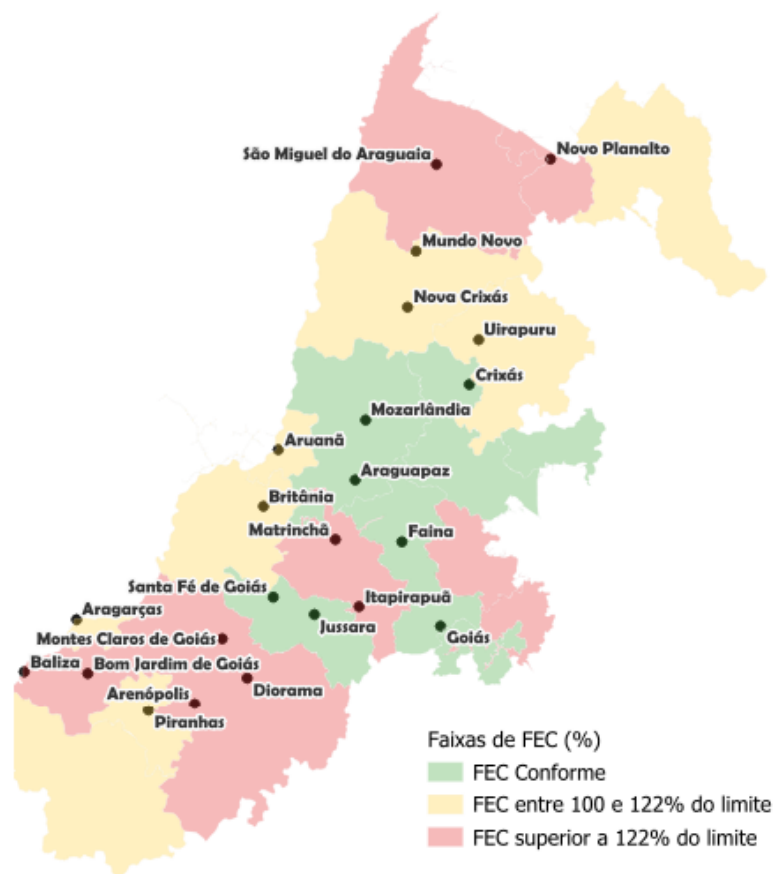
- Tanto no DEC quanto no FEC, os conjuntos que compreendem os municípios de Baliza, Arenópolis e Bom Jardim de Goiás aparecem majoritariamente em vermelho. Essa repetição indica uma área especialmente crítica, possivelmente associada a: acesso complexo para equipes, características do relevo, longas linhas rurais e baixa disponibilidade de redundância e manobras. Conforme já mencionado, essa mesorregião deve ser considerada prioritária para planejamento de expansão e modernização.

Figura 11: Mapa do DEC na Mesorregião Noroeste - 2024



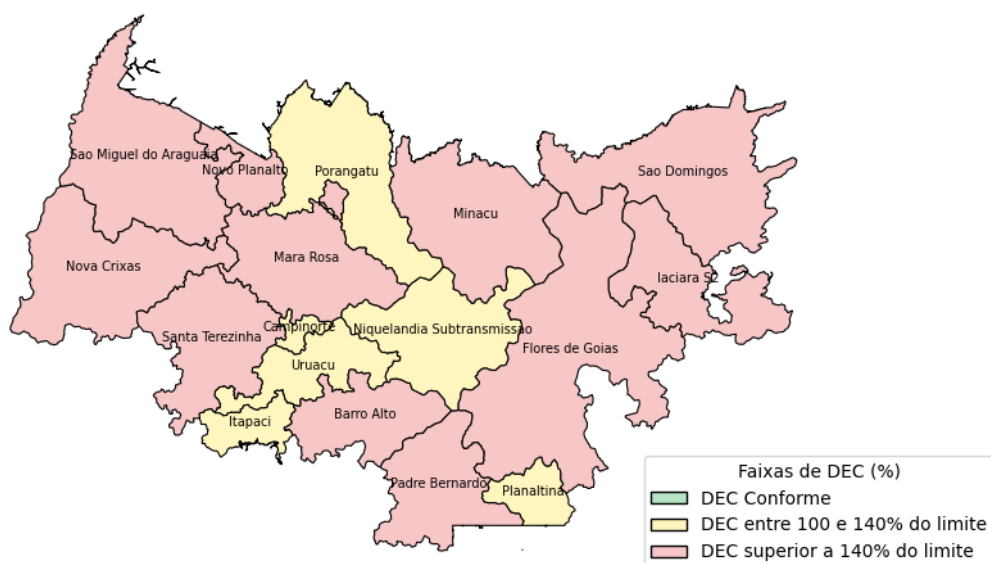
Fonte: (AGR, 2025).

Figura 12: Mapa do FEC na Mesorregião Noroeste - 2024



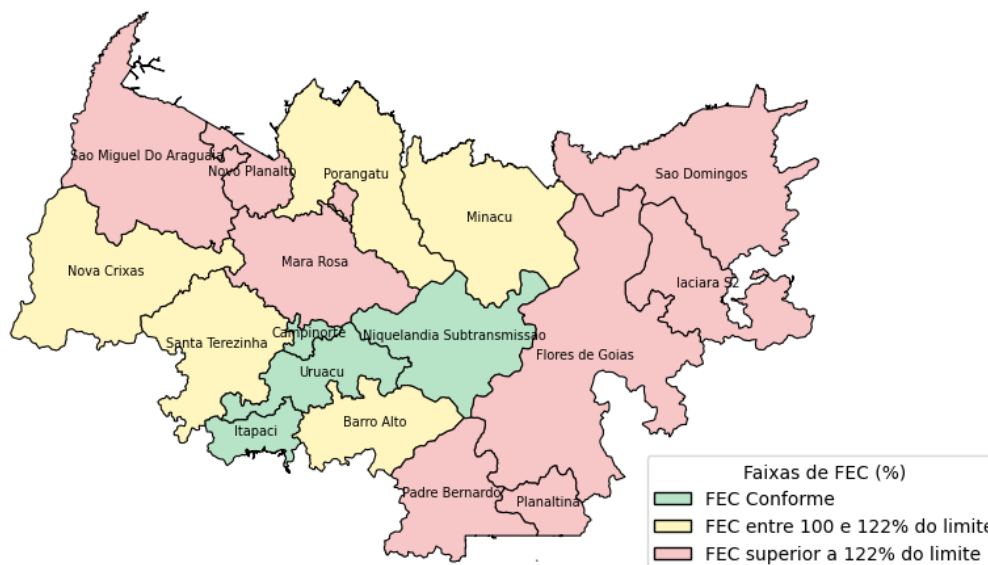
Fonte: (AGR, 2025).

Figura 13: Mapa do DEC na Mesorregião Norte - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

Figura 14: Mapa do FEC na Mesorregião Norte - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

Com base nos mapas de DEC e FEC para a mesorregião Norte (Figuras 13 e 14), podem ser realizadas as seguintes análises:

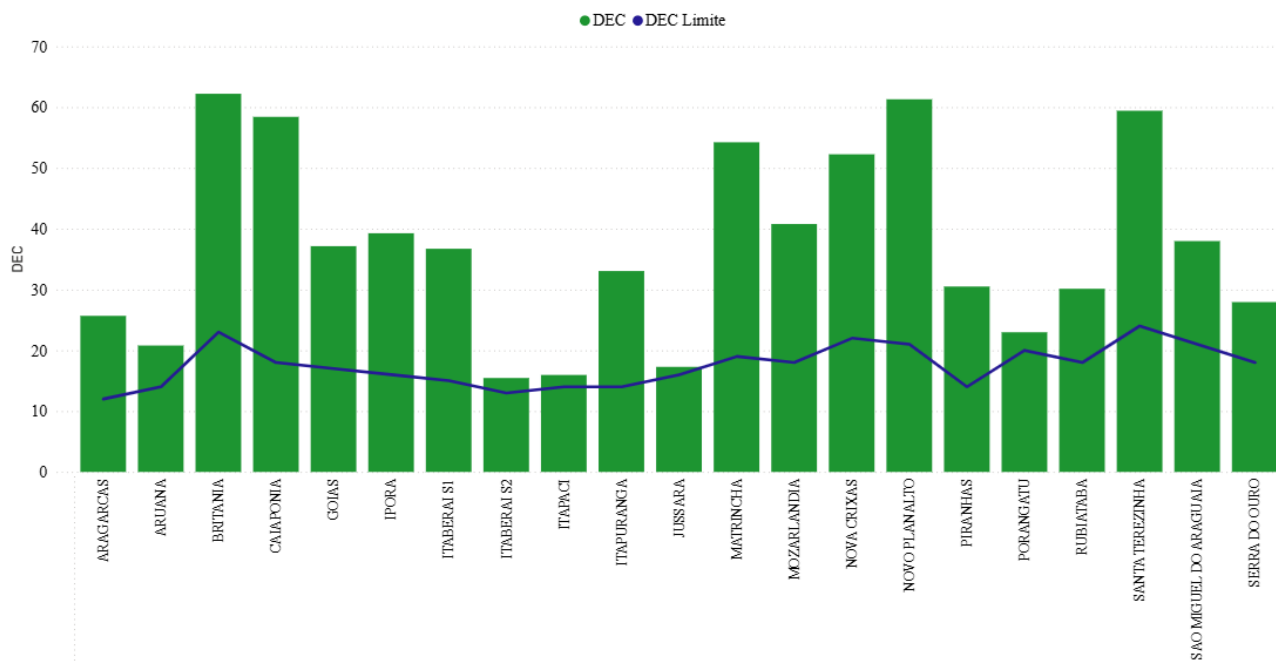
- A maioria dos consumidores da mesorregião norte experimentam interrupções de energia elétrica com durações maiores que 40% do limite estabelecido pela ANEEL;
- Nenhum consumidor desta mesorregião sofre de interrupções de energia com durações dentro dos limites estabelecidos;
- Com relação à quantidade de vezes sem energia elétrica (indicador FEC), observa-se que o centro da mesorregião norte é a menos afetada, com quantidades abaixo do limite estabelecido pela ANEEL;
- De forma geral, os consumidores da mesorregião norte do estado de Goiás sofrem com grandes quantidades de interrupções de energia elétrica e com durações bem acima do limite estabelecido pela ANEEL.

No detalhamento referente ao ano de 2024, as Figuras 15 e 16 apresentam, respectivamente, os limites estabelecidos pela ANEEL para os indicadores DEC e FEC, bem como os valores apurados para os conjuntos de unidades consumidoras na mesorregião Noroeste. De forma análoga, as Figuras 17 e 18 apresentam esses mesmos indicadores para a mesorregião Norte.

No que se refere à mesorregião Noroeste, observa-se que:

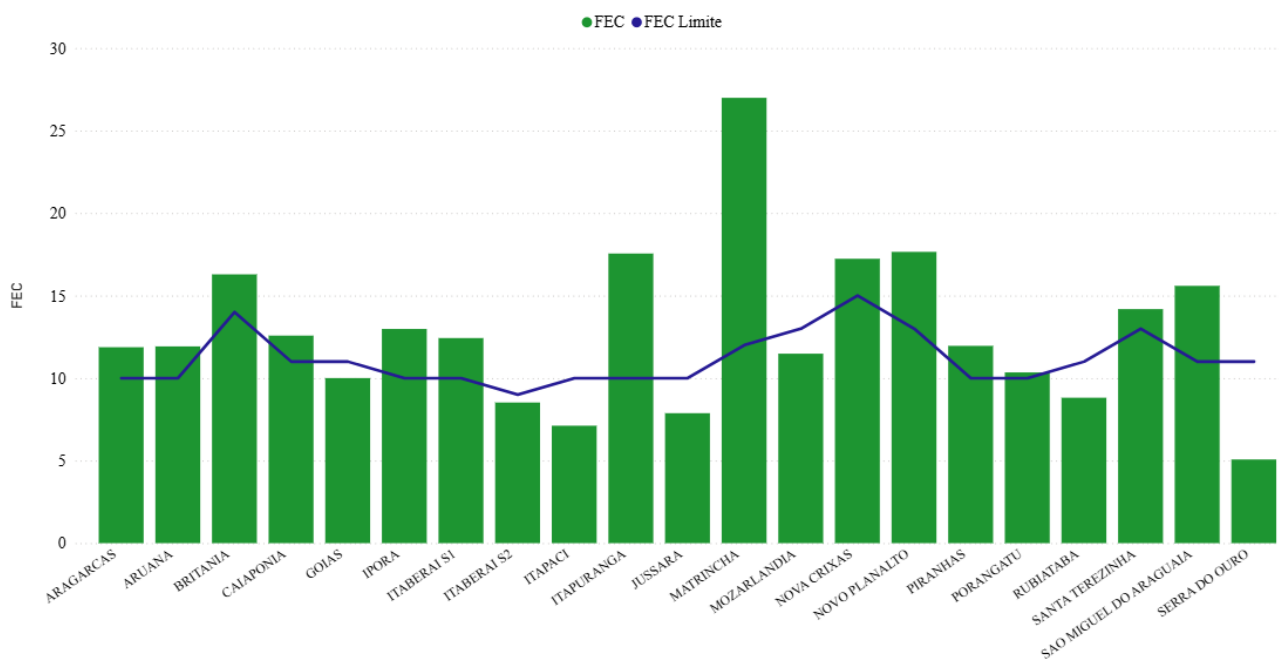
- O indicador DEC ultrapassou os limites estabelecidos em todos os 21 conjuntos, sendo que, em quatro deles (Caiapônia, Itapuranga, Matrinchã e Novo Planalto), o tempo sem fornecimento de energia elétrica superou quatro vezes o valor permitido pela legislação;
- Em 14 conjuntos de consumidores, o número de interrupções (indicador FEC) ultrapassou os limites estabelecidos, sendo que apenas o conjunto de Matrinchã permaneceu sem energia elétrica o dobro das vezes permitidas pela legislação.

Figura 15: DEC na Mesorregião Noroeste - 2024



Fonte: (AGR, 2025)

Figura 16: FEC na Mesorregião Noroeste - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

No contexto da Mesorregião Norte, observa-se que:

- Em relação ao DEC, verifica-se que, em todos os 17 conjuntos analisados, os li-

mites estabelecidos foram ultrapassados, evidenciando uma condição crítica para a mesorregião e a necessidade de intervenções urgentes na infraestrutura elétrica. Destaca-se ainda que, em 7 desses con-

juntos, o tempo de interrupção atingiu valores equivalentes ao dobro do limite regulamentar, reforçando a gravidade da situação.

- Em relação ao FEC, observa-se que, em 13 conjuntos, os limites estabelecidos foram ultrapassados. Destaca-se que o conjunto de Campinorte apresentou o melhor desempenho relativo, com a menor frequência média de interrupções,

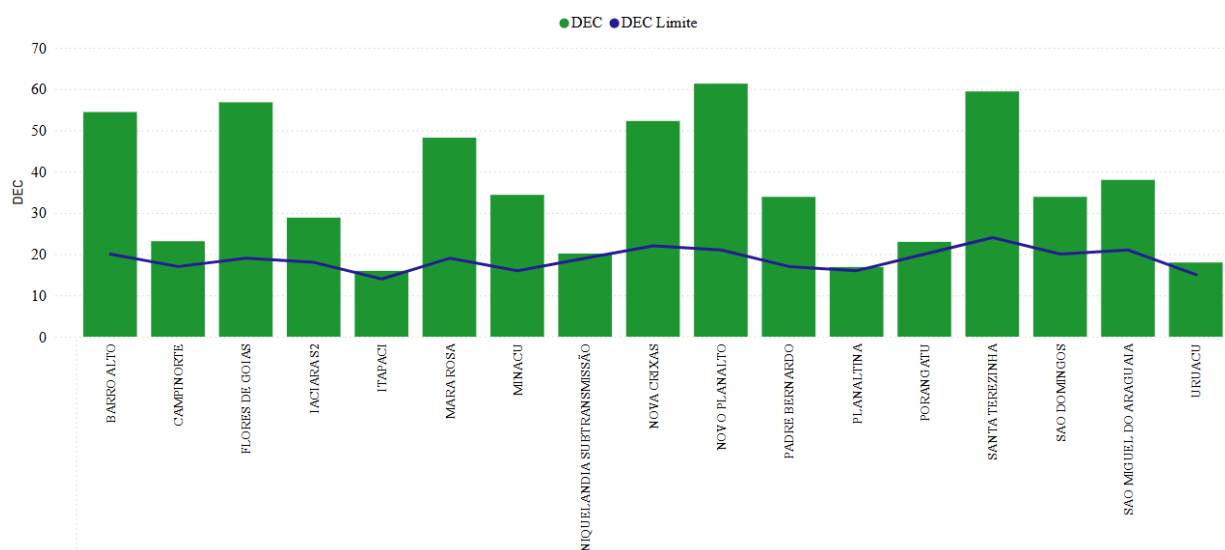
aproximadamente seis ocorrências mensais.

A partir das informações mostradas nas Figuras 15 a 18 é possível fazer o cálculo dos indicadores DEC e FEC de forma percentual, conforme as equações (1) e (2):

$$DEC\% = DEC / DEC_{Limite} \quad (1)$$

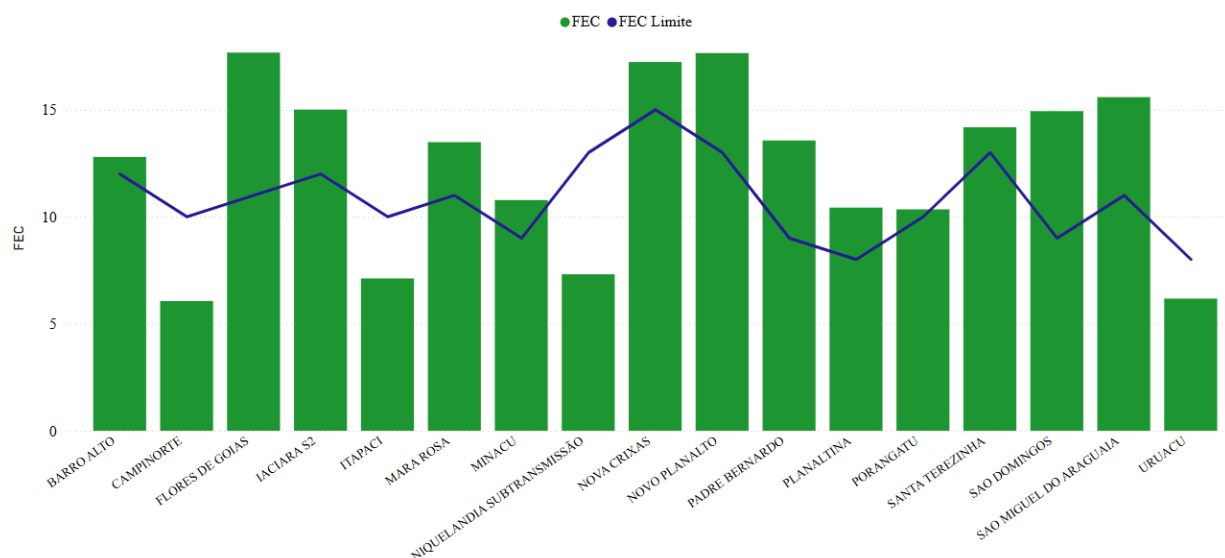
$$FEC\% = FEC / FEC_{Limite} \quad (2)$$

Figura 17: DEC na Mesorregião Norte - 2024



Fonte: (AGR, 2025)

Figura 18: FEC na Mesorregião Norte - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

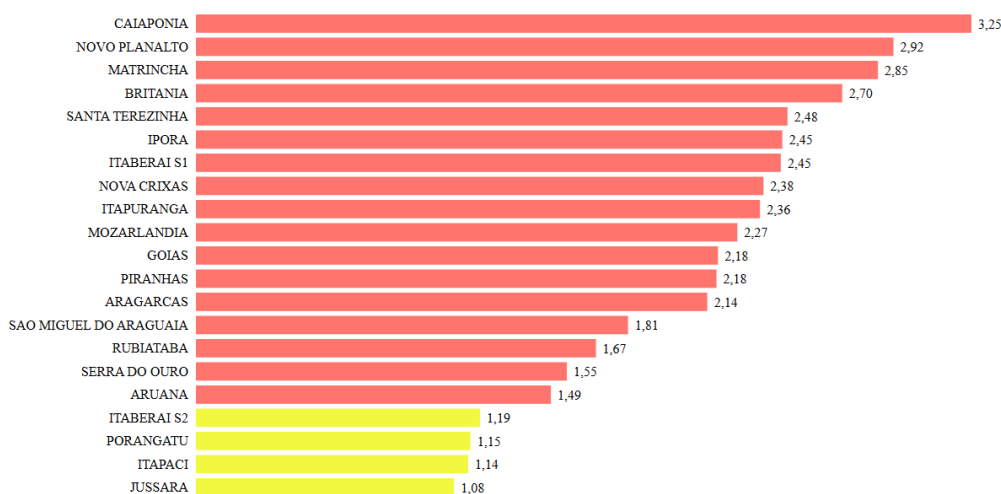
Com esta análise, pode-se gerar a Fig. 19 e a Fig. 20, as quais apresentam um *ranking* dos indicadores DEC% e FEC%, respectivamente, para a Mesorregião Noroeste, evidenciando que, para o ano de 2024:

- Tanto no DEC% quanto no FEC%, observa-se que a maioria dos conjuntos opera consistentemente acima de 1,0, indicando que a duração e a frequência das interrupções ultrapassam os padrões definidos pela ANEEL. Isso revela, como já mencionado, uma situação estrutural de não conformidade que afeta grande parte da mesorregião. Estes conjuntos estão identificados na cor vermelha;
- Caiapônia, Novo Planalto, Matrinchã e Britânia figuram entre os piores no DEC%, e parte deles também apresenta desempenho insatisfatório no FEC%. A presença recorrente nesses *ranking* sugere que esses conjuntos enfrentam problemas tanto na duração quanto na quantidade das interrupções, sendo candidatos prioritários para ações de reforço e modernização;
- O conjunto de Serra do Ouro apresenta o menor FEC% (0,46), mas no DEC% permanece acima de 1,5. Isso indica que,

embora as interrupções sejam pouco frequentes, elas são longas quando ocorrem, evidenciando problemas de recomposição. Esse tipo de assimetria entre DEC e FEC ajuda a identificar se o problema principal é de manutenção preventiva (FEC) ou contingências demoradas (DEC);

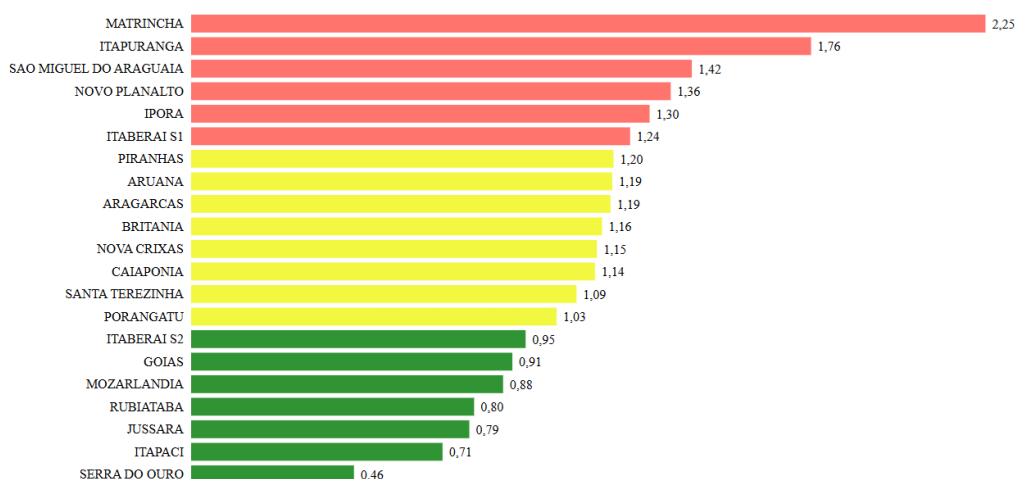
- A leitura conjunta dos dois gráficos mostra que diversos conjuntos — como Itapuranga, Aragarças, Aruanã, Britânia e Nova Crixás — mantêm valores intermediários ou altos em ambos os indicadores. Isso evidencia que, em muitos municípios, os consumidores vivenciam tanto interrupções recorrentes quanto prolongadas, sinalizando necessidade de intervenções mais abrangentes;
- Conjuntos como Jussara, Itapaci, Goiás e Rubiataba aparecem entre os melhores desempenhos em FEC e apresentam valores relativamente menores em DEC, mas ainda acima do limite regulatório. Isso mostra que, embora menos críticos, esses conjuntos também carecem de melhorias, reforçando que toda a mesorregião necessita de um plano de investimentos sistêmico, e não apenas localizado.

Figura 19: *Ranking* de DEC% na Mesorregião Noroeste - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

Figura 20: *Ranking* de FEC% na Mesorregião Noroeste - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

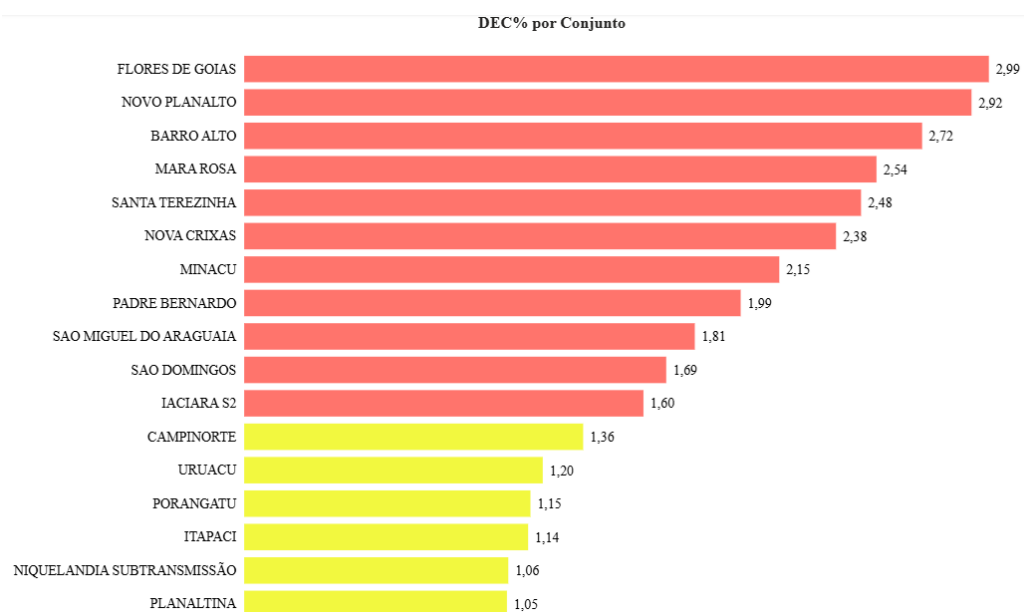
Voltando a análise para a Mesorregião Norte, a Fig. 21 e a Fig. 22 apresentam um *ranking* dos indicadores DEC% e FEC%, respectivamente, evidenciando que, para o ano de 2024:

- O indicador DEC% apresenta valores significativamente elevados em diversos conjuntos, com destaque para Flores de Goiás e Novo Planalto, onde a duração média das interrupções chega a quase três vezes o limite regulatório, evidenciando maior criticidade na recomposição do fornecimento de energia nesses locais;
- No caso do FEC%, observa-se que os valores são, em geral, menos elevados do que os registrados para o DEC%, indicando que, embora as interrupções ocorram, o principal desafio em vários conjuntos está relacionado ao tempo de restabelecimento do serviço, e não apenas à

frequência das falhas;

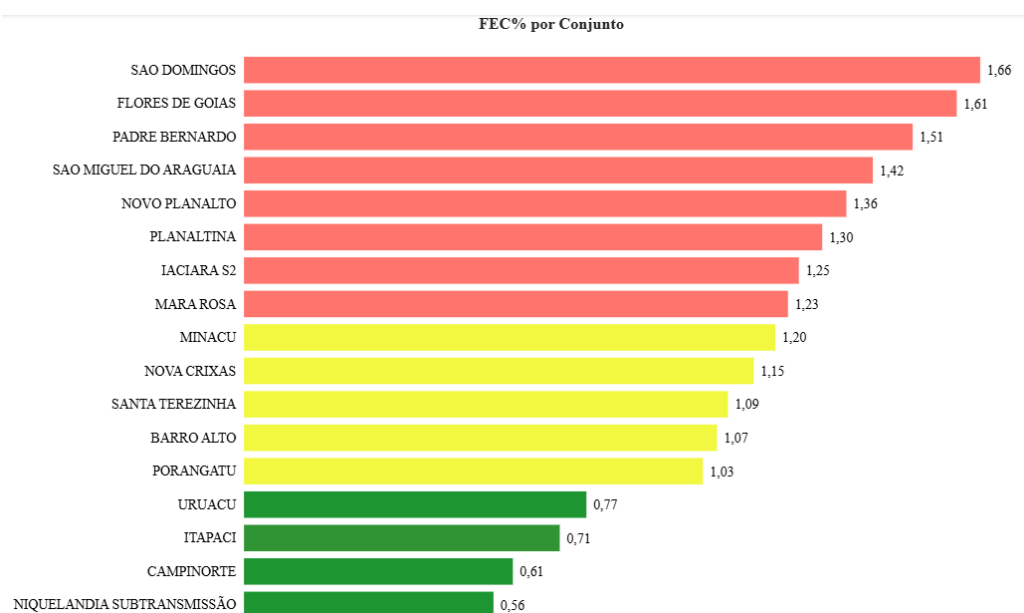
- A comparação entre os dois indicadores mostra que alguns conjuntos, como São Domingos, Padre Bernardo e São Miguel do Araguaia, apresentam simultaneamente níveis elevados de FEC% e DEC%, caracterizando áreas onde o serviço de distribuição enfrenta problemas tanto na frequência quanto na duração das interrupções;
- Por outro lado, conjuntos como Campinorte, Itapaci, Uruaçu e Niquelândia Subtransmissão apresentam desempenho relativamente melhor no indicador de frequência das interrupções, com valores de FEC% inferiores ao limite regulatório, embora ainda possam registrar níveis de duração das interrupções acima do recomendado.

Figura 21: *Ranking* de DEC% na Mesorregião Norte - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

Figura 22: *Ranking* de FEC% na Mesorregião Norte - 2024



Fonte: (AGR, 2025).

2.3 Considerações Parciais

O capítulo 2 apresentou uma análise dos indicadores de continuidade do fornecimento (DEC e FEC), que evidenciaram violações aos limites regulatórios em diversos conjuntos de

municípios, refletindo um nível de qualidade do serviço abaixo do ideal. Municípios como Flores de Goiás, São Domingos e Novo Planalto destacam-se como os mais críticos, registrando episódios frequentes de interrupções e longos tempos médios de restabelecimento.

3. Obras de Planejamento na Infraestrutura Elétrica nas Regiões Norte e Noroeste

Autores: Dra. Lina Paola Garces Negrete e Dr. Fernando Nunes Belchior

3.1 Introdução

Esta seção apresenta o panorama do planejamento setorial e dos principais projetos em andamento nas áreas de geração, transmissão e distribuição que impactam as Regiões Noroeste e Norte do Estado de Goiás. Serão destacados os empreendimentos previstos ou em execução, suas motivações, características técnicas e contribuições esperadas para a expansão e a confiabilidade do sistema elétrico regional. O objetivo é fornecer uma visão clara do direcionamento estratégico do setor e das iniciativas que irão influenciar a capacidade, a qualidade do fornecimento e o atendimento futuro da demanda na região.

3.2 Geração: Outorgas e Obras em Curso

A ANEEL é o órgão responsável por receber e analisar as solicitações relacionadas à geração de energia elétrica a partir de diversas fontes, sendo incumbida de realizar o registro, a autorização ou a instrução processual para concessão dos empreendimentos, conforme o tipo e a potência instalada (Energia Elétrica - ANEEL, 2025). As principais características

técnicas dos empreendimentos previstos para as duas regiões analisadas neste caderno, conforme estabelecido nas respectivas outorgas, estão apresentadas na Tabela 6.

No contexto da região Noroeste do Estado, verifica-se em (ANEEL, 2025b), a previsão de implantação de apenas uma usina termelétrica (UTE) a biomassa em 2028, utilizando bagaço de cana como fonte primária de energia. Essa UTE estará localizada no município de Montes Claros de Goiás.

Na Região Norte, a PCH Santa Mônica, com potência instalada de 30.000 kW, está prevista para implantação no rio das Almas, na bacia do rio Tocantins, no município de Cavalcante, porém não possui previsão para entrada em operação. Os empreendimentos Coralina 1 a 7, a serem implantados no município de Niquelândia, apresentam viabilidade classificada como média, com outorga de operação comercial prevista para 28 de fevereiro de 2027 e entrada em operação estimada para 9 de janeiro de 2029. Por fim, a UFV Rouxinol 1, a ser implantada no município de Uruaçu apresenta viabilidade classificada como média, com outorga de operação comercial prevista para 13 de março de 2027 e entrada em operação estimada para 9 de janeiro de 2029.

Tabela 6: Usinas com outorga para construção nas Regiões Noroeste e Norte

Tipo de geração	Fonte	Potência de Outorga	Potência Fiscalizada	Nome	Empresa
UTE	Bagaço de cana de Açúcar	38,25 MW	0,00 MW	Rio Claro de Goiás	Eber Bio-energia e Agricultura Ltda.
PCH	Potencial hidráulico	30,00 MW	0,00 kW	Santa Mônica	RIALMA S/A.
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 1	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 2	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 3	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 4	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 5	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 5	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 5	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 6	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Coralina 7	Infinity Solar Energia Ltda
UFV	Radiação Solar	30,00 MW	0,00 kW	Rouxinol 1	Rouxinol Energia Renovável Ltda
Total		368,25 MW	-	-	-

Fonte: Adaptada de (SIEGO, 2026).

Considerando os empreendimentos planejados para as regiões Noroeste e Norte Goiano, observa-se que, embora haja iniciativas relevantes para a diversificação da matriz energética, o ritmo e a escala desses investimentos permanecem limitados. A entrada em operação desses projetos ocorre de forma gradual e, em alguns casos, com viabilidade média ou sem previsão definida, o que restringe o impacto imediato sobre a ampliação da capacidade instalada regional. Dessa forma, apesar de contribuir para a diversificação e a incorporação de fontes renováveis, os empreendimentos previstos ainda não atingem o nível esperado para impulsionar significativamente a transformação estrutural da matriz elétrica nas mesorregiões analisadas.

3.3 Transmissão: Obras Planejadas

Para as mesorregiões analisadas, identificam-se investimentos concentrados principalmente na região Noroeste do Estado. As principais obras recomendadas pela EPE no estudo (Pesquisa Energética - EPE, 2025) contemplam a expansão da infraestrutura de transmissão, com destaque para a construção da LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2 (C1), com extensão de 152 km, e da LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2 (C1), com 139 km, ambas com previsão de entrada em operação no primeiro semestre de 2030. Esses empreendimentos indicam um direcionamento estratégico voltado ao reforço da capacidade de escoamento e à melhoria das condições de atendimento regional, ainda que com horizonte de implementação de médio prazo.

O mesmo estudo também analisa a sobrecarga da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto (C1) em condição de contingência do circuito paralelo, problema já identificado no diagnóstico da região Centro-Oeste. Tal situação ocorre no período úmido, em patamar de carga pesada, quando a ausência de geração fotovoltaica reduz o suporte local ao atendimento da demanda no entorno de Barro Alto, na mesorregião Norte. Como medida mitigadora, recomenda-se a implantação da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto (C3), circuito simples, com extensão de 88 km, até 2037.

Vale ressaltar que a obra da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3 passou a ser classificada como indicativa, em função da revisão que ampliou a capacidade de atendimento de curto prazo do circuito 1. Dessa forma, a sua implementação permanece condicionada ao esgotamento da nova capacidade emergencial do circuito existente.

Cabe destacar que as obras de expansão da transmissão envolvendo a SE Matrinchã 2 foram incluídas no Leilão de Transmissão nº 04/2025, realizado pela ANEEL em 31/10/2025 (ANEEL, 2025a). Conforme o acompanhamento dos leilões finalizados pela Agência (ANEEL, 2023a), o Lote 5 — que contempla esses empreendimentos — foi arrematado pela EDP Transmissão Goiás, com oferta de R\$ 38,1 milhões, representando um deságio de 49,18% em relação à Receita Anual Permitida (RAP) estabelecida, de R\$ 74,9 milhões. Esse resultado evidencia elevada competitividade no certame e sinaliza expectativas de eficiência na implementação dos projetos, com potencial impacto positivo sobre a modicidade tarifária e a viabilização dos investimentos previstos.

O portfólio de obras para as mesorregiões Noroeste e Norte, embora contemple reforços relevantes na transmissão — como as interligações Itapaci–Matrinchã, Firminópolis–Matrinchã e o eixo Niquelândia–Barro Alto —, apresenta escopo concentrado e horizonte de implantação predominantemente de médio e longo prazo, podendo se mostrar insuficiente diante de crescimentos mais acelerados da demanda ou da geração. A expansão ainda moderada e pouco diversificada da geração, especialmente na região Norte, contribui para um planejamento mais conservador, com intervenções pontuais. Nesse contexto, o planejamento vigente reflete as condições atuais, mas poderá requerer revisões frente a mudanças no ritmo de expansão regional.

O caráter indicativo de parte das obras e os prazos mais longos exigem monitoramento contínuo da carga e das condições operativas, bem como maior alinhamento entre expansão da transmissão, reforço da rede e diversificação da geração para garantir equilíbrio e eficiência do sistema.

3.4 Distribuição: Expansões Programadas

Conforme o Plano de Expansão de Distribuição de Energia Elétrica da Equatorial Energia Goiás, as principais obras em AT e MT previstas para o ano 2025-2028 para a Região Noroeste são apresentadas na Tabela 7. Observa-se que empreendimentos como as SEs Matrinchã, Matrinchã 2 (RB) e Britânia T estão di-

retamente associados à implantação de novas conexões em 138 kV, decorrentes dos investimentos a ser realizados na transmissão. Esse cenário evidencia a necessidade de integração entre os sistemas de transmissão e distribuição, uma vez que parte relevante das obras de distribuição decorre de adequações requeridas para viabilizar a plena inserção dos novos ativos estruturantes.

Tabela 7: Especificações das Obras em AT e MT Previstas para a Região Noroeste

No.	Ativo	Descrição	Ano previsto para execução
1	Nova SE Boi Dourado	34,5/13,8 kV de 6,25 MVA	2026-2027
2	SE Itapirapuã	Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV de 5 MVA para 6,25 MVA	2026
3	Projeto SE Matrinchã	Implantação de Pátio 138 kV, Linha de Distribuição 138 kV Jussara - Matrinchã e Transformador 138/69 kV de 50 MVA	2026-2028
4	Projeto SE Matrinchã 2 (RB)	Linha de Distribuição Jussara - Matrinchã mais Bays 138 kV associados	2026-2028
5	Projeto SE Britânia T	Implantação de Pátio 138 kV, Linha de Distribuição 138 kV Matrinchã - Britânia e Transformador 138/69 kV de 50 MVA	2026-2028
6	SE Britânia (Transmissão)	Substituição do Transformador 69/34,5 kV de 12,50 MVA para 26,60 MVA	2026-2027
7	SE Aragarças	Implantação de Pátio 138 kV, Linha de Distribuição 138 kV Barra do Garças (ETO) - Aragarças (18 km) e Transformador 138/69 kV de 25 MVA	2025-2028
8	SE Montes Claros de Goiás	Projeto de nova Linha de Distribuição 138 kV Iporá - Montes Claros de Goiás (Operação inicial em 34,5 kV)	2025-2028
9	SE São Miguel do Araguaia	Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV de 9,375 MVA por Transformador 69/13,8 kV de 20 MVA	2025-2026
10	SE Faina	Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV de 2,50 MVA para 6,25 MVA	2025-2026
11	SE Bom Jardim	Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV de 3,125 MVA para 6,25 MVA	2025-2026
12	SE Nova Crixás T	Substituição do Transformador 69/34,5 kV de 20 MVA para 26,6 MVA	2025-2026

Fonte: Elaborada pelos autores.

Na Região Norte, o volume de obras previstas pela concessionária é relativamente reduzido, considerando o horizonte de planejamento 2025–2027. Ao todo, são listadas quatro intervenções principais, concentradas em poucas subestações e majoritariamente relacionadas à ampliação ou substituição de transformadores como mostrado na Tabela 8.

Observa-se, portanto, que na mesorregião Noroeste, os investimentos na rede de distribuição apresentam maior abrangência e caráter estruturante que evidencia uma estratégia de fortalecimento sistêmico, visando sustentar o crescimento da carga, a expansão da geração

distribuída e o acompanhamento dos novos empreendimentos na Rede básica. Em contraste, na região Norte, as intervenções são pontuais, focadas em adequações de capacidade de transformação, indicando uma projeção de crescimento mais lenta e limitada em termos de expansão. Em síntese, enquanto o Noroeste apresenta um movimento mais robusto de expansão e modernização da infraestrutura de distribuição, a região Norte ainda avança de forma incremental, o que pode limitar sua capacidade de resposta a crescimentos mais acelerados da demanda no médio prazo.

Tabela 8: Especificações das Obras em AT e MT Previstas para a Região Norte

No.	Ativo	Descrição	Ano previsto para execução
1	SE Porangatu	Implantação de Transformador 138/34,5 kV - 40 MVA	2025-2026
2	SE Mara Rosa	Implantação de Transformador 69/34,5 kV - 20 MVA	2025-2026
3	SE Campos Belos	Implantação de novo pátio 138 kV Transformador 138/34,5 kV de 20 MVA LD seccionamento Itafós (ETO) - Campos Belos	2025-2027
4	SE Campos Belos	Substituição de Transformador 34,5/13,8 kV de 5 MVA por outro de 12,5 MVA	2025-2026

Fonte: Elaborada pelos autores.

3.5 Considerações Parciais

A análise das obras de planejamento previstas para a infraestrutura elétrica das mesorregiões Noroeste e Norte de Goiás evidencia não apenas um movimento de expansão da capacidade instalada, mas também uma adequação progressiva do sistema aos desafios impostos pela transição energética. As intervenções propostas — especialmente a implantação e ampliação de subestações e o reforço de alimentadores — assumem papel estratégico ao viabilizar a integração de novas fontes de geração, em especial as renováveis e descentralizadas.

Nesse contexto, observa-se que a modernização da rede elétrica passa a ser um requisito fundamental para acomodar a crescente inserção de geração distribuída, como sistemas fotovoltaicos, que já apresentam expansão significativa no estado de Goiás. A infraestrutura planejada contribui para aumentar a capacidade de absorção dessa geração, reduzindo riscos de sobrecarga, variações de tensão e perdas técnicas, aspectos críticos em um cenário de transição energética.

Outro ponto relevante refere-se à necessidade de superação de características estruturais ainda presentes, como a radialidade e a baixa redundância em determinadas localidades. Tais limitações representam entraves não

apenas à confiabilidade do fornecimento, mas também à flexibilidade necessária para um sistema elétrico mais dinâmico e bidirecional, típico de redes modernas. Assim, as obras previstas contribuem para a construção de uma rede mais resiliente, capaz de responder às novas exigências operacionais impostas pela transição energética.

Adicionalmente, verifica-se que o alinhamento entre as obras planejadas e os vetores de desenvolvimento regional ganha ainda mais relevância no contexto da transição energética. A expansão da infraestrutura elétrica passa a ser um fator habilitador para a atração de investimentos em atividades sustentáveis, como agroindústrias de baixo carbono, mineração mais eficiente energeticamente e projetos de geração renovável em maior escala.

Por fim, destaca-se que a efetividade dessas obras no contexto da transição energética dependerá não apenas de sua execução física, mas também da incorporação de soluções tecnológicas complementares, como digitalização, automação e sistemas de monitoramento avançado. Dessa forma, o planejamento da infraestrutura elétrica deve evoluir de uma lógica tradicional de expansão para uma abordagem integrada, orientada à construção de um sistema energético mais limpo, eficiente, resiliente e preparado para os desafios futuros.

4. Considerações Finais

Autores: Dra. Lina Paola Garces Negrete e Dr. Fernando Nunes Belchior

Esta seção da Terceira Edição do Caderno de Energia consolidou um diagnóstico técnico abrangente da infraestrutura elétrica nas mesorregiões Noroeste e Norte do estado de Goiás, evidenciando avanços importantes, mas também fragilidades estruturais que ainda limitam o pleno desenvolvimento regional. A análise integrada dos dados permitiu identificar desigualdades na distribuição de ativos, níveis distintos de robustez da rede e lacunas que impactam diretamente a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

De forma geral, constata-se que o o sistema elétrico regional (Norte e Noroeste) apresenta baixa densidade de ativos, elevada concentração de carga em pontos específicos e limitações na capacidade de transformação e transferência de energia. Essa configuração aumenta a vulnerabilidade a contingências, reduz a flexibilidade operativa e impõe restrições ao crescimento da demanda e à integração de novos empreendimentos.

A análise integrada da infraestrutura elétrica nas mesorregiões Noroeste e Norte de Goiás evidencia um cenário de avanços relevantes, especialmente no que se refere à expansão da geração distribuída, mas ainda marcado por limitações estruturais que impactam a confiabilidade e a capacidade de atendimento do sistema elétrico.

Do ponto de vista da oferta e da matriz elétrica, observa-se a consolidação da geração distribuída como vetor de crescimento, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, cuja expansão acelerada tem contribuído para a diversificação da matriz e para a transição energética. No entanto, essa evolução ocorre de forma assimétrica entre as regiões e ainda não é acompanhada, na mesma proporção, pela modernização da infraestrutura de rede

No que se refere à qualidade do fornecimento, os indicadores de continuidade (DEC e FEC) evidenciam um quadro crítico, com violações generalizadas dos limites regulató-

rios em vários conjuntos de consumidores. Destaca-se que, em grande parte dos casos, o principal desafio está associado ao tempo de recomposição do serviço, indicando fragilidades operacionais e necessidade de investimentos em automação, manutenção e redução da extensão dos alimentadores.

Nesse contexto, a expansão e a modernização da infraestrutura elétrica assumem papel central não apenas como suporte ao desenvolvimento econômico, mas como elemento estruturante da transição energética.

No que tange ao planejamento e aos investimentos, observa-se que, embora haja iniciativas relevantes nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, estas ainda se caracterizam por escopo restrito e natureza pontual. No âmbito da média e baixa tensão, os investimentos concentram-se majoritariamente na implantação e substituição de transformadores, o que pode se revelar insuficiente frente a eventuais acelerações no crescimento da carga e da geração distribuída. Destaca-se, contudo, na região Noroeste, o conjunto de investimentos voltados à conexão com a Rede Básica, com ênfase na Subestação Matrinchã, que se configura como o principal empreendimento regional no segmento de transmissão.

No que se refere às outorgas de geração nas mesorregiões analisadas, observa-se uma crescente inserção de geração de fonte solar fotovoltaica, a qual impõe novos desafios operacionais às redes de distribuição, exigindo maior flexibilidade, capacidade de controle e investimentos em tecnologias que permitam a gestão de fluxos bidirecionais de energia.

Além disso, a transição energética amplia o papel da infraestrutura elétrica como indutora de novos modelos de desenvolvimento regional. A disponibilidade de uma rede mais robusta, inteligente e resiliente passa a ser fator determinante para a atração de investimentos em atividades sustentáveis, como agroindústrias de baixo carbono, projetos de eletri-

ificação rural, mobilidade elétrica e empreendimentos voltados à economia verde. Assim, o planejamento energético deve estar articulado com estratégias mais amplas de desenvolvimento territorial.

Outro aspecto relevante refere-se à necessidade de incorporação de soluções tecnológicas no planejamento da expansão da rede, seja no âmbito das diretrizes estabelecidas pelos órgãos federais do setor, seja na atuação da própria concessionária de distribuição. A digitalização, a automação, o uso de medidores inteligentes e sistemas avançados de monitoramento tornam-se fundamentais para garantir maior eficiência operacional e qualidade no fornecimento, além de possibilitar uma gestão mais

ativa e integrada do sistema elétrico, alinhada às diretrizes da transição energética.

Por fim, conclui-se que a infraestrutura elétrica das mesorregiões Noroeste e Norte de Goiás deve ser compreendida como um vetor estratégico para o desenvolvimento sustentável. A superação das limitações atuais, aliada à incorporação dos princípios da transição energética, permitirá não apenas melhorar a confiabilidade e a eficiência do sistema, mas também criar condições para um crescimento econômico mais inclusivo, competitivo e ambientalmente responsável. Dessa forma, o fortalecimento do sistema elétrico regional se consolida como elemento-chave para o futuro energético e socioeconômico do estado de Goiás.

Referências

AGR. **Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos.** [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://goias.gov.br/agr/fiscalizacao/>.

ANEEL. **Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2024. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>. Acesso em: 14 dez. 2024.

ANEEL. **Dados Abertos do BDGD - Base de Dados Geográfica da Distribuidora.** 2024. Disponível em: <https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/search?tags=distribuicao>. Acesso em: 14 dez. 2024.

ANEEL. **Edital do Leilão nº 04/2025.** Brasília, 2025. Licitação para outorgar concessões do serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, a operação e a manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

ANEEL. **Leilões finalizados - Leilão ANEEL 4/2025 - Licitação Para a Concessão de Transmissão de Energia Elétrica.** 2023. Disponível em: <https://leilao.aneel.gov.br/acompanhamentoLeiloesFinalizados/Leilao/73>. Acesso em: 10 dez. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2020. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf. Acesso em: 3 ago. 2020.

ANEEL. **RALIE - Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração.** 2025. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie#!>. Acesso em: 25 out. 2025.

ANEEL. **Resolução Autorizativa n 14.932 - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202314932ti.pdf>. Acesso em: 17 out. 2023.

ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, Agência Nacional de. **Outorgas.** Brasília: [s. n.], 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/outorgas>. Acesso em: 15 maio 2025.

IBGE. **Mapas das Mesorregiões do Estado de Goiás – IBGE.** [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://goias.gov.br/imb/mapas-das-mesorregioes-de-goias-ibge/>.

IMB; SGG. **Crescimento Econômico Estadual e Oferta de Energia Elétrica.** [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: https://goias.gov.br/imb/wp-content/uploads/sites/29/2025/06/Estudo_005_2025_crescimento_economico_e_oferta_de_energia_eletrica.pdf.

PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, Empresa de. **Estudo de Atendimento às Regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã**. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.

SIEGO. **Sistema de Inteligência Energética de Goiás**. [S. l.]: Subsecretaria de Energia, Telecomunicações e Cidades Inteligentes, 2026. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaWVjY2I1NzgtMmI5OS00ZjQ0LTlhM2UtZDZhMjExODY2M2E3IiwidCI6IjY3ZmQ0MzFjLWIyYWQtNDg2Ny04MWJjLWQ3NTYyMjBiNTZkNCJ9&pageName=ReportSection48a721f2b43d4fa43a91>. Acesso em: 21 jul. 2025.

TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO

SEÇÃO TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO

Coordenadores: Eng. Patrick Soares Mendes e MSc. Eng. Saymon Fonseca Santos Mendes
Pesquisador: Dr. Raphael de Aquino Gomes

A transição energética impõe aos governos o desafio de formular estratégias de longo prazo capazes de compatibilizar segurança no suprimento, competitividade econômica, modernização da infraestrutura e compromisso ambiental. Em um contexto de crescente eletrificação da economia, expansão das fontes renováveis e reconfiguração dos padrões de consumo, o planejamento energético estadual deixa de ser uma atividade meramente operacional e passa a ocupar posição central na agenda do desenvolvimento regional. Nesse cenário, Goiás reúne condições particularmente favoráveis para ampliar seu protagonismo. O presente capítulo insere-se justamente nesse debate, ao oferecer uma análise prospectiva da trajetória recente e das perspectivas futuras da matriz elétrica goiana até 2036, enfrentando uma lacuna técnico-científica relevante no planejamento estadual.

Mais do que descrever a configuração atual do setor, o estudo reconstrói historicamente a evolução da capacidade instalada em Goiás com base em dados oficiais de geração centralizada e distribuída. Essa perspectiva histórica permite compreender com maior precisão os ciclos de expansão, os efeitos dos marcos regulatórios e as mudanças estruturais que moldaram a matriz elétrica estadual nos últimos anos. Ao recuperar esse percurso, o capítulo evidencia que a transformação energética em Goiás não decorre de um movimento isolado ou conjuntural, mas de uma combinação de fatores regulatórios, incentivos econômicos, difusão tecnológica e mudanças no perfil da demanda.

Com base nesse panorama, o trabalho avança para uma etapa prospectiva que examina, de forma integrada, a evolução do consumo de energia e da capacidade instalada no horizonte 2026–2036. A análise considera a dinâmica do consumo por classes tarifárias, o que permite identificar heterogeneidades importantes nas respostas da demanda às condições econômicas, demográficas e tarifárias. A construção de cenários distintos amplia a utilidade do estudo para o planejamento público, pois oferece não apenas uma previsão pontual, mas também um conjunto de trajetórias plausíveis para subsidiar decisões sob incerteza. Esse desenho analítico reforça a compreensão de que o futuro energético do estado dependerá tanto do comportamento macroeconômico quanto da capacidade institucional de orientar investimentos, aperfeiçoar a regulação e estimular vetores tecnológicos alinhados à transição energética.

Um dos principais méritos do capítulo reside na consistência metodológica de sua abordagem. O estudo integra diferentes bases de dados oficiais e dados tarifários e fiscais utilizados para compor séries históricas e indicadores estruturais do setor elétrico estadual. A modelagem da demanda baseia-se em especificações econométricas. Já as projeções de capacidade instalada combinam estratégias distintas conforme a natureza da fonte. Trata-se, portanto, de um arcabouço analítico amplo, capaz de articular reconstrução histórica, inferência estatística, projeção de cenários e avaliação probabilística em uma mesma estrutura de análise.

Outro aspecto que confere relevância ao capítulo é sua capacidade de traduzir resultados técnicos em implicações concretas para a formulação de políticas públicas. Ao relacionar a expansão da oferta renovável a indicadores como consumo setorial, diversificação da matriz, índice de renovabilidade e impactos econômicos e fiscais, o estudo oferece subsídios para decisões voltadas à infraestrutura, aos incentivos regulatórios, à governança de dados e à indução de investimentos estratégicos. Nesse sentido, o texto não se limita à interpretação acadêmica dos fenômenos energéticos, mas também propõe elementos práticos para o fortalecimento da atuação estatal.

5. Goiás Renovável: Trajetória, projeções e oportunidades da matriz elétrica estadual até 2036

Autor: Dr. Raphael de Aquino Gomes

5.1 Introdução

A mitigação das mudanças climáticas globais impõe a necessidade urgente de uma transição para matrizes energéticas de baixo carbono. No Brasil, embora o setor elétrico já exiba um elevado grau de renovabilidade estrutural, historicamente ancorado na geração hidrelétrica, a expansão sustentável da oferta enfrenta desafios crescentes atrelados à resiliência climática, à descentralização do sistema e à integração de fontes intermitentes (Elkhatat; Al-Muhtaseb, 2024). Nesse cenário, o planejamento governamental estritamente centralizado cede espaço a uma governança multinível, na qual as unidades da federação assumem um papel estratégico. Os estados despontam não apenas como executores de diretrizes federais, mas também como formuladores de políticas públicas essenciais para garantir o suprimento local, promover o desenvolvimento socioeconômico e atrair investimentos em cadeias produtivas eletrointensivas, alinhando-se aos compromissos globais de sustentabilidade (Di Gregorio *et al.*, 2019).

No panorama elétrico brasileiro, o estado de Goiás ilustra com precisão essa dinâmica de reconfiguração energética no âmbito nacional. Impulsionado por um forte dinamismo agroindustrial, o estado apresenta um perfil de consumo que difere da média nacional, refletindo as necessidades específicas de sua base produtiva. Historicamente, a matriz elétrica goiana consolidou-se em torno do aproveitamento do seu potencial por meio de grandes usinas hidrelétricas (UHEs). Contudo, ao longo das últimas duas décadas, observou-se uma rápida diversificação promovida pela inserção da biomassa sucroenergética, aproveitando a vocação canavieira regional, e pelo avanço expressivo de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) (Lima *et al.*, 2020). Mais recen-

temente, a matriz estadual experimentou uma ruptura tecnológica com a expansão acelerada da energia solar fotovoltaica, tanto em plantas centralizadas quanto na micro e minigeração distribuída (MMGD), redefinindo a trajetória de renovabilidade do Estado.

Apesar dessas transformações, a literatura contemporânea sobre planejamento de sistemas elétricos apresenta uma lacuna metodológica substancial no que tange à modelagem preditiva integrada em nível estadual (Dos Reis *et al.*, 2025). Instrumentos de planejamento consolidados, como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) brasileiro (EPE, 2023), frequentemente adotam agregações macrorregionais que diluem as heterogeneidades econômicas, regulatórias e climáticas inerentes aos estados. Adicionalmente, as projeções estocásticas disponíveis raramente integram, de forma acoplada, incertezas paramétricas e inovações tecnológicas de rápida difusão (Kitamura *et al.*, 2023). Para preencher essa lacuna, o presente trabalho contribui com um arcabouço analítico baseado em três camadas sequenciais: i) estimação econométrica de elasticidades; ii) construção de cenários macroeconômicos condicionados por um fator explícito de eficiência energética; e iii) quantificação da incerteza das projeções. Essa estrutura permite obter tanto trajetórias determinísticas de referência quanto intervalos de confiança probabilísticos, conferindo maior robustez analítica às estimativas (Hyndman; Athanasopoulos, 2018).

Apoiando-se nessa estrutura metodológica, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver um modelo integrado para projetar a demanda e a capacidade instalada da matriz elétrica de Goiás até 2036, considerando diferentes cenários prospectivos. Para atingir esse propósito, o estudo busca responder a três perguntas fundamentais: (i) como as variáveis macroeconômicas e demográficas afetam a demanda de energia elétrica no estado, especial-

mente nos setores rural e agroindustrial?; (ii) qual será a composição da capacidade instalada na próxima década?; e (iii) de que forma a expansão da geração elétrica local posiciona o estado em relação à média de renovabilidade do país?

5.2 Bases de Dados e Metodologia

Esta seção apresenta os fundamentos que sustentam as projeções desenvolvidas neste estudo, descrevendo as bases de dados utilizadas, os procedimentos de pré-processamento e as estratégias de modelagem adotadas.

5.2.1 Fontes de dados

A construção do arcabouço analítico deste estudo baseou-se em fontes oficiais e de acesso público, a fim de garantir a reprodutibilidade e a precisão das estimativas. Para o mapeamento da oferta de energia elétrica, a série histórica de capacidade instalada da geração centralizada em Goiás foi reconstituída com base nos microdados do Sistema de Informações de Geração (SIGA), mantido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2022). Complementarmente, a evolução da expansão descentralizada foi extraída do Cadastro de MMGD da ANEEL (ANEEL, 2022), garantindo o registro granular das conexões, o que é essencial para captar as acelerações na adoção de sistemas fotovoltaicos impulsionadas por marcos regulatórios. Por sua vez, a dinâmica do consumo estadual, segregada por classes tarifárias, bem como os registros de geração efetiva, necessários para o cálculo empírico dos fatores de capacidade de cada fonte, foram obtidos a partir das bases da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2024).

Para a modelagem econométrica da demanda e para a definição dos cenários prospectivos, variáveis exógenas macroeconômicas e demográficas foram integradas às séries energéticas. O Produto Interno Bruto (PIB) estadual e as estimativas populacionais anuais foram obtidos no Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (IBGE, 2026), o que viabilizou o cálculo do consumo elétrico per capita e a estimativa das elasticidades de

renda e demográficas. A variável de preço exigida pelo modelo de demanda foi construída com base no histórico de tarifas homologadas pela ANEEL (2022) aplicáveis às concessionárias atuantes em Goiás (Equatorial e CHESP), resultando em uma estimativa estrutural da tarifa média estadual ponderada. Por fim, para a modelagem específica da difusão de tecnologias intensivas em capital, como a MMGD, incorporaram-se indicadores do ambiente macroeconômico e de crédito do país: a taxa básica de juros (Selic) e a inflação oficial acumulada (IPCA), extraídos do Banco Central do Brasil (BCB, 2026).

5.2.2 Pré-processamento e integração das séries

A etapa de pré-processamento iniciou-se com a reconstituição histórica da capacidade instalada da matriz elétrica goiana, desagregada por fontes geradoras e complementada com os registros de MMGD. Diferentemente de abordagens que utilizam apenas o retrato estático do ano-base vigente, a integração cronológica das bases da ANEEL permitiu mapear com precisão as datas de entrada em operação e de encerramento da outorga de cada empreendimento ao longo do tempo.

Para a projeção de fontes de geração elétrica consolidadas, com taxas de expansão mais lineares, como a biomassa sucroenergética e as plantas hidrelétricas estabelecidas, optou-se pela aplicação da Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR). A metodologia aplicou um CAGR ponderado por subperíodos históricos: 2000–2012, 2012–2018 e 2018–2025, refletindo fases distintas da política energética brasileira. Este refinamento evita distorções decorrentes de anos de pico atípicos ou de quedas abruptas isoladas. Essa modelagem é particularmente adequada para capturar o crescimento inercial de setores cujos investimentos dependem de ciclos de safra (como na biomassa) ou cujas expansões dependem de concessões tradicionais consolidadas ao longo de décadas.

A formulação final da taxa de crescimento residual da matriz adotou uma média ponderada estrita, atribuindo pesos decrescentes ao passado remoto, com os subperíodos mais an-

tigos recebendo pesos menores.

5.2.3 Modelo de projeção de demanda e oferta

A estimação da evolução do índice de renovabilidade da matriz elétrica nacional foi conduzida com o objetivo de viabilizar a análise comparativa do posicionamento do estado de Goiás (EPE, 2023). Para esse propósito, empregaram-se modelos de séries temporais da classe *Autoregressive Integrated Moving Average* (ARIMA), conforme a metodologia clássica de Box e Jenkins.

As projeções pontuais, baseadas em elasticidades constantes, foram complementadas por uma avaliação estocástica. Adotou-se uma

abordagem híbrida de simulação de Monte Carlo combinada com o *bootstrap* de resíduos (Pascual; Romo; Ruiz, 2004). Esse procedimento viabilizou a incorporação simultânea de três componentes de incerteza: (i) paramétrica, por meio da introdução de perturbações gaussianas nas elasticidades; (ii) de cenário, por meio da variação de taxas macroeconômicas exógenas; e (iii) estocástica, por meio da reamostragem dos resíduos empíricos do modelo econométrico.

Essas simulações foram estruturadas em três cenários prospectivos, definidos por diferentes hipóteses de crescimento do PIB, expansão demográfica, evolução tarifária e intensidade energética, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9: Hipóteses dos cenários de projeção (taxas anuais de crescimento).

Cenário	Descrição	PIB	População	Tarifa	Eficiência
Otimista	Maior dinamismo econômico e expansão acelerada de fontes renováveis	4,0%	1,2%	3,5%	0,0%
Referência	Reflete a continuidade do padrão de crescimento atual	2,5%	0,8%	3,0%	0,0%
Eficiência	Adota o mesmo crescimento econômico do cenário de referência, porém incorpora uma redução da intensidade energética	2,5%	0,8%	3,0%	1,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.4 Limitações da metodologia

A metodologia empregada apresenta limitações que devem orientar a interpretação dos resultados. A principal é a ausência de variáveis climáticas, como índices de precipitação e graus-dia de resfriamento, que impactam diretamente o consumo agrícola (irrigação) e residencial (climatização) no estado de Goiás. O efeito dessas variáveis, ao ser absorvido pelo termo de erro, amplia os intervalos de confiança das projeções (Charfeddine *et al.*, 2023).

A agregação simples da estrutura tarifária e a carência de dados horários sobre o consumo limitaram o emprego de preços médios, o que

demanda cautela e revisões periódicas à medida que dados mais granulares sejam disponibilizados pelas agências reguladoras. Por fim, o tamanho reduzido da amostra empregada na calibração do modelo ARIMA limita a validade de suas extrapolações de longo prazo.

5.3 Histórico e tendências da Matriz Elétrica de Goiás

Esta seção fornece um histórico do consumo de energia elétrica no Estado e um diagnóstico detalhado da evolução estrutural e regulatória que moldou a configuração atual da matriz elétrica goiana, estabelecendo as bases para as

projeções futuras.

5.3.1 Análise do consumo por classe

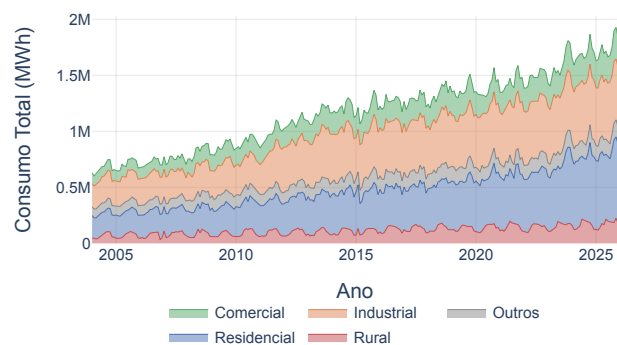
A análise da trajetória histórica da demanda energética no estado de Goiás revela um padrão de expansão contínua impulsionado pelo dinamismo macroeconômico regional e pela crescente eletrificação dos setores produtivos (Oliveira *et al.*, 2024). A Figura 23 ilustra a evolução do consumo mensal de energia elétrica (em MWh), segmentado pelas principais classes tarifárias, ao longo do período analisado. O comportamento das séries temporais evidencia o protagonismo histórico das classes residencial e industrial, que respondem consistentemente pelos maiores volumes absolutos de carga no sistema estadual. Adicionalmente, nota-se a ascensão progressiva da classe rural, reflexo direto do forte desempenho do agronegócio goiano e de sua transição para práticas tecnologicamente intensivas, que demandam volumes crescentes de energia para a irrigação e a agroindustrialização.

Para compreender a evolução estrutural da demanda elétrica, isolada do crescimento demográfico, procedeu-se à análise da trajetória do consumo *per capita*. A Figura 24 ilustra o consumo anual médio de energia elétrica por habitante em Goiás (expresso em MWh por habitante/ano) ao longo das últimas duas décadas. O gráfico revela uma tendência de crescimento contínuo e quase ininterrupto, avançando de patamares inferiores no início da série (2004) para valores significativamente mais elevados nos anos recentes.

Esse comportamento ascendente demonstra que a expansão da carga estadual não é mera consequência do aumento populacional, mas sim reflete uma mudança qualitativa e estrutural na sociedade goiana. O aumento do consumo *per capita* está intimamente associado ao processo de desenvolvimento socioeconômico, traduzindo-se na maior inserção de eletrodomésticos e equipamentos de climatização nas residências, no adensamento tecnológico da cadeia agroindustrial e na modernização dos setores de serviços e de comércio. A identificação dessa trajetória intensiva em energia valida as elevadas elasticidades de

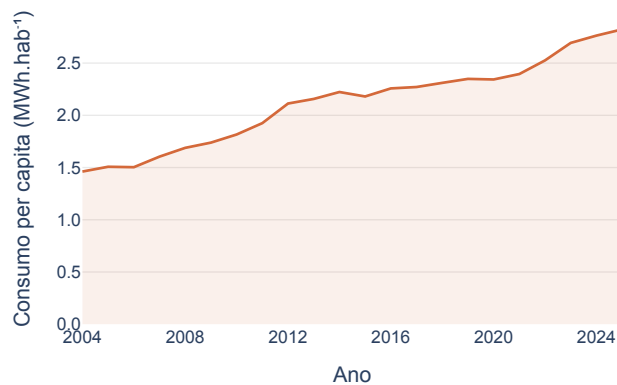
renda estimadas pelo modelo econométrico e sinaliza aos formuladores de políticas públicas que, independentemente da taxa de natalidade ou de migração futura, o Estado continuará exigindo a ampliação e a modernização constantes de sua matriz elétrica para sustentar os padrões crescentes de qualidade de vida e de produção de seus habitantes.

Figura 23: Evolução do consumo mensal de energia elétrica por classe tarifária em Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de (EPE, 2024).

Figura 24: Evolução histórica do consumo de energia elétrica *per capita* no estado de Goiás.



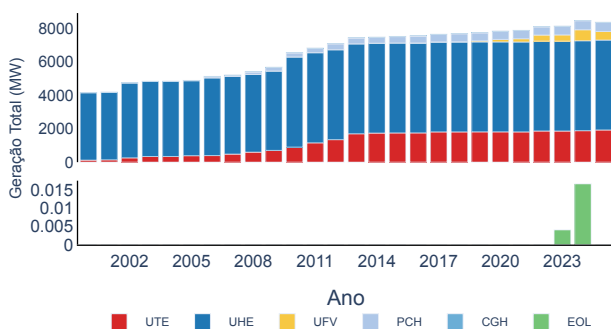
Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de (EPE, 2024).

5.3.2 Evolução da capacidade instalada

A evolução estrutural da oferta de energia em Goiás pode ser compreendida por meio da análise retrospectiva do parque gerador. A Figura 25 detalha o crescimento da capacidade instalada estadual (em MW) segmentada pelas principais fontes. O aspecto mais marcante

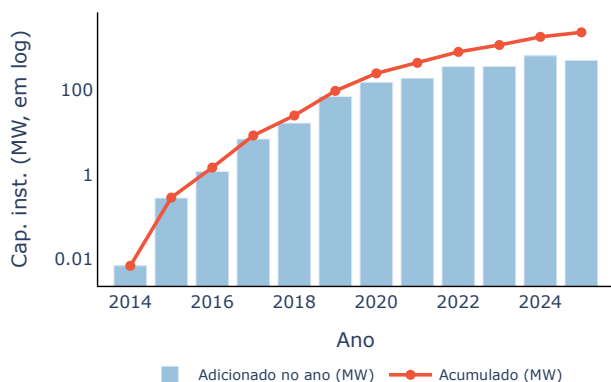
revelado pela série histórica é a hegemonia da geração hídrica centralizada. A vasta área ocupada pela categoria UHE demonstra que, desde o início dos anos 2000, o atendimento à carga estadual foi estruturado quase exclusivamente no aproveitamento do potencial dos grandes rios da bacia do Paranaíba. Contudo, o gráfico também evidencia um processo de inflexão estrutural a partir da década de 2010.

Figura 25: Evolução histórica da capacidade instalada.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de (ANEEL, 2022).

Figura 26: Evolução histórica da capacidade instalada de MMGD em Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de (ANEEL, 2022).

O processo de descentralização da matriz elétrica goiana tem como protagonista a expansão da energia solar fotovoltaica na modalidade de MMGD. A Figura 26 ilustra esse fenômeno ao sobrepôr as adições anuais de capacidade ao crescimento do total acumulado no estado, apresentados em escala logarítmica

para acomodar a magnitude da difusão tecnológica ocorrida na última década.

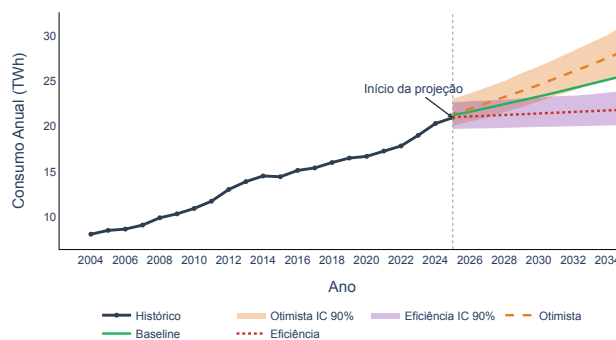
5.4 Projeções do consumo e da capacidade instalada (2026–2036)

Esta seção apresenta o horizonte prospectivo da matriz elétrica de Goiás, detalhando os resultados das modelagens aplicadas.

5.4.1 Projeções do consumo elétrico

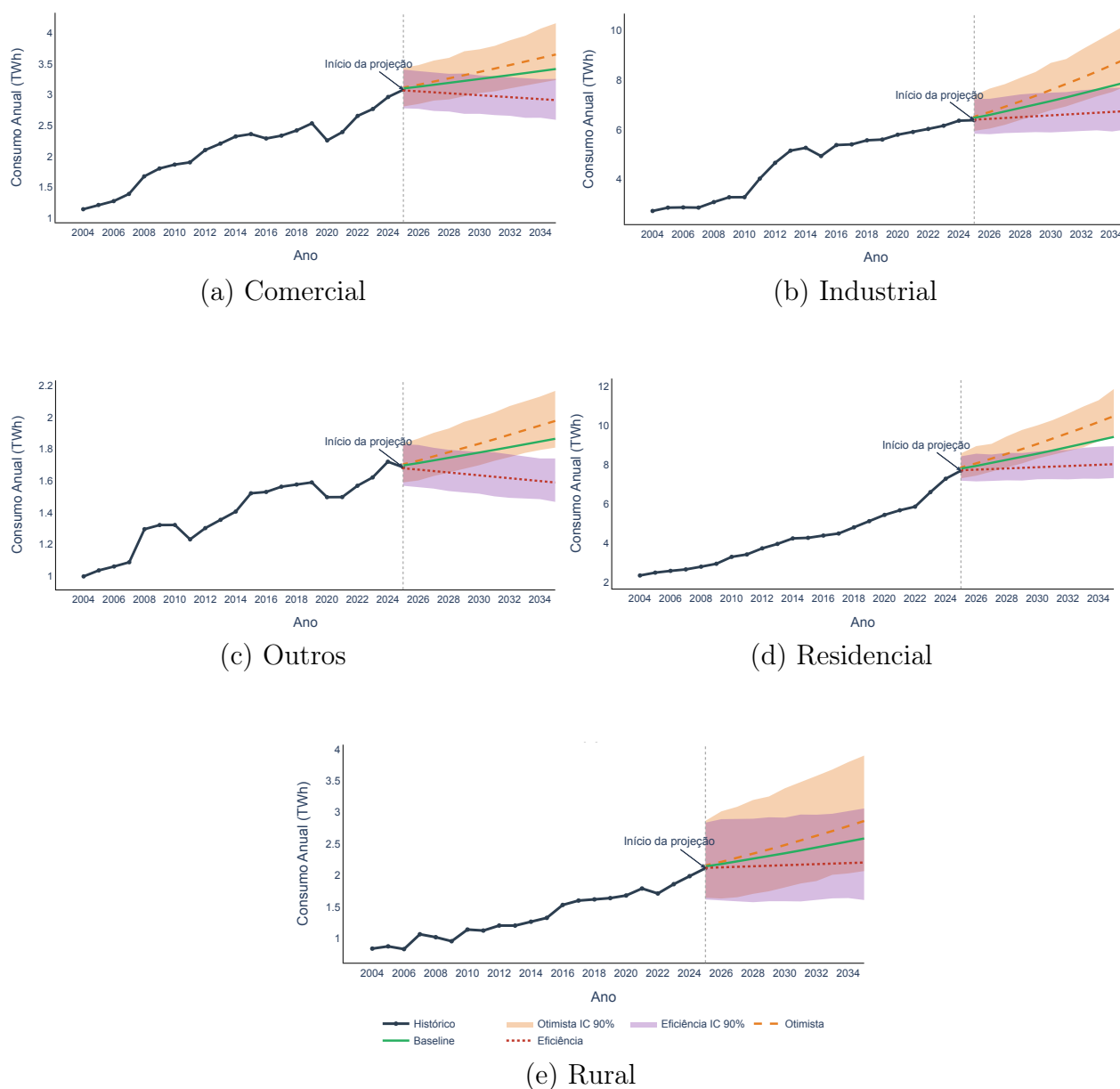
A avaliação da aderência entre os valores de consumo efetivamente observados e as estimativas geradas pelo modelo, quando segmentada por classe tarifária, revelou desempenho satisfatório na apreensão das tendências estruturais. Destacaram-se, em especial, as classes Industrial e Outros, que registraram MAPE excepcionalmente baixos, da ordem de 1,0% e 2,9%, respectivamente. As classes Comercial e Residencial também mantiveram uma correlação sólida com as trajetórias reais (MAPE entre 7,5% e 7,8%), validando o poder explicativo das variáveis demográficas e de renda na modelagem de sua demanda. Em contrapartida, a classe Rural apresentou a maior dispersão relativa, com erro de 13,9%. Esse distanciamento é coerente com a natureza do setor, que, além de possuir uma elasticidade-renda marcadamente elevada, apresenta alta suscetibilidade a fatores meteorológicos intra-anuais, como déficits de precipitação que induzem ao acionamento intensivo de sistemas de irrigação, os quais não são plenamente absorvidos pelas variáveis macroeconômicas do modelo estrutural.

Figura 27: Projeção do consumo total de energia elétrica em Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28: Projeções de consumo por classe tarifária em Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 27 apresenta a trajetória do consumo total anual. As faixas sombreadas representam o intervalo de confiança da projeção, de modo que, quanto maior a incerteza, a faixa será maior para manter o padrão de confiabilidade definido, visto que é estatisticamente demonstrado que os valores esperados devem permanecer nessa faixa. Em outras palavras, quanto menores as faixas, mais seguro o modelo de previsão é da projeção. A análise indica que, sob um choque de dinamismo econômico (*Cenário Otimista*), a demanda pode atingir a

fronteira de 30 TWh em 2036. Em contraste, a rigorosa aplicação de políticas de racionalização (*Cenário de Eficiência Energética*) poderia manter a curva de carga mais próxima do limiar de 20 TWh, poupando a necessidade de uma expansão massiva da capacidade infraestrutura e blindando o Estado contra oscilações extremas (no Intervalo de Confiança, IC 90%).

A compreensão das forças motrizes dessa demanda total, no entanto, exige a desagregação setorial. A Figura 28 expõe a heterogeneidade da resposta de consumo entre as classes

tarifárias. Nas classes Comercial e Residencial (Figuras 28(a) e 28(d)), observa-se um forte alargamento das faixas de incerteza no cenário otimista, refletindo a alta sensibilidade do varejo e das famílias ao ganho de renda e ao crédito.

A dinâmica mais agressiva, contudo, manifesta-se na classe Rural (Figura 28(e)). O segmento agropecuário destoa das demais categorias por apresentar uma curva de crescimento exponencial acentuada em todos os cenários. A abertura das faixas de incerteza evidencia a alta suscetibilidade estrutural dessa classe. Já o setor industrial (Figura 28(b)) exibe trajetórias menos explosivas, refletindo a inércia dos grandes parques fabris já estabelecidos, embora igualmente sensíveis aos ganhos proporcionados pelo cenário de eficiência.

A compreensão estrutural da demanda elétrica estadual foi aprofundada por meio da estimação das elasticidades de consumo em relação ao PIB, à população e à tarifa média ponderada, e a análise evidencia que o PIB atua como o vetor de maior impacto na demanda. Destaca-se a classe Rural, com elasticidade acentuadamente elevada ($\beta = +1,635$), o que indica que o crescimento econômico impulsiona a demanda agrícola em proporção superior, reflexo do perfil tecnificado e eletrointensivo do agronegócio local. De maneira análoga, as classes Comercial ($\beta = +1,115$) e Residencial ($\beta = +0,948$) exibiram altas elasticidades-

renda, o que atesta que o aumento do poder de compra converte-se rapidamente em expansão de serviços e na aquisição de equipamentos elétricos. Quanto às demais variáveis, o impacto demográfico mostrou-se positivo, embora menos expressivo do que o do PIB, o que confirma que o adensamento da carga *per capita* é o principal motor de crescimento do sistema.

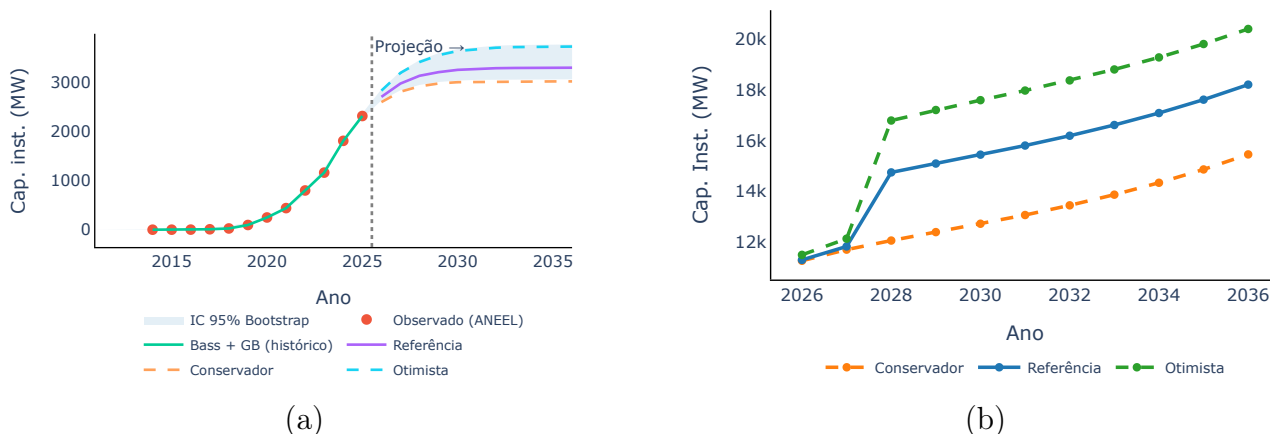
A tarifa apresentou comportamento inelástico na maioria das classes. A exceção observou-se no setor comercial, que registrou elasticidade mais evidente ($\beta = -0,202$), sugerindo uma resposta mais rigorosa a choques tarifários.

5.4.2 Projeções da capacidade

A avaliação da importância das variáveis exógenas revelou que os marcos regulatórios são os fatores mais determinantes nas decisões de investimento. As variáveis indicadoras dos marcos legais lideraram o poder preditivo do modelo, corroborando a tese de que a alteração nas regras de valoração de créditos impulsionou a antecipação das conexões fotovoltaicas.

Em segundo plano, destacaram-se os indicadores de viabilidade financeira. A tarifa de energia exerceu forte peso preditivo, confirmando que custos elevados de energia elétrica otimizam o tempo de retorno dos sistemas solares. Adicionalmente, variáveis como a Selic e o IPCA também se confirmaram como preditoras críticas.

Figura 29: Trajetórias prospectivas da capacidade instalada: (a) Projeção da capacidade instalada de MMGD e (b) Projeção agregada da capacidade instalada total (MW).



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 29 sintetiza as trajetórias da capacidade instalada para a próxima década. O painel à esquerda (Figura 29(a)) detalha a projeção específica da MMGD fotovoltaica. A partir de 2026, o gráfico exibe o espriamento do IC de 95% gerado pelas simulações de *Monte Carlo* com *bootstrap* dos resíduos.

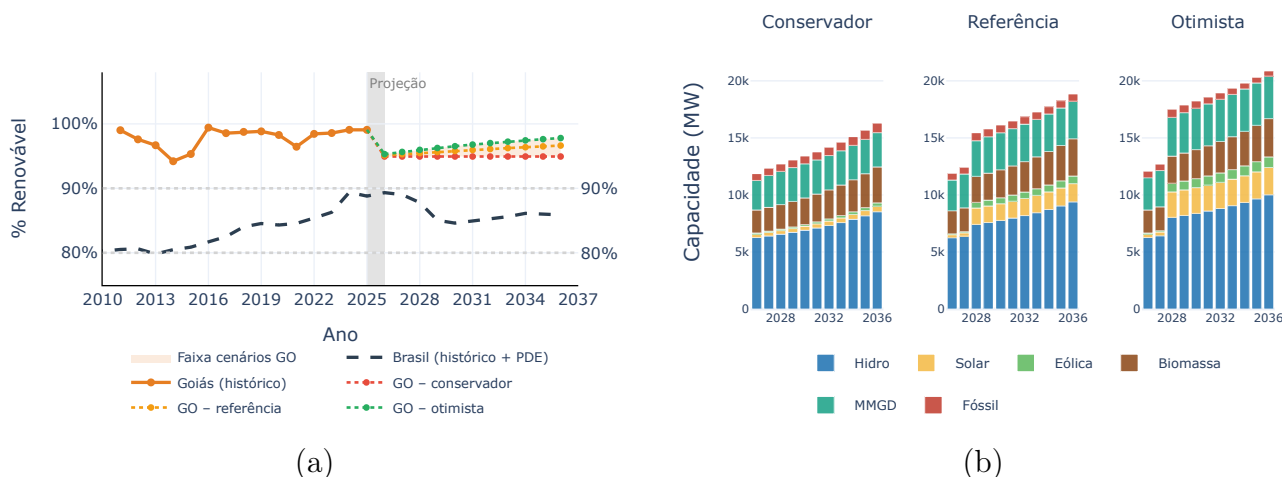
Em uma perspectiva macro, o painel da direita (Figura 29(b)) agrega todas as fontes geradoras e projeta o tamanho absoluto do parque elétrico goiano, tanto centralizado quanto distribuído. As curvas atestam que o sistema saltará do patamar de aproximadamente 12 GW no início da projeção para limites que variam entre 16 GW (Conservador) e quase 20 GW (Otimista) até 2036. Essa expansão maciça ratifica que a infraestrutura estadual precisará acomodar um volume de nova geração quase equivalente à metade de tudo o que foi construído ao longo de sua história secular.

A reconfiguração da matriz elétrica goiana até 2036 será guiada por uma expressiva diversificação tecnológica, como evidenciado na Figura 30(a). Em todos os cenários prospectivos, observa-se a saturação da expansão da grande matriz hídrica. A lacuna de crescimento será firmemente preenchida pela ascensão acelerada

das fontes solares, com destaque para grandes usinas fotovoltaicas centralizadas, e pela consolidação da biomassa sucroenergética. A participação das usinas termelétricas fósseis sofrerá um declínio estrutural evidente, sendo progressivamente diluída no total de energia gerada.

Os reflexos dessa expansão descentralizada e limpa no perfil de sustentabilidade do estado estão consolidados na Figura 30(b). O gráfico projeta o comportamento do Índice de Renovabilidade da capacidade instalada de Goiás (em percentuais), em comparação com a trajetória histórica e a projeção nacional do PDE. As simulações indicam uma inversão de paradigma: enquanto o sistema brasileiro tradicionalmente sofre flutuações e eventuais quedas na proporção de renováveis em anos hidrológicamente desfavoráveis, a matriz goiana manterá uma estabilidade próxima de 100%. A faixa de probabilidade dos cenários estaduais revela que, alavancada pela inserção massiva da energia solar e pela despachabilidade da biomassa, o estado de Goiás superará estruturalmente a média de renovabilidade do país logo nos primeiros anos da década de 2030, consolidando-se como um polo de segurança e de exportação de energia limpa no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 30: Horizonte prospectivo da matriz elétrica de Goiás: (a) Trajetória projetada do Índice de Renovabilidade e (b) Projeção da composição da capacidade instalada (MW).

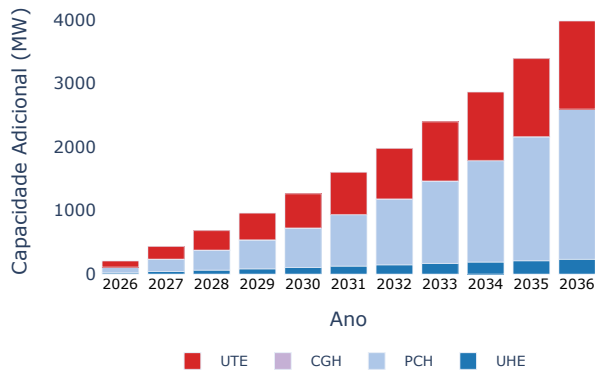


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para além da vertiginosa difusão da geração distribuída, a expansão estrutural da matriz elétrica goiana dependerá da concretização dos projetos de geração centralizada atu-

almente mapeados. A Figura 31 ilustra a projeção da entrada em operação comercial dessa “capacidade adicional residual” no horizonte de 2026 a 2036, quantificada em MW.

Figura 31: Evolução prospectiva da capacidade adicional residual (MW) decorrente da geração centralizada em Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise da distribuição temporal desses incrementos revela dois aspectos centrais para o planejamento estadual. Primeiramente, observa-se uma concentração significativa de despachos hidrelétricos de menor porte (PCHs e CGHs) de forma perene ao longo da próxima década. Esse fluxo contínuo de implantação confirma que, embora a era das megabarragens (UHE) tenha arrefecido, o aproveitamento de bacias hidrográficas secundárias continuará sendo um vetor crucial para fornecer energia firme e despachável ao sistema goiano.

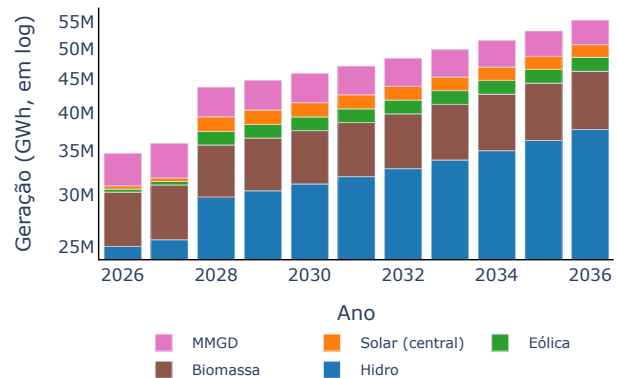
Em segundo lugar, a contribuição projetada para as usinas termelétricas a biomassa (representadas no bloco UTE) atesta a resiliência do setor sucroenergético, cujos projetos de cogeração já apresentam maturidade suficiente para assegurar novas rodadas de expansão. Conjuntamente, essa esteira de projetos convencionais e incentivados garante a confiabilidade do sistema interligado local, fornecendo a base de carga e a estabilidade inercial necessárias para contrabalançar e suportar a maciça inserção intermitente de energia fotovoltaica prevista para o mesmo período.

A avaliação da segurança energética estadual exige que a análise vá além da potência instalada (MW) e dimensione o volume efetivo de energia injetada no sistema. Para isso, as projeções de capacidade do Cenário de Referência foram convertidas em Geração Efetiva Esperada (GWh), aplicando-se os respectivos fatores de capacidade históricos de cada tecnologia. A Figura 32 apresenta a evolução desse despacho energético, desagregado por fontes,

no horizonte de 2026 a 2036, utilizando uma escala logarítmica para acomodar a magnitude e a variação das diferentes tecnologias.

A estratificação da geração confirma o papel basilar e insubstituível da matriz hídrica. Mesmo com o arrefecimento na construção de novas usinas, as plantas já instaladas operam com fatores de capacidade estruturalmente elevados (geralmente acima de 40%), garantindo que a fonte hidroelétrica permaneça como a maior responsável absoluta pelo volume físico de energia (MWh) ofertada ao longo de toda a projeção. Acompanhando esse bloco de energia despachável, a biomassa sucroenergética solidifica sua posição de retaguarda tática, sustentando um patamar volumétrico estratégico para atenuar as estiagens do Centro-Oeste.

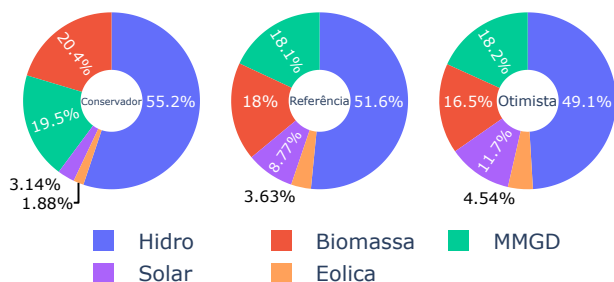
Figura 32: Projeção da Geração Total efetiva (em GWh) no Cenário de Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A dinâmica de expansão em valores absolutos culminará em uma profunda reconfiguração percentual da matriz elétrica goiana até o final do horizonte de planejamento. A Figura 33 consolida o *mix* de capacidade instalada projetado para 2036, detalhando a participação relativa das fontes Hidro, Biomassa, MMGD (solar distribuída), Solar (centralizada) e Eólica sob as premissas dos três cenários estocásticos analisados.

Figura 33: Composição percentual projetada da capacidade instalada da matriz elétrica de Goiás ao final de 2036.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O aspecto estrutural mais relevante evidenciado nos gráficos é a perda progressiva da hegemonia hídrica. Enquanto no passado a fonte hidráulica respondia pela quase totalidade da infraestrutura estadual, as projeções indicam que sua participação recuará para o patamar de 49,1% a 55,2% da capacidade total em 2036, dependendo do cenário de crescimento. Essa diluição percentual não representa um decréscimo físico da base instalada de usinas (UHEs e PCHs), mas sim a estagnação de novas fronteiras diante do avanço muito mais acelerado das demais tecnologias renováveis.

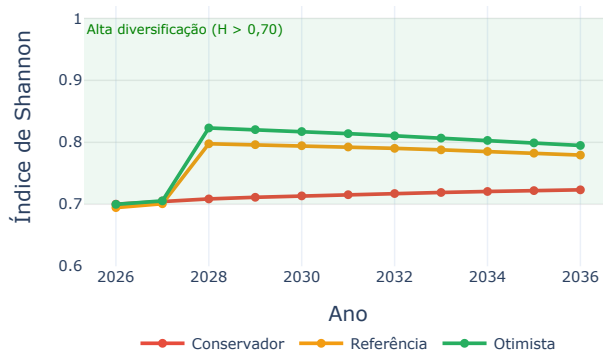
A lacuna deixada pelo arrefecimento hídrico será preenchida estruturalmente pela ascensão das fontes solares e termoeletricas. A biomassa sucroenergética manterá uma parcela robusta e inercial, oscilando entre 18% e 20% da capacidade instalada. No entanto, a força motriz da diversificação residirá no complexo fotovoltaico. Somando-se à geração distribuída (MMGD, projetada entre 16,5% e 19,5%) e às usinas solares centralizadas (que podem alcançar expressivos 11,7% no Cenário Otimista), a energia solar se consolidará como o segundo maior vetor energético do estado, ultrapassando a barreira de 25% da matriz global. Essa nova arquitetura descentralizada evidencia uma transição bem-sucedida, reduzindo a vulnerabilidade hidrológica de Goiás e preparando a infraestrutura para as demandas elétricas futuras.

A resiliência de um sistema elétrico moderno não pode ser mensurada apenas pela potência total instalada ou pela proporção simples de fontes renováveis, mas depende in-

timamente da pluralidade tecnológica que o compõe. Para quantificar essa pluralidade, aplicou-se o Índice de Shannon (H), uma métrica consagrada na teoria da informação e na ecologia para medir a diversidade de um sistema. A Figura 34 ilustra a trajetória prospectiva desse indicador entre 2026 e 2036.

A análise das curvas revela um movimento uníssono e ascendente rumo a uma matriz mais heterogênea. A literatura do setor estabelece que valores de H superiores a 0,70 indicam um estado de “alta diversificação” estrutural. Conforme demonstrado no gráfico, Goiás não apenas atinge essa faixa de excelência logo no início da projeção, mas também continua a ampliar sua complexidade, aproximando-se de índices inéditos próximos de 1,0 no horizonte final da simulação. O Cenário Otimista destaca-se por apresentar a curva de diversificação mais íngreme, reflexo direto da inserção massiva e pulverizada de centrais solares (distribuídas e centralizadas), aliada à manutenção do portfólio de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas.

Figura 34: Evolução projetada do Índice de Shannon para a matriz elétrica do estado de Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5 Comparação nacional e impactos para o Estado

A posição estratégica de Goiás na transição energética revela-se de forma contundente na análise comparativa de longo prazo entre a matriz do estado e a trajetória planejada para o restante do país. As projeções do índice de renovabilidade indicam uma inversão

perceptível de polaridade: enquanto historicamente a renovabilidade goiana flutuava em torno das médias nacionais, os dados estocásticos revelam que, dependendo do cenário de crescimento adotado, o estado superará, estruturalmente, a média de renovabilidade do Brasil (projetada com base no PDE) a partir do início da próxima década. Essa ultrapassagem não é produto do acaso, mas sim o reflexo de vetores tecnológicos diferenciadores. Enquanto a estratégia federal frequentemente aposta em fontes intensivas de longo prazo de implantação, como projetos eólicos offshore no Nordeste e as últimas grandes UHEs na Amazônia, Goiás ancorou seu futuro em uma tríade descentralizada e de resposta ágil: a expansão pulverizada da energia solar, a maturação contínua das PCHs/CGHs locais e a base de biomassa sucroenergética já instalada.

Esse alinhamento estratégico repercute diretamente no desenvolvimento econômico do estado. A modelagem econométrica atestou uma profunda e inelástica correlação entre o crescimento do PIB estadual e o aumento da demanda por energia, evidenciando que, em Goiás “energia é sinônimo de produção”. Nesse contexto, ampliar a geração nas próprias fronteiras estaduais produz efeitos sistêmicos positivos, como a blindagem contra perdas de transmissão no SIN e a criação de postos de trabalho qualificados em instalação, operação e manutenção de plantas renováveis. No entanto, a gestão atenta dessa expansão requer que o Estado priorize vetores que dialoguem com a vocação regional; o incentivo contínuo à agroindústria e à biotecnologia da cana-de-açúcar emerge como recomendação técnica preferencial para complementar a flexibilidade dos despachos solares.

5.6 Considerações Finais

Para consolidar a transição energética projetada e maximizar seus benefícios socioeconômicos, o Estado de Goiás deve adotar uma abordagem estratégica e proativa. A diversificação da matriz energética requer políticas pú-

blicas direcionadas, com ênfase no apoio institucional ao aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente (PCHs e CGHs), viabilizando sua competitividade em leilões federais. Simultaneamente, o avanço da biomassa de segunda geração — especialmente biogás e biometano oriundos de resíduos sucroenergéticos — demanda marcos regulatórios inovadores e incentivos fiscais que estimulem investimentos privados. Ademais, são imprescindíveis investimentos na modernização da infraestrutura de distribuição, incluindo redes inteligentes, bem como na regulamentação de sistemas de armazenamento de energia. Tais iniciativas dependem de uma governança de dados robusta, capaz de sustentar o planejamento energético contínuo e alinhar o desenvolvimento regional às diretrizes do PDE e aos compromissos globais dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS 7 e 13).

A análise conduzida responde de forma consistente às questões de pesquisa, evidenciando que a dinâmica macroeconômica exercerá pressão significativa sobre a demanda de energia elétrica em Goiás, com destaque para o setor rural, cuja elevada elasticidade-renda o posiciona como principal vetor de crescimento do consumo. As projeções indicam, até 2036, uma reconfiguração da capacidade instalada, marcada pela estabilização das grandes hidrelétricas e pela expansão descentralizada das fontes solar fotovoltaica e de biomassa. Essa nova configuração tende a assegurar a segurança do suprimento, ao mesmo tempo em que amplia a arrecadação de ICMS, contribuindo para que o estado supere a média nacional de participação de fontes renováveis na próxima década.

Pesquisas futuras devem explorar especificações com parâmetros variáveis ao longo do tempo, integrar modelagens climáticas preditivas e aprofundar a viabilidade tecnoeconômica dos sistemas de armazenamento em baterias (BESS), garantindo que as ferramentas de planejamento governamental continuem evoluindo no mesmo ritmo da transição energética do Estado.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Dados Abertos**. [S. l.: s. n.], 2022. <https://dadosabertos.aneel.gov.br>. Acesso em: 23 mar. 2026.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Portal de Dados Abertos do Banco Central do Brasil: API de Dados**. [S. l.]: Banco Central do Brasil, 2026. Acessado em: 28 de março de 2026. Disponível em: <https://dadosabertos.bcb.gov.br/>. Acesso em: 28 mar. 2026.

CHARFEDDINE, Lanouar *et al.* Modeling and forecasting electricity consumption amid the COVID-19 pandemic: Machine learning vs. nonlinear econometric time series models. **Sustainable Cities and Society**, Elsevier, v. 98, p. 104860, 2023.

DI GREGORIO, Monica *et al.* Multi-level governance and power in climate change policy networks. **Global environmental change**, Elsevier, v. 54, p. 64–77, 2019.

DOS REIS, Josivan Rodrigues *et al.* Medium and long term energy forecasting methods: A literature review. **IEEE Access**, IEEE, v. 13, p. 29305–29326, 2025.

ELKHATAT, Ahmed; AL-MUHTASEB, Shaheen. Climate change and energy security: a comparative analysis of the role of energy policies in advancing environmental sustainability. **Energies**, MDPI, v. 17, n. 13, p. 3179, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Dados abertos**. [S. l.: s. n.], 2024. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos>. Acesso em: 23 mar. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Brasília, 2023. Acesso em: 27 fev. 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>.

HYNDMAN, Rob J; ATHANASOPOULOS, George. **Forecasting: principles and practice**. [S. l.]: OTexts, 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Base dos dados**. [S. l.]: Base dos Dados, 2026. Acessado em: 28 de março de 2026. Disponível em: <https://basedosdados.org>. Acesso em: 28 mar. 2026.

KITAMURA, Daniel *et al.* Risk-averse stochastic programming for planning hybrid electrical energy systems: A Brazilian case. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 3, p. 1463, 2023.

LIMA, MA *et al.* Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, Elsevier, v. 33, p. 100504, 2020.

OLIVEIRA, Mateus R *et al.* Evaluation of the Sustainability of Sugarcane Expansion in the State of Goiás. **International Journal of Business Administration**, v. 15, n. 1, p. 76–85, 2024.

PASCUAL, Lorenzo; ROMO, Juan; RUIZ, Esther. Bootstrap predictive inference for ARIMA processes. **Journal of Time Series Analysis**, Wiley Online Library, v. 25, n. 4, p. 449–465, 2004.

ENERGIAS RENOVÁVEIS



SEÇÃO ENERGIAS RENOVÁVEIS

Coordenador: Eng. Rodrigo Costa Silveira

Pesquisadores: Dr. Diogo Appel Colvero, Dra. Jéssica Santoro Gonçalves Pena e Dra. Luana Alves Akamine

O eixo Energias Renováveis tem como objetivo mapear e analisar fontes renováveis com potencial energético no Estado de Goiás. Nesse contexto, entre agosto de 2025 e janeiro de 2026, desenvolveram-se estudos técnico-científicos contemplando também aspectos econômicos, ambientais e regulatórios, com vistas à identificação das potencialidades energéticas estaduais. A partir dessas análises, busca-se oferecer subsídios à administração pública e ao setor privado goiano para a tomada de decisões estratégicas, avaliando as alternativas mais adequadas para a valorização e a descarbonização da matriz energética de Goiás. Assim, este tópico está estruturado em três capítulos, conforme descritos a seguir:

Capítulo 6: Avaliação do aproveitamento do biogás advindo dos resíduos sólidos urbanos (RSU) para a produção de biometano no Estado de Goiás.

Neste capítulo, os principais resultados apontaram que, para cada ônibus que substitui o diesel fóssil pelo biometano, são evitadas cerca de 59,9 tCO₂eq/ano. Na análise econômica, feita para três cenários modelados, os custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX) são mais onerosos no Cenário D60, em que há um maior desvio de RSU do aterro. Por outro lado, no Cenário C0, que possui um aterro sanitário e não tem desvios de RSU, tem os menores valores de CAPEX e de OPEX. Na avaliação do ciclo de vida identificou-se que, para a categoria Climate Change, no Cenário C0 o resultado estimado obtido foi de 41 mPe, enquanto que para o Cenário D60 obteve-se um valor de -21,40 mPe. Estes valores apontam que o Cenário C0 tem emissões ao meio ambiente e que o Cenário D60 possui economias ambientais líquidas.

Capítulo 7: Análise do potencial de biogás e biometano no setor sucroenergético em Goiás: geração de resíduos, porte das usinas e perspectivas de investimento.

Neste capítulo, os principais resultados apontaram que, o setor sucroenergético em Goiás apresentou elevado potencial para a produção de biogás e biometano a partir da vinhaça e da torta de filtro, com maior concentração na mesorregião Sul, especialmente nas microrregiões Sudoeste de Goiás, Meia Ponte, Quirinópolis e Vale do Rio dos Bois. Observou-se, ainda, que a maior parte das plantas se concentrou na faixa de potencial de produção de biometano entre aproximadamente 10.000 e 40.000 Nm³/dia, configurando plantas de grande porte no contexto da produção de biometano. Assim, a substituição parcial do diesel por biometano nas usinas despontou como uma possibilidade estratégica para estimular a demanda pelo combustível e, potencialmente, contribuir para a diversificação da matriz energética regional.

Capítulo 8: Análise de sistemas híbridos que combinam geração solar fotovoltaica e baterias, com foco na produção de leite por cooperativas e avaliação da viabilidade desses sistemas, considerando fatores como eficiência energética, custos de instalação e operação, e impacto ambiental.

Neste capítulo, os principais resultados apontaram que, em um comparativo de custos para sistemas de backup entre banco de baterias de lítio, banco de baterias de chumbo-ácido e grupo gerador diesel, para sistemas menores o banco de baterias de lítio é uma boa opção de custo-benefício. Já para propriedades em que a carga de backup é elevada, soluções híbridas alinhadas com gerenciamento de energia podem ser uma boa alternativa. Apesar do elevado custo inicial para a instalação desses sistemas, quando ocorre interrupção no fornecimento de energia, há prejuízo de, em média, 25% com o insumo produzido. Logo, o investimento inicial é pago com o lucro recebido com a garantia dos insumos comercializados.

6. AVALIAÇÃO DO APROVEITAMENTO DO BIOGÁS ADVINDO DOS RSU PARA A PRODUÇÃO DE BIOMETANO NO ESTADO DE GOIÁS

Autor: Dr. Diogo Appel Colvero

6.1 Introdução

A transição energética, que prioriza fontes de energia renováveis e visa um desenvolvimento sustentável, tem sido uma pauta global nos últimos anos. Neste contexto, a valorização do biogás advindo de resíduos sólidos urbanos (RSU) é uma das alternativas para suprir as demandas energéticas e transpor os desafios ambientais. Tanto que, em 2010, o Brasil promulgou a Política Nacional de Resíduos Sólidos - PNRS (Lei nº 12.305/2010), que estimula uma gestão sustentável dos RSU (BRASIL, 2010b). Além disso, o modelo de gestão dos RSU precisa seguir o conceito de hierarquia de gestão dos resíduos (EU, 2018). Para isso, deve-se focar em uma gestão voltada para a economia circular destes resíduos, que permita que os recursos tenham seu ciclo de vida perdurando por mais tempo (Malinauskaitė *et al.*, 2017; Merli; Preziosi; Acampora, 2018). Neste sentido, uma gestão que valorize a fração orgânica dos RSU é um dos caminhos a serem adotados, pois tratar esta porção dos resíduos contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e ainda pode garantir um retorno financeiro para o que antes era visto apenas como passivo ambiental (IEA, 2023). Destaca-se que um modelo de gestão exitoso para a fração orgânica dos RSU precisa contemplar uma coleta diferenciada destes resíduos, principalmente em situações que estes materiais são gerados em grandes quantitativos e que estejam mais segregados, como é o caso das feiras de hortifrutigranjeiros e restaurantes (Lima *et al.*, 2018). Diante disso, o objetivo do presente estudo foi identificar a viabilidade da captação e do aproveitamento do biogás advindo da fração orgânica dos RSU

para a produção de biometano no Estado de Goiás, com foco nas regiões metropolitanas do Entorno do Distrito Federal (RME) e de Goiânia (RMG).

6.2 Referencial Teórico

6.2.1 A gestão dos RSU no Brasil e no Estado de Goiás

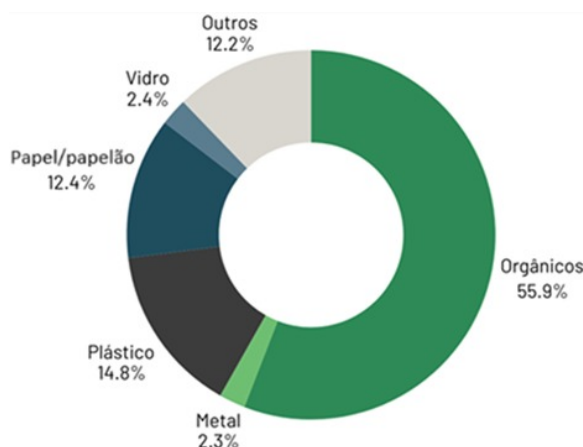
6.2.1.1 Panorama dos RSU no Brasil

A Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente - ABREMA realizou um estudo que reuniu dados de 186 municípios brasileiros, objetivando estimar a composição dos resíduos do país. Os dados obtidos apontaram que, em 2020, os resíduos orgânicos eram a maior fração dos RSU, com 45,3% do total gerado (ABREMA, 2020). Além disso, em 2023 foram geradas 80.957 mil toneladas de RSU no Brasil (ABREMA, 2024), uma geração *per capita* de 1,09 kg/hab./dia. Deste quantitativo, 94,3% foram coletados. Os 5,7% não recolhidos foram para terrenos baldios, rios e ruas dos municípios ou queimados a céu aberto (Alfaia, Costa e Campos, 2017). Dos RSU que foram coletados no Brasil em 2023, 8,8% foram para a reciclagem, 0,4% para a compostagem, 53,2% para os aterros sanitários, 7,5% para os aterros controlados e 30,1% acabaram em lixões (ABREMA, 2024; SINISA, 2024).

6.2.1.2 Panorama dos RSU em Goiás

No Estado de Goiás, 55,9% dos RSU gerados são fração orgânica, os recicláveis são 31,9% e outros tipos de resíduos representam 12,2% (Colvero; Pfeiffer; Carvalho, 2016; Colvero *et al.*, 2025), conforme apresentado na Figura 35.

Figura 35: Composição gravimétrica estimada dos RSU em Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Colvero, Pfeiffer e Carvalho, (2016) e Colvero *et al.* (2025).

6.2.1.3 Coleta, Tratamento e Disposição Final dos RSU em Goiás

Segundo dados do Relatório de Monitoramento do Plano Estadual de Resíduos Sólidos (PERS), elaborado em 2023 pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável - SEMAD (2024), em Goiás, 64 municípios (26%) enviaram seus RSU para aterro sanitário, enquanto os demais 182 municípios (74%) encaminharam estes resíduos para aterros controlados ou lixões.

6.2.1.4 Tecnologias de Tratamento de RSU que geram biogás

Aproveitar energeticamente os RSU (a partir do biogás gerado) promove benefícios econômicos, ambientais e para a saúde pública (Wang *et al.*, 2025). Dentre as mais difundidas tecnologias para se obter biogás dos RSU estão a digestão anaeróbia (DA) e o aterro sanitário.

- Digestão Anaeróbia:

A DA é um processo biotecnológico empregado no tratamento de resíduos orgânicos, que se desenvolve em ambientes isentos de oxigênio molecular. Nessa condição, diferentes grupos de micro-organismos atuam na decomposição e estabilização da matéria orgânica, convertendo-a em produtos finais mais simples, entre eles o biogás e o digestato. O metano existente no biogás apresenta elevado potencial energético e pode ser usado na geração de eletricidade, calor ou ser purificado para uso

como biometano, configurando-se como uma alternativa sustentável às fontes fósseis tradicionais (Raposo *et al.*, 2011).

A DA ocorre por meio das seguintes reações químicas: hidrólise, fermentação (acidogênese + acetogênese) e metanogênese, produzindo ao final um biogás composto entre 50% a 70% de metano, entre 20% a 40% de CO₂ e uma parcela menor de oxigênio (O₂), nitrogênio (N₂), hidrogênio (H₂) e sulfeto de hidrogênio (H₂S).

- Aterro sanitário:

O aterro sanitário é uma técnica de engenharia projetada para a disposição final de resíduos sólidos no solo, de forma a causar o mínimo de impacto ambiental no solo, no ar e na água. Um aterro sanitário inclui mecanismos de controle e um planejamento técnico, para assegurar uma disposição segura e eficiente (Palaniandy *et al.*, 2022). Vale destacar que um aterro pode ser utilizado para aproveitar o biogás gerado pelos resíduos orgânicos, para a produção de energia elétrica ou para gerar biocombustíveis (Yaashikaa *et al.*, 2022).

6.3 Metodologia

6.3.1 Áreas de estudo em Goiás e a Gestão dos RSU

O presente estudo foi realizado nas duas principais regiões metropolitanas de Goiás: a RMG, que possui 21 municípios, e a RME, que possui 11 municípios (Figura 36) (GOIÁS, 2019a; GOIÁS, 2023b). Escolheram-se estas

duas regiões metropolitanas por serem os maiores aglomerados populacionais do Estado.

6.3.1.1 Estimativa da geração de RSU

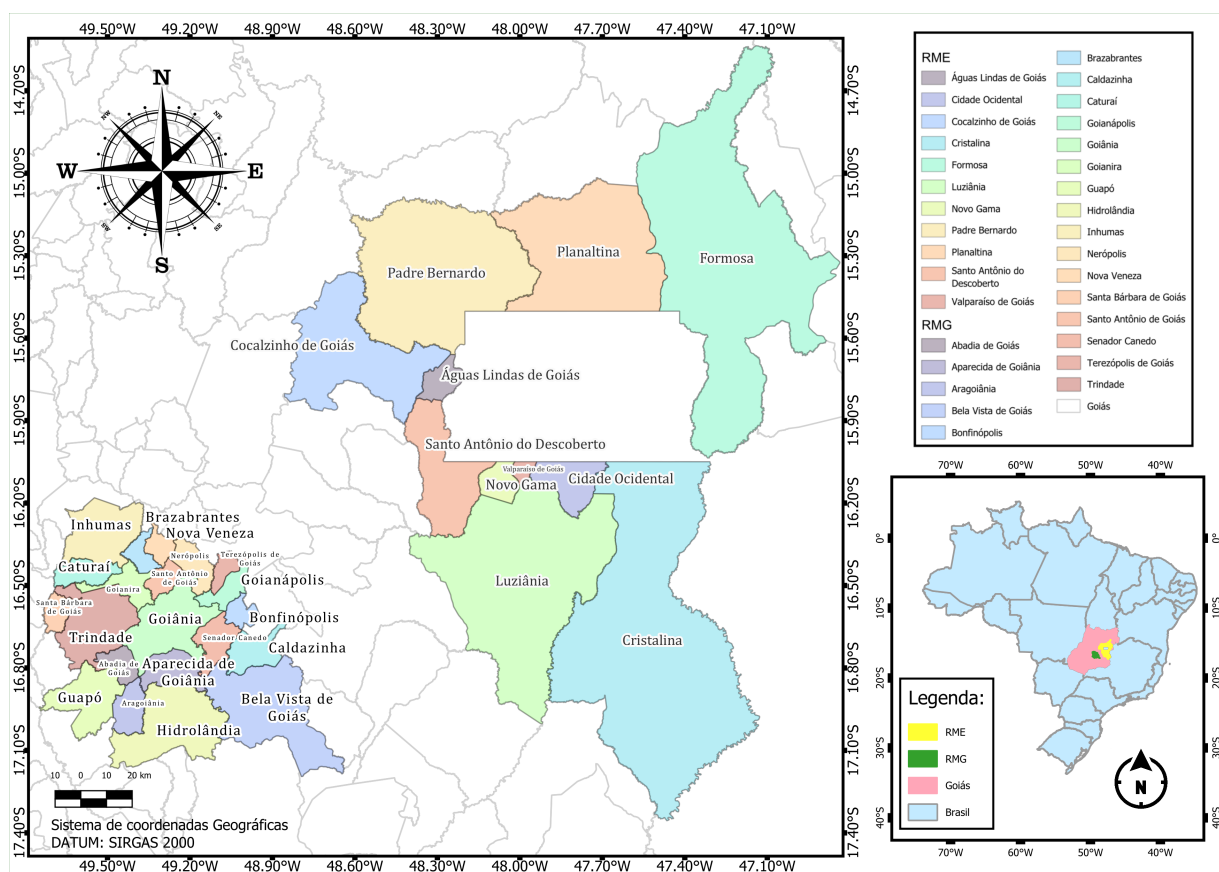
Para calcular os quantitativos de RSU que são produzidos nos municípios de Goiás, utilizou-se o estudo de Colvero *et al.* (2017), que fez uma avaliação da geração *per capita* de RSU no Estado, para sete diferentes faixas populacionais. Assim, o quantitativo de RSU gerado por cada pessoa está atrelado ao número de habitantes em cada município. Deste modo os valores de geração *per capita* de RSU, para Goiás, nas sete categorias, variaram de 0,47 kg/hab./dia (municípios de até cinco mil

habitantes) até 1,02 kg/hab./dia (municípios com mais de um milhão de habitantes), conforme apresentado na Tabela 10.

6.3.2 Modelagem das estimativas de biogás dos RSU nos aterros em Goiás

A metodologia adotada para calcular o potencial de metano para os municípios da RMG e da RME, a partir de um aterro sanitário compartilhado com aproveitamento energético, é a ferramenta *Landfill Gas Emissions Model* (LandGEM), versão 3.02, desenvolvido pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA, 2005).

Figura 36: As principais regiões metropolitanas de Goiás.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3.3 Potencial de produção de biometano advindo do biogás da digestão anaeróbia de RSU

Para estimar a fração de metano gerado durante a DA dos RSU foi utilizado o método de

Mazzonetto *et al.* (2023). A técnica destes autores é empregada em modelagens de emissões e no cálculo do potencial energético de biogás, permitindo estimar a quantidade teórica de metano a partir da decomposição da matéria orgânica dos RSU.

Tabela 10: Geração *per capita* de RSU para os municípios goianos, para sete faixas populacionais.

População (Habitantes)	Geração per capita RSU (kg/hab./dia)
Até 5.000	0,47
5.001 a 10.000	0,51
10.001 a 20.000	0,55
20.001 a 50.000	0,61
50.001 a 100.000	0,69
100.001 a 1.000.000	0,81
Superior a 1.000.000	1,02

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ABRELPE (2018), ABREMA (2024), Colvero *et al.* (2017) e Ribeiro (2017).

6.3.4 Estimativa do volume de biometano, por sistema de gestão de RSU

Conhecendo-se os mais usuais sistemas de gestão de RSU que fazem a captação do biogás para a produção de biometano (aterro sanitário e DA) e as tecnologias mais difundidas para a *upgrading* do biometano produzido, foi possível estimar a pureza média do biometano e do volume de biometano purificado, considerando as condições específicas das RMG e da RME. Segundo Porto (2024), o PCI do diesel é de 35,5 MJ/L, enquanto o do biometano atinge 36,67 MJ/Nm³, demonstrando um potencial energético levemente superior do combustível renovável. No entanto, a eficiência de utilização (η) difere entre os dois, sendo de aproximadamente 40% para o diesel e 30% para o biometano, em função das características termodinâmicas e do tipo de motor empregado. A partir do estudo de Porto (2024), a equivalência volumétrica adaptada é expressa pela Equação 1:

$$V_{Diesel} = V_{Biometano} \cdot \frac{PCI_{Biometano} \cdot \eta_{Biometano}}{PCI_{Diesel} \cdot \eta_{Diesel}} \quad (3)$$

Em que:

- V_{Diesel} : Volume de diesel, em L;
- $V_{Biometano}$: Volume de biometano em Nm³;
- PCI_{Diesel} : Poder calorífico inferior do diesel, em MJ/L;
- $PCI_{Biometano}$: Poder calorífico inferior do biometano, em MJ/Nm³;

- η_{Diesel} : Eficiência de uso do diesel em motor de ignição por compressão, em %;

- $\eta_{Biometano}$: Eficiência de uso do biometano em motor de ignição por centelha, em %.

6.3.5 Estimativa do quantitativo de ônibus a biometano que poderiam ser mantidos operando com este biocombustível

No contexto contemporâneo das cidades, o uso do biometano como combustível para o transporte coletivo consolida-se como uma alternativa estratégica para a descarbonização da mobilidade urbana. Assim, usando-se como referência os volumes de produção de biometano projetados para as regiões RMG e RME, estimou-se a capacidade de abastecimento da frota nestas duas regiões. Para a definição dos parâmetros operacionais de consumo, adotou-se como veículo-padrão o modelo Scania K 280 IB, chassi amplamente validado em operações urbanas brasileiras, como no sistema de transporte de Curitiba/PR (Lucio; Wolf; Mello, 2024). Esse veículo tem um consumo médio de 0,716 m³/km - ou 1,40 km/m³ - (MAET UFG, 2024). Vale destacar ainda que, segundo estudo da Rede Municipal de Transporte Coletivo (RMTTC) de Goiânia, cada ônibus percorre, em média, 55 mil km por ano (GOIÂNIA, 2024). Sendo assim, considerando-se o consumo médio de combustível de cada ônibus e o quanto percorreu por ano, obteve-se um consumo anual médio de cada ônibus de 39.380 m³/ano. Para calcular quantidade de veículos que a produção de biometano nas regiões RMG e RME sustenta, utilizou-se a Equação 2:

$$N_{\text{ônibus}} = \frac{V_{\text{bio}}}{C_{\text{km}} \cdot K_{\text{mano}}} \quad (4)$$

Em que:

- $N_{\text{ônibus}}$: Quantitativo de veículos;
- V_{bio} : Volume de biometano produzido em cada região (m^3/ano);
- C_{km} : Consumo médio do ônibus Scania K 280 (m^3/km);
- K_{mano} : Quilometragem média anual de um ônibus urbano.

6.3.6 Determinação de cenários e fluxo de caixa da análise econômica

Para realizar um estudo da viabilidade econômica dos custos de investimento (CAPEX) e dos custos de operação (OPEX) de sistemas de captação de biogás dos RSU para a produção de biometano na RMG e na RME, primeiramente foram definidos cenários. Na Tabela 11 estão apresentados os três cenários modelados (C0, D18 e D60) para comparar as diferentes tecnologias de gestão de RSU. Sendo que o foco do presente estudo foi a fração orgânica dos RSU, usada para o aproveitamento do biogás, cujo potencial de efeito estufa é 27 vezes superior ao dióxido de carbono (Smith *et al.*, 2021).

6.3.6.1 Fluxo de Caixa

Assim como no estudo de Caibre (2013), os cálculos da análise econômica dos cenários propostos para sistemas de gestão de RSU que fazem aproveitamento do biogás foram feitos em uma planilha em Excel. Com base no CAPEX, no OPEX e nas receitas obtidas com a venda de biometano, calculou-se o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo necessário para recuperar o investimento (*payback*). Salienta-se que se considerou uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 15%.

6.3.7 Avaliação do ciclo de vida do biogás

Para ampliar a discussão e dar mais recursos aos tomadores de decisão, decidiu-se por fazer uma avaliação do ciclo de vida (ACV), complementando assim o presente estudo com uma análise ambiental. Foram calculados os impactos ambientais para os mesmos três cenários modelados na análise econômica (C0, D18 e D60). A metodologia usada foi apoiada pela ferramenta de *software Easetech* 2019, versão 3.4.0, da Universidade Técnica da Dinamarca – DTU (Clavreul *et al.*, 2014).

Tabela 11: Cenários criados para a realização da análise econômica.

Cenários	Tecnologias	Descrição
Cenário C0	Aterro sanitário licenciado	Cenário de controle em que 100% do RSU é enviado para aterro.
Cenário D18	Digestão anaeróbia + Aterro sanitário licenciado	Cenário baseado no PLANARES, atualmente em vigor (MMA, 2020), em que 18,1% de resíduos orgânicos são coletados separadamente na fonte e enviados para a digestão anaeróbia. O restante é enviado para um aterro sanitário.
Cenário D60	Digestão anaeróbia + Aterro sanitário licenciado	Cenário baseado na proposta do PLANARES que não chegou a entrar em vigor (MMA, 2012). Considerou-se a meta intermediária de desvio de 50% de resíduos orgânicos do aterro entre 2027-2030 e de 60% a partir de 2031. Estes resíduos são provenientes da coleta seletiva enviados para a digestão anaeróbia, enquanto os restantes (indiferenciados + rejeitos) são enviados para um aterro sanitário licenciado centralizado.

Fonte: Elaborado pelo autor.

6.4 Resultados e Discussões

6.4.1 Quantitativos de RSU gerados em Goiás, por Região Metropolitana

Com os quantitativos populacionais para cada município goiano conforme o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (2024), com as gerações *per capita* para cada município goiano (a partir do porte populacional e conforme ABRELPE (2018), ABREMA (2024), Colvero *et al.* (2017) e Ribeiro (2017)), além da fração de matéria orgânica presente nos RSU de Goiás (55,9%), calculou-se a gera-

ção de RSU para os municípios da RMG e da RME (Tabela 12).

A RMG, que possui 21 municípios, concentra 37% da população goiana. A geração *per capita* média de RSU na RMG é de 0,90 kg/hab./dia. Vale destacar que somente os municípios dessa região produzem, diariamente, mais de 2,3 mil t/dia de RSU (o equivalente a 43,6% dos RSU de Goiás). Já a RME, com 11 municípios, tem quase 15% da população goiana. Esta região tem uma geração *per capita* de RSU de 0,78 kg/hab./dia. Além disso, essa região produz 969 t/dia de RSU (18% dos RSU de Goiás).

Tabela 12: População, densidade populacional, geração *per capita* de RSU, para as regiões Metropolitanas de Goiânia (RMG) e do Entorno do Distrito Federal (RME), em Goiás, em 2022.

Região Metropolitana	População (habitantes)	Densidade demográfica (hab/km ²)	Geração <i>per capita</i> média RSU (kg/hab./dia)	Total de RSU (t/dia)	Total de Matéria Orgânica (t/dia)
RMG	2.600.936	347,69	0,90	2.341,7	1.309,0
RME	1.244.633	49,42	0,78	969,0	541,7

Legenda: RMG: Região Metropolitana de Goiânia; RME: Região Metropolitana do Entorno do Distrito Federal

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ABRELPE (2018), ABREMA (2024), Colvero *et al.* (2017), Colvero, Pfeiffer e Carvalho (2016), IBGE (2024) e Ribeiro (2017).

6.4.2 Estimativa do quantitativo de ônibus que pode ser abastecido anualmente com biometano

Os dados de biometano produzido e que estão apresentados na Tabela 13 foram utilizados para calcular a média de biometano produzida em 20 anos de operação de um aterro sanitá-

rio. Para a RMG o resultado foi de $5,93 \times 10^7$ m³ de biometano a cada ano. Para a RME o resultado foi de $2,47 \times 10^7$ m³ de biometano a cada ano. Enquanto que a produção de biometano a partir da DA, para a RMG, teve um resultado de $7,18 \times 10^7$ m³ de biometano por ano. Enquanto para a RME o resultado foi de $2,98 \times 10^7$ m³ de biometano por ano.

Tabela 13: Quantidade de ônibus movidos pelo biometano produzido na RMG e RME no período de um ano.

Volume de biometano aterro na RMG (m ³ /ano)	Volume de biometano aterro na RME (m ³ /ano)	N.º de ônibus abastecidos na RMG	N.º de ônibus abastecidos na RME
5,93E+07	2,47E+07	1.506	628
Volume de biometano DA na RMG (m ³ /ano)	Volume de biometano DA na RME (m ³ /ano)	N.º de ônibus abastecidos na RMG	N.º de ônibus abastecidos na RME
7,18E+07	2,98E+07	1.824	757

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base no potencial produtivo estimado, projeta-se que o volume de biometano gerado em aterro na RMG seria suficiente para suprir a demanda energética de aproximadamente 1.506 ônibus (modelo referencial Scania K 280, conforme Lucio, Wolf e Mello (2024)). Análogamente, na RME, a produção estimada em aterro viabilizaria o abastecimento de 628 veículos. Isso representaria um total de 2.134 veículos rodando com biometano advindo de aterro sanitário na RMG e na RME. Já as produções médias anuais de biometano na DA, para a RMG e para a RME, seriam suficientes para abastecer, anualmente, 1.824 ônibus na RMG e 757 ônibus na RME. Isso significaria um total de 2.581 veículos rodando com biometano advindo de DA na RMG e na RME. A partir destes dados, foi possível mensurar a taxa de substituição da frota convencional.

6.4.2.1 Comparação do volume de diesel que é consumido pelos ônibus do transporte urbano nas regiões RMG e RME do Estado de Goiás

Na RMG, o Sistema Integrado de Transportes da Rede Metropolitana de Transportes Coletivos (SIT-RMTC) tem uma frota de 1.321 ônibus, em 293 linhas. No que tange à RME, diante da ausência de dados consolidados sobre a frota total, adotou-se como parâmetro a infraestrutura operacional, que contabiliza 376 linhas ativas. Aplicando-se a mesma razão operacional (veículos por linha) observada na RMG como premissa de cálculo, estima-se que a RME disponha de uma frota circulante de cerca de 1.700 ônibus para a cobertura dos itinerários regionais (CMTC, 2025; GOIÁS, 2025c). A integração das frotas da RMG e da RME totaliza aproximadamente 3.021 veículos, cuja propulsão é baseada no ciclo diesel. Conforme parâmetros operacionais de referência (MAET UFG, 2024), o consumo médio de diesel de um ônibus urbano convencional é es-

timado em 43,5 litros a cada 100 km (ou 0,435 litros/km). Considerando uma rodagem média anual de 55 mil km por veículo (GOIÂNIA, 2024), estima-se que a demanda individual de combustível fóssil seja de 23.925 litros de diesel/ano. A partir da Equação 3 (ISCC, 2025) foi possível calcular a redução das emissões atmosféricas ao se realizar a substituição do diesel pelo biometano advindo dos RSU.

$$\Delta G_{EE} = E_{req} \times (EF_{diesel} - EF_{biometano}) \quad (5)$$

Em que:

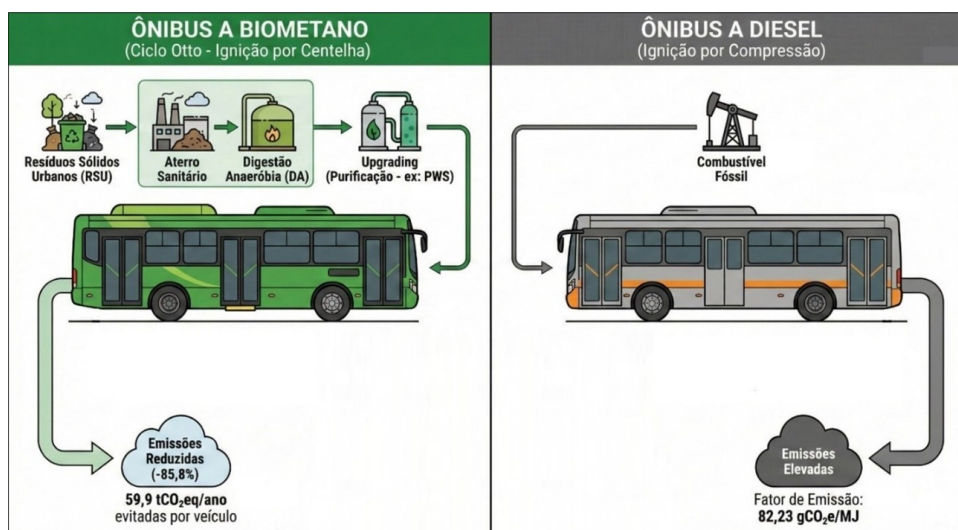
- E_{req} : demanda de energia do serviço usado, em MJ/ano (energia que antes era suprida por diesel);
- EF_{diesel} : fator de emissão do diesel (gCO₂e/MJ). Para o presente estudo, conforme Cieplinski *et al.* (2024), considerou-se o valor de 82,23 gCO₂e/MJ (valor considerando a cadeia completa);
- $EF_{biometano}$: fator de emissão efetivo do biometano (gCO₂e/MJ). Para o presente estudo, conforme Cieplinski *et al.* (2024), considerou-se o valor de 11,68 gCO₂e/MJ.

Assim:

$$\Delta G_{EE} = 59.920.760,6 \frac{g CO_2e}{ano} = 59,9 \frac{t CO_2e}{ano} \quad (6)$$

Em suma, o resultado significa que a cada ônibus que deixa de rodar a diesel fóssil e passa a rodar usando biometano, são evitadas cerca de 59,9 tCO₂eq/ano. Destaca-se ainda que, considerando que o EF_{diesel} é de 82,23 gCO₂e/MJ e o $EF_{biometano}$ é de 11,68 gCO₂e/MJ, a substituição de um combustível fóssil por um biocombustível implica em uma redução de 85,8% nas emissões atmosféricas (Figura 37).

Figura 37: Comparativo das emissões de veículos de transporte coletivo a diesel x biometano.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.3 Resultados dos cenários modelados para a análise econômica do biogás

Os principais resultados dos três cenários modelados estão apresentados a seguir:

6.4.3.1 Cenário C0 (Aterro Sanitário):

O Cenário C0, caracterizado pelo envio integral dos RSU para aterro com recuperação de biogás, apresentou o menor CAPEX inicial, tanto na RMG quanto na RME. Contudo, a dependência exclusiva da venda de biometano de aterro limita o potencial de receita se comparado aos cenários com triagem de recicláveis. Além disso, é um cenário hipotético que serve como termo de comparação face aos outros dois cenários em que as metas do PLANARES são cumpridas. Mesmo sem os custos CAPEX e OPEX, para que a meta de TIR de 15% seja atingida, cerca de 60% das receitas deverão advir de uma taxa de serviço, cobrada dos cidadãos. Ou seja, a venda de biometano de aterro não é suficiente para manter a sustentabilidade econômica desse cenário.

6.4.3.2 Cenários D18 e D60 (Digestão Anaeróbia):

- Cenário D18: O cenário D18 representa o primeiro passo em direção ao cumprimento das metas estipuladas pelo PLANARES. Ao desviar 18,1% dos orgânicos

para a DA, há um aumento em comparação ao Cenário C0, de 34% a 39% do CAPEX e de 46% a 64% do OPEX (no ano de 2030, para a RMG e para a RME, respectivamente – Tabela 14). Contudo, apesar dos custos maiores, a DA proporciona uma produção de biogás mais acelerada e controlada, e permite receitas adicionais com a venda de recicláveis, demonstrando que o ganho em eficiência energética e venda de materiais pode compensar os custos operacionais elevados.

- Cenário D60: A meta de desvio de 60% exige uma reestruturação logística profunda, restando ao aterro majoritariamente os rejeitos não recuperáveis. Embora maximize a recuperação ambiental e a vida útil do aterro, os custos logísticos de transporte e triagem são expressivamente maiores pois é necessário garantir que 60% da matéria orgânica chegue à DA com baixo nível de contaminantes. Em relação a RMG, o CAPEX do D60 aumenta 119% e 57%, comparados aos Cenários C0 e D18, respectivamente. Para a RME estes aumentos são de 89% e 40%, respectivamente. Sobre o OPEX, houve um aumento na RMG de 180% e 88%, respectivamente. Para a RME, os aumentos foram de 204% e 90% comparados com os Cenários C0 e

D18, respectivamente (Tabela 14). Em suma, o Cenário D60 é o mais complexo e o mais caro entre os três cenários modelados, mas é o que gera a maior receita comparado aos Cenários C0 e D18.

Um resultado comum a todos os cenários foi a necessidade de implementação de uma taxa de serviço a ser cobrada do cidadão para garantir o equilíbrio econômico-financeiro. Observou-se que, sem a cobrança dessa taxa, as receitas advindas da venda de biometano e de re-

ciáveis não seriam suficientes para cobrir o OPEX e remunerar o capital investido, especialmente na RME, que possui menor escala. Na RMG, para viabilizar o Cenário C0, seria necessária uma taxa média de R\$ 36,39 por habitante/ano. Já no Cenário D18, uma taxa média de R\$ 51,64 por habitante/ano, e no Cenário D60, uma taxa média de R\$ 117,11 por habitante/ano. Isso significa que a sustentabilidade econômica depende de um modelo híbrido de receitas (taxa de serviço + venda de biometano + venda de recicláveis).

Tabela 14: Resultados financeiros dos Cenários C0, D18 e D60.

		2026	2030	2031	2036	2040	2041	2046
	Ano i	0	4	5	10	14	15	20
Milhões R\$								
Cenário C0 – RMG	CAPEX	301,49	-	-	87,25	-	-	-
	OPEX	-	187,75	189,3	196,33	200,73	201,68	205,49
	Receitas totais	-	172,99	189,44	262,7	311,5	322,49	370,99
Cenário C0 – RME	CAPEX	151,1	-	-	36,53	-	-	-
	OPEX	-	88,84	89,57	92,79	94,86	95,31	97,1
	Receitas totais	-	85,24	92,24	123,34	144,07	148,74	169,3
Cenário D18 – RMG	CAPEX	420,54	-	-	80,29	-	-	-
	OPEX	-	273,25	275,42	285,19	291,34	292,67	298
	Receitas totais	-	280,29	294,86	359,7	402,76	412,43	454,82
Cenário D18 – RME	CAPEX	202,96	-	-	33,61	-	-	-
	OPEX	-	146,41	142,21	147,24	150,46	151,16	148,6
	Receitas totais	-	150,86	153,72	181,94	200,68	204,88	219,74
Cenário D60 – RMG	CAPEX	661,41	-	-	69,16	-	-	-
	OPEX	-	514,78	535,18	552,86	564,15	566,57	576,33
	Receitas totais	-	554,67	593,38	644,01	677,3	684,69	716,35
Cenário D60 – RME	CAPEX	286,04	-	-	28,95	-	-	-
	OPEX	-	275,07	273,37	282,78	288,8	290,1	281,38
	Receitas totais	-	291,92	301,45	324,67	339,91	343,28	347,66

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.3.3 Análise de Sensibilidade

Uma análise importante é o impacto financeiro em se aumentar o imposto de renda (IR) de 15% para 25%, revelando situações opostas para cada tecnologia adotada, que possuem diferentes perspectivas da estrutura de financiamento. Como as receitas nos cenários modelados são mais baixas que os custos de CAPEX e de OPEX, o foco foi obter uma TIR de 15%

e um VPL líquido nulo. Isso só é possível com a taxa de serviço prevista ao cidadão. Com relação às taxas de serviço, para uma TIR de 15% na RMG, por exemplo, ao se elevar o IR de 15% para 25%, para o Cenário C0 há um acréscimo médio de 4,2% na taxa de serviço. No Cenário D18 este aumento é de 4,1%, enquanto que no Cenário D60 esta taxa aumenta, em média, cerca de 2,7% (Tabela 15).

Tabela 15: Taxa de serviço cobrada aos cidadãos da Região Metropolitana de Goiânia, antes e depois do aumento em 10% do Imposto de Renda. Valores em Reais (R\$) por habitante por ano e por domicílio por mês (1 domicílio = 2,75 habitantes), corrigidos monetariamente.

RMG: Imposto de Renda a 15% ► 25%						
	Cenário C0		Cenário D18		Cenário D60	
Ano	RS/hab./ano	RS/dom./mês	RS/hab./ano	RS/dom./mês	RS/hab./ano	RS/dom./mês
1	36,38 ► 37,91	9,81 ► 10,22	51,73 ► 53,86	13,95 ► 14,52	115,19 ► 118,28	31,06 ► 31,89
10	36,38 ► 37,91	9,81 ► 10,22	51,62 ► 53,75	13,92 ► 14,49	118,27 ► 121,45	31,89 ► 32,74
20	36,40 ► 37,93	9,81 ► 10,23	51,57 ► 53,69	13,90 ► 14,48	117,87 ► 121,04	31,78 ► 32,63

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.4 Resultados ambientais da avaliação do ciclo de vida do biometano dos RSU em Goiás

Os Cenários C0, D18 e D60, modelados no *software* de ACV *Easetech*, estão apresentados nas Figuras 4 e 5.

6.4.4.1 Interpretação e resultados da ACV

Segundo Reichert e Mendes (2014), os resultados positivos da ACV indicam os impactos ambientais globais. Já os resultados negativos são as economias ambientais líquidas. Os resultados da ACV modelada foram estruturados em 12 diferentes categorias de impacto, sendo que seis destas categorias estão apresentados na Figura 40. O que se observou é que em nove das 12 categorias de impacto modeladas, os melhores resultados ambientais ocorreram no Cenário D60, que tem os maiores desvios de RSU.

Em relação à categoria das alterações climáticas (Figura 40a – *Climate change*), que é afetada por GEE, fica evidente que o maior responsável pelos impactos é o aterro sanitário. Por um lado, isto mostra a necessidade urgente de cessar a disposição imprópria de RSU em

Goiás, pois a liberação de GEE para a atmosfera é total nos lixões, já que não há medida de contenção do biogás. Contudo, os aterros sanitários ainda liberam GEE. Assim, torna-se imperativo o desvio de resíduos orgânicos do aterro para tecnologias de tratamento, como a DA, que isola o resíduo por completo da atmosfera.

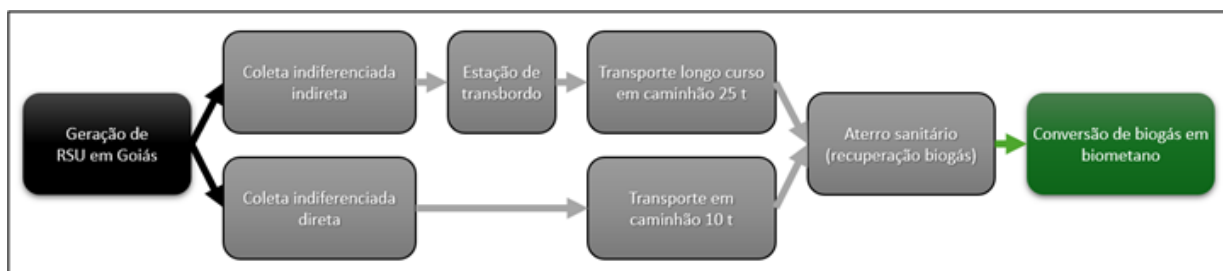
No que diz respeito à acidificação terrestre (Figura 40b – *Terrestrial acidification*), os resultados são precisamente ao contrário do que aconteceu na categoria de impacto anterior. É a DA que afeta esta categoria através da formação de dióxido de enxofre para a atmosfera durante o estágio de acidogênese que, combinado com a água das chuvas, gera ácido sulfúrico. Isto provoca o fenômeno conhecido como “chuvas ácidas”, que irá causar a acidificação dos solos. Além disso, a precipitação também contribui para a lixiviação de componentes alcalinos, como cálcio e magnésio, que contrabalançam a acidez do solo para camadas inferiores e lençóis freáticos. Conseqüentemente, a acidificação do solo piora a produtividade, pois limita a ação de micro-organismos do solo que tem a função de decompor a matéria orgânica.

Quanto à eutrofização da água doce (Figura 40c – *Freshwater eutrophication*), nos ce-

nários com DA ocorrem as maiores poupanças ambientais. O uso do digestato nos solos substitui os fertilizantes químicos que contêm fósforo, nutriente que favorece a proliferação de algas. A quarta e a quinta categorias de impacto (Figura 40d – *Photochemical oxidant formation: ecosystem quality* e Figura 40e – *Photochemical oxidant formation: human health*) são referentes à formação fotoquímica de oxidantes, que afetam tanto a qualidade dos ecossistemas como a saúde humana. Os oxidantes são os “radicais livres”, átomos ou moléculas instáveis que facilmente reagem por possuírem um elétron livre na camada externa. No caso do objeto de estudo, a logística é a maior causadora de impactos, seguida da DA, devido às emissões de NOx. A reciclagem e o uso do biometano acabam por compensar es-

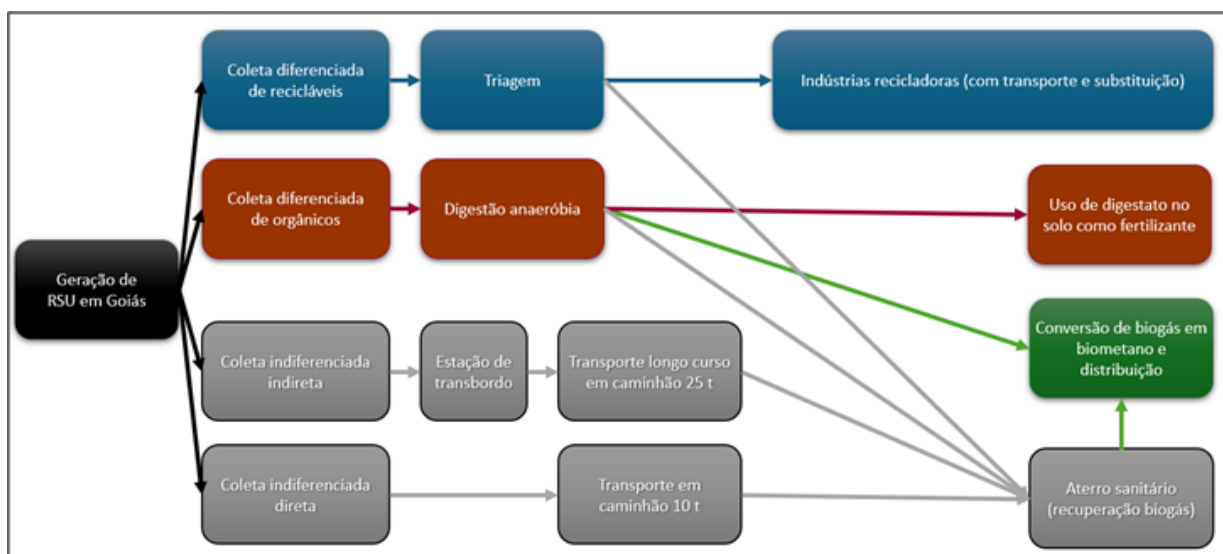
ses impactos, pois evitam a emissão de NOx, além de compostos orgânicos voláteis. Na categoria de impacto referente à escassez de recursos minerais (Figura 40f – *Mineral Resource Scarcity*), é evidente que os cenários com reciclagem proporcionam economias ambientais ao reutilizar recursos naturais que deixam de ser extraídos do ambiente. Já na questão dos aterros sanitários, o consumo de recursos naturais está associado à extração de argila usada na construção do aterro. Os resultados da ACV foram apresentados em miliPessoa-Equivalente (mPE), que é um submúltiplo (milésima parte) do impacto ambiental médio que é causado por uma pessoa, em determinada região. A adoção do mPE facilita a comparação dos impactos de diferentes categorias de impacto.

Figura 38: Modelagem do Cenário C0, que conta com aterro sanitário como principal tecnologia para a geração de biogás para a produção de biometano.



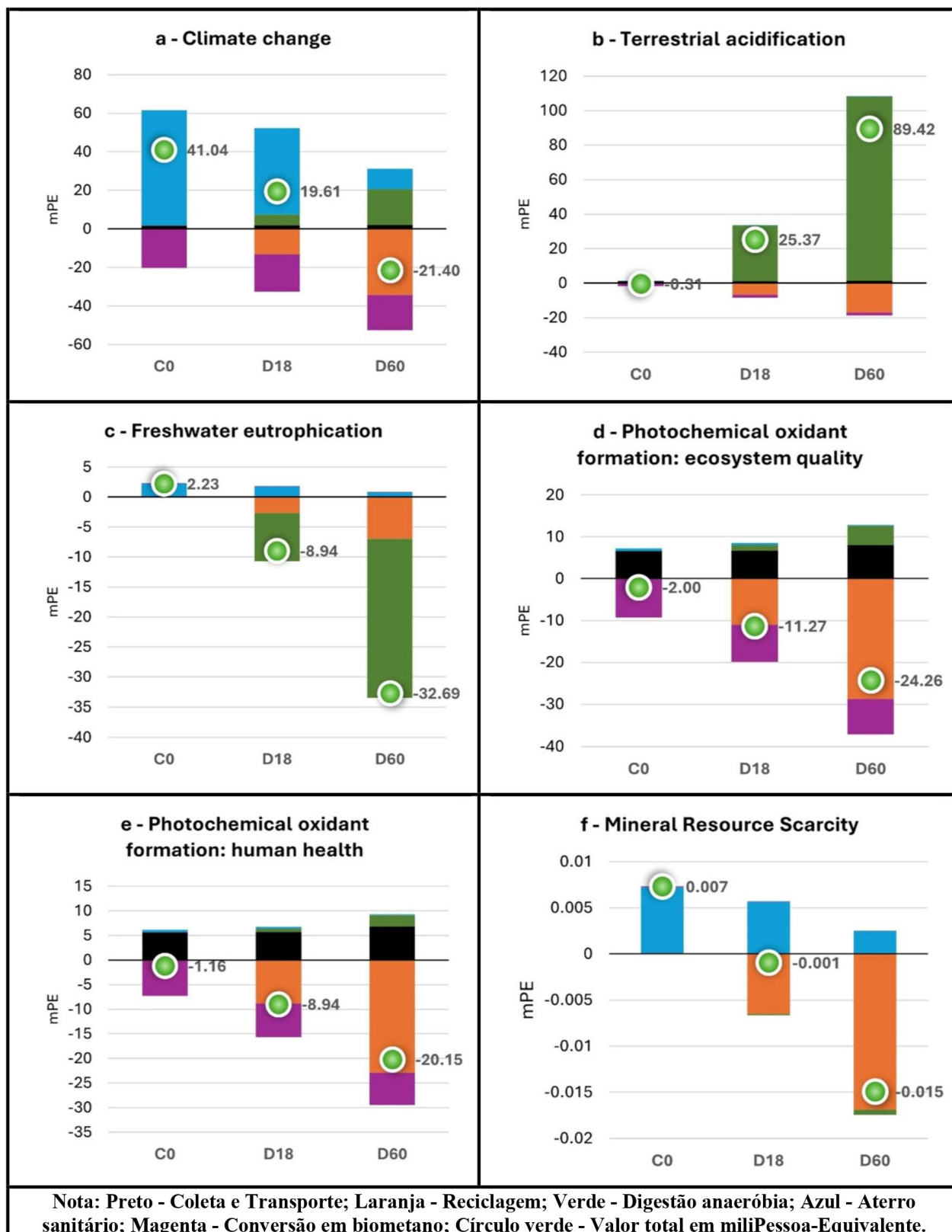
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 39: Modelagem dos Cenários D18 e D60, que contam com digestão anaeróbia como principal tecnologia para a geração de biogás para a produção de biometano.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 40: Resultados da Avaliação de Ciclo de Vida.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.5 Conclusão

Avaliando-se o uso do biometano advindo dos RSU nas frotas de ônibus da RMG e da RME em Goiás, obteve-se que, para cada veículo que se substitui o diesel fóssil por esse biocombustível, evitam-se cerca de 59,9 tCO₂eq/ano. Considerando-se que o EFDiesel é de 82,23 gCO₂e/MJ e o EFbiometano é de 11,68 gCO₂e/MJ, a substituição de um combustível fóssil por um biocombustível proporciona uma redução nas emissões de cerca de 86%.

Na análise econômica, feita para os três cenários modelados, verificou-se que o CAPEX é mais caro no cenário em que há maior desvio de RSU, ou seja, no Cenário D60 (que tem DA). Os custos de investimento do Cenário C0 é 53% a 56% (para a RME e para a RMG, respectivamente) o valor do Cenário D60. Enquanto que o Cenário D18 (com valores intermediários), custa entre 71% e 72% (para a RME e para a RMG, nessa ordem) do custo total de investimento do Cenário D60. O OPEX também é mais oneroso no Cenário D60. O Cenário C0 tem valores entre 32% a 36% (para a RME e para a RMG, respectivamente) dos custos de operação do Cenário D60. Já o Cenário D18 custa 53% (para a RME e para a RMG, nessa ordem) dos custos de operação do Cenário D60. Vale destacar que, atingir a meta de desvios de RSU do Cenário D60 é um alvo muito ambicioso.

Para complementar a análise econômica,

fez-se uma ACV para os três cenários modelados. Das 12 categorias de impacto avaliadas, em nove os melhores resultados ambientais foram no Cenário D60. Na Categoria de impacto *Climate Change*, enquanto que no Cenário C0 o resultado estimado obtido foi de 41 mPe, para o Cenário D60 obteve-se um valor de -21,40 mPe. Estes valores significam que o Cenário C0 tem emissões ao meio ambiente, enquanto que no Cenário D60 se obtém economias ambientais líquidas. Sendo que, para esta categoria de impacto, o aterro sanitário é o maior responsável pelos impactos ambientais, enquanto que a conversão do biogás em biometano e a reciclagem evitam emissões ao meio ambiente.

Destaca-se ainda, que é seguro afirmar que os resultados da ACV apontam que a DA gera resultados ambientais superiores para o aproveitamento do biometano quando comparada com o aterro. Além disso, associar a reciclagem faz com que o sistema de gestão de RSU tenha um melhor desempenho do ponto de vista ambiental, devido às poupanças ambientais. Contudo, assim como na análise econômica, o Cenário D60 exige um modelo de gestão de RSU bastante consolidado, pois o percentual de desvios de resíduos orgânicos e de resíduos recicláveis teria que ser muito elevado, assim como exigiria uma elevada eficiência dos processos. Deste modo, o Cenário D18, com metas intermediárias de desvios de RSU, tanto tecnicamente, quanto economicamente e ambientalmente, parece ser o mais exequível.

Referências

- ABRELPE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2018**. [S. l.], 2018.
- ABREMA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE RESÍDUOS E MEIO AMBIENTE. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2020**. São Paulo, 2020.
- ABREMA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE RESÍDUOS E MEIO AMBIENTE. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2024**. São Paulo, 2024.
- ALFAIA, R. G. S. M.; COSTA, A. M.; CAMPOS, J. C. Municipal solid waste in Brazil: A review. **Waste Management & Research**, v. 35, n. 12, p. 1195–1209, 2017.
- BRASIL. **Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010: Política Nacional de Resíduos Sólidos**. [S. l.: s. n.], 2010. Diário Oficial da União.
- BRASIL. **Plano Nacional de Resíduos Sólidos (PLANARES)**. Brasília, Brasil: [s. n.], 2022.
- CAIBRE, D. I. **Análise da viabilidade econômica do processo de pirólise para tratamento de Resíduos Sólidos Urbanos**. 2013. Tese (Doutorado) – Universidade de Passo Fundo, Passo Fundo.
- CLAVREUL, J. *et al.* An environmental assessment system for environmental technologies. **Environmental Modelling and Software**, v. 60, p. 18–30, 2014. DOI: 10.1016/j.envsoft.2014.06.007.
- CMTC - COMPANHIA METROPOLITANA DE TRANSPORTES COLETIVOS. **Dados operacionais do sistema de transporte coletivo da Região Metropolitana de Goiânia**. Goiânia, Brasil: [s. n.], 2025.
- COLVERO, D. A.; GOMES, A. P. D. *et al.* Municipal solid waste in Goiás (Brazil): current scenario and projections for the future. **Journal of Sedimentary Environments**, v. 2, n. 3, p. 236–249, 2017.
- COLVERO, D. A.; PFEIFFER, S. C.; RAMALHO, J. C. M. *et al.* Gestão de resíduos sólidos urbanos no estado de Goiás. **Revista Brasileira de Gestão Ambiental**, 2025.
- COLVERO, Diogo Appel; PFEIFFER, Simone C.; CARVALHO, Karla M. Panorama dos resíduos sólidos urbanos no estado de Goiás. **Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade**, v. 5, n. 2, p. 45–58, 2016.
- EU - EUROPEAN UNION. **Directive (EU) 2018/851 amending Directive 2008/98/EC on waste**. Brussels: [s. n.], 2018.
- GOIÂNIA. **Estudo operacional da Rede Metropolitana de Transportes Coletivos (RMTC)**. Goiânia, Brasil: [s. n.], 2024.

GOIÁS. **Dados do sistema de transporte intermunicipal da Região Metropolitana do Entorno do Distrito Federal.** Goiânia, Brasil: [s. n.], 2025.

GOIÁS. **Lei Complementar nº 149, de 15 de maio de 2019: Institui a Região Metropolitana de Goiânia.** Goiânia: [s. n.], 2019. Diário Oficial do Estado de Goiás.

GOIÁS. **Lei Complementar nº 179, de 05 de julho de 2023: Atualiza a organização da Região Metropolitana do Entorno do Distrito Federal.** Goiânia: [s. n.], 2023. Diário Oficial do Estado de Goiás.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estimativas da População Residente para os Municípios Brasileiros.** Rio de Janeiro: [s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Outlook for Biogas and Biomethane.** Paris: [s. n.], 2023.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change.** Cambridge: Cambridge University Press, 2014.

ISCC - INTERNATIONAL SUSTAINABILITY & CARBON CERTIFICATION. **GHG Emission Calculation Methodology and Default Values.** Cologne, Germany: [s. n.], 2025.

LIMA, P. D.; COLVERO, D. A.; GOMES, A. P. Gestão da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos e seu potencial energético. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, 2018.

LUCIO, A.; WOLF, D.; MELLO, F. Avaliação do desempenho de ônibus a biometano no transporte urbano de Curitiba. **Revista de Transporte e Energia**, v. 12, n. 2, p. 45–60, 2024.

MAET UFG. **Parâmetros operacionais e consumo energético de ônibus urbanos a biometano.** Goiânia, Brasil: [s. n.], 2024.

MAET UFG. **Relatório técnico de avaliação energética de ônibus a biometano.** [S. l.: s. n.], 2024.

MALINAUSKAITE, J. *et al.* Municipal solid waste management and waste-to-energy in the context of a circular economy and energy recycling in Europe. **Energy**, v. 141, p. 2013–2044, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.11.128.

MAZZONETTO, A. W.; KAVISKI, E.; TEIXEIRA, C. A. Estimativa do potencial de produção de biogás e biometano a partir da digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos. **Revista Brasileira de Energia**, v. 29, n. 1, p. 1–15, 2023.

MERLI, R.; PREZIOSI, M.; ACAMPORA, A. How do scholars approach the circular economy? A systematic literature review. **Journal of Cleaner Production**, v. 178, p. 703–722, 2018. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.12.112.

PALANIANDY, P. *et al.* Sanitary Landfill Types and Design. *In: SOLID Waste Engineering and Management*. Cham: Springer, 2022. DOI: 10.1007/978-3-030-89336-1_8.

PORTO, M. A. **Análise econômica da viabilidade de substituição de diesel por biometano**. 2024. Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

RAPOSO, F. *et al.* Biochemical methane potential (BMP) of solid organic substrates. **Journal of Chemical Technology and Biotechnology**, v. 86, n. 8, p. 1088–1098, 2011. DOI: 10.1002/jctb.2622.

REICHERT, G. A.; MENDES, C. A. B. Avaliação do ciclo de vida e apoio à decisão em gerenciamento integrado de resíduos sólidos urbanos. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 19, n. 3, p. 301–313, 2014. DOI: 10.1590/S1413-41522014019000001145.

RIBEIRO, F. M. **Gestão de resíduos sólidos**. Barueri: Editora Manole, 2017.

SINISA – SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES EM SANEAMENTO BÁSICO. **Relatório de Serviços de Limpeza Urbana e Manejo de Resíduos Sólidos**. Brasília, 2024.

SMITH, P.; HABERL, H.; POPP, A. *et al.* How much land-based greenhouse gas mitigation can be achieved without compromising food security and environmental goals? **Global Change Biology**, v. 27, n. 15, p. 3430–3448, 2021.

USEPA - UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.02 User's Guide**. Washington, DC: [s. n.], 2005.

WANG, C. *et al.* Thermodynamic and economic evaluation of a novel waste-to-energy system combining biogas power generation and sewage sludge pyrolysis. **Energy Conversion and Management**, v. 327, p. 119531, 2025.

YAASHIKAA, P. R.; KUMAR, P. S.; VARJANI, S. A critical review on anaerobic digestion of organic waste. **Science of The Total Environment**, v. 799, p. 149–177, 2022.

7. Análise do potencial de biogás e biometano no setor sucroenergético em Goiás: geração de resíduos, porte das usinas e perspectivas de investimento

Autora: Luana Alves Akamine

7.1 Setor sucroenergético - geração de resíduos e aproveitamento energético

O Brasil se destaca como o maior produtor mundial de cana-de-açúcar e concentra parcela expressiva da produção global de etanol. Mais de 94% da produção total de etanol está vinculada à região Centro-Sul, tendo como grande destaque a quantidade produzida em São Paulo, estimada em 13,5 bilhões na safra 2024/25. Os estados Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais também apresentam produção significativa do biocombustível nessa megaregião (CONAB, 2025).

No ano de 2023, o setor sucroenergético foi responsável por mais da metade do volume de biogás gerado nas plantas do setor industrial, totalizando 269 milhões de Nm³/ano, volume que correspondeu a cerca de 9% do total de biogás produzido no Brasil, gerado nas usinas de açúcar e álcool. Essa produção corresponde apenas a 5% do potencial de aproveitamento da vinhaça e torta de filtro gerada no país (CIBIOGÁS; EPE, 2023). Isso mostra que ainda há muito espaço de aproveitamento dos resíduos derivados do setor.

De acordo com a Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis realizada anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2024 haviam 337 usinas de biomassa de cana-de-açúcar em operação, das quais 266 comercializaram eletricidade (EPE, 2025a). O Plano Decenal de Energia para 2035 prevê um crescimento expressivo na produção de biogás a partir de resíduos do setor sucroenergético, considerando principalmente vinhaça e torta de filtro, com um potencial de geração de 6,4 bilhões de Nm³ de biogás, o que equivale a 3,5 bilhões de Nm³ de biometano (EPE, 2025b).

No setor sucroenergético, a vinhaça e a torta de filtro destacam-se como principais

substratos para a produção de biogás e biometano, em função dos volumes gerados e de sua disponibilidade concentrada nas unidades industriais. O aproveitamento energético desses resíduos tem sido associado a oportunidades de descarbonização, aumento da eficiência energética e tratamento adequado de efluentes, além de contribuir para a diversificação das rotas energéticas no setor. Nesse contexto, o biogás configura-se como um vetor estratégico, especialmente diante da crescente integração do setor com atividades relacionadas à energia, mobilidade e geração elétrica (CIBIOGÁS, 2022).

Em janeiro de 2026, verificava-se que o setor de biometano contava com 40 projetos autorizados em operação e havia 18 registros de novas instalações em análise junto à ANP. Do total de registros, 21 projetos possuíam previsão de implantação para 2026 e 9 para 2027, com distribuição regional destacando-se projetos no Sudeste, Sul, Centro-Oeste e Nordeste (ANP, 2026). Entre os projetos previstos na região Centro-Oeste, 3 estavam localizados no estado de Goiás, incluindo iniciativas nos municípios de Edéia (vinhaça), Rio Verde de Goiás (resíduos orgânicos/dejetos de suínos) e Guapó (resíduos industriais alimentícios e frigoríficos).

No caso de Goiás, a presença de projetos de biometano em diferentes estágios de desenvolvimento, incluindo iniciativas vinculadas à vinhaça, indicou a fase inicial de desenvolvimento desse mercado no Estado. Ainda que o número de unidades em operação permanesse limitado no momento da análise, esse contexto reforçou a pertinência de investigar, de forma regionalizada, o potencial de geração de resíduos e de produção de biogás e biometano no setor sucroenergético goiano.

7.2 Estimativa regionalizada da geração de resíduos e potencial energético

O potencial de produção de biogás, biometano e bioeletricidade foi analisado a partir da vinhaça e da torta de filtro geradas no processamento da cana-de-açúcar no estado de Goiás, considerando exclusivamente essa cultura em razão de sua predominância na produção estadual de etanol e de sua elevada participação no volume de resíduos orgânicos do setor sucroenergético.

Na Tabela 16 é apresentada a estimativa de produção de etanol de acordo com a produção de cana-de-açúcar nas mesorregiões e microrregiões goianas.

Tabela 16: Estimativa da produção de etanol de acordo com a média da produção de cana-de-açúcar (safras 2022/23, 2023/24 e 2024/25) nas mesorregiões e microrregiões do estado de Goiás

Mesorregião	Produção de cana-de-açúcar ^a	Etanol ^b
	ton/safra	m ³ /safra
Sul	63.396.466	4.020.393
Sudoeste de Goiás	20.576.395	1.304.886
Meia Ponte	19.949.084	1.265.104
Quirinópolis	13.918.805	882.684
Vale do Rio dos Bois	8.331.740	528.371
Catalão	614.783	38.987
Centro	11.397.286	722.778
Ceres	9.760.441	618.975
Anicuns	852.728	54.077
Anápolis	687.827	43.620
Goiânia	96.290	6.106
Leste	2.473.661	156.871
Entorno de Brasília	2.473.661	156.871
Norte	956.046	60.629
Porangatu	955.196	60.575
Chapada dos Veadeiros	850	54
Noroeste	483.292	30.649
Aragarças	475.059	30.127
São Miguel do Araguaia	2.033	129
Goiás	78.706.752	4.991.320
Centro-Oeste	145.783.032	8.939.901
Brasil	756.100.343	32.618.169

^a Produção de cana-de-açúcar segundo a PAM - Produção Agrícola Municipal (IBGE, 2025).

^b Produção de etanol por tonelada de cana-de-açúcar no MIX (43,14; 61,32 e 63,42 L/ton para o Brasil,

Centro-Oeste e Goiás, respectivamente) (UNICA, 2026).

A distribuição da produção de cana-de-açúcar evidenciou forte concentração na mesorregião Sul, refletindo diretamente na geração de resíduos e no potencial energético associado. Essa concentração espacial constitui um fator determinante para a priorização de áreas com maior viabilidade técnica para implantação de projetos de biogás no Estado.

As Tabelas 17 e 18 mostram as estimativas dos potenciais de produção de biogás, energia e biometano a partir da vinhaça e torta de filtro, respectivamente, de acordo com a produção de cana-de-açúcar para o estado de Goiás e suas mesorregiões e microrregiões, para a região Centro-Oeste e Brasil.

Para as premissas adotadas neste estudo, o potencial de produção de biogás no setor sucroenergético goiano, considerando a vinhaça e a torta de filtro, é de 630,9 milhões Nm³/safra. O estado de Goiás concentra 15,3% do potencial brasileiro, o que corresponde a uma capacidade de geração de 902,2 GWh por safra ou 355,3 milhões Nm³ de biometano por safra.

O Estado apresentou elevado potencial para a produção de biogás e biometano, impulsionado pela concentração de unidades sucroenergéticas e pela disponibilidade de resíduos. Esse contexto indicou condições favoráveis à expansão de projetos voltados ao aproveitamento energético da vinhaça e da torta de filtro, alinhados às diretrizes de descarbonização e diversificação da matriz energética.

Segundo a estimativa realizada pelo Instituto 17, o estado de Goiás apresenta um potencial de produção de 41,9 milhões de m³ de resíduos e 799,9 milhões de Nm³ de biogás por ano, correspondente a participação de 11,1% no potencial brasileiro na indústria sucroenergética, a curto prazo (Instituto 17; BEP, 2021).

A mesorregião Sul se destaca com o maior potencial de produção de biogás no Estado, gerando aproximadamente 39,3 milhões de m³ de vinhaça e 3,0 milhões de toneladas de torta de filtro, correspondendo juntos ao potencial de 286,2 milhões de Nm³ de biometano por safra, ou energético de 726,7 GWh por safra. Isso representa 80,5% do potencial total de produção de energia, a partir da vinhaça e torta de filtro, no estado de Goiás.

Tabela 17: Potencial de produção de biogás e biometano, a partir da vinhaça, de acordo com a produção de cana-de-açúcar para as mesorregiões e microrregiões do estado de Goiás.

Mesorregião	Vinhaça ^a	Biogás ^b		Biometano ^d	Participação no potencial ^e
	m ³ /safra	Nm ³ /safra	GWh/safra ^c	Nm ³ /safra	
Sul	39.299.337	325.058.967	464,83	185.283.611	80,5
Sudoeste de Goiás	12.755.265	105.503.385	150,87	60.136.930	32,5
Meia Ponte	12.366.395	102.286.908	146,27	58.303.538	31,5
Quirinópolis	8.628.238	71.367.263	102,06	40.679.340	22,0
Vale do Rio dos Bois	5.164.828	42.720.154	61,09	24.350.488	13,1
Catalão	381.102	3.152.236	4,51	1.796.774	1,0
Centro	7.065.154	58.438.433	83,57	33.309.907	14,5
Ceres	6.050.477	50.045.675	71,57	28.526.035	85,6
Anicuns	528.605	4.372.278	6,25	2.492.199	7,5
Anápolis	426.383	3.526.763	5,04	2.010.255	6,0
Goiânia	59.690	493.716	0,71	281.418	0,8
Leste	1.533.417	12.683.445	18,14	7.229.564	3,1
Entorno de Brasília	1.533.417	12.683.445	18,14	7.229.564	100,0
Norte	592.651	4.902.031	7,01	2.794.158	1,2
Porangatu	592.124	4.897.673	7,00	2.791.673	99,9
Chapada dos Veadeiros	527	4.358	0,01	2.484	0,1
Noroeste	299.592	2.478.033	3,54	1.412.479	0,6
Aragarças	294.488	2.435.817	3,48	1.388.416	98,3
São Miguel do Araguaia	1.260	10.426	0,01	5.943	0,4
Goiás	48.790.152	403.560.908	577	230.029.718	100,0
Centro-Oeste	87.387.537	722.813.778	1.034	412.003.854	55,8
Brasil	318.842.600	2.637.261.929	3.771	1.503.239.300	15,3

^a Produção de vinhaça: 11,5 L/L de etanol (117; BEP, 2022). Aproveitamento do resíduo: 85% (ABIOGÁS, 2020).

^b Sólidos totais: 3,0%. Sólidos voláteis, onde g_{SV}/kg_{ST} : 718; $LN_{biogás}/kg_{SV}$: 800. Eficiência do biodigestor: 60% (Müller, 2025).

^c Índice de conversão em energia elétrica: 1,43 kWh/m³ biogás (Sganzerla, 1983).

^d Teor de CH₄ no biogás: 60%; perda no upgrade: 5%.

^e Relação GO/mesorregião e microrregião/mesorregião em produção de biometano ou energia.

Dentro dessa mesorregião, as microrregiões Sudoeste de Goiás, Meia Ponte e Quirinópolis possuem o maior potencial, com 92,9; 90,0 e 62,8 milhões de Nm³ de biometano ou 235,9; 228,7 e 159,5 GWh por safra, respectivamente. Especialmente nessas Microrregiões estão localizadas as maiores usinas, com capacidade de produção de etanol variando entre 1.000 e 3.120 m³/dia (ANP, 2025). Além disso, entre essas usinas com maior capacidade de processamento, a presença de usinas flex, que operam com cana-de-açúcar e milho, sugere potencial de ampliação da janela operacional dos sistemas de biodigestão, contribuindo para maior regularidade na produção de biogás ao longo

do ano.

No Estado, são sete plantas que produzem etanol de milho. Três dedicadas, que processam exclusivamente milho para produção de etanol, localizadas em Acreúna, Jataí e Chapadão do Céu. Outras três plantas industriais fazem uma safra ou outra. Já as usinas de cana e milho que operam paralelamente, chamadas de flex full, também são três, sendo duas em Quirinópolis e uma em Chapadão do Céu (FAEG, 2023).

A mesorregião Sul possui forte integração com a agroindústria, o que favorece a cogeração de energia elétrica e uso do digestato como biofertilizante.

Tabela 18: Potencial de produção de biogás e biometano, a partir da torta de filtro, de acordo com a produção de cana-de-açúcar para as mesorregiões e microrregiões do estado de Goiás.

Mesorregião	Torta de filtro ^a	Biogás ^b		Biometano ^d	Participação no potencial ^e
	ton/safra	Nm ³ /safra	GWh/safra ^c	Nm ³ /safra	
Sul	3.015.294	183.127.546	261,87	100.903.278	80,5
Sudoeste de Goiás	978.665	59.437.142	85,00	32.749.865	32,5
Meia Ponte	948.828	57.625.085	82,40	31.751.422	31,5
Quirinópolis	662.013	40.205.972	57,49	22.153.491	22,0
Vale do Rio dos Bois	396.278	24.067.132	34,42	13.260.990	13,1
Catalão	29.241	1.775.866	2,54	978.502	1,0
Centro	542.083	32.922.294	47,08	18.140.184	14,5
Ceres	464.231	28.194.090	40,32	15.534.944	85,6
Anicuns	40.558	2.463.198	3,52	1.357.222	7,5
Anápolis	32.715	1.986.863	2,84	1.094.761	6,0
Goiânia	4.580	278.143	0,40	153.257	0,8
Leste	117.653	7.145.436	10,22	3.937.135	3,1
Entorno de Brasília	117.653	7.145.436	10,22	3.937.135	100,0
Norte	45.472	2.761.643	3,95	1.521.665	1,2
Porangatu	45.432	2.759.188	3,95	1.520.313	99,9
Chapada dos Veadeiros	40	2.455	0,00	1.353	0,1
Noroeste	22.987	1.396.042	2,00	769.219	0,6
Aragarças	22.595	1.372.259	1,96	756.115	98,3
São Miguel do Araguaia	97	5.874	0,01	3.236	0,4
Goiás	3.743.490	227.352.962	325,11	125.271.482	100,0
Centro-Oeste	6.704.926	407.209.543	582	224.372.458	55,8
Brasil	24.463.627	1.485.746.755	2.125	818.646.462	15,3

^a Produção de torta: 0,75 kg/L de etanol (Instituto 17; BEP, 2022). Aproveitamento do resíduo: 100% (ABIOGÁS, 2020).

^b Sólidos totais: 26,42% (Instituto 17; BEP, 2022). Sólidos voláteis, onde g_{SV}/kg_{ST}: 689,9; LN_{biogás}/kg_{SV}: 392,0 (BRASIL *et al.*, 2020). Eficiência do biodigestor: 85%.

^c Índice de conversão em energia elétrica: 1,43 kWh/m³ biogás (Sganzerla, 1983).

^d Teor de CH₄ no biogás: 58% (BRASIL *et al.*, 2020); perda no upgrade: 5%.

^e Relação GO/mesorregião e microrregião/mesorregião em produção de biometano ou energia.

Na mesorregião Centro, a microrregião de Ceres também se destaca com um potencial de 78,2 milhões de Nm³ de biogás por safra. A microrregião conta com pequenas e médias usinas (capacidade máxima de produção entre 150 a 980 m³ de etanol/dia) (ANP, 2025), tendo a oportunidade para produção descentralizada de biogás para uso local, reduzindo custos energéticos.

Na mesorregião Leste, a microrregião do Entorno de Brasília apresenta um fator regional bastante positivo, que é a proximidade da capital federal apresentando potencial logístico para o uso do biometano no transporte público

e em indústrias.

As mesorregiões Norte e Noroeste apresentam menor potencial, mas relevante para exploração destinada ao autoconsumo. Pequenas plantas de biogás podem ser voltadas para geração térmica e bioeletricidade local.

Municípios em destaque, Quirinópolis (mesorregião Quirinópolis), Goiatuba, Itumbiara (mesorregião Meia Ponte), Mineiros (mesorregião Sudoeste de Goiás).

7.3 Porte das usinas, mix produtivo e potencial de investimento em biogás e biometano

A análise do potencial de investimentos em projetos de biogás e biometano no setor sucroenergético do estado de Goiás foi conduzida a partir do levantamento das usinas cadastradas na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2025). Até a data de realização do estudo, foram identificadas 44 unidades produtoras de etanol no estado, distribuídas em cinco mesorregiões, das quais 41 processavam cana-de-açúcar ou cana e milho, enquanto 3 unidades operavam exclusivamente com milho.

Na Tabela 19 é apresentado o número de usinas nas mesorregiões goianas de acordo com a estimativa ajustada da produção de etanol,

considerando o rendimento no "mix" produtivo predominante em Goiás, caracterizado pela produção integrada de açúcar e etanol, conforme a flexibilidade operacional típica das usinas sucroenergéticas. Para isso, considerouse a capacidade máxima autorizada das usinas que processavam cana-de-açúcar e cana e milho, equivalente a 41.565 m³ de etanol por dia, e um período de operação de 214 dias por safra, resultando em uma capacidade máxima de 8.894.910 m³/safra. A produção efetiva de etanol observada na safra 2024/25, segundo a CONAB, foi de 4.876.655 m³, o que corresponde a 54,83% da capacidade máxima verificada no Relatório Dinâmico de Autorizações (ANP). Para fins de estimativa, adotou-se a premissa de que todas as usinas operam sob o mix produtivo equivalente a 54,83% da capacidade autorizada.

Tabela 19: Número de usinas nas mesorregiões goianas de acordo com a estimativa ajustada da produção de etanol, considerando o rendimento no "mix" produtivo predominante em Goiás

Mesorregião	Produção de etanol no "mix" (m ³ /dia)				Total	Participação na capacidade (%)
	até 300	301–600	601–1200	1201–2400		
Sul	9	6	11	3	29	70,7
Centro	5	4	-	-	9	22,0
Leste	1	-	-	-	1	2,4
Norte	1	-	-	-	1	2,4
Noroeste	1	-	-	-	1	2,4
Total	17	10	11	3	41	100,0

Elaborado pela autora segundo dados da (ANP, 2025) e (UNICA, 2026).

Essa abordagem é relevante, pois o "mix" de produção em Goiás evidencia uma tendência predominante à produção de etanol, embora ainda mantenha participação significativa da produção açucareira — característica que influencia diretamente o potencial de aproveitamento energético dos subprodutos, como vinhaça e torta de filtro, e, portanto, o potencial de geração de biogás e biometano no Estado. É possível verificar a predominância da mesorregião Sul, que concentra 29 usinas, correspondendo a aproximadamente 70,7% do total estadual. A mesorregião Centro apresenta a segunda maior participação, com 9 unida-

des, representando cerca de 22,0% das usinas no Estado.

Conforme apresentado na Tabela 20, observa-se que o aumento da capacidade produtiva está diretamente associado à ampliação do volume de resíduos gerados e, conseqüentemente, ao potencial de produção de biogás e biometano. Nesse contexto, a vinhaça se manteve como principal substrato energético, enquanto a torta de filtro atuou como componente complementar para ampliação do potencial produtivo.

Segundo o CIBiogás, as plantas que utilizam biogás para fins energéticos são classifica-

Tabela 20: Portes das usinas sucroenergéticas e respectivos potenciais de produção de biogás e biometano.

Capacidade de processamento de cana-de-açúcar (milhões de ton/safra)	Produção de etanol ^a (m ³ /safra)	Produção de resíduo ^b (ton/ safra)		Biogás ^c (Nm ³ /safra)		Biometano ^d (Nm ³ /safra)	
		Vinhaça	Torta	Vinhaça	Torta	Vinhaça	Torta
1 (peq. porte)	64.385	629.363	48.289	6.507.114	2.932.715	3.709.055	1.615.926
	~300 m ³ /dia	677.652		9.439.829		5.324.981	
2 (méd. porte)	128.770	1.258.727	96.578	13.014.228	5.865.431	7.418.110	3.231.852
	~600 m ³ /dia	1.355.304		18.879.658		10.649.962	
4 (grande porte)	257.540	2.517.454	93.155	26.028.455	11.730.861	14.836.219	6.463.705
	~1200 m ³ /dia	2.710.609		37.759.317		21.299.924	
8	515.080	5.034.907	86.310	52.056.910	23.461.723	29.672.439	12.927.409
	~2400 m ³ /dia	5.421.217		75.518.633		42.599.848	

^a Produção de etanol: 64,39 m³/ton de cana ("mix") (UNICA, 2026). Safra: 214 dias.

^b Produção de resíduo: vinhaça 11,5 L/L de etanol; torta 0,75 kg/L de etanol (I17; BEP, 2022).

Aproveitamento do resíduo: vinhaça 85%; torta 100% (ABIÓGÁS, 2020).

^c Parâmetros p/ vinhaça, sólidos totais: 3,0%. Sólidos voláteis, onde g_{SV}/kg_{ST}: 718; LN_{biogás}/kg_{SV}: 800.

Eficiência do biodigestor: 60%. Parâmetros p/ torta, sólidos totais: 26,42% (I17; BEP, 2022). Sólidos voláteis, onde g_{SV}/kg_{ST}: 689,9; LN_{biogás}/kg_{SV}: 392,0 (BRASIL; UNIDO; CIBIOGÁS; ABIÓGÁS, 2020). Eficiência do biodigestor: 85%.

^d Teor de CH₄ no biogás: 60%; perda no upgrate: 5%.

das em três categorias com base no volume de produção, conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21: Classificação das plantas de acordo com o volume de biogás produzido segundo o CIBiogás

Classificação	Biogás (Nm ³ /ano)	Biometano (Nm ³ /ano)
Pequeno porte	< 1.000.000	< 625.000
Médio porte	1.000.000 a	625.000 a
	5.000.000	3.125.006
Grande porte	> 5.000.000	> 3.125.007

Fonte: (CIBIOGÁS; EPE, 2023).

Ao relacionar o potencial de produção de biogás e biometano com a capacidade de processamento de cana-de-açúcar, verificou-se que usinas classificadas como de pequeno e médio porte sob a ótica da produção de etanol apresentam elevado potencial energético, sendo enquadradas como plantas de grande porte segundo critérios do CIBiogás. Esse resultado evidencia que o potencial de produção de biometano está mais diretamente associado à disponibilidade de resíduos do que ao porte industrial da usina.

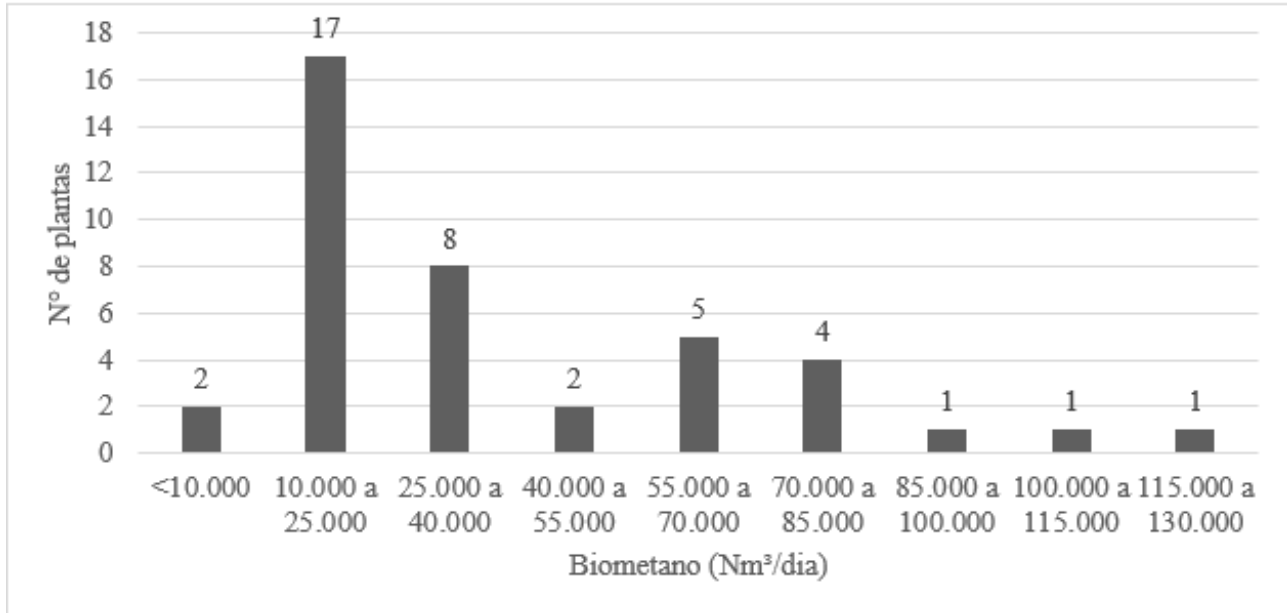
Nesse contexto, a classificação baseada exclusivamente na capacidade de produção de etanol não representa adequadamente o potencial energético das unidades. Mesmo usinas com menor capacidade de moagem demonstraram relevância no aproveitamento energético dos resíduos, reforçando o papel do setor sucroenergético na diversificação da matriz energética e na mitigação de emissões associadas às atividades agroindustriais.

A Figura 41 apresenta a quantidade de plantas, no estado de Goiás, pela faixa de potencial de produção de biometano (Nm³/dia), considerando que a safra tem duração em média de 214 dias. Observa-se que a maior concentração de plantas (17 usinas) encontra-se na faixa de 10.000 a 25.000 Nm³/dia, representando o grupo mais expressivo do Estado. Em seguida, destacam-se as faixas de 25.000 a 40.000 Nm³/dia, com 8 usinas, e de 55.000 a 70.000 Nm³/dia, com 5 usinas. Já as faixas superiores — 85.000 a 130.000 Nm³/dia — apresentam apenas 3 plantas, evidenciando que poucas usinas possuem potencial de produção muito elevado.

A Figura 42 apresenta a distribuição do

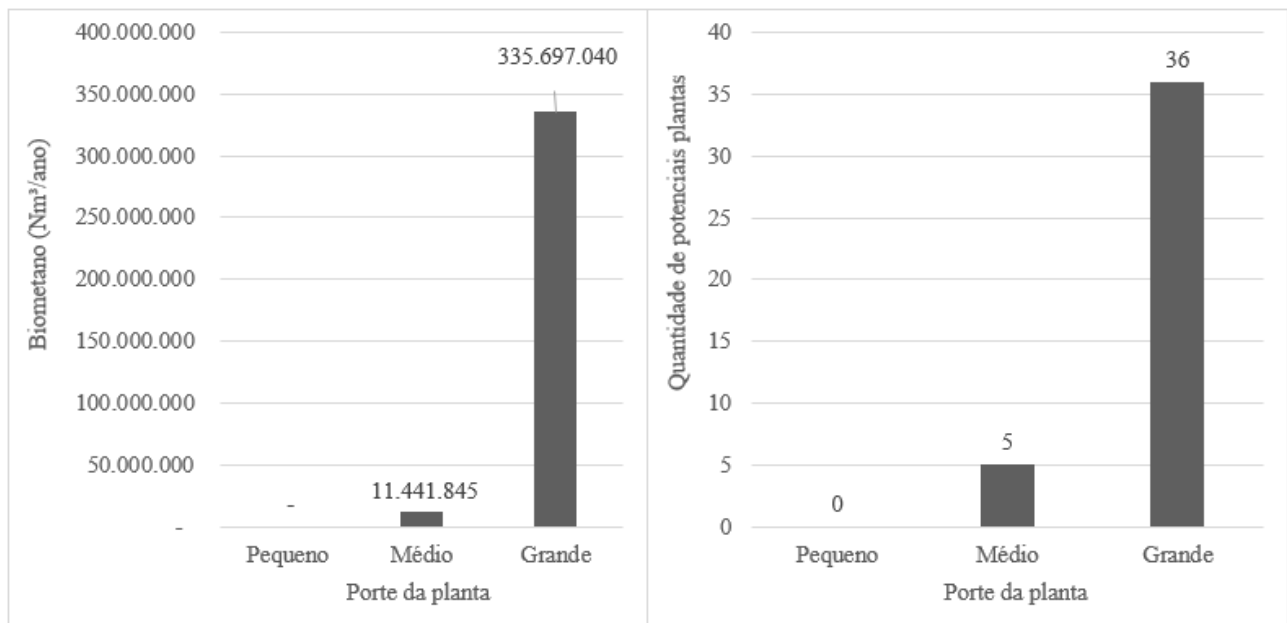
porte das plantas de biogás e biometano no rios do CIBiogás (2023).
estado de Goiás, classificadas segundo os crité-

Figura 41: Quantidade de plantas pela faixa de potencial de produção de biometano (Nm³/dia) - Média de 214 dias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42: Distribuição do porte de plantas de biometano do estado de Goiás, segundo classificação do CIBiogás.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se que a maior parte do volume estimado de produção está concentrado em plantas de grande porte (36 usinas), responsáveis por aproximadamente 335,7 milhões Nm³/safra de biometano, evidenciando a predominância de usinas com potencial expressivo de aproveitamento energético no Estado. As plantas de médio porte, por sua vez, representam uma parcela significativamente menor (5 usinas), com produção estimada em 11,4 milhões Nm³/safra de biometano, enquanto que as estimativas não apresentaram plantas enquadradas como de pequeno porte.

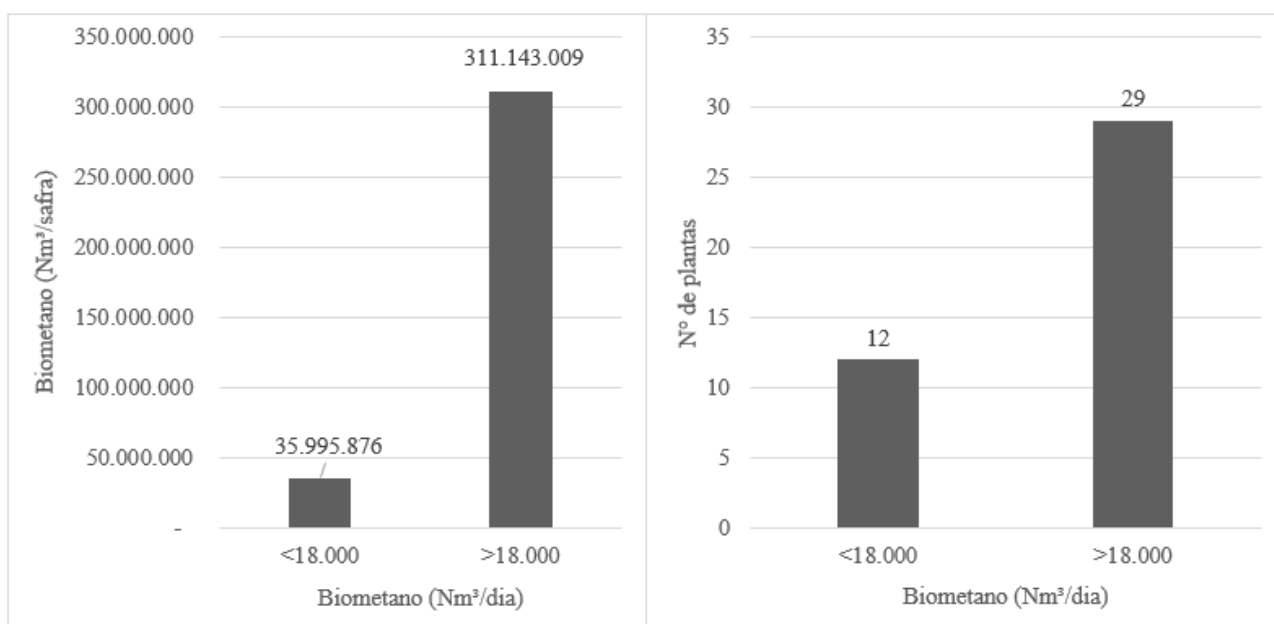
De acordo com a ANP, das 19 instalações atualmente autorizadas (março/2026) para produção de biometano no Brasil, nove utilizam como matérias-primas “produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais”, categoria que inclui resíduos provenientes da agroindústria canavieira. Entre essas plantas, destaca-se uma capacidade máxima de produção de biometano de 130.368 Nm³/dia e uma capacidade mínima de 16.912 Nm³/dia, ambas empregando resíduos da cana-de-açúcar, especialmente a vinhaça, como principal substrato

para a digestão anaeróbia.

No que se refere à produção de biometano, não foram identificadas, até o momento da análise, unidades autorizadas em operação no Estado. Goiás possui três plantas em processo de autorização junto à ANP, sendo que os dados de capacidade das plantas de biometano em implantação indicaram a existência de uma instalação em construção, com capacidade de 17.300 Nm³/dia, tendo a vinhaça como principal substrato, o que pode indicar uma referência para análise de porte para viabilidade econômica atualmente (novembro/2025). Com base nesse parâmetro, consideraram-se unidades com capacidade abaixo e acima de 18.000 Nm³/dia para fins de comparação. Assim, como pode ser observado na Figura 43, 29 plantas de usinas sucroenergéticas estariam acima do potencial de biometano de 18.000 Nm³/dia.

Destaca-se que aproximadamente 70% das plantas potenciais de biometano mapeadas neste estudo teriam potencial de produzir aproximadamente de 18 mil a 121 mil Nm³/dia cada.

Figura 43: Distribuição das plantas de biometano do Estado de Goiás em relação à capacidade mínima de plantas registradas na ANP (18.000 Nm³/dia).

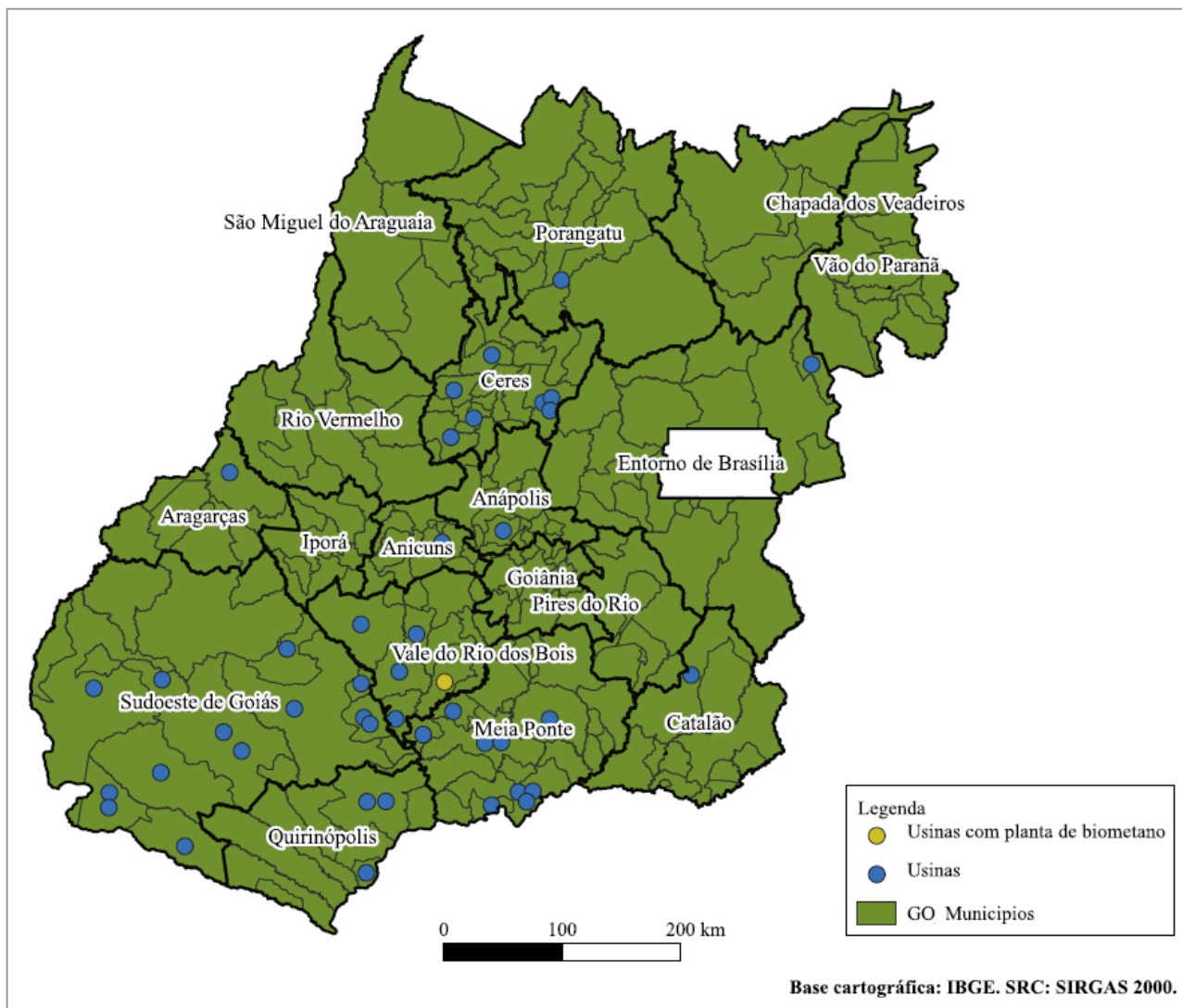


Fonte: Elaborado pelo autor.

O mapa abaixo (Figura 44) evidenciou a distribuição espacial das usinas sucroenergéticas no estado de Goiás, bem como a localização pontual das unidades que já dispõem de plantas de produção de biometano. De forma integrada, os resultados indicaram que o desenvolvimento do biogás e do biometano no setor

sucroenergético goiano está fortemente condicionado à estrutura produtiva regional, marcada pela predominância de usinas de pequeno e médio porte, conforme a capacidade de produção de etanol, concentradas no Sul do Estado.

Figura 44: Mapa das usinas sucroenergéticas e das unidades com produção de biometano no estado de Goiás.



Fonte: Elaborado pelo autor.

À luz da literatura setorial, especialmente FIESP ((2025)) e Instituto 17 ((2022)), a viabilidade de projetos de biometano no setor sucroenergético está fortemente associada à substituição de combustíveis fósseis em frotas cativas, com destaque para o diesel. Em sistemas

com consumo energético concentrado e previsível, como o das usinas, a priorização do autoconsumo tende a reduzir riscos de mercado e aumentar a estabilidade econômica dos projetos, enquanto a comercialização do excedente pode contribuir de forma complementar para

a atratividade financeira. Adicionalmente, fatores como escala produtiva, disponibilidade de resíduos, sazonalidade e adequação tecnológica influenciam diretamente o desempenho dos empreendimentos.

No contexto goiano, essas evidências indicam que o desenvolvimento da cadeia do biometano depende da articulação entre o potencial técnico disponível e estratégias compatíveis com a realidade operacional das usinas, com maior aderência a arranjos que conciliem escala intermediária, uso energético local e flexibilidade para expansão futura. Dessa forma, projetos estruturados com foco inicial no autoconsumo, mas com possibilidade de incorporação gradual de novas receitas, apresentam maior alinhamento com as condições regionais e com as tendências observadas no setor de bioenergia no Brasil.

7.4 Conclusão

O setor sucroenergético em Goiás apresentou elevado potencial para a produção de biogás e biometano a partir da vinhaça e da torta de filtro, totalizando 355,3 milhões de Nm³ de biometano por safra. Observou-se forte con-

centração desse potencial na mesorregião Sul, especialmente nas microrregiões Sudoeste de Goiás, Meia Ponte e Quirinópolis, que apresentaram os maiores valores, com 92,9, 90,0 e 62,8 milhões de Nm³ de biometano por safra, respectivamente. A distribuição das usinas e a disponibilidade de resíduos indicaram condições favoráveis para o desenvolvimento de projetos energéticos, com destaque para unidades de porte intermediário em termos de produção de etanol, predominantes no Estado.

Destaca-se que as estimativas apresentadas estão condicionadas às premissas adotadas para a geração de resíduos e conversão energética, não incorporando variações operacionais específicas de cada unidade. Dessa forma, os valores devem ser interpretados como indicativos do potencial técnico, podendo variar conforme as características individuais das usinas.

Em síntese, o desenvolvimento da cadeia do biometano em Goiás depende da articulação entre o potencial técnico disponível e estratégias compatíveis com a realidade operacional das usinas, com maior aderência a modelos baseados no uso energético local e na flexibilidade para incorporação gradual de novas oportunidades de mercado.

Referências

ABIOGÁS. **O Potencial Brasileiro de Biogás**. [S. l.: s. n.], 2020. Associação Brasileira do Biogás. Acesso em: março de 2026. Disponível em: http://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/6390e394c734a95f3032a2da_NOTA-TECNICA_POTENCIAL_ABIOGAS.pdf. Acesso em: 29 mar. 2026.

ANP. **Relatório dinâmico de autorizações: autorizações de Biometano**. Acesso em: fevereiro de 2026. 2026. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDRlNTQzY2MtMDdkZS00ODNlLTlmMTItYTUzNGUxMWNjMGZhIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTIOYTYtNGIOMi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzcxMyJ9>. Acesso em: 1 fev. 2026.

ANP. **Relatório dinâmico de autorizações: autorizações de Etanol**. Acesso em: dezembro de 2025. 2025. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDRlNTQzY2MtMDdkZS00ODNlLTlmMTItYTUzNGUxMWNjMGZhIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTIOYTYtNGIOMi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzcxMyJ9>. Acesso em: 1 dez. 2025.

BRASIL *et al.* **Nota Técnica: Biogás no Setor Sucroenergético**. Brasília, 2020. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações and Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial and CIBIOGÁS and Associação Brasileira do Biogás. Acesso em: março de 2026. Disponível em: <https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/Biog%C3%A1s%20no%20Setor%20Sucroenerg%C3%A9tico%20%282022%29.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2026.

CIBIOGÁS. **O biogás no setor sucroenergético – Benefícios e Desafios**. Acesso em: dezembro de 2025. 2022. Disponível em: <https://cibiogas.org/blog/o-biogas-no-setor-sucroenergetico-beneficios-e-desafios/>. Acesso em: 1 dez. 2025.

CIBIOGÁS; EPE. **Panorama do Biometano: Setor Sucroenergético**. Rio de Janeiro, 2023. p. 1–41. Empresa de Pesquisa Energética; Centro Internacional de Energias Renováveis. Acesso em: março de 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/panorama-do-biometano-setor-sucroenergetico>. Acesso em: 29 mar. 2026.

CONAB. **Safra de Cana-de-Açúcar – Informações Agropecuárias**. Acesso em: fevereiro de 2026. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/conab/pt-br/atuacao/informacoes-agropecuarias/safra/safra-de-cana-de-acucar>. Acesso em: 1 fev. 2026.

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2024**. Rio de Janeiro, 2025. Nota Técnica. Empresa de Pesquisa Energética. Acesso em: março de 2026. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-904/NT-EPE-DPG-SDB-2025-06_An%C3%A1lise%20de%20Conjuntura_Ano%20base%202024.pdf. Acesso em: 29 mar. 2026.

EPE. **Caderno de Oferta de Biocombustíveis: PDE 2035**. Rio de Janeiro, 2025. Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035. Acesso em: março de 2026. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/CA-EPE-DPG-SDB-2025-08_Caderno%20de%20oferta%20de%20Biocombust%C3%ADveis_PDE2035_Final%20%2820102025%29.pdf. Acesso em: 29 mar. 2026.

FAEG. **Milho invade as indústrias de produção de etanol**. Acesso em: março de 2025. Out. 2023. Disponível em: <https://sistemafaeg.com.br/noticias/milho-invade-as-industrias-de-producao-de-etanol>. Acesso em: 26 mar. 2025.

FIESP. **O Biometano em São Paulo: Potencial e Medidas para Alavancar a Produção**. São Paulo, 2025. Federação das Indústrias do Estado de São Paulo. Acesso em: outubro de 2025.

IBGE. **PAM – Produção Agrícola Municipal**. Acesso em: março de 2026. 2025. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1612>. Acesso em: 29 mar. 2026.

INSTITUTO 17; BEP. **Biogás no Brasil: Análise de Viabilidade Econômica e de Potencial de Investimentos**. São Paulo, 2022. Programa de Energia para o Brasil – BEP (Brasil). Relatório técnico 02-2022. Instituto 17. Acesso em: março de 2026. Disponível em: <https://i17.eco.br/wp-content/uploads/2022/11/RT02-2022.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2026.

INSTITUTO 17; BEP. **Biogás no Brasil: Potencial Oferta a Curto Prazo**. São Paulo, 2021. Programa de Energia para o Brasil – BEP (Brasil). Relatório técnico 02-2021. Instituto 17. Acesso em: março de 2026. Disponível em: <https://i17.eco.br/wp-content/uploads/2022/11/RT02-2021.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2026.

MÜLLER, Ricardo. **Dimensionamento de Biodigestor**. [S. l.: s. n.], 2025. Material didático em plataforma restrita de curso. Base de dados, Dr Biogás. Curso ministrado por Ricardo Müller.

SGANZERLA, E. **No Biodigestor: uma solução**. Porto Alegre: Agropecuária, 1983.

UNICA. **Histórico de acompanhamento da safra de cana-de-açúcar**. Acesso em: janeiro de 2026. 2026. Disponível em: <https://unicadata.com.br/>. Acesso em: 28 jan. 2026.

8. SISTEMAS HÍBRIDOS PARA A PRODUÇÃO DE LEITE NO ESTADO DE GOIÁS

Autora: Jéssica Santoro Gonçalves Pena

8.1 Introdução

O crescente interesse por fontes de energia renováveis reflete a busca por soluções sustentáveis que atendam às crescentes demandas energéticas de uma sociedade em constante expansão. Entre as alternativas renováveis, o sistema solar fotovoltaico se destaca pela sua capacidade de converter radiação solar em energia elétrica de forma limpa e eficiente. No entanto, os desafios técnicos e econômicos ainda limitam a plena integração desses sistemas à rede elétrica, especialmente no Brasil, onde a infraestrutura e as regulamentações apresentam particularidades relevantes (EDP, 2024).

Na literatura, encontram-se diversas definições de sistemas híbridos de energia (SHE), que pode ser definido como um conjunto de sistemas interligados gerando eletricidade e/ou calor, utilizando energias primárias diversas, renováveis ou não renováveis. Estes sistemas podem estar on-grid e off-grid. Os conectados na rede fornecem reservas de energia elétrica e permitem que a energia excedente seja alimentada de volta na rede, já os não conectados na rede geralmente armazenam a energia excedente em uma outra forma (química, ar comprimido, térmica, mecânica, volante de inércia, etc.). O principal objetivo dos SHE é suprir a demanda energética de comunidades remotas, fora da rede, onde os custos de conexão com a rede de transmissão são muito altos (VELA, 2018).

As fontes de energia renováveis podem ser divididas em: fontes controladas e fontes não controladas. As fontes controladas são aquelas onde a produção de energia pode ser regulada, por exemplo, biogás. Nas fontes não controladas, a produção de energia é imprevisível e independente da ação humana, como por exemplo, eólica e solar. Por tal motivo, os sistemas híbridos tornam as fontes não controladas mais confiáveis, tentando aproveitar a

maior quantidade do recurso, como por exemplo, o sol. Há pelo menos duas formas para a criação de fontes não controladas: armazenando a energia em baterias ou usando duas ou mais fontes primárias, sendo uma destas fonte controlável (PASKA, 2019).

Pode-se ter uma grande variedade de combinações dos diferentes sistemas utilizados, sendo que alguns deles já estão em operação atualmente como, por exemplo, sistema híbrido Diesel-Eólico, Eólico-Fotovoltaicos, Eólico-Fotovoltaica-Hidráulico, Diesel/PV. Estas são algumas das soluções mais representativas para a diminuição da utilização das fontes tradicionais (SAWLE, 2017).

Para projetos de SHE, deve-se ter critérios de avaliação de desempenho através de distintas metodologias. Visando entender a demanda de carga dos diferentes locais geográficos e suas próprias características, são mostrados alguns critérios gerais a seguir (VELA, 2018):

- Dimensionamento / configuração ótima dos componentes do sistema híbrido;
- Controle de operação confiável do sistema híbrido;
- Minimização do custo da energia anual;
- Satisfação da demanda de carga por uso efetivo de fontes renováveis;
- Diminuição das emissões de poluentes;
- Melhoria da eficiência da bateria;
- Maior eficiência de conversão;
- Preço razoável e facilidade de operação;
- Minimização dos custos de Operação e Manutenção.

8.2 Sistemas Híbridos

Um sistema fotovoltaico é uma fonte de potência elétrica, na qual as células fotovoltaicas transformam a radiação solar diretamente em energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de acordo como é feita a geração ou entrega da energia elétrica (DI-SOUZA, 2016).

Os sistemas fotovoltaicos isolados são concebidos para cobrir a demanda energética total. Devido ao caráter variável da fonte energética, a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos isolados possui sistema de acumulação, normalmente utilizando bateria estacionária de chumbo. A viabilidade econômica dos sistemas isolados está condicionada pela sua competitividade frente a outras opções como, por exemplo, a rede elétrica ou os grupos geradores (diesel). De acordo com GHAIB (2017) as aplicações atuais atendem às seguintes características: necessidades energéticas baixas e locais afastados da rede. Pode-se destacar a grande quantidade de instalações implementadas, como as eletrificações de zonas isoladas e os sistemas de telecomunicações (VELA, 2018).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede normalmente não incluem sistemas de acumulação de energia. Os mesmos possuem um inversor no qual fazem a conexão dos painéis a rede, e tem a capacidade de aceitar as variações de voltagem e corrente características dos painéis, também são responsáveis por entregar a energia produzida na rede. Dependendo das características da rede no local para a tensão, é necessário fazer o uso de um transformador (UCHE, 2013).

Os sistemas fotovoltaicos híbridos se caracterizam por terem inclusas além dos painéis fotovoltaicos, uma ou várias fontes auxiliares de energia, por exemplo: baterias, um gerador auxiliar (gasolina ou Diesel), um gerador eólico, um gaseificador, entre outros. Normalmente os sistemas de acumulação de energia são menores em comparação com os autônomos e a sua confiabilidade é maior do que o sistemas fotovoltaicos isolados, pois não dependem de uma única fonte de energia. Portanto, possui como principal desvantagem a sua maior complexidade no sistema de regulação e controle

(HAZELTON, 2014).

Os sistemas elétricos baseados no hibridismo da geração, com a acumulação de energia feita em baterias, representam hoje uma alternativa madura para o suprimento de energia, devido especialmente a (BARBOSA, 2016); (MOHAMMAD, 2023):

- Avanços na conversão elétrica de energia através do desenvolvimento da eletrônica de potência;
- Desenvolvimento de programas computacionais para simulação e análise de sistemas híbridos (Hybrid 2, homer, vipor etc.);
- Contínuo aumento da eficiência e robustez dos equipamentos geradores (principalmente dos módulos fotovoltaicos);
- Desenvolvimento de sistemas de controle automático mais confiáveis;
- Desenvolvimento da tecnologia de baterias chumbo-ácido livres de manutenção para sistemas de eletrificação com fontes renováveis.

8.3 Atividade Leiteira no estado de Goiás

De acordo com dados recentes disponibilizados pelo IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, a produção de leite no Brasil alcançou 35,37 bilhões de litros em 2023, representando aumento de 2,38% em relação aos 34,55 bilhões de litros registrados em 2022. As regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul continuam se destacando na produção, com ênfase aos estados de Minas Gerais, Paraná, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Goiás. Em 2023, o estado de Goiás produziu 2.980.911 mil litros de leite, representando 8,43% da produção nacional (EMBRAPA, 2025).

As regiões Sul e Centro são as maiores responsáveis pela produção leiteira do Estado. O Sul Goiano produziu 1.372.902 mil litros de leite, representando 3,88% da produção nacional, enquanto o Centro Goiano produziu 1.007.470 mil litros de leite, representando 2,85 da produção nacional (EMBRAPA, 2025).

Para os produtores, levantamentos de diagnóstico apontaram como desafios a instabilidade e falta de previsibilidade dos preços, prazo longo de recebimento pelo leite entregue, custo elevado de produção e de insumos. Já do ponto de vista das indústrias, os principais gargalos são relacionados ao baixo volume de leite por quilômetro percorrido, alto custo de transporte e produção, falta de mão de obra especializada, ausência de infraestrutura e logística, fornecimento de energia elétrica deficiente e baixo consumo de leite e derivados (CODEVASF, 2021).

No ranking das maiores empresas e cooperativas de laticínios do Brasil em 2024, o Grupo Piracanjuba (Laticínios Bela Vista) ocupou a segunda posição no Ranking com captação de 1,9 bilhão de litros de leite, crescimento de 9,5% em relação a 2023. Também reduziu o número de produtores, passando de 8.434 para 7.553 nos dois últimos anos, ao mesmo tempo em que elevou a média por fornecedor em 28%, passando de 415 litros em 2023 para 531 litros no ano passado. Sobre o Grupo Piracanjuba, que comemora 70 anos de uma marca nascida no interior em Goiás, merece destaque sua capacidade para processar 6 milhões de litros de leite diários, que se distribui por sete unidades fabris e 16 postos de recepção (EMBRAPA, 2025).

8.4 Estudo de Caso: Cooperativas leiteiras

Este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade de sistemas híbridos de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias, considerando unidades consumidoras de produção de leite cuja as etapas de refrigeração e ordenha precisam ser mantidas para não impactar a produção de leite do local.

- Empreendimento localizado em Silvânia – GO

O primeiro empreendimento estudado está localizado na cidade de Silvânia, no estado de Goiás, com irradiação média anual de 4.969 kW/m²/dia (LABREN, 2025), DEC médio de 15,53 horas, acima do limite regulatório de 11,4 horas, e

FEC médio de 6,92, ficando abaixo do limite regulatório de 7,7 (ANEEL, 2025). Em 2023 foi realizada a instalação de três usinas fotovoltaicas on-grid na propriedade, sendo uma usina de solo e duas estruturas do tipo carport solar para sombreamento do gado, com potência total instalada de 514,25 kWp. A energia gerada é utilizada para abatimento no consumo mensal de fornecimento da concessionária local. O consumo médio total da fazenda é de 67.574 kWh enquanto a geração média é de 65.000 kWh.

Segundo relatório fornecido pela empresa para a usina KP-1 do mês de novembro/2025, o prognóstico de geração mensal é de 20.181 kWh, a geração no mês foi de 22.357 kWh, representando um desempenho de 111%. Em termos financeiros, o retorno monetário atual, desde a instalação desta usina, é de 36,88%, com uma economia total de R\$ 248.706,97. Para a usina KP-2 do mês de novembro/2025, o prognóstico de geração mensal é de 20.431 kWh, a geração no mês foi de 24.590 kWh, representando um desempenho de 120%. Em termos financeiros, o retorno monetário atual, desde a instalação desta usina, é de 24,31%, com uma economia total de R\$ 163.908,14. Para a usina SOLO do mês de novembro/2025, o prognóstico de geração mensal é de 11.175 kWh, a geração no mês foi de 14.063 kWh, representando um desempenho de 126%. Em termos financeiros, o retorno monetário atual, desde a instalação desta usina, é de 52,07%, com uma economia total de R\$ 235.143,79.

- Empreendimento localizado em em Inhumas – GO

O segundo empreendimento estudado está localizado na cidade de Inhumas, no estado de Goiás, com irradiação média anual de 4.953 kW/m²/dia (LABREN, 2025), DEC médio de 16,77 horas, acima do limite regulatório de 11,4 horas, e FEC médio de 7,4, ficando abaixo do limite regulatório de 7,7, entretando, bem próximo desse valor (ANEEL, 2025).

Na estrutura da fazenda ações de eficiência energética já são observadas em alguns pontos, como iluminação e uso de motores de alto rendimento. Na cogeração eles já utilizam fontes como energia fotovoltaica e biodigestor para aumentar a disponibilidade de energia e reduzir a demanda na ponta para a concessionária. Para cargas emergenciais são utilizados geradores a diesel e biogás. O consumo mensal total da instalação é de 19.860 kWh/mês, enquanto o consumo médio diário é de 622 kWh/dia.

O consumo reservado (crítico) é equivalente à 5.000 kWh/mês. Não foi feito o levantamento da potência individual de cada equipamento, mas tem-se que a produção de biogás e usinas solares (além do gerador a diesel) são utilizadas para suprir momentos de alta demanda ou quando necessário. De acordo com os dados de levantamento de carga, o maior volume de consumo ocorre no horário fora de ponta, totalizando 15.000 kWh/mês, comparado aos 2.200 kWh/mês do horário de ponta. Contudo, por se tratar de uma atividade leiteira com ordenha 3 vezes ao dia e armazenamento refrigerado, o funcionamento é considerado ininterrupto (24 horas por dia).

A região enfrenta deficiências graves na distribuição, caracterizadas por oscilações e interrupções frequentes; necessidade de investimento na rede da concessionária para melhoria do fornecimento, o que levou a fazenda a buscar a autosuficiência; utilização estratégica de geradores a diesel e biogás para mitigar a insegurança energética da concessionária.

- Empreendimento localizado em Montividiu – GO

O terceiro empreendimento estudado está localizado na cidade de Montividiu, no sul do estado de Goiás, com irradiação média anual de 4,764 kW/m²/dia (LABREN, 2025), DEC médio de 31,87 horas, acima do limite regulatório de 11,4 horas, e FEC médio de 9,85 fi-

cando acima do limite regulatório de 7,7 (ANEEL, 2025). Em relação às atividades agropecuárias desenvolvidas na propriedade, as principais são a produção de leite e o cultivo de milho e soja. Atualmente, o volume diário chega a 27 mil litros de leite, com 750 animais em lactação e produção média de 35 litros por dia cada (PRODUZINDOCERTO, 2023).

A fazenda possui cinco usinas fotovoltaicas on-grid, descritas conforme Tabela 22, com potência total instalada de 1.625,76 kWp. A energia gerada é utilizada para abatimento no consumo mensal de fornecimento da concessionária local. O consumo médio mensal da fazenda é de 260 mil kWh enquanto a geração média mensal é de 220 mil kWh.

8.5 Cálculo do Banco de Baterias

A principal atividade financeira dos estabelecimentos em estudo está intimamente ligada a qualidade da energia e à venda do leite armazenado para o distribuidor, dessa forma, quando ocorre interrupção no fornecimento de energia, há prejuízo nesta operação de 25%, em média, visto que se não for vendido e coletado pelo distribuidor este insumo é perdido. Assim, é essencial que seja utilizado um sistema de backup no caso de interrupção de fornecimento de energia pela concessionária.

Tendo em vista a transição energética e a preocupação com os impactos ambientais, a substituição dos grupos geradores a diesel acontecerão de forma gradual. Desse modo, sistemas híbridos com armazenamento em baterias serão cada vez mais utilizados. Quanto maior a autonomia para o sistema, maior e mais caro será o banco de baterias. A bateria não deve ser descarregada 100% e por isso usa-se a profundidade de descarga típica, para baterias de chumbo-ácido aproximadamente 50% e de lítio de 80–90%. E, então, a capacidade nominal necessária pode ser determinada pela seguinte expressão (DEYEES, 2025); (SERRAO, 2022); (RIBEIRO, 2020).

$$E_{banco} = \frac{E_{autonomia}}{DoD} \quad (7)$$

A seguir, serão apresentadas as tabelas resumo com os custos para a instalação do banco de baterias para atender a carga crítica de cada uma das instalações em estudo e um comparativo com o grupo gerador diesel correspondente. Para tal, foram considerados os seguin-

tes parâmetros: autonomia de backup de 6 horas, profundidade de descarga de 50% para baterias chumbo-ácido e de 85% para de lítio, tensão do sistema de 48V e custo operacional para o horizonte de 10 anos (DEYEES, 2025); (SERRAO, 2022); (RIBEIRO, 2020).

Tabela 22: Tabela resumo para o primeiro empreendimento em estudo.

Consumo crítico (kWh/mês)	30.000
Especificação do Banco de baterias de lítio	294 kWh e 6.125 Ah
Investimento Inicial do Banco de baterias de lítio	R\$ 400.000,00 – 500.000,00
Custo operacional do Banco de baterias de lítio	R\$ 10.000,00 – 25.000,00
Especificação do Banco de baterias de chumbo-ácido	500 kWh e 10.417 Ah
Investimento Inicial do Banco de baterias de chumbo-ácido	R\$ 320.000,00 – 440.000,00
Custo operacional do Banco de baterias de chumbo-ácido	R\$ 30.000,00
Investimento Inicial do Gerador a Diesel	R\$ 150.000,00 – 400.000,00
Custo operacional do Gerador a Diesel	R\$ 22.000,00 - 32.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 23: Tabela resumo para o segundo empreendimento em estudo.

Consumo crítico (kWh/mês)	5.000
Especificação do Banco de baterias de lítio	49 kWh e 1.020 Ah
Investimento Inicial do Banco de baterias de lítio	R\$ 70.000,00 – 90.000,00
Custo operacional do Banco de baterias de lítio	R\$ 5.000,00
Especificação do Banco de baterias de chumbo-ácido	83,6 kWh e 1.740 Ah
Investimento Inicial do Banco de baterias de chumbo-ácido	R\$ 54.000,00 – 74.000,00
Custo operacional do Banco de baterias de chumbo-ácido	R\$ 10.000,00
Investimento Inicial do Gerador a Diesel	R\$ 40.000,00 – 80.000,00
Custo operacional do Gerador a Diesel	R\$ 7.000,00 - 12.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para baterias de lítio a manutenção corresponde a inspeção anual, verificação de conexões/terminais e monitoramento de temperatura. A vida útil varia de 10 a 15 anos, não havendo necessidade de troca no período avaliado. Geralmente, estima-se de 2 a 5% do CAPEX ao longo de 10 anos (SOLPLENO, 2025); (FERREIRA, 2021).

Para baterias de chumbo-ácido, além do custo, um quantitativo maior de baterias ocupa uma área grande, exigindo uma sala com estrutura para instalação e ventilação adequada. Vale destacar que essas baterias pos-

suem vida útil menor em clima quente, podendo impactar o custo em 10 anos (FERREIRA, 2021). Com relação à manutenção, é preciso realizar verificação periódica de níveis de água, limpeza de terminais, reaperto de conexões, recargas de equalização periodicamente, controle de ventilação e gases. Considerando manutenção de rotina, mão de obra e os insumos (água destilada, limpeza, equalização) o custo operacional pode ser 10% do CAPEX (SOLPLENO, 2025).

Para cargas mais robustas, sistemas com apenas banco de baterias como backup

Tabela 24: Tabela resumo para o terceiro empreendimento em estudo.

Consumo crítico (kWh/mês)	90.000
Especificação do Banco de baterias de lítio	882 kWh e 18.375Ah
Investimento Inicial do Banco de baterias de lítio	R\$ 1,2 – 1,5 milhão
Custo operacional do Banco de baterias de lítio	R\$ 30.000,00 – 80.000,00
Especificação do Banco de baterias de chumbo-ácido	1.500 kWh e 31.250 Ah
Investimento Inicial do Banco de baterias de chumbo-ácido	R\$ 950.000,00 - 1,3 milhão
Custo operacional do Banco de baterias de chumbo-ácido	R\$ 90.000,00
Investimento Inicial do Gerador a Diesel	R\$ 250.000,00 – 600.000,00
Custo operacional do Gerador a Diesel	R\$ 60.000,00 – 80.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

tornam-se menos atrativas financeiramente. Nesses casos, sistemas híbridos combinados ou soluções de gestão de demanda podem se tornar opções mais vantajosas.

8.6 Gerador Diesel X Banco de Baterias

A estrutura mais comum de um sistema com gerador diesel inclui o próprio grupo gerador dimensionado para atender a carga essencial, uma chave de transferência manual ou automática para isolar a instalação da rede e direcionar o fornecimento para a geração do gerador diesel, além de sistemas de controle, proteção e eventualmente integração com sistemas de automação para acionamento programado. O dimensionamento deve levar em consideração a potência ativa e reativa das cargas que permanecerão em operação, o fator de simultaneidade, o regime de uso (tipicamente algumas horas por dia) e o tempo de partida para evitar picos indesejados de demanda antes do acionamento do gerador (CANALSOLAR, 2025).

Com o baixo custo inicial de implantação entre as principais fontes geradoras, gerador diesel é amplamente utilizado no setor rural, de modo a manter a continuidade da energia elétrica em períodos de intermitência ou ausência no fornecimento desta por parte da rede de distribuição. Por outro lado, é necessário observar aspectos operacionais e ambientais. O uso de geradores implica custos com combustível, manutenção preventiva, controle de horas de operação e, dependendo da potência e do tempo de uso, pode exigir licenciamento ambiental.

Também é importante considerar impactos relacionados a ruído e vibração (COSTA., 2020); (CANALSOLAR, 2025).

O CAPEX e o OPEX de geradores a diesel variam conforme a potência instalada, o regime de operação e o nível de automação do sistema. A maior parcela do CAPEX está no próprio grupo gerador, cujo custo por kVA diminui à medida que a potência aumenta. Já o OPEX engloba os custos operacionais (consumo e armazenamento do combustível) e de manutenção ao longo da vida útil do equipamento, que normalmente varia de 15 a 20 anos. Ressalta-se que o consumo do diesel depende da potência da carga a ser alimentada pelo gerador diesel. Os custos com OPEX que envolvem manutenções corretivas e preventivas, costumam girar em torno de 1% a 2% do CAPEX do equipamento (CANALSOLAR, 2025).

Com a substituição do gerador diesel pelo banco de baterias tem-se benefícios ambientais significativos, já que a operação de geradores a diesel emite gases poluentes na atmosfera, como monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio e enxofre, enquanto as baterias não produzem essas emissões. Essas emissões contribuem para o aquecimento global e a poluição do ar (COSTA., 2020).

As baterias fazem parte da agenda da transição energética de baixo carbono, no entanto a destinação dos resíduos da bateria ao final do seu ciclo de vida deve ser considerada em seu balanço de emissões. O relatório GREENER (2021) infere que um cenário plausível é que o mercado de baterias será dominado por uma ou duas tecnologias principais, e outras tec-

nologias serão comercializadas para aplicações específicas. Justificando que a mobilidade elétrica demanda baterias com elevada densidade energética e, dentre as tecnologias disponíveis em escala industrial, apenas o lítio consegue atender esta demanda, e com o aumento de escala e avanço nas pesquisas ampliarão as aplicações de baterias de lítio também para atender ao setor elétrico. Nesse contexto, a avaliação do ciclo de vida do lítio é fundamental, considerando desde atividade de mineração até as possibilidades de reutilização e reciclagem (IEA, 2021).

Para as baterias de lítio, em média, cerca de 110 g de CO₂ equivalente de emissões de gases de efeito estufa são emitidos para produzir 1 Wh de capacidade de armazenamento dessas baterias (IEA, 2020); (AGUSDINATA, 2018). Em relação à mineração, o Chile é o país com a maior reserva de lítio hoje no mundo com 43,7% do total registrado, seguido pela Austrália com 22,32%. A Argentina possui 9,97% da reserva mundial, que somado ao total do Chile, além da Bolívia, dominam as reservas mundiais, conhecidos como o “Triângulo de Lítio”, região caracterizada pela concentração de lítio acessível e de alta qualidade, representando cerca de 75% dos recursos de lítio conhecidos no mundo (GEOLOGICALSURVEY, 2021); (AGUSDINATA, 2018).

Para exemplificar o impacto da atividade de mineração de lítio, AGUSDINATA (2018) citam o caso da cidade de Atacama no Chile, que embora a extração mineral proporcione significativas receitas para o Estado e empresas nacionais e estrangeiras, diversos custos sociais e ambientais foram identificados, ocasionados pela intensa atividade de mineração, resultando na extração de grande quantidade de água subterrânea em uma das regiões mais secas do mundo. Como os locais de extração se sobrepõem às áreas de conservação da natureza, as atividades de mineração têm sido responsáveis pela degradação do ecossistema. O processo de migração forçada de populações de aldeias e abandono de assentamentos ancestrais de Atacama foi precipitado pelo abastecimento cada vez mais irregular e escassez de água (AGUSDINATA, 2018).

A reciclagem de baterias é uma das prin-

cipais medidas, para conviver com o aumento da participação das baterias de lítio tanto em veículos quanto no setor elétrico. De acordo com (IEA, 2020), a indústria de reciclagem de baterias está em seus estágios iniciais, e ainda amplamente dominado por baterias de resíduos de produtos eletrônicos. No entanto, o quadro deve mudar a partir de 2030. Com um aumento da comercialização de veículos elétricos, a quantidade de resíduos aumentará significativamente, movimentando a indústria de reciclagem. Por exemplo, estima-se que com os veículos elétricos comercializados em 2019 chegarem ao fim de sua vida útil, isso resultará em 500.000 toneladas de resíduos de baterias não processadas (IEA, 2021).

A capacidade global de reciclagem de baterias atualmente é de aproximadamente 180 quilo toneladas por ano (kt/ano), 50% deste total é realizada pela China. A maioria das empresas envolvidas hoje são refinadores independentes, mas um amplo espectro de participantes de fabricantes de baterias, fabricantes de equipamentos originais, mineradoras e processadores estão começando a mostrar interesse em entrar no mercado, especialmente na Europa. Uma alternativa que deve ser considerada é a reutilização das baterias, pois as utilizadas em veículos elétricos, após sua vida útil para um padrão de qualidade desta aplicação, em geral, podem ser aproveitadas para uso estacionário, como em redes de energia elétrica (IEA, 2020).

Como referência regulatória para fabricação e utilização de baterias, destaca-se na União Europeia uma proposta de regulação intitulada UE Sustainable Batteries Regulation, com entrada em vigor prevista para 1 de janeiro de 2022. A mesma aborda as questões sociais, econômicas e ambientais relacionadas a todos os tipos de baterias, incluindo aquelas importadas para União Europeia. A proposta cobre todo o ciclo de vida da bateria e se aplica diretamente às cadeias de abastecimento de lítio, cobalto, níquel e cobre (IEA, 2021).

8.7 Conclusão

Dados do IBGE e da Emprapa mostram a representatividade da atividade leiteira no es-

tado de Goiás. Entretanto, a cadeia de pecuária de leite tem passado por grandes desafios devido ao fornecimento de energia elétrica instável. O cumprimento de exigências sanitárias e de qualidade do leite exige o uso contínuo de maquinário e técnicas de produção que são dependentes da eletricidade. As interrupções no fornecimento de energia podem paralisar máquinas de ordenha, sistemas de refrigeração e bombas de água, levando à perda de produção de leite e danos a equipamentos. Essas questões elevam os custos de produção e motivam a busca por alternativas, como a energia solar fotovoltaica, para garantir a continuidade dos processos e a competitividade do setor (JORDAO, 2020).

O estado de Goiás apresenta uma das piores taxas de continuidade de fornecimento entre os estados brasileiros, com um DEC médio em 2025 de 14,54 horas, acima do limite regulatório de 11,4 horas, e um FEC médio de 6,53, ficando abaixo do limite regulatório de 7,7. No ranking estadual de qualidade de energia, o Estado ocupou o 24º lugar em 2025, acompanhado de um histórico de posicionamento entre os piores colocadas do País (ANEEL, 2025). As principais causas para tais indicadores estão relacionadas à infraestrutura de distribuição, condições climáticas e picos de demanda. Com esse cenário, muitos produtores que dependem diretamente da energia elétrica para a continuidade de sua produção arcam com grandes prejuízos devido a interrupção da energia fornecida pelas concessionárias. Desse modo, sistemas híbridos de energia surgem como uma alternativa para o suprimento dessa demanda e as baterias podem ser utilizadas como uma opção para atender cargas emergenciais.

Desse modo, conforme estudo de caso realizado com o objetivo de analisar a viabilidade de sistemas híbridos de geração fotovoltaica com armazenamento em baterias, consi-

derando unidades consumidoras de produção de leite cuja as etapas de refrigeração e ordenha precisam ser mantidas para não impactar a produção de leite do local. Em um levantamento realizado com três produtores de leite do Estado, foi constatado que, devido às condições no fornecimento de energia frente à importância da continuidade desse fornecimento para os processos de ordenha e armazenamento do leite, as três propriedades já possuem instalação fotovoltaica. Com relação ao sistema de backup para as cargas emergenciais, as três propriedades utilizam gerador a diesel. Desse modo, foi realizado um comparativo entre três opções de sistemas de backup: banco de baterias de lítio, banco de baterias de chumbo-ácido e grupo gerador diesel.

Em um comparativo de custos, para sistemas menores, como da primeira e segunda propriedade estudadas, o banco de baterias de lítio é uma boa opção de custo-benefício. Já para a última propriedade, em que a carga de backup é elevada, soluções híbridas alinhadas com gerenciamento de energia podem ser uma boa alternativa. Apesar do elevado custo inicial para a instalação desses sistemas, quando ocorre interrupção no fornecimento de energia, há um prejuízo de 25%, em média, com o insumo produzido. Logo, o investimento inicial é pago com o lucro recebido com a garantia dos insumos comercializados.

Desse modo, há a expectativa do crescimento do armazenamento de energia por meio de baterias, principalmente pela busca de maior segurança energética, resiliência da rede elétrica e a integração com fontes renováveis intermitentes. Nessa perspectiva, a utilização de sistemas híbridos de fotovoltaicas e baterias também em outros setores, como o industrial, por exemplo, pode ser uma oportunidade para maior eficiência energética e melhoria na qualidade da energia.

Referências

AGUSDINATA. Agência Nacional de Águas. **Socio-Environmental Impacts of Lithium Mineral Extraction: Towards a research agenda. Environment Research Letters**, v. 13, 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ranking de Competitividade (DGC) 2025**, Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 14 dez. 2025, 2025.

BARBOSA. Conceitos Sobre Sistemas Híbridos De Energia Para Produção De Eletricidade. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de 2016**, 2016.

CANALSOLAR. Sistemas de Armazenamento. **Disponível em:** <<https://canalsolar.com.br/sistemasarmazenamento-destaque-setor-solar/>>. **Acesso em: 15 out. 2025.**, 2025.

CODEVASF. COMPANHIA DE DESENVOLVIMENTO DOS VALES DO SÃO FRANCISCO E DO PARNAÍBA. **Caderno de Caracterização: Estado de Goiás**, Brasília-DF, 2021.

COSTA. Technical Evaluation of a PV-Diesel Hybrid System with Energy Storage: Case Study in the Tapajós-Arapiuns Extractive Reserve. **Energies 2020**, v. 13, n. 11, p. 296, 2020.

DEYEESS. Como Dimensionar Baterias para Energia Solar? Um Guia Fácil para Cálculos de Potência. Publicado em: 05 mar. 2025. **Disponível em:** <<https://deyeess.com/pt/howto-size-battery-for-solar/>>. **Acesso em: 05 jan. 2026.**, 2025.

DISOUZA. Os sistemas de energia solar fotovoltaica. **BlueSol Educacional**, Ribeirão Preto – SP, 2016.

EDP. Integração de usinas solares à rede elétrica. **Disponível em:** <https://solucoes.edp.com.br/blog/integracao-de-usinas-solares-a-rede-eletrica/>. **Acesso em: 18 ago de 2025**, 2024.

EMBRAPA. Anuário Leite 2025. **Disponível em:** <embrapa.br/gado-de-leite>. **Acesso em 15 de set. 2025**, 2025.

FERREIRA. Análise da viabilidade econômica da substituição de banco de baterias: chumbo-ácido x Ni-Cd, considerando diferentes temperaturas ambiente. **Proceedings of the 13o Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2021)**, 2021.

GEOLOGICALSURVEY. Mineral Commodity Summaries 2021. **Disponível em:** : <<https://doi.org/10.3133/mcs2021>>. **Acesso em: 05 jan. 2026.**, 2021.

GHAIB. A design methodology of stand-alone photovoltaic power systems for rural electrification. **Energy Convers. Manag.**, v. 148, p. 1127–1141, 2017.

GREENER. Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras. **GREENER**, 2021.

HAZELTON. A review of the potential benefits and risks of photovoltaic hybrid mini-grid systems. **Energy**, v. 67, p. 222–229, 2014.

IEA. Innovation in batteries and electricity storage: A global analysis based on patent data. **International Energy Agency**, 2020.

IEA. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada: NOVAS TECNOLOGIAS E INFRAESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS. **Brasília - DF**, 2021.

JORDAO. Energia Solar Como Fator De Desenvolvimento Rural e a Produção De Leite Em Goiás. **Revista Desenvolvimento Regional em debate (ISSNe 2237-9029)**, v. 10, p. 862–864, 2020.

LABREN. **Dados de irradiação para o Estado de Goiás**. Acesso em 22 nov. 2025. 2025. Disponível em: https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_G0.html%5C#mod. Acesso em: 22 nov. 2025.

MOHAMMAD. Challenges associated with Hybrid Energy Systems: An artificial intelligence solution. **Energy Reports**, v. 9, p. 924–940, 2023.

PASKA. Hybrid power systems - An effective way of utilising primary energy sources. **Energy**, v. 34, n. 11, p. 2414–2421, 2019.

PRODUZINDOCERTO. A agropecuária naturalmente lucrativa do Grupo Kompier. Disponível em: <<https://www.produzindocerto.com.br/a-agropecuarianaturalmente-lucrativa-do-grupo-kompier/>>. Acesso em: 20 dez. 2025., 2023.

RIBEIRO. Dimensionamento De Um Sistema Solar Fotovoltaico Das Áreas Comuns De Um Condomínio Multifamiliar. **Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao curso de Engenharia Civil da Universidade Candido Mendes, Campos Dos Goytacazes/RJ**, 2020.

SAWLE. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of the off-grid hybrid system Loss of Power Supply Probability Loss of Load Probability. **Energy Rev**, p. 1–19, 2017.

SERRAO. Dimensionamento Do Sistema Fotovoltaico Off Grid Para Fornecimento De Energia Elétrica À Escola Rural Francisco Viana De Araújo. **Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa/MG**, 2022.

SOLPLENO. Comparativo baterias de lítio vs chumbo solar. Publicado em: 30 out 2025. Disponível em: < <https://solplenoenergia.com.br/blog/comparativo-baterias-de-litio-vs-chumbosolar/>>. Acesso em: 05 jan. 2026., 2025.

UCHE. On-grid and off-grid batch ED (electrodialysis) process: Simulation and experimental tests. **Energy**, v. 57, p. 44–54, 2013.

VELA. Dimensionamento e seleção do sistema de armazenamento para sistemas híbridos de geração de eletricidade biomassa/fotovoltaica. **Dissertação (Mestrado). Curso de Ciências em Engenharia de Energia. Universidade Federal De Itajubá-UNIFEI Instituto de Engenharia de Energia**, 2018.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA



SEÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Coordenadores: Gabriela Miguel Fraga e Eng. Getúlio Santiago dos Santos Junior

Pesquisadores: Dr. Felipe Pamplona Mariano, Dr. Gino Bertolucci Colherinhas e Dr. Paulo Henrique Neves Pimenta

Esta seção de Eficiência Energética reúne três contribuições complementares voltadas à modernização do uso da energia no Estado de Goiás, articulando diferentes escalas de análise e intervenção. Em conjunto, os textos abordam a eficiência em edificações públicas por meio do conceito de *smart buildings*, o papel do armazenamento energético na ampliação da flexibilidade e da resiliência de sistemas com fontes renováveis, e o uso de plataformas digitais para qualificar o monitoramento, a organização e a análise do consumo de energia elétrica na administração pública.

No campo dos *smart buildings*, a discussão concentra-se na integração entre sensores, automação, sistemas de controle e estratégias operacionais aplicadas a edificações, com ênfase no desempenho energético de sistemas HVAC e em suas implicações para conforto e operação. No tema do armazenamento de energia, o debate é ampliado por uma proposta de sistema híbrido que combina geração fotovoltaica, armazenamento hidrelétrico reversível e recarga gerida de aquíferos, associando segurança energética e segurança hídrica no meio rural goiano. Complementarmente, a seção apresenta o aprimoramento da plataforma digital da SGG para gestão de faturas e consumo, destacando avanços na estruturação da base de dados e na construção de painéis analíticos voltados à leitura cadastral, energética, compensatória e financeira das unidades consumidoras públicas.

9. Smart buildings e eficiência energética em HVAC: revisão bibliográfica e análise aplicada em edificação pública

Autor: Felipe Pamplona Mariano

9.1 Introdução

O crescimento do consumo energético no setor de edificações tem se consolidado como um dos principais desafios associados à sustentabilidade, à segurança energética e à mitigação das mudanças climáticas. Em escala global, edifícios são responsáveis por uma parcela significativa da demanda final de energia, especialmente nos setores comercial e público, onde o uso intensivo de sistemas de climatização e equipamentos elétricos e eletrônicos contribuem para o aumento contínuo do consumo energético (International Energy Agency, 2024).

De acordo com a (International Energy Agency, 2024), a expansão urbana, aliada ao aumento dos padrões de conforto térmico e à intensificação do uso de tecnologias, tem impulsionado o crescimento do consumo energético em edificações nas últimas décadas (Shahid, 2025). Esse cenário torna-se crítico em regiões de clima quente, como no Brasil e especialmente no estado de Goiás, onde a demanda por sistemas de ar-condicionado tende a aumentar significativamente ao longo do tempo.

No contexto brasileiro, o setor de edificações públicas apresenta papel estratégico na gestão do consumo energético. Além do elevado número de edificações administrativas, o setor público possui grande potencial de replicação de práticas eficientes e de implementação de políticas de racionalização do uso de energia. Dados da (Empresa de Pesquisa Energética, 2023) indicam que o consumo de eletricidade no setor de serviços e público tem crescido de forma consistente, sendo os sistemas de Aquecimento, Ventilação e Ar-Condicionado (HVAC) responsáveis por uma parcela rele-

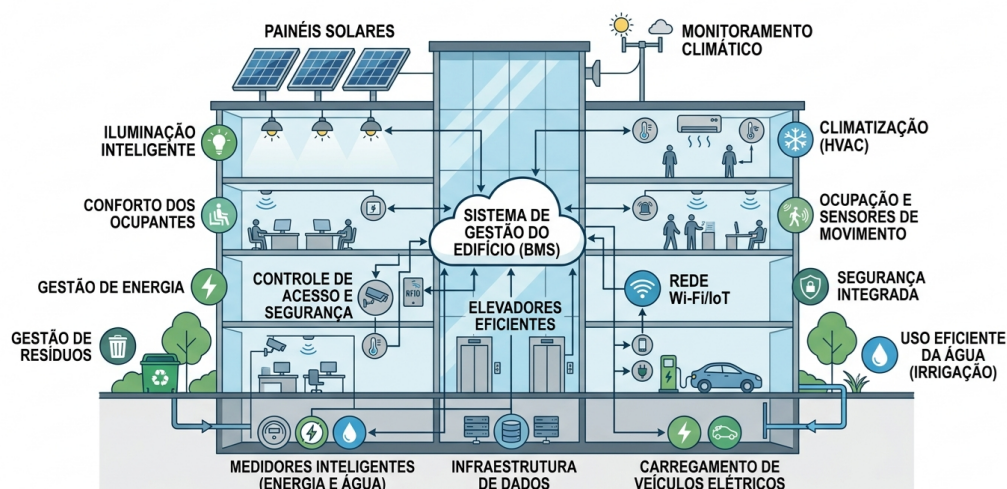
vante, podendo representar entre 40% e 60% do consumo total de energia em edificações comerciais (Perez-Lombard; Ortiz; Pout, 2008; International Energy Agency, 2024).

Além disso, diversos estudos apontam que o desempenho energético desses sistemas não depende apenas de seu dimensionamento, mas principalmente de sua operação em condições reais. Em muitos casos, sistemas HVAC operam predominantemente em carga parcial, condição na qual a eficiência pode ser significativamente reduzida na ausência de estratégias adequadas de controle (Afram; Janabi-Sharifi, 2014; Yussuf; Asfour, 2024). Nesse contexto, surge o conceito de Smart Buildings (Figura 45), que pode ser entendido como a evolução dos sistemas de automação predial tradicionais, incorporando tecnologias digitais, sensores distribuídos, sistemas de comunicação e algoritmos de controle avançados.

De forma geral, em um smart building há a capacidade de monitorar, analisar e otimizar o desempenho operacional do edifício em tempo real, considerando variáveis como ocupação, condições climáticas, consumo energético e comportamento dos usuários (U.S. Department of Energy, 2021; Taboada-Orozco, 2024).

A incorporação de tecnologias como Internet das Coisas (IoT), aprendizado de máquina e análise de dados tem ampliado significativamente o potencial de aplicação desses sistemas, permitindo a implementação de estratégias mais sofisticadas de controle e gestão energética. Essas abordagens possibilitam a transição de sistemas reativos para sistemas preditivos e adaptativos, capazes de antecipar demandas e ajustar a operação dos sistemas prediais de forma dinâmica (Amasyali; El-Gohary, 2018; Ahmed, 2026).

Figura 45: Imagem ilustrativa dos recursos tecnológicos que podem ser utilizados em um smart building.



Fonte: Elaborado pelo autor com auxílio de IA.

Entre as principais vantagens associadas aos smart buildings e uso de energia, destacam-se a redução do consumo, a melhoria do conforto térmico, a otimização da operação dos sistemas prediais e a possibilidade de integração com fontes de energia renovável. Além disso, esses sistemas permitem maior flexibilidade operacional, sendo capazes de responder a variações de cargas térmicas e elétricas de forma mais eficiente (Shahid, 2025).

Entretanto, apesar do potencial teórico significativo, a implementação de smart buildings não está isenta de desafios (Ramananandro *et al.*, 2025; International Energy Agency, 2024). Entre as principais limitações, destacam-se a complexidade de integração entre sistemas heterogêneos, os custos iniciais de implantação, a necessidade de instalação de sensores e a dependência de estratégias adequadas de controle e operação.

Adicionalmente, estudos (Karabay; Arıcı; Sandık, 2013; Yussuf; Asfour, 2024) indicam que muitos edifícios equipados com tecnologias inteligentes não atingem os níveis de eficiência energética esperados. Esse fenômeno está frequentemente associado a falhas na configuração dos sistemas, ausência de integração entre subsistemas e operação inadequada ao longo do tempo. Nesse sentido, torna-se evidente que a eficiência energética em edificações não depende exclusivamente da adoção de tecnologias

avanzadas, mas principalmente da forma como elas são integradas e utilizadas (Amasyali; El-Gohary, 2018; International Energy Agency, 2024).

No contexto de edificações públicas, esse problema assume relevância ainda maior, pois essas edificações frequentemente apresentam características como baixa taxa de ocupação real, sistemas superdimensionados e operação padronizada independente da demanda. Como consequência, observa-se uma discrepância significativa entre a capacidade instalada dos sistemas HVAC e a carga térmica efetivamente demandada pelos ambientes, resultando em operação ineficiente e consumo energético elevado (Shahid, 2025).

Apesar da relevância do tema, a literatura apresenta lacunas importantes (Ahmed, 2026), especialmente no que se refere à análise da operação real de sistemas HVAC em edificações públicas existentes. Grande parte dos estudos concentra-se em simulações ou em edificações de alto desempenho, havendo menor atenção à realidade operacional de edifícios administrativos típicos. Diante desse cenário, no presente trabalho o objetivo principal é realizar uma revisão bibliográfica sobre o conceito de smart buildings, com foco em eficiência energética de sistemas HVAC, e avaliar, por meio de um estudo de caso, o impacto dessas estratégias em uma edificação pública representativa.

9.2 Fundamentos de smart buildings e sistemas HVAC

Os sistemas prediais passaram por uma evolução significativa, acompanhando o avanço das tecnologias de controle, automação e processamento de dados. Sendo que os edifícios operavam com sistemas isolados e descentralizados, como termostatos mecânicos e controladores locais, com capacidade limitada de comunicação entre subsistemas. Essa abordagem resultava em baixa eficiência operacional, uma vez que decisões eram tomadas de forma independente, sem considerar o comportamento global da edificação (Karabay; Arıcı; Sandık, 2013). Com o avanço dos sistemas digitais, surgiram os sistemas de automação predial conhecidos por "Building Management Systems"—BMS, vide Figura 45, que possibilitaram a centralização do controle de sistemas como HVAC, iluminação e segurança, promovendo maior coordenação operacional.

Apesar dos avanços proporcionados pelos BMS, esses sistemas tradicionais apresentam limitações relevantes, especialmente no que se refere à adaptabilidade e à integração com dados externos. Em geral, os BMS operam com base em regras fixas e lógicas predefinidas, o que dificulta sua capacidade de responder a condições dinâmicas, como variações climáticas, padrões de ocupação e comportamento dos usuários (Amasyali; El-Gohary, 2018). Além disso, a ausência de integração com sistemas externos, como previsão do tempo e tarifas de energia, limita o potencial de otimização energética. Estudos recentes reforçam que edifícios equipados apenas com automação convencional frequentemente apresentam desempenho inferior ao esperado devido à rigidez de suas estratégias de controle.

Nesse contexto, emerge o conceito de smart buildings, caracterizado pela incorporação de tecnologias digitais avançadas capazes de transformar dados em decisões operacionais em tempo real. Diferentemente dos sistemas tradicionais, nos smart buildings são utilizados sensores distribuídos, redes de comunicação e algoritmos inteligentes para monitorar continuamente o desempenho da edificação e ajustar sua operação de forma dinâmica (U.S. Department of Energy, 2021). Essa abordagem

permite a transição de sistemas reativos para sistemas preditivos e adaptativos (Amasyali; El-Gohary, 2018).

Destaca-se que a integração dessas tecnologias permite ganhos substanciais de eficiência energética, especialmente quando associada a estratégias de controle avançadas para sistemas HVAC. Além disso, a digitalização das edificações tem impulsionado o conceito de “digital twins”, permitindo simulações em tempo real e otimização contínua da operação (Batty, 2022). Dessa forma, os smart buildings representam não apenas uma evolução tecnológica, mas uma mudança de paradigma na forma como edificações são projetadas, operadas e gerenciadas.

9.2.1 Tecnologias habilitadoras

A implementação de smart buildings depende da integração de diversas tecnologias que permitem monitoramento contínuo, comunicação entre dispositivos e tomada de decisão em tempo real. Entre essas tecnologias, destaca-se a Internet das Coisas (IoT), que possibilita a coleta distribuída de dados por meio de sensores de temperatura, umidade, ocupação e qualidade do ar (Amasyali; El-Gohary, 2018). Essa infraestrutura de sensores constitui a base para a digitalização das edificações, permitindo a criação de sistemas mais responsivos e adaptativos (Gubbi, 2013). A quantidade e a qualidade dos dados coletados são fatores determinantes para as estratégias de controle inteligente (Lavrínovica, 2024).

A análise de dados e o uso de técnicas de aprendizado de máquina desempenham papel central na transformação desses dados em informações úteis para a operação da edificação. Métodos de previsão de carga térmica, detecção de padrões de consumo e identificação de anomalias têm sido amplamente utilizados para otimizar o desempenho energético (Amasyali; El-Gohary, 2018). Além disso, técnicas mais avançadas, como aprendizado por reforço, têm sido aplicadas para o controle dinâmico de sistemas HVAC, permitindo que os sistemas aprendam continuamente a partir da interação com o ambiente (Wei, 2017). A aplicação dessas técnicas podem resultar em re-

duções significativas no consumo energético, especialmente quando combinadas com modelos preditivos (Yussuf; Asfour, 2024; Ahmed, 2026).

Os sistemas de automação predial (BMS) continuam desempenhando papel fundamental como plataforma de integração entre os diferentes subsistemas. No contexto dos smart buildings, os BMS evoluem para sistemas mais abertos e interoperáveis, capazes de integrar dados provenientes de múltiplas fontes e suportar algoritmos avançados de controle (Karabay; Arıcı; Sandık, 2013). Essa evolução inclui a utilização de arquiteturas baseadas em nuvem e “edge computing”, que permitem maior flexibilidade e escalabilidade na gestão de dados (Batty, 2022). Estudos recentes destacam que a interoperabilidade entre sistemas é um dos principais desafios para a implementação efetiva de smart buildings (International Energy Agency, 2024).

Além disso, o conceito de gêmeos digitais (“digital twins”) tem ganhado destaque como ferramenta para simulação e otimização da operação de edificações. Esses modelos digitais permitem replicar o comportamento da edificação em tempo real, possibilitando a avaliação de diferentes estratégias operacionais sem interferir diretamente no sistema físico (Batty, 2022). Essa abordagem tem sido utilizada para melhorar o desempenho de sistemas HVAC, permitindo ajustes mais precisos e baseados em dados (Shahid, 2025).

9.2.2 Integração

Um dos principais diferenciais dos smart buildings em relação às edificações convencionais é a capacidade de integrar diferentes subsistemas prediais, como HVAC, iluminação e equipamentos elétricos e eletrônicos (Darby, 2006). Em edifícios tradicionais, esses sistemas operam de forma independente, o que frequentemente resulta em conflitos operacionais e desperdício de energia (Shaikh, 2014).

A integração entre sistemas permite a implementação de estratégias de controle coordenadas, nas quais diferentes subsistemas operam de forma sinérgica (Amasyali; El-Gohary, 2018). Essa abordagem possibilita, por exem-

plo, ajustar a operação do HVAC com base em informações de ocupação e iluminação (International Energy Agency, 2024). Estudos recentes demonstram que essa integração pode resultar em reduções significativas no consumo energético global da edificação (Shahid, 2025).

Outro aspecto relevante é a capacidade de gestão centralizada da edificação, permitindo o monitoramento contínuo do desempenho dos sistemas (Batty, 2022). Essa abordagem contribui para a melhoria da eficiência operacional e para a redução de custos de manutenção (Lavrinovic, 2024). Entretanto, a integração entre sistemas também apresenta desafios significativos, especialmente relacionados à interoperabilidade entre diferentes tecnologias (International Energy Agency, 2024). Assim, embora a integração seja um elemento central dos smart buildings, sua efetividade depende da adoção de arquiteturas abertas.

9.2.3 Papel dos sistemas de Aquecimento, Ventilação e Ar-Condicionado - HVAC

Os sistemas de aquecimento, ventilação e ar-condicionado (HVAC) representam o principal componente de consumo energético em edificações comerciais e institucionais. Esses sistemas podem responder por 40% a 60% do consumo total de energia, dependendo das condições climáticas, do tipo de edificação e do perfil de ocupação (Perez-Lombard; Ortiz; Pout, 2008). Em climas quentes, como o brasileiro, particularmente em Goiás, essa participação tende a ser ainda mais elevada, em função da necessidade contínua de resfriamento e desumidificação do ar (Empresa de Pesquisa Energética, 2023). Estudos recentes reforçam que, mesmo em edifícios modernos, os sistemas HVAC permanecem como os principais vetores de consumo energético, sendo o foco central de estratégias de eficiência (Shahid, 2025).

Além da magnitude do consumo, a complexidade operacional dos sistemas HVAC constitui um fator importante para o desempenho energético, pois esses sistemas operam predominantemente em condições de carga parcial, nas quais a eficiência dos equipamentos pode ser significativamente reduzida na au-

sência de estratégias de controle adequadas (Afram; Janabi-Sharifi, 2014). A variabilidade das condições internas e externas, como ocupação, ganhos solares e condições climáticas, exige uma operação dinâmica e adaptativa, o que raramente é atendido por sistemas convencionais baseados em controle estático (Killian; Kozek, 2016).

A ineficiência operacional, mais do que limitações tecnológicas dos equipamentos, é o principal fator responsável pelo elevado consumo energético em edifícios existentes (Yusuf; Asfour, 2024). Essas ineficiências decorrem, em grande parte, da falta de integração entre subsistemas e da ausência de estratégias de controle orientadas por dados (Shaikh, 2014).

Em muitos casos, sistemas HVAC são superdimensionados e operam com margens de segurança elevadas, resultando em consumo energético superior ao necessário (Karabay; Arıcı; Sandık, 2013). Estudos mais recentes destacam que a digitalização e o uso de sensores podem reduzir significativamente essas perdas ao permitir uma operação mais alinhada com a demanda real (Taboada-Orozco, 2024). Nesse contexto, a otimização do desempenho energético dos sistemas HVAC depende não apenas da eficiência dos equipamentos, mas principalmente da forma como esses sistemas são controlados e integrados à operação da edificação. A transição para estratégias inteligentes de controle, baseadas em dados e previsões, tem sido apontada como uma das principais vias para redução do consumo energético no setor de edificações (Amasyali; El-Gohary, 2018; International Energy Agency, 2024). Assim, o HVAC deixa de ser apenas um sistema consumidor de energia e passa a ser um elemento estratégico na gestão energética de smart buildings.

A análise da eficiência energética em edificações deve ser realizada em conjunto com a avaliação do conforto térmico dos ocupantes. O modelo PMV (“Predicted Mean Vote”) estabelece uma relação entre variáveis ambientais, como temperatura, umidade, velocidade do ar e vestimenta, e a percepção térmica dos usuários (Fanger, 1970). Esse modelo é amplamente utilizado como base para normas inter-

nacionais, que definem condições aceitáveis de conforto térmico em ambientes internos. Entretanto, estudos mais recentes indicam que modelos tradicionais de conforto térmico podem não representar adequadamente o comportamento real dos ocupantes (Dear; Brager, 1998; Nicol; Humphreys, 2012). Nesse sentido, abordagens adaptativas têm sido propostas, considerando a capacidade dos usuários de se adaptar às condições ambientais. Essa perspectiva dada em (Afram; Janabi-Sharifi, 2014) é particularmente relevante em smart buildings, nos quais a operação dos sistemas pode ser ajustada dinamicamente com base no comportamento dos ocupantes.

A integração entre conforto térmico e eficiência energética constitui um dos principais desafios na operação de sistemas HVAC. Estratégias de controle que priorizam exclusivamente a redução do consumo energético podem comprometer o conforto dos usuários, enquanto abordagens focadas apenas no conforto podem resultar em consumo excessivo (Killian; Kozek, 2016). Dessa forma, a busca por soluções ótimas envolve a consideração simultânea desses dois objetivos (Amasyali; El-Gohary, 2018). O uso de sensores e dados de ocupação permite ajustar as condições ambientais de forma mais precisa, reduzindo o consumo energético sem comprometer o conforto (Yusuf; Asfour, 2024).

Além disso, o avanço de técnicas de controle inteligente tem permitido a implementação de estratégias mais sofisticadas, como controle personalizado e ajuste dinâmico de temperaturas alvo. Essas abordagens possibilitam a criação de ambientes mais confortáveis e energeticamente eficientes, adaptados às preferências individuais dos usuários (Shahid, 2025). Assim, o conceito de conforto térmico em smart buildings evolui de uma abordagem estática para uma abordagem dinâmica.

9.3 Estratégias de eficiência energética em sistemas HVAC

9.3.1 Controle baseado em ocupação

O controle baseado em ocupação constitui uma das estratégias mais eficazes para redução do consumo energético em edificações, espe-

cialmente em ambientes administrativos com baixa taxa de utilização. Essa abordagem consiste em ajustar a operação dos sistemas HVAC com base na presença real de usuários, evitando o condicionamento de ambientes desocupados. Estudos indicam que a aplicação dessa estratégia pode resultar em reduções significativas no consumo energético, variando entre 10% e 30%, dependendo do perfil de uso da edificação (Amasyali; El-Gohary, 2018).

A utilização de sensores de ocupação, como os infravermelhos, câmeras e dispositivos baseados em IoT, permitem a coleta de dados em tempo real sobre a presença de usuários nos ambientes (Gubbi, 2013). Esses dados podem ser utilizados para ajustar automaticamente a temperatura alvo e a taxa de ventilação, alinhando a operação do sistema HVAC com a demanda real (Lavrinovica, 2024). Além disso, técnicas de análise de dados permitem identificar padrões de ocupação ao longo do tempo, possibilitando a implementação de estratégias preditivas (Yussuf; Asfour, 2024).

Outro aspecto relevante é a integração do controle baseado em ocupação com outras estratégias de gestão energética, como controle de iluminação e ventilação. Essa integração permite otimizar a operação global da edificação, reduzindo o consumo energético de forma mais abrangente (International Energy Agency, 2024). A combinação de múltiplas estratégias pode potencializar os ganhos de eficiência energética (Shahid, 2025).

Entretanto, a implementação dessa abordagem apresenta desafios, como a precisão dos sensores, questões de privacidade e a necessidade de integração com sistemas existentes. Além disso, a variabilidade dos padrões de ocupação pode dificultar a implementação de estratégias de controle. Ainda assim, o controle baseado em ocupação é amplamente reconhecido como uma das estratégias mais promissoras para a redução do consumo energético em smart buildings.

9.3.2 Controle preditivo (MPC)

O controle preditivo baseado em modelo (“Model Predictive Control” – MPC) é amplamente reconhecido como uma das estratégias

mais avançadas para otimização energética em sistemas HVAC. Essa abordagem utiliza modelos matemáticos da edificação e previsões de variáveis externas, como condições climáticas e ocupação, para determinar a operação ótima dos sistemas ao longo de um horizonte de tempo. A principal vantagem do MPC é sua capacidade de antecipar mudanças nas condições térmicas, permitindo uma operação proativa (Killian; Kozek, 2016).

Estudos demonstram que o MPC pode proporcionar reduções significativas no consumo energético, mantendo níveis adequados de conforto térmico (Killian; Kozek, 2016). Essa abordagem permite explorar a inércia térmica da edificação, ajustando a operação do sistema HVAC de forma mais eficiente (Afram; Janabi-Sharifi, 2014). A integração do MPC com dados em tempo real e técnicas de aprendizado de máquina pode aumentar ainda mais seu desempenho (Yussuf; Asfour, 2024; Ahmed, 2026).

Além disso, no uso do MPC considera-se simultaneamente múltiplos objetivos, como redução do consumo energético, conforto térmico e custos operacionais. Essa característica o torna particularmente adequado para aplicações em smart buildings, nos quais a operação da edificação deve ser otimizada de forma integrada (International Energy Agency, 2024). Estudos recentes têm explorado o uso de MPC em conjunto com sistemas de armazenamento de energia e fontes renováveis, ampliando seu potencial de aplicação (Shahid, 2025).

Entretanto, na implementação do MPC há desafios relacionados à modelagem da edificação, à necessidade de dados precisos e ao custo computacional. A complexidade desses modelos pode dificultar sua aplicação em larga escala, especialmente em edificações existentes.

9.3.3 Controle baseado em inteligência artificial

A aplicação de técnicas de inteligência artificial (IA) em sistemas HVAC tem se expandido significativamente nos últimos anos, impulsionada pelo aumento da disponibilidade de dados e pela evolução das técnicas de aprendizado de máquina. Métodos como redes neurais, aprendizado supervisionado e apren-

dizado por reforço têm sido utilizados para modelar e controlar sistemas complexos (Wei, 2017). Essas técnicas permitem capturar relações não lineares entre variáveis, proporcionando maior precisão na previsão de carga térmica e no controle do sistema (Amasyali; El-Gohary, 2018).

O aprendizado por reforço, em particular, tem se destacado como uma abordagem promissora para o controle dinâmico de sistemas HVAC. Nessa abordagem, o sistema aprende continuamente a partir da interação com o ambiente, ajustando suas ações com base em recompensas associadas ao desempenho energético e ao conforto térmico (Wei, 2017). Estudos recentes demonstram que essa técnica pode melhorar significativamente a eficiência energética em comparação com métodos tradicionais (Ahmed, 2026).

Além disso, a combinação de IA com dados provenientes de sensores e sistemas IoT permite a implementação de estratégias adaptativas avançadas. Essas abordagens possibilitam a personalização do ambiente térmico, ajustando as condições de operação com base nas preferências dos usuários (Yussuf; Asfour, 2024), resultando em reduções significativas no consumo energético, especialmente em edificações complexas (Shahid, 2025).

Entretanto, a aplicação de IA em sistemas HVAC também apresenta desafios, como a necessidade de grandes volumes de dados, questões de interpretabilidade dos modelos e riscos associados à confiabilidade dos sistemas.

9.3.4 Operação em carga parcial e modulação de sistemas

A operação em carga parcial é uma condição predominante em sistemas HVAC, uma vez que a carga térmica das edificações varia continuamente ao longo do tempo. Estudos indicam que sistemas HVAC operam em plena carga por uma fração reduzida do tempo, sendo a maior parte da operação realizada em condições parciais (Afram; Janabi-Sharifi, 2014). Nessas condições, a eficiência dos equipamentos pode ser significativamente inferior, especialmente em sistemas convencionais (Perez-Lombard; Ortiz; Pout, 2008).

A utilização de tecnologias como multisplics, que operam com eficiência superior em cargas parciais, compressores inverter que permitem a modulação contínua da capacidade dos sistemas, também aumentando a eficiência em carga parcial (International Energy Agency, 2024). No entanto, a eficiência global depende não apenas da tecnologia do equipamento, mas também da estratégia de controle adotada (Killian; Kozek, 2016). O controle inadequado pode anular os ganhos proporcionados por tecnologias mais eficientes (Yussuf; Asfour, 2024).

Além disso, a operação em carga parcial está diretamente relacionada à capacidade de adaptação do sistema às condições reais de uso. Estratégias baseadas em dados e controle inteligente permitem ajustar a operação do sistema de forma mais precisa, reduzindo o consumo energético (Amasyali; El-Gohary, 2018). Essa abordagem é particularmente relevante em smart buildings, nos quais a operação é orientada por dados em tempo real. Dessa forma, a eficiência em carga parcial deve ser considerada um fator central na análise do desempenho energético de sistemas HVAC. A combinação de tecnologias eficientes e estratégias de controle adequadas é essencial para maximizar o desempenho energético.

9.3.5 Limitações práticas e desafios

Apesar do potencial significativo das estratégias de eficiência energética, sua implementação em smart buildings enfrenta diversos desafios. Entre os principais, destacam-se a complexidade de integração entre sistemas, a necessidade de infraestrutura de sensores e os custos iniciais de implantação (Ramanandran et al., 2025). Esses fatores podem dificultar a adoção dessas tecnologias, especialmente em edificações existentes (International Energy Agency, 2024).

Outro desafio relevante está relacionado à operação e manutenção dos sistemas. Estudos indicam que muitos edifícios inteligentes não atingem o desempenho esperado devido à falta de estratégias adequadas de controle e à ausência de monitoramento contínuo (Karabay; Arıcı; Sandık, 2013). Além disso, a dependên-

cia de operadores qualificados e a necessidade de ajustes constantes podem comprometer a eficiência operacional (Shahid, 2025). Questões relacionadas à segurança de dados e privacidade também têm ganhado destaque, especialmente com o aumento da conectividade entre dispositivos (Ahmed, 2026).

Assim, embora os smart buildings apresentem grande potencial para redução do consumo energético, sua implementação efetiva depende da superação desses desafios, incluindo aspectos técnicos, econômicos e operacionais. Logo, evidencia-se que a eficiência energética em edificações não depende exclusivamente da adoção de tecnologias avançadas, mas principalmente da forma como essas tecnologias são integradas e operadas (Amasyali; El-Gohary, 2018).

A integração entre dados, controle e operação é o principal fator determinante para o sucesso dessas abordagens (International Energy Agency, 2024; Yussuf; Asfour, 2024). Nesse sentido, a eficiência energética deve ser compreendida como resultado de uma abordagem sistêmica, que envolve não apenas tecnologia, mas também processos e gestão (Shahid, 2025).

Além disso, há necessidade de maior atenção à operação real de edificações, especialmente no contexto de edifícios públicos existentes. A discrepância entre desempenho teórico e real evidencia a importância de estudos aplicados e baseados em dados reais (Ramanaandro *et al.*, 2025). Dessa forma, os smart buildings devem ser compreendidos não apenas como uma solução tecnológica, mas como uma abordagem integrada que envolve dados, controle e operação.

9.4 Estudo de caso: Caracterização da edificação e modelagem térmica

Para avaliar o impacto das estratégias associadas a smart buildings na eficiência energética de sistemas HVAC, foi considerado um estudo de caso representativo de uma edificação pública de uso administrativo, localizada em região de clima quente (Goiânia-GO). A edificação analisada apresenta as seguintes características:

- 31 salas administrativas;
- área média refrigerada de 35 m^2 por sala;
- área refrigerada total de aproximadamente 1085 m^2 ;
- ocupação média de 120 usuários .

Cada posto de trabalho é composto por um computador e dois monitores (totalizando 120 computadores e 240 monitores), enquanto o sistema de iluminação utiliza tecnologia LED, com densidade de potência estimada de aproximadamente $6,0 \text{ W/m}^2$. O funcionamento ocorre em horário comercial (8 h às 18 h), em dias úteis, resultando em aproximadamente 220 horas mensais de operação. A edificação apresenta baixa incidência solar direta devido à presença de vegetação no entorno, reduzindo a carga térmica associada à envoltória.

Logo, a carga térmica foi estimada considerando as principais contribuições internas: ocupação, equipamentos, iluminação e cargas adicionais. Na Tabela 25 apresenta-se a composição da carga térmica média estimada por sala.

Tabela 25: Estimativa da carga térmica média por sala

Componente	Carga (kW)
Pessoas	0,50
Equipamentos	0,70
Iluminação	0,21
Outros	0,25
Carga total por sala	1,91

A partir dos valores apresentados na Tabela 25, a carga térmica total da edificação foi estimada em, aproximadamente, $Q_{total} \approx 59,2 \text{ kW}$.

Por outro lado, o sistema de climatização já existente no edifício é composto por unidades split distribuídas por ambiente, com 21 unidades de 24.000 BTU/h e 10 unidades de 36.000 BTU/h . Obtendo a capacidade instalada de $Q_{inst} \approx 253 \text{ kW}$. Observa-se que esse valor é significativamente superior à carga térmica estimada, indicando um fator de superdimensionamento de 4,3.

9.4.1 Cenários de análise

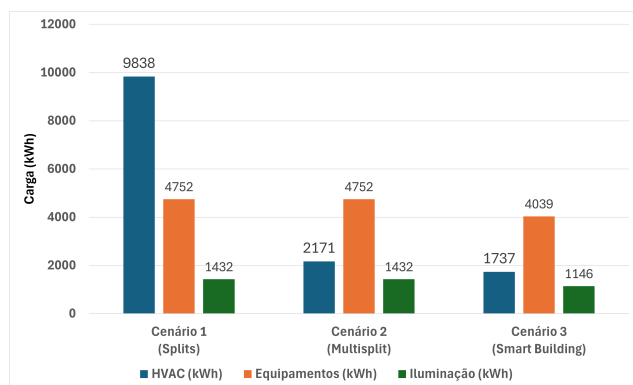
Foram definidos três cenários para análise comparativa:

- Cenário 1: Splits individuais;
- Cenário 2: Multisplit;
- Cenário 3: Smart building.

Cada cenário representa diferentes níveis de integração e sofisticação do sistema de climatização e controle, destaca-se que o cenário com multisplit, basicamente, diferencia-se do cenário com splits individuais no valor do Coeficiente de Performance (COP) quando em operação em várias ambientes ao mesmo tempo.

Na Figura 46 são apresentadas as estimativas de consumo mensal de energia (em kWh) para cada cenário analisado, por diferentes tipos de carga consumida (HVAC, equipamentos de informática e iluminação).

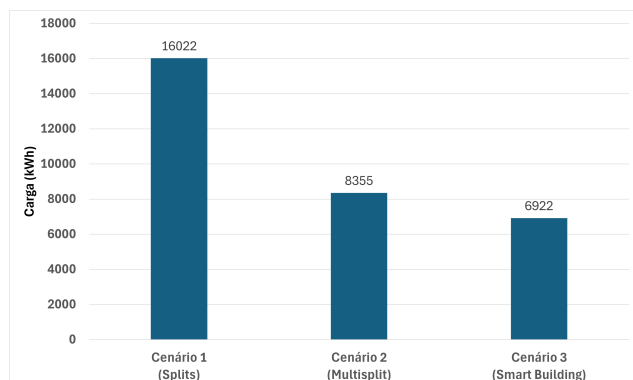
Figura 46: Consumo mensal por diferentes tipos de cargas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 47 apresenta-se o consumo total mensal da edificação, que é a soma direta dos valores da Figura 46 por cenário.

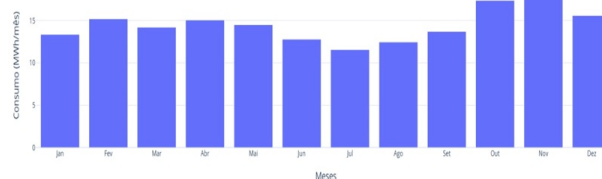
Figura 47: Consumo total mensal da edificação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados apresentados na Figura 47 podem ser comparados com os resultados do gasto energético verdadeiro do prédio utilizado para essa análise, vide Figura 48, onde apresenta-se o consumo mensal ao longo do ano de 2025 tendo um valor médio mensal (em 2025) de 14,5 MW, ou seja, 9,5% menor comparado com o cenário 1 (splits individuais).

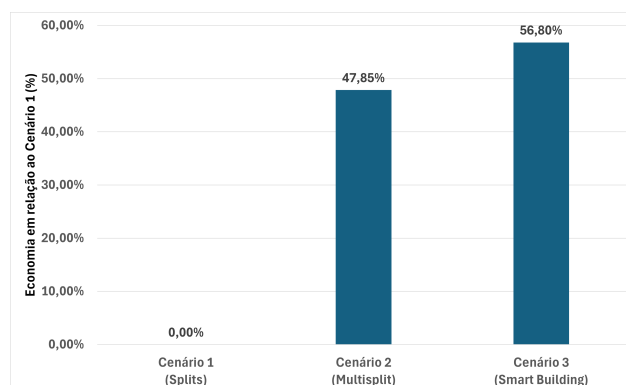
Figura 48: Consumo total mensal verdadeiro da edificação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, na Figura 49 é apresentado o percentual de economia entre diferentes cenários, em relação ao cenário 1.

Figura 49: Economia de energia elétrica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Logo, a substituição de sistemas split independentes por sistemas multisplit, com COP mais alto, resulta em uma redução de aproximadamente 48% no consumo energético total da edificação. Adicionalmente, a adoção de estratégias associadas a smart buildings proporciona uma redução total de aproximadamente 57% em relação ao cenário base.

Pode-se concluir que os sistemas HVAC são os principais responsáveis pelo consumo energético uma vez que a maior parcela da economia está associada à melhoria na operação desses sistemas e ganhos adicionais estão relacionados à integração entre todos os subsistemas.

Além disso, a discrepância entre capacidade instalada e carga térmica real reforça a necessidade de estratégias de controle adaptativo. Reforçando o papel dos smart buildings como ferramenta para otimização energética em edificações públicas.

9.5 Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo principal realizar uma revisão bibliográfica sobre o conceito de smart buildings, com foco na eficiência energética de sistemas HVAC, complementada pela análise de um estudo de caso representativo de uma edificação pública.

A revisão realizada nas Seções 1.2 e 1.3 permite identificar que os smart buildings representam uma evolução dos sistemas de automação predial, caracterizada pela integração de sensores, sistemas de controle e estratégias baseadas em dados. Nesse contexto, tecnologias como Internet das Coisas, aprendizado de máquina e controle preditivo têm papel fundamental na otimização da operação dos sistemas prediais, especialmente no que se refere aos sistemas HVAC, que constituem a principal parcela do consumo energético em edificações.

Do ponto de vista conceitual, observou-se que os smart buildings oferecem vantagens relevantes, tais como redução do consumo energético, melhoria do conforto térmico, maior flexibilidade operacional e integração entre subsistemas prediais.

Entretanto, a literatura também evidencia limitações importantes, incluindo complexidade de implementação, necessidade de integração entre sistemas heterogêneos, custos iniciais elevados e dependência de estratégias adequadas de operação. Adicionalmente, a simples adoção de tecnologias inteligentes não ga-

rante ganhos energéticos significativos, sendo a estratégia de controle e a operação dos sistemas fatores determinantes para o desempenho final.

No que se refere ao estudo de caso apresentado na seção 1.4, evidencia-se uma discrepância significativa entre a capacidade instalada do sistema de climatização e a carga térmica real da edificação, com fator de superdimensionamento de 4,3. Essa condição resulta em uma operação predominantemente em carga parcial, reforçando a importância de estratégias de modulação e controle.

Na análise comparativa entre os cenários indicou que a substituição de sistemas split independentes por sistemas multisplit pode reduzir o consumo energético em aproximadamente 48% e a adoção de estratégias associadas a smart buildings pode elevar essa redução para cerca de 57%. Concluindo que a maior parte do potencial de economia está associada à melhoria da operação dos sistemas HVAC, e não necessariamente à substituição de equipamentos.

Do ponto de vista prático, os resultados indicam que edificações públicas apresentam elevado potencial de otimização energética, especialmente devido à presença de sistemas superdimensionados e à operação não adaptativa. Nesse sentido, a adoção de estratégias baseadas em smart buildings pode representar uma alternativa viável para redução de custos operacionais e melhoria do desempenho energético.

Por fim, conclui-se que os smart buildings devem ser compreendidos não apenas como uma solução tecnológica, mas como uma abordagem integrada de gestão energética, na qual a operação, o controle e a análise de dados desempenham papel central na obtenção de eficiência energética em edificações.

Referências

AFRAM, Abdul; JANABI-SHARIFI, Farrokh. Theory and applications of HVAC control systems – A review. **Building and Environment**, v. 72, p. 343–355, 2014. DOI: 10.1016/j.buildenv.2013.11.016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2013.11.016>.

AHMED, Nouman et al. AI and Machine Learning in Building Energy Management: A Decadal Review. **Energy Reports**, v. 15, p. 109082, 2026. DOI: 10.1016/j.egyr.2026.109082. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2026.109082>.

AMASYALI, Kaan; EL-GOHARY, Nora. A review of data-driven building energy consumption prediction studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 1192–1205, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.095. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.095>.

BATTY, Michael. Digital twins. **Environment and Planning B**, v. 49, p. 817–820, 2022. DOI: 10.1177/23998083211030220. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/23998083211030220>.

DARBY, Sarah. The effectiveness of feedback on energy consumption. **Environmental Change Institute**, 2006. Disponível em: <https://smartgridawareness.org/wp-content/uploads/2016/05/effectiveness-of-feedback-on-energy-consumption-darby-2006.pdf>.

DEAR, Richard de; BRAGER, Gail. Developing an adaptive model of thermal comfort. **ASHRAE Transactions**, 1998. Disponível em: <https://escholarship.org/uc/item/4qq2p9c6>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional>.

FANGER, P. O. **Thermal Comfort**. [S. l.]: McGraw-Hill, 1970.

GUBBI, Jayavardhana et al. Internet of Things (IoT): A vision, architectural elements, and future directions. **Future Generation Computer Systems**, v. 29, p. 1645–1660, 2013. DOI: 10.1016/j.future.2013.01.010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.future.2013.01.010>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Efficiency 2024**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2024>.

KARABAY, Hasan; ARICI, Müslüm; SANDIK, Murat. A numerical investigation of fluid flow and heat transfer inside a room for floor heating and wall heating systems. **Energy and Buildings**, v. 67, p. 471–478, 2013. ISSN 0378-7788. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.08.037>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778813005343>.

-
- KILLIAN, Markus; KOZEK, Martin. Ten questions concerning model predictive control for energy efficient buildings. **Building and Environment**, v. 105, p. 403–412, 2016. DOI: 10.1016/j.buildenv.2016.05.034. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2016.05.034>.
- LAVRINOVICA, Ingrida et al. Sensor-Based Smart Building Monitoring. **Applied Sciences**, v. 14, n. 21, p. 10057, 2024. DOI: 10.3390/app142110057. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/app142110057>.
- NICOL, Fergus; HUMPHREYS, Michael. Adaptive thermal comfort and sustainable thermal standards. **Energy and Buildings**, v. 34, p. 563–572, 2012. DOI: 10.1016/S0378-7788(02)00006-3. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0378-7788\(02\)00006-3](https://doi.org/10.1016/S0378-7788(02)00006-3).
- PEREZ-LOMBARD, Luis; ORTIZ, José; POUT, Christine. A review on buildings energy consumption information. **Energy and Buildings**, v. 40, n. 3, p. 394–398, 2008. DOI: 10.1016/j.enbuild.2007.03.007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.03.007>.
- RAMANANANDRO, Angelson Daniel *et al.* Impact of common operational faults on the energy performance of split-type air conditioners in tropical island climates: A simulation study in Madagascar and Reunion Island. **Energy Reports**, v. 14, p. 5572–5589, 2025. ISSN 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.11.107>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484725007280>.
- SHAHID, Muhammad Noman et al. Advances in Building Energy Management: A Review. **Buildings**, v. 15, n. 23, p. 4237, 2025. DOI: 10.3390/buildings15234237. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/buildings15234237>.
- SHAIKH, P. H. et al. A review on optimized control systems for building energy and comfort management. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 34, p. 409–429, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.027. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.027>.
- TABOADA-OROZCO, Adrian et al. Smart Buildings: A Systematic Review on Data-Driven BMS. **Sensors**, v. 24, n. 13, p. 4405, 2024. DOI: 10.3390/s24134405. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/s24134405>.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Smart Buildings**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/buildings/smart-buildings>.
- WEI, Tianshu et al. Deep reinforcement learning for building HVAC control. **Proceedings of ACM**, 2017. DOI: 10.1145/3061639.3062224. Disponível em: <https://doi.org/10.1145/3061639.3062224>.
- YUSSUF, Raheemat O.; ASFOUR, Omar S. Applications of artificial intelligence for energy efficiency throughout the building lifecycle: An overview. **Energy and Buildings**, v. 305, p. 113903, 2024. DOI: 10.1016/j.enbuild.2024.113903. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.113903>.

10. Sistema Híbrido Fotovoltaico-PHES Integrado à Recarga de Aquíferos para Resiliência Energética e Hídrica em Propriedades Rurais de Goiás

Autor: Paulo Henrique Neves Pimenta

10.1 Introdução

O setor agropecuário do Estado de Goiás, apesar de ser um dos principais pilares da economia regional e nacional, enfrenta um problema de infraestrutura severo: a crônica instabilidade e as frequentes interrupções no fornecimento de energia elétrica nas zonas rurais. Relatos constantes do setor produtivo e de entidades representativas, como a Federação da Agricultura e Pecuária de Goiás (FAEG), indicam que apagões prolongados e oscilações de tensão causam prejuízos milionários anualmente. Atividades altamente dependentes do fornecimento contínuo — como a produção leiteira (que exige ordenha mecanizada e refrigeração), a avicultura, a piscicultura e várias outras que utilizam sistemas de irrigação — sofrem perdas diretas. Esse cenário resulta no descarte de produtos perecíveis, na mortalidade de animais e na interrupção do ciclo hídrico das lavouras.

Para mitigar esses danos, os produtores são frequentemente forçados a investir em soluções paliativas, como geradores a diesel, o que onera significativamente os custos de produção e contraria as metas de sustentabilidade ambiental. Diante da dificuldade histórica das redes convencionais de distribuição em garantir a segurança energética no interior goiano, a implementação de sistemas autônomos (*off-grid*) acoplados a fontes renováveis justifica-se não apenas como uma alternativa viável, mas como uma intervenção tecnológica fundamental para assegurar a resiliência, a competitividade e a modernização do agronegócio local.

Contudo, a adoção de fontes de energia renováveis, como a solar fotovoltaica (PV), esbarra no desafio da intermitência, o qual pode ser resolvido na integração de sistemas de armazenamento de energia. Além de armazenarem excedentes energéticos, esses sistemas ofe-

recem benefícios cruciais, como o aumento da participação de fontes limpas na matriz energética, a redução de variações sazonais, o balanceamento entre oferta e demanda e a mitigação de cargas de pico, blindando o produtor contra interrupções no fornecimento elétrico. Projeções indicam que, até o final de 2030, a capacidade global acumulada de armazenamento de energia poderá alcançar aproximadamente 350 GWh (Bloombergnef, 2021), evidenciando a crescente relevância dessas tecnologias para a transição energética.

No panorama tecnológico global, o armazenamento via bombeamento hidráulico (PHES) tem se destacado na literatura recente como uma das soluções mais maduras e viáveis para suportar sistemas com alta ou total penetração de energia renovável (Blakers *et al.*, 2021, 2025). Estudos de revisão tecnológica evidenciam o PHES por sua longa vida útil, confiabilidade e alta capacidade de armazenamento (Rehman; Al-Hadhrami; Alam, 2015). Em avaliações comparativas abrangentes envolvendo baterias, hidrogênio e armazenamento térmico, o PHES demonstra vantagens competitivas significativas em termos de custo e eficiência para aplicações de larga escala (Kohol'e; Berrada, 2024; Serat, 2024). Ademais, a viabilidade técnica, econômica e ambiental da integração do PHES em sistemas híbridos renováveis — operando de forma autônoma ou em microrredes — tem sido amplamente comprovada mediante modelagens matemáticas (Nyeche; Diemuodeke, 2020), inclusive com o aproveitamento de lagos artificiais e reservatórios de múltiplos usos (Hadidi; Berrada, 2024).

Diante desse cenário e da necessidade de territorializar essas soluções globais, a primeira edição do *Caderno de Estudos — Caminhos para a Transição Energética em Goiás* apre-

sentou uma metodologia integrada para a análise técnico-econômica de sistemas de armazenamento de energia (Pimenta; Mariano, 2025). Considerando diferentes tecnologias e escalas de aplicação, o foco esteve nas particularidades geográficas, climáticas e energéticas do estado de Goiás. Na mesma linha, o estudo de Filho, Silva e Basso (2025) apresentou o dimensionamento detalhado de um sistema de armazenamento hidrelétrico reversível de pequena escala integrado à geração fotovoltaica para uma propriedade rural no município de Posse - GO. O trabalho desenvolveu o projeto hidráulico completo do sistema, abrangendo a seleção de motobombas, o dimensionamento de tubulações, a estimativa de vazões operacionais, a definição do desnível hidráulico entre reservatórios e o dimensionamento do arranjo fotovoltaico necessário para alimentar o processo de bombeamento.

Agora, no presente trabalho, o foco é direcionado ao desenvolvimento e à avaliação de um sistema híbrido integrado, composto por geração fotovoltaica, bombeamento de água e armazenamento de energia via PHES, associado a práticas de Recarga Gerenciada de Aquíferos (RGA) (Shubo; Fernandes; Montenegro, 2020), como as bacias de infiltração "barraginhas" (Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural, 2020), aplicadas a propriedades rurais que possuam nascentes e desníveis mínimos de 20 m ao longo da sua área. O sistema proposto opera em regime *off-grid*, utilizando os excedentes de energia solar para o bombeamento de água a reservatórios localizados nas cotas superiores de microbacias com nascentes. Dessa forma, armazena-se energia elétrica na forma de energia potencial gravitacional enquanto, simultaneamente, promove-se a recarga do lençol freático e a regularização da vazão de nascentes.

A integração entre técnicas de RGA Shubo, Fernandes e Montenegro (2020) e PHES apresenta um potencial sinérgico significativo. Enquanto o sistema PHES reduz a variabilidade da geração fotovoltaica e fornece energia despachável para uso local, o armazenamento de água aumenta a infiltração e fortalece a base hídrica que sustenta aquíferos e nascentes da propriedade, possibilitando a instalação de um

sistema de geração menor que aproveite o fluxo de água da nascente. Tal proposta une a gestão sustentável dos recursos hídricos à segurança energética, elevando a resiliência das propriedades rurais, além de fornecer múltiplos serviços ecossistêmicos, como disponibilidade de água para irrigação, suporte à biodiversidade e autonomia elétrica.

Portanto, o objetivo deste trabalho é propor e avaliar conceitualmente um sistema híbrido integrado que combine geração fotovoltaica, PHES e RGA, explorando as sinergias entre a segurança energética e a sustentabilidade hídrica em propriedades rurais de Goiás. Para exemplificar a proposta, um estudo de caso em uma propriedade localizada no município de Santo Antônio da Barra-GO é apresentado.

10.2 RGA por Bacias de Infiltração

A RGA consiste na recarga intencional de água em aquíferos, aumentando o nível de água no lençol freático, nascentes, córregos e rios. No contexto de regiões que enfrentam períodos de estiagem severa ou variações climáticas, técnicas como as bacias de infiltração (Figura 50), popularmente conhecidas como barraginhas (Tondati; Morais; Marques, 2025), têm se destacado e sido amplamente implementadas.

Desenvolvido no Brasil pela Embrapa Milho e Sorgo, o projeto pioneiro das "Barragens de Contenção de Águas Superficiais da Chuva" foi estabelecido em 1995, em uma propriedade rural localizada na microbacia do Ribeirão Paiol, em Sete Lagoas (MG). Inicialmente, o sistema de minibacias tinha como propósito principal reter as águas pluviais e mitigar o impacto das enxurradas, promovendo a recuperação de áreas degradadas pela erosão. Além disso, a iniciativa buscava aumentar as vazões nascentes durante os períodos secos e revitalizar os mananciais locais (Tondati; Morais; Marques, 2025). Essencialmente, essas estruturas são pequenas depressões escavadas no solo, estrategicamente projetadas para interceptar e induzir a infiltração do escoamento superficial da chuva que, de outro modo, seria rapidamente dissipado ao longo da bacia.

Figura 50: Funcionamento esquemático das bacias de infiltração.



Fonte: Próprio autor.

O princípio de funcionamento e a eficácia das barraginhas estão intrinsecamente ligados à escolha estratégica do local de instalação. Para que a modificação da dinâmica hídrica local atinja seu potencial máximo, esses sistemas devem ser posicionados nas partes mais altas dos terrenos, como ilustrado na Figura 50. Quando construídas em cotas superiores às nascentes da região, as bacias de infiltração atuam como "caixas de recarga" que forçam a água a penetrar lentamente no solo. Esse processo eleva e estabiliza o nível do lençol freático, o que não apenas aumenta o fluxo de base e a vazão de nascentes a jusante durante os períodos de seca, mas é capaz, inclusive, de promover a recuperação de nascentes que já haviam secado ou sido consideradas mortas (Tondati; Morais; Marques, 2025; Lana; Tondati; Pimenta, 2025).

Neste trabalho, a ideia é que esses sistemas assumam duas funções integradas e interdependentes: atuar na recuperação das nascentes, elevando o nível do aquífero e aumentando o fluxo de água, e, simultaneamente, servir como reservatório superior para o sistema PHES. Diferentemente das aplicações convencionais de RGA, nas quais as barraginhas são alimentadas exclusivamente pelo escoamento superficial das águas pluviais, a solução aqui proposta prevê que essas bacias de infiltração

sejam abastecidas de forma contínua e controlada por água bombeada a partir de um reservatório inferior.

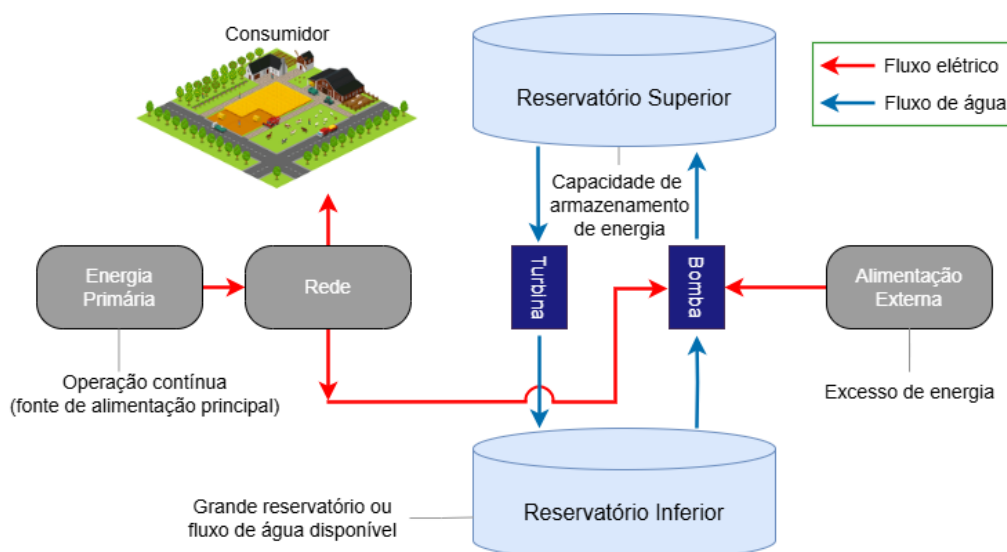
Utilizando o excedente da geração fotovoltaica, a água é elevada até essas estruturas dispostas nas cotas mais altas da microbacia. Dessa forma, uma fração do volume bombeado infiltra gradativamente no solo para garantir a segurança hídrica e a revitalização do ecossistema local, enquanto o volume restante é mantido como energia potencial gravitacional, pronto para mover uma turbina e ser convertido em eletricidade nos períodos de ausência da geração fotovoltaica. Essa abordagem consolida um ciclo fechado e sustentável, otimizando o uso do solo e maximizando os serviços hídricos e energéticos da propriedade rural.

10.3 Sistemas PHES

Atualmente, essa é a tecnologia mais madura e amplamente utilizada para armazenamento de energia em larga escala. O princípio de funcionamento baseia-se na conversão de energia elétrica em energia potencial gravitacional da água, como apresentado na Figura 51. Em períodos de excedente energético, como durante picos de geração provenientes de fontes intermitentes, como a solar fotovoltaica, a energia disponível é utilizada para acionar motobombas que elevam a água de um reservatório inferior para um reservatório situado em cota mais elevada. Posteriormente, quando ocorre redução da geração renovável ou aumento da demanda energética, a água armazenada no reservatório superior retorna ao reservatório inferior, passando por uma turbina hidráulica acoplada a um gerador elétrico, convertendo novamente a energia potencial em energia elétrica (Blakers *et al.*, 2021, 2025).

A grande vantagem desses sistemas é a capacidade de armazenamento em larga escala, permitindo o acúmulo de grandes quantidades de energia mecânica para atender à rede elétrica durante períodos de pico de demanda ou quando a geração renovável está reduzida. Além de apresentar alta confiabilidade, longa vida útil e baixos custos operacionais e de manutenção (Mahmoud *et al.*, 2020). Suas principais grandezas mensuráveis são a capacidade e potência de armazenamento.

Figura 51: Representação de um sistema PHES.



Fonte: Adaptado de (Filho; Silva; Basso, 2025).

O armazenamento de energia disponível E (em joules) é dado pela equação (8),

$$E = mgH\eta, \quad (8)$$

onde m [kg] é a massa de água utilizável que pode ser acomodada no reservatório superior, g é a aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m/s}^2$), H [m] é o desnível entre a turbina e o reservatório e η é a eficiência da turbina (tipicamente na faixa de 90%). Um aumento em m ou H resulta em um aumento proporcional em E . Assim, um armazenamento de energia maior requer volumes maiores de água e/ou uma queda maior.

Por sua vez, a potência de armazenamento P (em watts) é determinada pela equação (9),

$$P = \dot{m}gH\eta, \quad (9)$$

que representa a quantidade de eletricidade que o sistema pode gerar a cada segundo. A potência de armazenamento é proporcional ao fluxo mássico de água do reservatório superior para o inferior, \dot{m} [kg/s], ao desnível, H [m], e à eficiência da turbina. Para qualquer tipo de reservatório, a potência é independente da capacidade de armazenamento, sendo função dos parâmetros referentes aos componentes que ligam o reservatório à turbina.

10.4 Projeto de Referência

Para a definição dos parâmetros técnicos do sistema proposto neste trabalho, adotou-se como base o estudo de (Filho; Silva; Basso, 2025), no qual foi dimensionado um sistema PHES integrado à geração fotovoltaica para aplicação em propriedade rural no município de Posse - GO. As condições climáticas, topográficas e operacionais dessa região são semelhantes às consideradas neste artigo para uma propriedade rural no município de Santo Antônio da Barra - GO. De modo que os parâmetros técnicos obtidos constituem uma base consistente para o desenvolvimento do sistema híbrido proposto.

No estudo de referência, o desnível hidráulico entre o reservatório inferior e o superior era de 20 m, valor compatível com a topografia típica da propriedade selecionada para o estudo. Esse desnível permite o uso de turbinas hidráulicas de pequena escala, adequadas à geração distribuída. O sistema foi concebido para operar de forma integrada com geração solar fotovoltaica, utilizando os períodos de excedente de geração para o bombeamento de água ao reservatório superior.

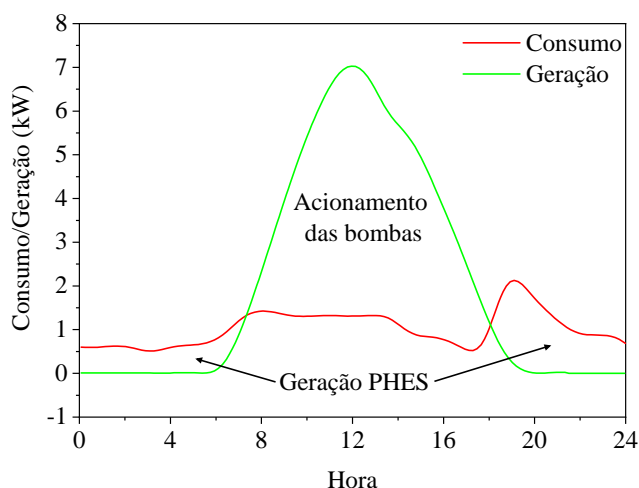
10.4.1 Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico foi dimensionado para suprir simultaneamente a demanda ener-

gética da propriedade rural (1.000 kWh/mês) e o consumo do sistema de bombeamento. Enquanto em uma configuração conectada à rede (*on-grid*) dez módulos seriam suficientes para atender à carga, o arranjo proposto exigiu a adição de nove painéis. Esse sobredimensionamento — totalizando dezenove módulos de 700 W, com potência instalada de 13,3 kWp — é essencial para garantir o volume de água necessário ao armazenamento (PHES) e compensar a parcela destinada à infiltração.

A justificativa para essa ampliação é ilustrada na Figura 52, na qual a curva de geração (linha verde), baseada em dados meteorológicos médios da região para o mês de novembro, é contraposta ao perfil estimado de consumo da propriedade (linha vermelha).

Figura 52: Consumo e geração ao longo de 24 horas.



Fonte: Próprio autor.

A dinâmica horária entre geração e consumo, apresentada na Figura 52, define os ciclos de funcionamento das bombas e turbina. Quando a geração supera o consumo, o sistema de bombeamento é acionado. Por outro lado, quando o consumo supera a geração, a turbina é acionada para suprir a demanda. A área sob a curva de geração (linha verde) é maior do que aquela sob a curva de consumo (linha vermelha). Esta diferença reflete a necessidade de compensar as perdas termodinâmicas e mecânicas associadas à eficiência global de ciclo

completo, além das perdas de água por infiltração, uma vez que a energia restituída pelo gerador acoplado à turbina é sempre inferior à energia consumida no bombeamento. Nesse sentido, o aumento do número de módulos fotovoltaicos promove um deslocamento vertical positivo da curva de geração, garantindo o balanço energético e a viabilidade operacional do sistema.

10.4.2 Sistema de Geração Hidráulica

O volume útil do reservatório superior foi projetado para assegurar não apenas a operação diária do sistema, mas também para prover uma margem de segurança (autonomia) frente a picos de demanda ou dias consecutivos de baixa irradiação solar. Embora o volume hídrico diário requerido pela turbina tenha sido calculado em 428,4 m³, o reservatório foi sobredimensionado para garantir a operação noturna e a reserva estratégica de energia. Portanto, contabilizando essa necessidade de autonomia e uma taxa média de infiltração no solo estimada em 25 %, definiu-se um volume útil final de 1.700 m³ para o reservatório.

Para a conversão da energia potencial em energia elétrica, foi selecionada uma turbina hidráulica do tipo Pelton, adequada para sistemas de pequeno porte com desníveis moderados, cujas especificações são apresentadas na Tabela 26.

Tabela 26: Especificações técnicas da turbina hidráulica selecionada.

Parâmetro	Valor
Modelo	Pelton PEN50
Potência nominal	500 W – 2 kW
Altura de operação	8 – 25 m
Tensão de saída	24 – 72 Vdc
Velocidade rotacional	360 rpm
Diâmetro do tubo de adução	100 mm
Vida útil estimada	20 anos

Fonte: Adaptado de (Filho; Silva; Basso, 2025).

10.5 Sistema de Bombeamento

Para o recalque da água até o reservatório superior foi selecionada a motobomba centrí-

fuga modelo C 1000 N/NT com potência nominal de 1 cv, cujos pontos de operação são apresentados na Tabela 27. O sistema foi concebido com configuração modular composta por nove bombas operando em paralelo, permitindo adaptar a vazão de bombeamento à disponibilidade instantânea de energia solar.

Tabela 27: Pontos de operação da motobomba C 1000 N/NT.

Altura Manométrica (m)	Vazão (m ³ /h)
23	11,0
24	9,8
26	8,4
28	5,3
30	3,0
31	0,5

Fonte: Adaptado de (Filho; Silva; Basso, 2025).

O dimensionamento hidráulico considerou a operação entre duas condições extremas: uma mínima, com uma bomba em funcionamento, vazão de 10 m³/h, e uma outra máxima, com nove bombas funcionando simultaneamente e uma vazão de 90 m³/h. Isso ocorre

devido à oscilação da geração PV, como apresentado na Figura 52. Mesmo em período de sol contínuo, no início e no fim do dia, a potência solar excedente não é suficiente para movimentar todas as bombas, sendo então uma bomba ligada por vez, até que a potência máxima seja alcançada. Do mesmo modo, à medida que a noite se aproxima, a geração PV começa a diminuir, diminuindo consigo a quantidade de bombas ligadas.

As tubulações foram dimensionadas considerando os trechos de sucção e descarga entre os reservatórios. Para garantir estabilidade hidráulica e evitar sobrecarga, foram consideradas perdas de carga distribuídas e localizadas com margem adicional de 20% para segurança, conforme apresentado na Tabela 28.

Para a tubulação de recalque foi selecionado tubo de PEAD liso, com diâmetro nominal de 140 mm, classe PE100 SDR11 PN16 e comprimento de 100 m. Para a sucção, optou-se por uma tubulação de PEAD de 50 mm, com 50 m de comprimento, que foi dimensionada para atender cada bomba individualmente, uma vez que a operação das bombas é feita de forma independente, de acordo com a energia elétrica disponível para acionamento.

Tabela 28: Parâmetros de sucção e descarga.

Trecho	Comprimento (m)	Diâmetro (mm)	Vazão (m ³ /h)	Altura Manométrica (m)
Sucção	50	50	10	23,8
Descarga	350	140		

Fonte: Elaborado pelo autor.

10.6 Adaptação do Sistema PHES para RGA e Geração Hídrica Complementar

A principal modificação na proposta desse trabalho é a utilização do reservatório superior também como dispositivo de recarga artificial do aquífero da região. Diferentemente de sistemas PHES convencionais, nos quais o reservatório superior é totalmente impermeabilizado e, às vezes, até coberto para evitar perdas de água, neste estudo o reservatório é propositalmente projetado sem impermeabilização. Dessa forma, parte da água bombeada infiltra-se gradualmente no solo, contribuindo para a

recarga do lençol freático e para o aumento da vazão na nascente local.

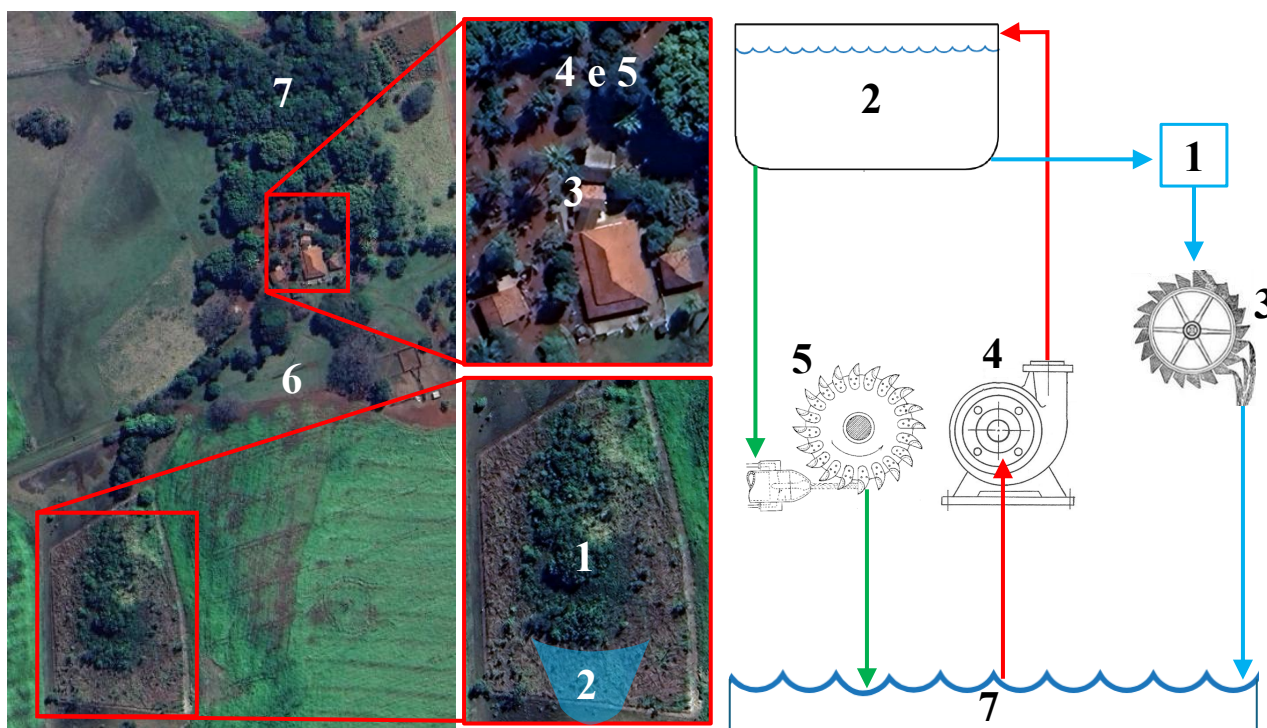
Essa abordagem possibilita a geração hidráulica natural. Com o aumento da vazão da nascente, torna-se viável a instalação de um sistema adicional de microgeração, a jusante da nascente. Para aproveitar esse potencial, propõe-se a instalação de uma roda D'Água ou microturbina hidráulica na sede da propriedade (10 m abaixo do nível da nascente). O desnível topográfico existente permite converter parte da energia hidráulica do fluxo contínuo da nascente em energia elétrica.

Na Figura 53 é apresentada uma imagem

de satélite do local proposto para a instalação, acompanhada de uma ilustração esquemática do fluxo hídrico do sistema. Os elementos da topologia estão identificados da seguinte forma: (1) a nascente existente; (2) o reservatório superior, destinado à alimentação da turbina e à recarga do lençol freático; (3) o ponto de instalação da roda d'água; (4) a estação de bombeamento; (5) a turbina do sistema PHES;

(6) a usina solar fotovoltaica; e (7) o trecho do Ribeirão Boa Vista, que atuará como reservatório inferior do projeto. Cabe ressaltar que o arranjo mantém o balanço hídrico local: a água captada do ribeirão retorna ao seu leito natural, seja de forma direta pela restituição da turbina, seja de forma indireta, impulsionada pelo aumento da vazão da nascente após a passagem pela roda d'água.

Figura 53: Representação esquemática do sistema proposto.



Fonte: Próprio Autor.

10.6.1 Funcionamento do Sistema

O funcionamento do sistema proposto na Figura 53 consiste em:

- **Período diurno (Geração, Bombeamento e Recarga):** A energia produzida pelo arranjo fotovoltaico (6) atende prioritariamente à demanda da propriedade. O excedente energético é direcionado ao sistema de recalque para bombear água do ribeirão (7) até o reservatório superior (2). Este sistema é composto por nove motobombas instaladas em paralelo, com acionamento modular

e independente. Essa configuração permite que o número de bombas ligadas seja ajustado automaticamente à curva de geração solar excedente, otimizando a vazão recalçada. Do volume total enviado ao reservatório superior, estima-se que entre 75% e 85% permaneça armazenado para posterior geração elétrica via PHES. A fração restante infiltra-se gradualmente no solo, induzindo a recarga do aquífero local. Essa estimativa baseia-se em um ciclo de retenção médio de 12 horas e na Velocidade de Infiltração Básica (VIB) típica dos Latossolos do Cer-

rado (30 a 50 mm/h) (EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, 2017).

- **Geração via armazenamento (PHES):** Quando a geração solar cessa ou se torna insuficiente, inicia-se o ciclo de restituição energética. A água acumulada no reservatório superior (2) é conduzida a jusante, acionando a turbina Pelton (5). Este processo transforma a energia potencial hidráulica em energia mecânica e, subsequentemente, em eletricidade, atendendo ao perfil de carga da instalação rural.
- **Geração contínua complementar:** Com o aumento da vazão de água na nascente (1), uma roda d'água acoplada a um gerador tem condições de operar continuamente, mantendo uma geração de base praticamente constante ao longo das 24 horas. Assim, durante o período noturno, quando não há geração fotovoltaica, a energia pode ser fornecida por duas fontes complementares: a geração hidráulica proveniente da nascente e a energia armazenada no sistema PHES. Quando a geração fotovoltaica estiver disponível, esta pode ser complementada pela energia proveniente do fluxo da nascente, garantindo maior estabilidade à rede.

O desnível e a distância relativa entre os principais componentes do sistema proposto são apresentados na Tabela 29. Note que o desnível entre a nascente (1) e o ribeirão (7) é de 19 metros (podendo variar em função do nível d'água do ribeirão). Para que o sistema de infiltração seja eficaz, o reservatório superior (2) deve ser construído a montante da nascente (1), como ilustrado na Figura 53. Para respeitar a distância de 50 metros no entorno de nascentes e olhos d'água perenes, conforme o Código Florestal Brasileiro (Lei nº 12.651/2012), as condições locais fazem com que o nível inferior do reservatório fique 1 metro acima do nível da nascente.

Tabela 29: Desnível e distância entre o reservatório de água e os demais componentes do sistema.

Componente	Desnível (m)	Distância (m)
Nascente	1	50
Roda d'água	10	310
Bomba	15	350
Turbina	15	350
Ribeirão	20	400

Fonte: Próprio autor.

Nessas condições, a infiltração de água promovida pelo reservatório tende a alimentar diretamente o aquífero que sustenta a nascente, contribuindo para a regularização de sua vazão ao longo do ano. Atualmente, medições realizadas na propriedade mostram que a vazão da nascente oscila entre 10 litros/segundo (em períodos chuvosos, entre novembro e abril) e cai drasticamente em épocas de estiagem. Em 2025, a nascente teve seu fluxo zerado entre agosto e outubro. Portanto, com base em resultados obtidos em propriedades que instalaram sistemas de barraginhas, espera-se, além de aumentar o fluxo da nascente durante os períodos chuvosos, mantê-lo acima de 8 litros/segundo durante o período seco. Com o aumento gradual da recarga subterrânea, espera-se um incremento na vazão de base da nascente, o que amplia o potencial de geração da microcentral hidráulica instalada a jusante.

10.6.2 Geração Hidroenergética Contínua complementar ao Sistema

Uma vazão mínima de 8 L/s é suficiente para manter, por exemplo, um Kit Roda d'água REN01 (ENERSUD, 2023), que nessas condições geraria em torno de 150 watts de potência, correspondendo a aproximadamente 108 kWh/mês. Nesse sistema, a energia potencial gravitacional da água é convertida em energia cinética à medida que sua velocidade aumenta dentro da tubulação, promovendo o movimento rotativo da roda d'água que é transmitido a um gerador. A energia elétrica, inicialmente gerada em corrente alternada (CA) com frequência variável, passa por

um processo de retificação via diodos para corrente contínua (CC). Em seguida, a energia é direcionada a um inversor (dimensionado entre 1 e 2 kW), que estabiliza a tensão e a frequência, tornando-a adequada para o consumo direto na sede rural ou para o armazenamento (ENERSUD, 2023).

A energia fornecida por essa microcentral hidráulica complementa a geração fotovoltaica e contribui para reduzir a intermitência do sistema energético da propriedade. Enquanto a geração solar apresenta perfil predominantemente diurno, a vazão da nascente tende a apresentar comportamento mais estável ao longo do dia, possibilitando geração também durante o período noturno.

Além disso, a tecnologia alinha-se perfeitamente à realidade do campo. O equipamento apresenta fácil instalação em recursos hídricos já existentes e demanda manutenção mínima — restrita a verificações periódicas, limpeza ocasional de detritos nas pás e lubrificação de mancais (ENERSUD, 2023). Dessa forma, a roda d'água atua não apenas como uma fonte primária durante a noite, mas também como um sistema de segurança (backup) frente a eventos climáticos e quedas na rede elétrica convencional, aumentando a resiliência energética da propriedade.

Portanto, o sistema energético resultante operaria como um arranjo híbrido composto por três componentes principais:

- Geração solar fotovoltaica;
- Armazenamento de energia por bombeamento hidráulico;
- Geração hidroenergética contínua associada à vazão da nascente.

10.7 Conclusão

Este trabalho apresentou uma proposta inovadora de integração PV-PHES-RGA como uma estratégia de infraestrutura resiliente para o meio rural de Goiás. Ao aliar o armazenamento de energia à recarga de aquíferos, estabeleceu-se um modelo que responde, de forma integrada, aos desafios da intermitência energética e da escassez hídrica. A configuração proposta reduz significativamente a variabilidade da geração renovável, garantindo a

autonomia e a segurança energética da propriedade rural.

Para além dos benefícios energéticos, o sistema apresenta vantagens ambientais de grande valia. A recarga artificial do aquífero contribui ativamente para a conservação de nascentes, para o aumento da disponibilidade hídrica local e para uma maior resiliência hidrológica em períodos de seca. Adicionalmente, a integração de uma central de microgeração hídrica (roda de água) a jusante capitaliza o aumento do fluxo da nascente. Ao contrário da energia PV, esta componente fornece geração contínua (energia de base), complementando de forma robusta o sistema PHES e a matriz energética local.

Portanto, a combinação estratégica entre o armazenamento de energia e a gestão sustentável dos recursos hídricos revela-se um caminho promissor para a transição energética em Goiás. A ideia é que o sistema híbrido PV-PHES-RGA atue não apenas como uma solução tecnológica, mas como um verdadeiro motor de desenvolvimento sustentável e resiliência energética para o setor agropecuário de Goiás.

10.8 Trabalhos Futuros

Diante dos desafios econômicos e técnicos, a validação e implementação em larga escala do sistema PV-PHES-RGA requerem as seguintes etapas futuras de pesquisa:

- **Validação Experimental:** Construção de um protótipo físico para aferir a eficiência real do bombeamento, a taxa efetiva de infiltração no reservatório e a curva prática de geração da microturbina hídrica.
- **Modelagem Hidrogeológica:** Simulação computacional do aquífero para quantificar o tempo de resposta da recarga e prever com exatidão o incremento na vazão da nascente.
- **Análise Econômica e Regulatória:** Cálculo aprofundado do Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) e investigação de mecanismos de financiamento, como o Pagamento por Serviços Ambientais (PSA) decorrente da recuperação hídrica.

Referências

BLAKERS, A. *et al.* A review of pumped hydro energy storage. **Progress in Energy**, v. 3, n. 2, p. 022003, 2021.

BLAKERS, A. *et al.* Pumped hydro energy storage to support 100% renewable energy. **Progress in Energy**, v. 7, n. 1, p. 012001, 2025.

BLOOMBERGNEF. **Global Energy Storage Market Set to Hit One TerawattHour by 2030**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-set-to-hit-one-terawatt-hour-by-2030/>.

EMBRAPA - EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Manual de Métodos de Análise de Solo**. 3. ed. Brasília, DF: Embrapa, 2017.

ENERSUD. **Kit roda d'água REN01: uma solução sustentável gerando economia em Ubatuba, SP**. [S. l.: s. n.], 2023. Acesso em: 18 mar. 2026. Disponível em: <https://www.enersud.com.br/kit-roda-dagua-ren01-uma-solucao-sustentavel/>.

FILHO, Aguinaldo Ferreira Cabral; SILVA, Luiz Felipe Gomes da; BASSO, Rafael Scherer da Silva. **Análise técnica e econômica do uso de sistemas de armazenamento de energia térmica e mecânica no estado de Goiás**. Goiás: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2025. Trabalho de Conclusão de Curso.

HADIDI, A.; BERRADA, A. Energy, economic and environmental evaluation of the energy storage capabilities of artificial lakes based on pumped-hydro storage systems with a case study of Daghgoli artificial recreational lake. **Journal of Energy Storage**, v. 81, p. 109404, 2024.

INSTITUTO CAPIXABA DE PESQUISA, ASSISTÊNCIA TÉCNICA E EXTENSÃO RURAL. **Barraginhas: conservação de solo e recuperação hídrica**. Vitória, 2020. (Documentos, 271).

KOHOL´E, Y. W.; BERRADA, A. A comprehensive comparison of battery, hydrogen, pumped-hydro and thermal energy storage technologies for hybrid renewable energy systems integration. **Journal of Energy Storage**, v. 81, p. 109405, 2024.

LANA, T. P. A.; TONDATI, M. M.; PIMENTA, P. H. N. Parâmetros que influenciam a eficácia do uso de barraginhas para a recarga de aquíferos, incrementando sua resiliência à mudanças climáticas, uma revisão. **ENARC 2025+**, 2025.

MAHMOUD, Montaser *et al.* A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. **Energy Conversion and Management**, v. 210, p. 112670, 2020. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112670.

NYECHE, E. N.; DIEMUODEKE, E. O. Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities. **Journal of Cleaner Production**, v. 250, p. 119532, 2020.

PIMENTA, Paulo Henrique Neves; MARIANO, Felipe Pamplona. Sistemas de armazenamento de energia. **Caminhos para a transição energética em Goiás: caderno de estudos nº 1**, Governo do Estado de Goiás, Goiânia, p. 128–148, 2025. ISSN 3086-1241.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586–598, 2015.

SERAT, Z. Optimizing renewable energy systems for 100% clean energy target: A comparative study of solar, hydro, pumped hydro, and battery storage technologies. **Journal of Energy Storage**, v. 81, p. 109393, 2024.

SHUBO, Tatsuo; FERNANDES, Lucila; MONTENEGRO, Suzana Gico. An overview of managed aquifer recharge in Brazil. **Water (Switzerland)**, v. 12, n. 4, 2020. DOI: 10.3390/W12041072.

TONDATI, Mariana Manrique; MORAIS, Eduardo Souza de; MARQUES, Américo José. Bacias de infiltração (Barraginhas): definições, funcionamento e aplicabilidades. **Brazilian Journal of Development**, v. 11, n. 4, e78892–e78892, 2025.

11. Evolução da Plataforma de Gestão de Consumo de Energia Elétrica em Goiás

Autor: Gino Bertollucci Colherinhas

11.1 Introdução

Em edificações públicas, a despesa com energia elétrica aparece de forma recorrente no orçamento, mas nem sempre é acompanhada com o mesmo grau de organização com que é executada financeiramente. Na prática, a gestão tende a lidar com um volume elevado de faturas, múltiplas unidades consumidoras, mudanças cadastrais, variações sazonais e diferentes perfis de uso, o que torna difícil transformar contas mensais em informação gerencial. Nesse contexto, estruturar dados de consumo não é apenas uma tarefa administrativa: é a condição mínima para comparar unidades, identificar desvios, orientar auditorias e sustentar decisões de eficiência energética.

O desempenho energético de edifícios depende da articulação entre monitoramento, organização da informação, participação dos usuários e instrumentos de gestão capazes de converter dados operacionais em ação (Fang; Misnan; Halim, 2024). Do mesmo modo, o monitoramento só produz resultados consistentes quando apoiado em bases com qualidade suficiente para análise, especialmente em atributos como completude, consistência e rastreabilidade dos registros (Morewood, 2023).

Em sentido convergente, Yuan et al. mostram que a integração automática de dados de consumo oriundos de sistemas heterogêneos amplia a capacidade de diagnóstico e de uso analítico das informações energéticas em edificações (Yuan *et al.*, 2021). No ambiente educacional, Li et al. demonstram que séries históricas de consumo também podem ser exploradas para identificar padrões operacionais e apoiar regras de gestão voltadas à economia de energia em edifícios de ensino (Li *et al.*, 2020). Já Faria et al., em estudo aplicado a instituições públicas de ensino em Goiás, evidenciam que ações de gestão, eficiência energética e geração distribuída tornam-se mais consistentes

quando apoiadas em bases organizadas e passíveis de comparação entre unidades (Faria *et al.*, 2022). Para o setor público, onde a escala institucional amplia a complexidade operacional, isso reforça a importância de plataformas que tratem o dado de faturamento como ativo de gestão.

No contexto das edificações públicas, a gestão de consumo constitui a etapa mais imediata e recorrente do ciclo de melhoria contínua: é ela que permite conhecer a carteira de unidades consumidoras, acompanhar a evolução das despesas, identificar sazonalidades, reconhecer comportamentos atípicos e priorizar auditorias ou intervenções. Essa camada de monitoramento antecede diagnósticos mais aprofundados de eficiência e se alinha à diretriz de fortalecimento da governança energética defendida em documentos recentes da Empresa de Pesquisa Energética, que apontam o setor de edificações como um dos campos de maior potencial para a racionalização do uso da energia no país (EPE, 2024, 2020).

É nesse ponto que este capítulo se conecta à trajetória já apresentada pela SGG. O capítulo 7 da segunda edição dos cadernos introduziu a plataforma digital de gestão de consumo e eficiência energética em edificações públicas, com ênfase na estrutura inicial da ferramenta, na organização dos dados e na aplicação ao contexto institucional do Estado (Colherinhas; Mariano; Pimenta, 2025). A presente edição retoma esse desenvolvimento em um estágio mais avançado de maturidade, concentrando-se especificamente na evolução da ferramenta de gestão de consumo como mecanismo de transformação de registros de faturas em informação comparável, auditável e útil à gestão pública.

A atualização da plataforma reflete essa mudança de escala. Na versão anterior, o principal ganho esteve na digitalização do processo de importação de faturas e na criação de uma

base confiável para o acompanhamento institucional. Na versão agora apresentada, esse mesmo banco de dados passa a sustentar uma arquitetura analítica dividida em camadas temáticas: uma base geral de identificação das unidades consumidoras, uma camada de consumo e demanda, uma camada associada ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica e uma camada de análise financeira. Com isso, a gestão do consumo deixa de ser apenas um repositório de contas e se converte em instrumento de inteligência para monitoramento da administração estadual.

O princípio que orienta essa evolução é consistente com sistemas modernos de gestão da energia: medir, registrar, comparar e agir. Em termos práticos, isso significa reduzir retrabalho, ampliar rastreabilidade, padronizar filtros, tornar explícitas as relações entre unidades, órgãos e projetos e disponibilizar visualizações que apoiem tanto a análise técnica quanto o planejamento orçamentário. Embora a plataforma mantenha o módulo de gestão energética introduzido na edição anterior, este texto concentra-se apenas na gestão do consumo, por ser a dimensão que mais se expandiu nesta nova versão e por constituir a base de catalogação, organização e análise das faturas emitidas pelas concessionárias de energia para os edifícios públicos do Estado.

11.2 Da digitalização das faturas à camada analítica

A evolução da ferramenta pode ser compreendida em dois movimentos complementares. O primeiro foi a digitalização do fluxo de entrada de dados, com extração de informações de faturas e eliminação progressiva de controles manuais em planilhas fragmentadas. O segundo, mais recente, foi a organização dessa base em estruturas capazes de sustentar consultas temáticas, comparações entre grupos de unidades consumidoras e visualizações de apoio à decisão.

Na prática, a versão atual organiza o processo de gestão do consumo em um encadeamento lógico. O primeiro elo é a ingestão dos dados, realizada por cadastro individual, importação por planilha ou upload em lote de fa-

turas digitais. O segundo elo é a curadoria da base, com tratamento de duplicidades, filtragem por atributos da unidade e rastreamento das importações realizadas. O terceiro elo é a exploração analítica, concentrada em quatro painéis principais, cada um voltado a uma pergunta gerencial distinta: quantas unidades consumidoras existem e como estão distribuídas; quanto se consome de energia elétrica; como se comportam os créditos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; e qual é o impacto financeiro associado.

Essa transição amplia o valor da plataforma para além do registro administrativo. O que antes servia prioritariamente para consolidar faturas agora também permite construir séries históricas, comparar instituições, associar unidades consumidoras a projetos específicos e apoiar a priorização de ações. Em outras palavras, a ferramenta passa a operar como uma infraestrutura de dados para governança do consumo elétrico no setor público.

11.3 Atualizações implementadas na versão atual

A Tabela 30 sintetiza o núcleo das mudanças incorporadas à ferramenta. Em termos operacionais, a principal evolução foi a ampliação dos meios de entrada de dados. A plataforma passou a aceitar lotes extensos de documentos digitais, inclusive arquivos compactados, com acompanhamento do progresso do envio e do processamento. Entre as atualizações implementadas na versão atual, destaca-se também a capacidade de identificar PDFs de faturas de duas fontes concessionárias, Equatorial e CHESP, bem como faturas de segunda via. Esse aprimoramento é particularmente relevante para órgãos com grande carteira de unidades consumidoras, pois substitui uma rotina fragmentada por um fluxo unificado, mais veloz e menos suscetível a falhas.

Outro avanço importante foi o tratamento explícito das duplicidades. Na prática cotidiana, esse tipo de problema tende a ocorrer quando a mesma fatura é reenviada em lotes distintos ou quando uma base legada é atualizada por diferentes rotinas. Ao incorporar mecanismos de confirmação para substituição,

Tabela 30: Atualizações incorporadas à ferramenta de gestão de consumo.

Frente	Recurso implementado	Contribuição para a gestão do consumo
Entrada de dados	Upload em lote de faturas em PDF e arquivos compactados, com acompanhamento do envio e do processamento	Acelera a carga de faturas em grande escala, reduz trabalho manual e viabiliza a atualização de bases com grande quantidade de unidades consumidoras.
Qualidade da base	Tratamento de duplicidades com confirmação de substituição ou descarte	Evita inconsistências no histórico, preserva rastreabilidade e melhora a confiabilidade dos indicadores gerados nos painéis.
Interoperabilidade	Importação de planilhas de faturas e exportação do banco de dados para Excel	Facilita integração com rotinas administrativas e permite auditoria externa dos dados consolidados.
Organização analítica	Associação de unidades consumidoras a TAGs e projetos por meio de planilhas específicas	Permite comparar grupos de unidades consumidoras por programa, contrato, ação institucional ou recorte temático.
Monitoramento operacional	Aba de logs de importação, filtros por data e resumos de uploads realizados	Reforça governança, transparência do processo de carga e capacidade de conferência da base.
Inteligência de dados	Quatro painéis analíticos integrados (UCs, Consumo, SCEE e Análise Financeira) com filtros globais por município e intervalo de anos	Transforma o banco de faturas em ambiente de análise gerencial, comparativa e territorialmente referenciada.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da implementação atual da plataforma digital.

descarte ou atualização de registros, a ferramenta passa a proteger a consistência do histórico, requisito fundamental para qualquer leitura temporal de consumo ou despesa.

A plataforma também avançou no campo da organização analítica. A inclusão de planilhas de TAGs, associando cliente, instalação, subgrupo e projeto, permite que o acompanhamento deixe de ser apenas institucional e passe a refletir recortes programáticos. Isso possibilita, por exemplo, acompanhar o comportamento agregado de conjuntos de unidades vinculados a uma mesma política, contrato ou frente de trabalho. Na administração pública, essa funcionalidade é particularmente valiosa porque aproxima o dado energético do contexto de gestão em que ele está inserido.

Por fim, merece destaque a incorporação de elementos de governança e auditoria. A exis-

tência de logs de upload, filtros de visualização e rotinas de exportação da base melhora a transparência do processo, facilita conferências e cria condições mais robustas para que diferentes equipes possam trabalhar sobre o mesmo conjunto de informações sem perda de controle. No caso dos logs, é possível rastrear os uploads realizados tanto por data quanto por nome de arquivo, o que amplia a capacidade de conferência e auditoria sobre a alimentação da base. Até o momento, já foram registradas 110211 faturas digitais por meio do aplicativo, embora ainda permaneça um volume expressivo de dados a ser cadastrado, uma vez que a concessionária Equatorial continua repassando essas faturas. Esse aspecto, embora menos visível do que os *dashboards*, é decisivo para sustentar a confiabilidade da análise.

11.4 Painéis analíticos da gestão de consumo

O amadurecimento da ferramenta de gestão de consumo se expressa, nesta etapa, na consolidação de painéis analíticos integrados. Esta seção apresenta, de forma sintética, os principais recursos de visualização e exploração da base disponibilizados na versão atual da plataforma.

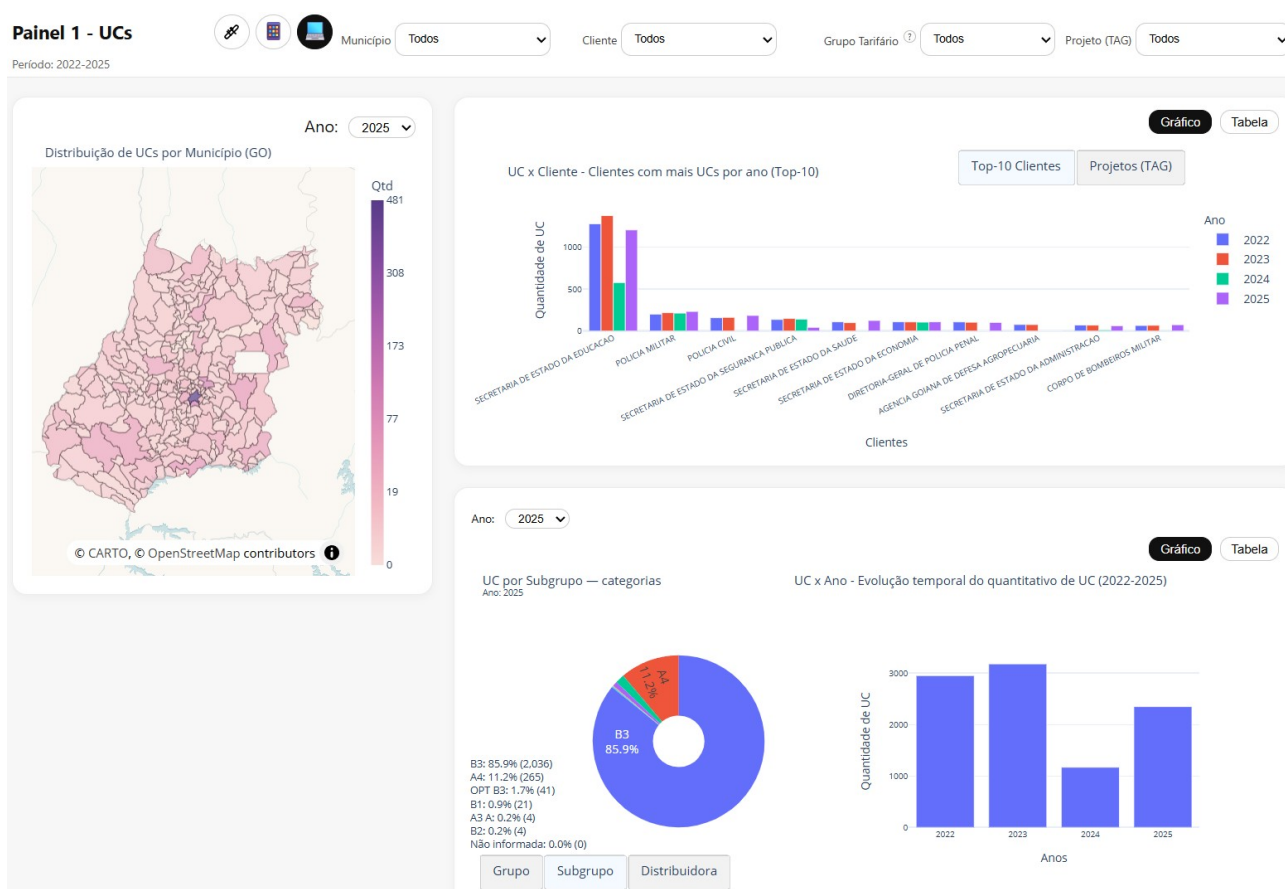
11.4.1 Painel 1: Unidades Consumidoras

O Painel 1 apresenta uma leitura estrutural da carteira de unidades consumidoras, destacando sua distribuição territorial, sua evolução ao longo do tempo e sua composição por diferentes recortes cadastrais. Na configuração ilustrada na Figura 54, os filtros foram mantidos na opção “Todos” para municípios, clientes,

grupos tarifários e projetos, com recorte temporal entre 2022 e 2025, de modo a evidenciar a navegação geral da ferramenta.

A figura mostra o mapa coroplético dos municípios goianos, com alternância do ano de referência, estando selecionado 2025, além do ranking entre Top-10 órgãos ou TAGs, com a visualização atual indicando a SEDUC na primeira posição. Também é possível alternar o gráfico de composição entre grupo, subgrupo e distribuidora, estando exibido o recorte por subgrupo, ao lado do gráfico de barras com a evolução anual da quantidade de UCs. Nos gráficos de pizza, barras e multibarras, a plataforma permite ainda substituir a visualização gráfica por tabelas com os valores numéricos. Como a base segue em atualização e ainda faltam faturas a serem incorporadas, os resultados apresentados não correspondem, neste momento, ao retrato final esperado do banco de dados.

Figura 54: Painel 1 — Unidades Consumidoras, com filtros gerais habilitados.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da plataforma digital da SGG.

11.4.2 Painel 2: Consumo de Energia Elétrica

O Painel 2 desloca a atenção da estrutura cadastral para o comportamento do consumo de energia elétrica. Seu eixo principal é o acompanhamento do consumo em MWh, tanto em escala anual quanto mensal, com destaque para a sazonalidade e para a comparação entre clientes e projetos. Quando aplicável ao Grupo A, o painel ainda desagrega o comportamento entre ponta, fora de ponta e horário reservado, permitindo uma leitura mais próxima das especificidades tarifárias das unidades atendidas em média ou alta tensão.

Na configuração exemplificada na Figura 55, foram selecionados os filtros Município = Goiânia, Cliente = SEDUC e Grupo Tarifário = A, mantendo-se todas as UCs e todos os subgrupos, na mesma faixa de anos adotada no

Painel 1, entre 2022 e 2025. Com esse recorte, o painel evidencia principalmente os gráficos de consumo mensal, a decomposição do consumo em MWh por ponta, fora de ponta e horário reservado, mostrados em gráficos específicos por se tratar de unidades do Grupo A, e a evolução anual do consumo. Caso outro grupo tarifário estivesse selecionado, a visualização tenderia a apresentar o consumo total de forma agregada.

Embora o Painel 2 também disponha de visualizações do tipo Top-10 e mapa coroplético, a ativação desses filtros direciona a leitura para os gráficos temporais e de composição do consumo, que são os elementos destacados na figura. Esse recorte é útil para observar a sazonalidade da carga, comparar o comportamento entre modalidades horárias do Grupo A e acompanhar a evolução do consumo ao longo dos anos.

Figura 55: Painel 2 — Consumo de Energia Elétrica, com recorte para Goiânia, cliente SEDUC e Grupo Tarifário A.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da plataforma digital da SGG.

11.4.3 Painel 3: Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

Este painel amplia a capacidade analítica da plataforma ao tornar visível uma dimensão da gestão que não se resume ao consumo faturado, mas envolve também o comportamento dos créditos ao longo do tempo. Entre os recursos disponíveis nesse painel estão as visualizações de kWh por mês, os rankings Top-10 de consumo de créditos e de acúmulo de créditos, bem como a identificação das UCs com maior volume de créditos. Em conjunto, esses elementos permitem observar a maneira com que os mecanismos de compensação interferem na leitura energética e gerencial do órgão.

Para exemplificação foram selecionados os filtros Ano = 2025 e Cliente = SEDUC, mantendo-se ativos todos os grupos tarifários, UCs e TAGs. Esse recorte permite concentrar a análise no comportamento recente do órgão, preservando ao mesmo tempo a abrangência necessária para captar diferentes perfis de unidades consumidoras vinculadas à mesma carteira institucional.

Na Figura 56, optou-se por destacar a evolução mensal do saldo de créditos da SEDUC e um gráfico multibarras com as opções de consumo, injeção e excedente ativadas. Essa escolha compara a dinâmica mensal associada ao SCEE, evidenciando tanto a variação do saldo quanto a relação entre a energia consumida, a energia injetada e o excedente acumulado. Embora a variável geração também esteja disponível no painel, ela foi desabilitada nesta visualização específica porque o montante de 1.022 GWh produziria uma discrepância de escala em relação à faixa aproximada de 3 GWh observada nas demais séries, comprometendo a legibilidade do gráfico.

Para reforçar a interpretação dos resultados, a figura foi organizada em duas partes complementares: a primeira apresenta os gráficos e a segunda exibe as tabelas com os valores numéricos que os estruturam. Essa combinação é particularmente útil porque permite conciliar leitura visual sintética com conferência objetiva dos dados, aspecto relevante em um painel que lida com saldos, fluxos e compensações cuja interpretação exige precisão.

Figura 56: Painel 3 — Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com recorte para o ano de 2025 e cliente SEDUC: (a) gráficos selecionados e (b) tabelas correspondentes.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da plataforma digital da SGG.

11.4.4 Painel 4: Análise Financeira

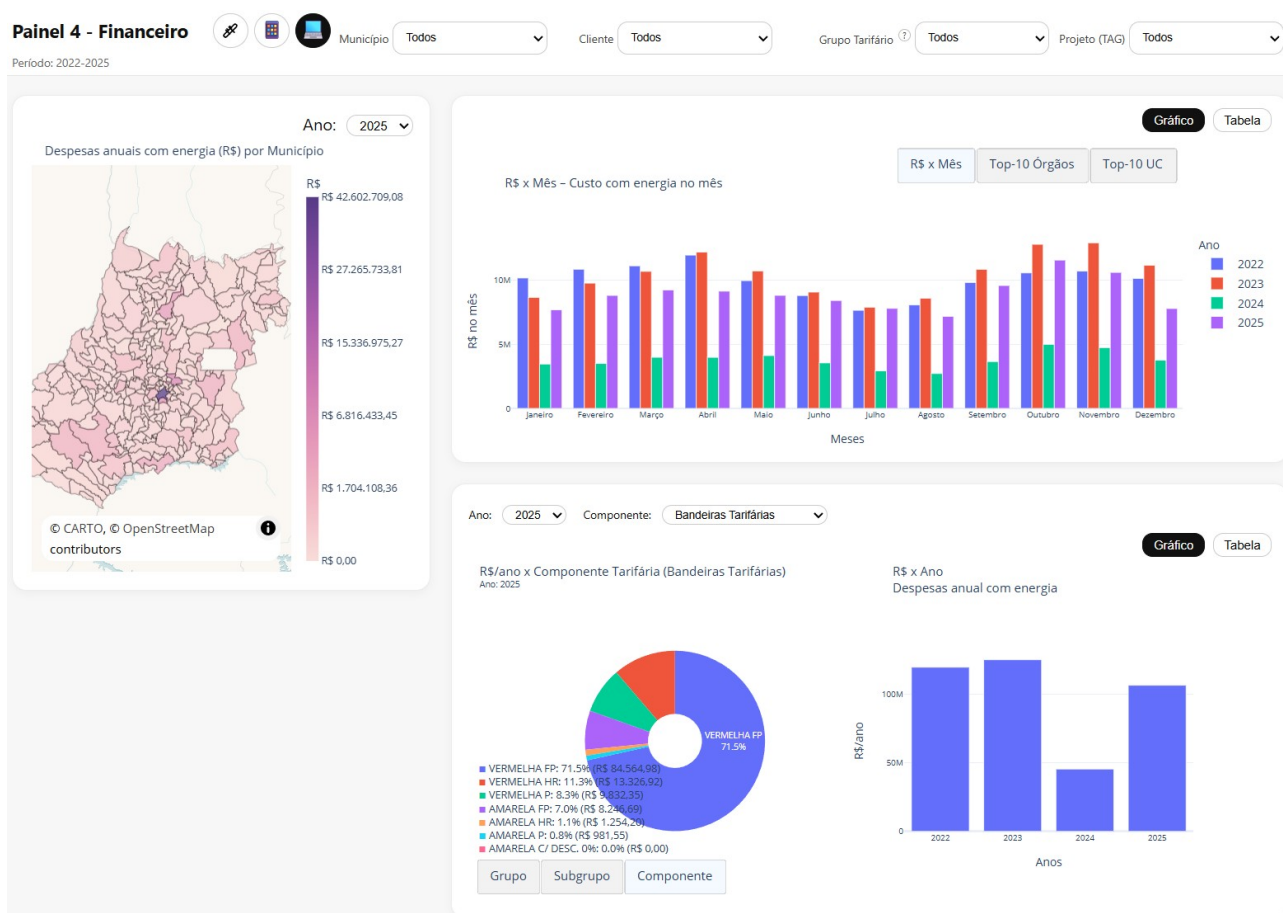
O quarto painel organiza a leitura financeira da base de faturas e traduz o comportamento energético em impacto monetário. Além da série histórica e dos recortes por composição tarifária, ele também disponibiliza rankings Top-10 de órgãos e Top-10 de unidades consumidoras, ampliando a capacidade de identificar concentrações de despesa na base. Na configuração ilustrada na Figura 57, todos os filtros foram mantidos na opção “Todos”, com período de 2022 a 2025 para a leitura da série histórica de despesas, enquanto as visualizações do componente e do mapa coroplético foram configuradas para o ano de 2025.

Um dos recursos mais relevantes da versão atual é a inclusão do botão Componente no

gráfico de pizza, que permite alternar rapidamente entre diferentes composições financeiras da fatura, como demanda, ultrapassagem, reativos, consumo de energia, multas e juros, CO-SIP e bandeiras tarifárias. Na imagem apresentada, a pizza exibe, para 2025, as informações financeiras associadas às componentes tarifárias, tornando mais visível o peso relativo de cada parcela da conta. Ao lado, o gráfico de barras mostra a evolução anual das despesas com energia no intervalo de 2022 a 2025.

Com isso, o painel financeiro permite articular a trajetória histórica do gasto com a composição interna da fatura em um ano específico, oferecendo uma leitura útil para planejamento, acompanhamento orçamentário e identificação de componentes tarifárias com maior impacto sobre a despesa pública.

Figura 57: Painel 4 — Análise Financeira, com destaque para a composição monetária das faturas e a evolução anual das despesas.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da plataforma digital da SGG.

11.5 Conclusões

A terceira edição do caderno registra uma mudança substantiva no estágio de maturidade da plataforma digital da SGG. Se, em um primeiro momento, o avanço central esteve na digitalização das faturas e na consolidação inicial da base, a versão atual passa a operar como ambiente de inteligência analítica, com recursos de ingestão em lote, rastreabilidade, controle de duplicidades, organização por TAGs e visualizações integradas capazes de transformar registros administrativos em informação comparável, auditável e útil à decisão.

Os quatro painéis apresentados sintetizam essa evolução. O Painel 1 oferece uma leitura estrutural da carteira de unidades consumidoras, permitindo observar distribuição territorial, composição cadastral e evolução histórica. O Painel 2 desloca essa leitura para o comportamento do consumo, destacando sazonalidade, recortes temporais e, quando pertinente, o detalhamento por ponta, fora de ponta e horário reservado. O Painel 3 amplia a análise ao incorporar a lógica do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, tornando visíveis os fluxos de consumo, injeção, excedente e saldo de créditos. O Painel 4, por sua vez, converte essa dinâmica em leitura financeira, permitindo examinar não apenas o montante gasto, mas também a composição interna das despesas por diferentes componentes tarifárias.

Em conjunto, esses painéis demonstram que a plataforma já ultrapassa a condição de repositório digital de contas e se consolida como infraestrutura de governança do consumo elétrico. Os mecanismos de logs, exportação, filtros e visualização em tabelas reforçam a transparência e a capacidade de conferência, enquanto os diferentes recortes analíticos tornam possível comparar instituições, identificar concentrações de consumo ou despesa, acompanhar créditos de geração distribuída e reconhecer componentes tarifárias com maior impacto financeiro.

Ao mesmo tempo, o capítulo também evidencia que a base permanece em processo de atualização contínua. Ainda há faturas em fase de incorporação, especialmente no fluxo de re-

cebimento vinculado à concessionária Equatorial, o que significa que os resultados atualmente exibidos devem ser lidos como uma base em consolidação, e não como retrato final definitivo. Essa ressalva, contudo, não reduz a relevância da ferramenta; ao contrário, evidencia sua capacidade de absorver progressivamente novos dados sem perder rastreabilidade, consistência e utilidade gerencial.

Nesse sentido, a contribuição mais importante desta etapa talvez seja mostrar que a gestão pública do consumo elétrico pode ser estruturada sobre uma mesma base digital, integrando dimensão territorial, energética, compensatória e financeira. A plataforma passa, assim, a criar condições concretas para avanços futuros em *benchmarking*, priorização de auditorias, comparação entre projetos, avaliação de contratos e aprofundamento da análise econômica de medidas de eficiência energética.

Como desdobramento das implementações já realizadas, pretende-se também explorar a criação de novos painéis voltados à mensuração dos resultados dos programas de eficiência energética aplicados às unidades consumidoras. Entre as possibilidades futuras estão painéis capazes de acompanhar a evolução anual e mensal das economias geradas, identificar os órgãos e unidades com maiores ganhos financeiros e medir indicadores agregados de adesão aos projetos implementados. Essa expansão tende a aproximar ainda mais a ferramenta das rotinas de monitoramento e avaliação de políticas públicas energéticas.

Em perspectiva mais analítica, a continuidade do desenvolvimento também deverá permitir a extrapolação da base atual para estudos e simulações associados ao melhor enquadramento de subgrupo tarifário, à estimativa da demanda contratada ótima e à projeção de consumo futuro. Trata-se de um passo relevante porque desloca a plataforma de um ambiente de acompanhamento retrospectivo para um instrumento capaz de apoiar decisões prospectivas e estratégias de otimização contratual e operacional. Mais do que registrar uma atualização tecnológica, esta edição documenta a consolidação de um instrumento de gestão pública orientado por dados.

Referências

COLHERINHAS, Gino Bertollucci; MARIANO, Felipe Pamplona; PIMENTA, Paulo Henrique Neves. **Gestão de consumo e eficiência energética em edificações**. [S. l.]: Secretaria-Geral de Governo de Goiás, 2025. Caminhos para a transição energética em Goiás - Caderno de estudos, v. 2, p. 57–66. Capítulo 7. Disponível em: https://goias.gov.br/governo/wp-content/uploads/sites/11/2025/11/CADERNO_DE_ESTUDOS_2_Edicao.pdf.

EPE. **Ações para Promoção da Eficiência Energética nas Edificações Brasileiras: No Caminho da Transição Energética**. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética. MME, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/NT%20DEA-SEE-007-2020.pdf>.

EPE. **Caderno de Ações Norteadoras para Eficiência Energética no Brasil**. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética. MME, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-acoes-norteadoras-para-o-avanco-da-eficiencia-energetica-no-brasil>.

FANG, Minglu; MISNAN, Mohd Saidin; HALIM, Nur Hajarul Falahi Abdul. **A Systematic Literature Review on Energy Efficiency Analysis of Building Energy Management**. [S. l.]: Buildings, 2024. v. 14, p. 3136. DOI: 10.3390/buildings14103136. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/buildings14103136>.

FARIA, A. *et al.* **Energy Efficiency and Distributed Generation: A Case Study Applied in Public Institutions of Higher Education**. [S. l.]: Energies, 2022. v. 15, n. 3, p. 1217. DOI: 10.3390/en15031217. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15031217>.

LI, X. *et al.* **Multi-dimensional Analysis of Air-Conditioning Energy Use for Energy-Saving Management in University Teaching Buildings**. [S. l.]: Energy e Buildings, 2020. v. 225, p. 110321. DOI: 10.1016/j.enbuild.2020.110321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036013232030617X>.

MOREWOOD, Jack. **Building Energy Performance Monitoring through the Lens of Data Quality: A Review**. [S. l.]: Energy e Buildings, 2023. v. 279, p. 112701. DOI: 10.1016/j.enbuild.2022.112701. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112701>.

YUAN, S. *et al.* **A Framework for the Automatic Integration and Diagnosis of Building Energy Consumption Data**. [S. l.]: Sensors, 2021. v. 21, n. 4, p. 1395. DOI: 10.3390/s21041395. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/s21041395>.

GOVERNANÇA E REGULAÇÃO



SEÇÃO GOVERNANÇA E REGULAÇÃO

Coordenador: Antônio Jesus Galdiano Júnior

Pesquisador: Dr. Rodrigo da Rocha Gonçalves

O Eixo Governança e Regulação, no âmbito do projeto Potencialidades e estratégias para a diversificação da Matriz Energética do Estado de Goiás, utiliza instrumentos da análise econômica e institucional para embasar diagnósticos voltados ao desenvolvimento estadual. Nesta edição do caderno Caminhos para a Transição Energética em Goiás, a seção concentra-se no tema dos Elementos Terras Raras (ETRs), em razão de sua crescente centralidade na transição energética. O estudo voltou-se à identificação das atividades econômicas mais ligadas à ascensão dos ETRs e à observação de como seus efeitos podem aparecer nos setores envolvidos.

Os dados internacionais apresentados no estudo mostram forte concentração da produção e do processamento na China, ao passo que o Brasil ocupa posição de destaque em reservas. No plano estadual, Goiás aparece como área promissora, com ocorrências relevantes associadas, entre outras, ao Granito Serra Dourada e ao Maciço Pedra Branca, além de projetos concretos como Serra Verde, em Minaçu, e Carina, em Nova Roma. Esse quadro dá a Goiás a possibilidade de aproximar seu potencial geológico de uma agenda que envolve mineração, indústria, inovação e coordenação pública.

O capítulo também avança sobre terreno ainda pouco explorado na pesquisa aplicada, ao examinar de que maneira a ampliação da capacidade de produção desses insumos estratégicos pode se relacionar com variáveis econômicas regionais. Para isso, associa os ETRs aos setores da CNAE mais diretamente vinculados ao seu uso e observa sua evolução recente em Goiás. A partir desse exercício, o estudo identifica uma correlação mais aderente entre a expansão da produção e o emprego, mas uma aderência inicial menor entre produção e Valor Adicionado Bruto estadual. Esses resultados convidam o Estado de Goiás a tratar o tema das terras raras não apenas sob a ótica da mineração, mas como uma agenda estratégica de pesquisa econômica orientada à consolidação de uma cadeia de valor regional de alta tecnologia, que integre competitividade, capital humano e inovação.

12. TERRAS RARAS EM GOIÁS: DESAFIOS E POSSIBILIDADES

Autor: Rodrigo da Rocha Gonçalves

12.1 Introdução

O nome “terras raras” surgiu no fim do século XVIII e começo do XIX, quando químicos europeus isolaram óxidos (na época chamados de “terras”) de minerais pouco comuns nos depósitos então conhecidos; como eram difíceis de separar e apareciam em pequenas quantidades, ganharam o adjetivo “raras”. A terminologia ficou defasada por dois motivos: i) os elementos são metais (não “terras”) e ii) não são necessariamente raros, possuem abundância semelhante à do cobre ou do zinco. Porém, o que é escasso não é o elemento em si, mas depósitos economicamente viáveis e capacidade de refino para separá-los com eficiência e baixo impacto ambiental.

Os elementos de terras raras (ETRs) constituem um grupo de 17 metais (15 lantanídeos mais o ítrio e o escândio) que desempenham papel estratégico na economia contemporânea em termos de transição energética. Suas propriedades magnéticas, catalíticas, ópticas e de condutividade os tornam insumos indispensáveis para setores como energia renovável, eletrônica, mobilidade elétrica, defesa e saúde. Em razão desse papel, as terras raras são classificadas globalmente como minerais críticos, cuja demanda tende a se intensificar com o avanço da descarbonização e da digitalização da economia mundial.

O mercado internacional de terras raras apresenta forte concentração geográfica, tanto em produção quanto em reservas. De acordo Cordier (2024), com dados publicado pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos, a China detém cerca de 44 milhões de toneladas e lidera toda a cadeia global de mineração, refino e manufatura de ímãs permanentes. O Brasil aparece como o segundo maior detentor de reservas, com aproximadamente 21 milhões de toneladas, embora ainda apresente produção limitada e enfrente desafios tecnológicos nas eta-

pas de processamento e beneficiamento. Índia, Austrália, Rússia, Vietnã e Estados Unidos completam o grupo dos principais países. Esse panorama evidencia que, apesar de os elementos de terras raras serem relativamente abundantes na crosta terrestre, os depósitos economicamente exploráveis permanecem poucos e concentrados, reforçando a importância estratégica de políticas voltadas à segurança de suprimento e ao desenvolvimento de cadeias industriais nacionais e regionais.

Em termos regionais, Goiás apresenta vantagens competitivas por sua tradição mineiradora, infraestrutura logística e proximidade com polos industriais, mas ainda enfrenta gargalos tecnológicos relacionados ao processamento e à integração em cadeias de maior valor agregado.

Dessa forma, o estudo tem por objetivo analisar o potencial econômico e estratégico de Goiás na exploração e processamento de terras raras e minerais críticos, avaliando sua inserção nas cadeias globais de valor e propondo políticas industriais capazes de promover maior agregação de valor, inserção tecnológica e desenvolvimento regional sustentável.

O capítulo tem a seguinte estrutura: Introdução, panorama histórico e conceitual sobre terras raras, geografia das terras raras, cadeia produtiva, empregabilidade e o valor adicionado bruto setorial em elementos terras raras. Por fim, as considerações que delineiam diretrizes de política pública para a transição energética do Estado.

12.2 Panorama histórico e conceitual das terras raras

Durante os séculos XVIII e XIX consolidou-se o termo rare earth elements para os chamados elementos de terras raras (ETRs), inicialmente vistos como “óxidos de minerais raros” (Castor; Hedrick, 2006). Apesar do nome, eles

não são escassos na natureza; o que os torna raros são as condições que permitem encontrá-los concentrados e separá-los, dada a semelhança química entre eles (Voncken, 2016; Nature, 1926). Hoje se reconhecem 17 ETRs, que continuam difíceis de separar (Cheisson; Schelter, 2019). Esses elementos são classificados como “minerais críticos” porque são indispen-

sáveis a muitas tecnologias modernas e estão sujeitos a riscos de falta de fornecimento (Verplanck; Hitzman, 2016; Presley, J., 2024).

A Figura 58 demonstra esses 17 elementos na tabela periódica, destacando terras raras leves, pesadas e aquelas já identificadas em Goiás (Giese, 2018; Wahyudi, 2015).

Figura 58: Tabela Periódica - Elementos de Terras Raras.

1 H Hidrogênio																	2 He Hélio
3 Li Lítio	4 Be Berílio											5 B Boro	6 C Carbono	7 N Nitrogênio	8 O Oxigênio	9 F Flúor	10 Ne Neônio
11 Na Sódio	12 Mg Magnésio											13 Al Alumínio	14 Si Silício	15 P Fósforo	16 S Enxofre	17 Cl Cloro	18 Ar Argônio
19 K Potássio	20 Ca Cálcio	21 Sc Escândio	22 Ti Titânio	23 V Vanádio	24 Cr Cromo	25 Mn Manganês	26 Fe Ferro	27 Co Cobalto	28 Ni Níquel	29 Cu Cobre	30 Zn Zinco	31 Ga Gálio	32 Ge Germânio	33 As Arsênio	34 Se Selênio	35 Br Bromo	36 Kr Criptônio
37 Rb Rubídio	38 Sr Estrôncio	39 Y Ítrio	40 Zr Zircônio	41 Nb Níbio	42 Mo Molibdênio	43 Tc Técnicio	44 Ru Rutênio	45 Rh Ródio	46 Pd Paládio	47 Ag Prata	48 Cd Cádmio	49 In Índio	50 Sn Estanho	51 Sb Antimônio	52 Te Telúrio	53 I Iodo	54 Xe Xenônio
55 Cs Césio	56 Ba Bário	57-71	72 Hf Háfio	73 Ta Tântalo	74 W Tungstênio	75 Re Rênio	76 Os Ósmio	77 Ir Íridio	78 Pt Platina	79 Au Ouro	80 Hg Mercúrio	81 Tl Tálio	82 Pb Chumbo	83 Bi Bismuto	84 Po Polônio	85 At Astató	86 Rn Radônio
87 Fr Frâncio	88 Ra Rádio	89-103	104 Rf Rutherfordio	105 Db Dúbnio	106 Sg Seabórgio	107 Bh Bóhrio	108 Hs Hássio	109 Mt Meitnério	110 Ds Darmstádio	111 Rg Roentgênio	112 Cn Copernício	113 Nh Nhônio	114 Fl Fleróvio	115 Mc Moscóvio	116 Lv Livermório	117 Ts Tenessino	118 Og Oganessônio

57 La Lantânio	58 Ce Cério	59 Pr Praseodímio	60 Nd Neodímio	61 Pm Promécio	62 Sm Samário	63 Eu Európio	64 Gd Gadolínio	65 Tb Térbio	66 Dy Disprósio	67 Ho Hólmio	68 Er Érbio	69 Tm Túlio	70 Yb Ítérbio	71 Lu Lutécio
89 Ac Actínio	90 Th Tório	91 Pa Protactínio	92 U Urânio	93 Np Neptúnio	94 Pu Plutônio	95 Am Americio	96 Cm Cúrio	97 Bk Berquélio	98 Cf Califórnia	99 Es Einstênio	100 Fm Férmio	101 Md Mendelévio	102 No Nobelíio	103 Lr Laurêncio

Classificação dos Elementos de Terras Raras

■ Terras raras leves ■ Terras raras pesadas ■ ■ Terras raras presentes em Goiás



O Promécio (Pm) é um elemento radioativo artificial que não ocorre naturalmente na crosta terrestre em quantidades significativas, sendo obtido majoritariamente como subproduto da fissão nuclear em reatores.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os ETRs formam um grupo de 17 metais: os 15 lantanídeos de número atômico 57 a 71 (lantânio, cério, praseodímio, neodímio, promécio, samário, európio, gadolínio, térbio, disprósio, hólmio, érbio, túlio, ítérbio e lutécio), além do ítrio e do escândio, que têm comportamento químico muito parecido (Huleatt, 2019; Christie *et al.*, 2007; Giese, 2018; Wahyudi, 2015). Eles não são raros do ponto de vista geológico, mas são ambientalmente sensíveis e exigem altos investimentos, pois sua extração e processamento são complexos (Presley, J., 2024).

Como as aplicações industriais pedem grande pureza, a separação entre os elementos é difícil. Costumam ser necessárias várias

etapas de precipitação química, troca iônica, extração por solventes, separação por membranas e adsorção, com controle rigoroso de impurezas como alumínio, ferro, tório e urânio (Chen *et al.*, 2022; Judge; Azimi, 2020). O processamento primário usa, em geral, separação magnética, radiométrica, concentração em meios densos e flotação; depois vêm as etapas hidrometalúrgicas, com lixiviação ácida e novas extrações por solventes. Rotas hidrometalúrgicas mais limpas são estudadas para reaproveitar sucatas e outras fontes secundárias, reduzindo resíduos e consumo de energia (Yushina *et al.*, 2020; Jyothi *et al.*, 2020).

Apesar da complexidade, os ETRs tornaram-se centrais para a eficiência ener-

gética, a geração de energia renovável e outras tecnologias de baixa emissão, influenciando a segurança e a autonomia energética de vários países (Manfredini; Körts, 2020). A descarbonização da economia e a nova onda de inovação industrial intensificaram a competição por esses materiais, levando grandes potências a adotar políticas minerais específicas para garantir seu abastecimento (Kalantzakos, 2020; Kooroshy; Korteweg; Ridder, 2010).

Em termos de relevância econômica, os elementos de terras raras tornaram-se centrais para tecnologias de energia limpa, sistemas de defesa e equipamentos eletrônicos modernos, como baterias para veículos híbridos, turbinas eólicas e outras aplicações que utilizam ímãs permanentes, catalisadores, ligas metálicas, dispositivos eletrônicos, lasers, materiais vítreos especiais, baterias recarregáveis, imagens médicas, telecomunicações e iluminação (Manfredini; Körts, 2020; Presley, J., 2024; Aslan; Say, 2022; Eliseeva; Bünzli, 2011). O setor de ímãs permanentes concentra a maior demanda, sobretudo por neodímio, praseodímio e disprósio (Guyonnet; Lefebvre, 2018).

Com a transição para sistemas de energia de baixo carbono, a procura por minerais críticos cresce de forma acelerada, em especial para turbinas eólicas, veículos elétricos, baterias e sistemas de conversão de energia solar (Calderson *et al.*, 2024; Haque *et al.*, 2014; Eliseeva; Bünzli, 2011; Navarro; Zhao, 2014; Agusdinata *et al.*, 2022). Esses minerais são encontrados em poucas regiões, o que gera risco de fornecimento (Reich; Simon, 2025). A China domina a produção e o processamento de terras raras, apoiada em políticas industriais estatais, cotas de exportação, investimentos em pesquisa e controle centralizado da cadeia produtiva (Martins, 2024; Dushyantha *et al.*, 2020; Balaram, 2022; Vekasi, 2021).

12.3 Geografia e distribuição global das reservas

A distribuição das reservas de elementos de terras raras (ETRs) pelo mundo é um ponto central para entender tanto a disputa geopolítica quanto as oportunidades de desenvolvimento produtivo. Em princípio, não há es-

cashez absoluta: diversos países possuem jazidas relevantes, com potencial para abastecer a indústria por muitas décadas (Haque *et al.*, 2014). O problema principal não é apenas geológico, mas envolve custos de extração, exigências ambientais e a capacidade tecnológica de transformar o minério em produtos de maior valor agregado.

De acordo com as estatísticas mais recentes do Cordier (2024), a China segue como principal detentora de reservas de ETRs, com cerca de 44 milhões de toneladas de óxidos de terras raras, o que corresponde a aproximadamente 44% das reservas conhecidas. O Brasil aparece em segundo lugar, com 21 milhões de toneladas (cerca de 21%), seguido por Índia (6,9 milhões de toneladas), Austrália (5,7 milhões), Rússia (3,8 milhões) e Vietnã (3,5 milhões). Estados Unidos, Groenlândia, Tanzânia e África do Sul completam o grupo dos dez países que concentram a maior parte das reservas mundiais, todas entre 0,9 e 1,9 milhão de toneladas.

Essa concentração geológica é reforçada por uma ainda maior no plano industrial. Além de deter a maior fatia das reservas, a China consolidou, ao longo das últimas décadas, posição dominante na etapa de refino químico e na produção de bens intermediários de alto valor, como ligas e ímãs permanentes (Vekasi, 2021). A capacidade de controlar tanto o minério quanto as etapas mais sofisticadas da cadeia produtiva permite ao país influenciar preços internacionais e, em situações extremas, usar os ETRs como instrumento de pressão diplomática, como ocorreu no episódio de restrição às exportações para o Japão em 2010.

Outros produtores desempenham papel relevante, ainda que em escala menor. Os Estados Unidos retomaram a produção por meio da mina de Mountain Pass, mas, apesar de responderem por parcela crescente da extração, seguem com reservas relativamente modestas frente aos demais (cerca de 1,9 milhão de toneladas). Austrália e Índia surgem como fornecedores importantes, combinando reservas significativas com iniciativas para desenvolver capacidade própria de beneficiamento e reduzir a dependência de insumos processados na China (Haque *et al.*, 2014; Vekasi, 2021). Em paralelo, países africanos como Tanzânia e África

do Sul começam a aparecer nas estatísticas de reservas, ainda que em estágios iniciais de prospecção e desenvolvimento.

Do ponto de vista das reservas, o Brasil ocupa posição estratégica. As estimativas mais recentes atribuem ao país cerca de 21 milhões de toneladas de óxidos de ETRs, com predominância de elementos leves, como lantânio, cério, neodímio e praseodímio (Antoniassi *et al.*, 2020; Oliveira *et al.*, 2025). A Bahia é destacada como região-chave, com concentrações expressivas de cério, neodímio e ítrio (Wentz *et al.*, 2025). Goiás, Minas Gerais e Amazonas também apresentam ocorrências relevantes, indicando um potencial ainda subaproveitado para inserção do Brasil nas cadeias globais de valor (Costa; Botelho; Garnier, 2020; Santana; Botelho, 2022).

No caso específico de Goiás, estudos recentes apontam a existência de mineralizações de tipo íon-adsorção, associadas tanto a ETRs leves quanto pesados, com destaque para o Granito da Serra Dourada e o Maciço de Pedra Branca (Costa; Botelho; Garnier, 2020; Santana; Botelho, 2022). O depósito de Serra Verde, em Minaçu, é considerado o primeiro depósito brasileiro desse tipo em operação, abrindo espaço para que o estado se torne referência na produção de concentrados contendo os elementos críticos para ímãs permanentes (neodímio, praseodímio, térbio e disprósio).

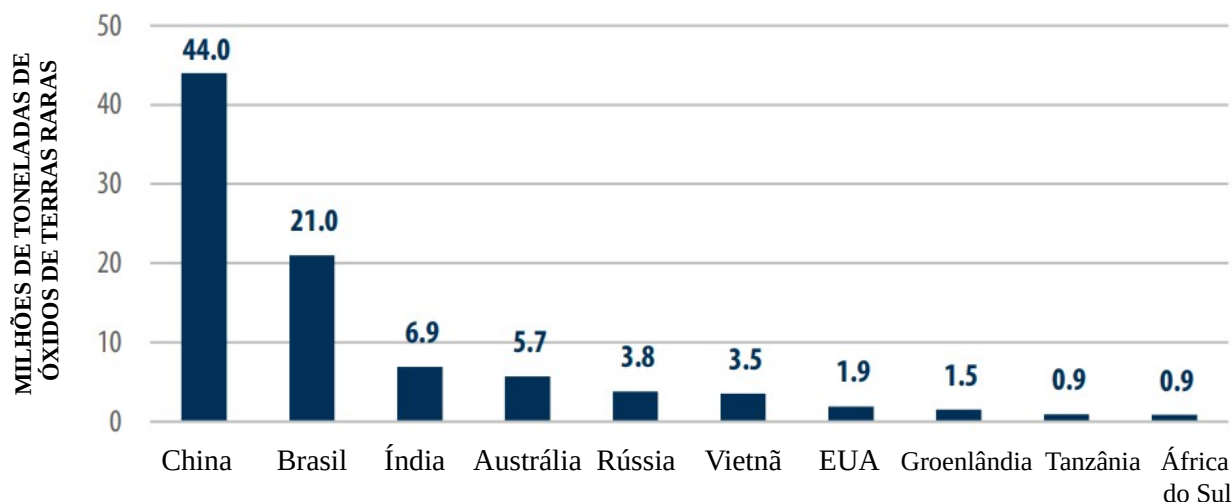
O Governo de Goiás, em articulação com iniciativas federais e com o setor privado, vem buscando transformar esse potencial geológico em investimento efetivo. O “Projeto Pela Ema”, da Mineração Serra Verde, já se encontra em operação comercial voltada à produção de carbonato misto de ETRs, enquanto o “Projeto Carina” avança com lavra prevista em Nova Roma e beneficiamento parcial em Aparecida de Goiânia, com investimentos estima-

dos em R\$ 2,8 bilhões (CEHTES, 2025). Essas iniciativas indicam um esforço para que o Brasil deixe de ser apenas detentor de reservas e passe a ocupar espaço mais relevante na produção e no beneficiamento de terras raras.

Apesar dessas oportunidades, persistem desafios estruturais. A ausência de cadeias produtivas consolidadas, a necessidade de aperfeiçoamento regulatório e as lacunas tecnológicas ainda limitam a captura de valor interno a partir das reservas brasileiras (Oliveira *et al.*, 2025). A reciclagem também surge como alternativa, embora as taxas atuais sejam reduzidas: estima-se, por exemplo, que seria possível recuperar mais de 200 toneladas de ETRs apenas a partir de telefones celulares e discos rígidos em fim de vida útil, mas a maior parte desse potencial permanece não aproveitada (München; Stein; Veit, 2021).

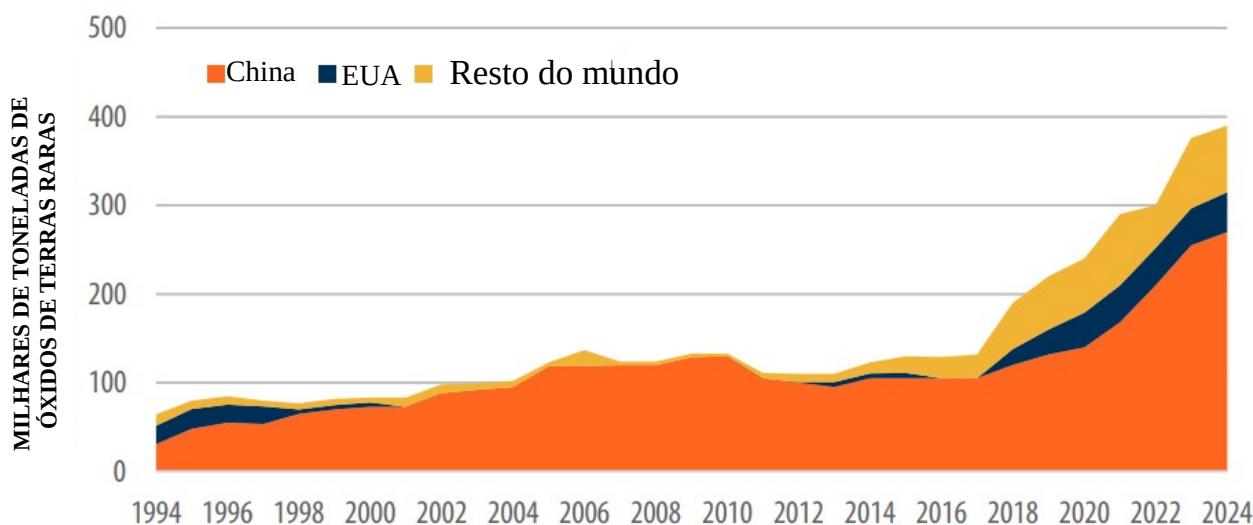
Em síntese, os dados mais recentes indicam que, embora a China siga concentrando a maior parte da produção em minas e lidere em reservas, o estoque geológico de ETRs é relativamente mais distribuído entre países como Brasil, Índia, Austrália, Rússia, Vietnã e outros. As Figuras 59 e 60 a seguir, elaboradas a partir de estimativas reunidas pela First Trust Advisors com base em informações do serviço geológico norte-americano, ilustram essa diferença entre a geografia das reservas e a forte concentração da produção de minério. Isso sugere que existe espaço, no médio prazo, para que novos produtores ganhem relevância e reduzam a dependência do suprimento chinês, desde que consigam vencer barreiras econômicas, ambientais e tecnológicas. É nesse cenário que se insere a análise da cadeia produtiva das terras raras e, em especial, o papel que Goiás pode desempenhar dentro da estratégia brasileira para esse segmento.

Figura 59: Top 10 de países com minerais terras raras.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados divulgados pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos (Cordier, 2024).

Figura 60: Produção de minas de terras raras de 1994 a 2024.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados divulgados pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos (Cordier, 2024).

12.4 A cadeia produtiva e os setores relacionados

A cadeia produtiva das terras raras começa na pesquisa geológica e na lavra do minério, passa pelo beneficiamento físico, pelo processamento químico e pela separação dos elementos até chegar à fabricação de ligas, ímãs permanentes, catalisadores, componentes eletrô-

nicos e equipamentos médicos. Em cada uma dessas etapas o grau de complexidade tecnológica aumenta, assim como os requisitos ambientais e de segurança. Por isso, quando se fala em “aproveitar as terras raras”, não se trata apenas de abrir minas, mas de estruturar um conjunto de atividades industriais e de serviços que permita transformar o recurso mineral

em produtos de maior valor agregado (Haque *et al.*, 2014). Do ponto de vista econômico, interessa identificar quais segmentos produtivos, presentes em Goiás e no Brasil, dependem desses elementos. Conforme demonstrado na Tabela 31, a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) é um bom ponto de partida para essa análise. Ela permite reunir em grupos as empresas que atuam na mineração, em refino de petróleo e biocombustíveis, fabricação de produtos químicos, produção de materiais cerâmicos e vidros especiais, metalurgia, fabricação de peças metálicas, equipamentos eletrônicos e ópticos, máquinas e aparelhos elétricos, produtos diversos de maior tecnologia, geração e distribuição de energia, pesquisa científica e serviços de saúde.

Cada um desses grupos de atividades utiliza combinações próprias de elementos de terras raras. As indústrias extrativas de Elementos Terras Raras (ETRs), correspondentes às divisões 07 a 09 da CNAE, compreenderam exclusivamente as atividades integrantes da cadeia produtiva da mineração. Essas atividades incluem a extração e o beneficiamento de minerais metálicos e não metálicos, bem como os serviços de apoio diretamente vinculados à atividade mineradora, conforme definição do Sindicato da Indústria da Mineração do Estado de Goiás e Distrito Federal.

As indústrias de coque, derivados do petróleo e biocombustíveis e a fabricação de produtos químicos (divisões 19 e 20) fazem uso intenso de cério (Ce), lantânio (La), neodímio (Nd), disprósio (Dy), hólmio (Ho), gadolínio (Gd), praseodímio (Pr) e escândio (Sc) em catalisadores, aditivos e reagentes. A fabricação de produtos de minerais não metálicos (23) incorpora Ce, La, Nd, Sm, Er, Gd e Ho em vidros especiais, cerâmicas e materiais resistentes ao calor. A metalurgia e a fabricação de produtos de metal (24 e 25) utilizam Ce, Nd, Sm, Dy,

Tb e Sc em ligas de alto desempenho e tratamentos de superfície.

Além disso, nos equipamentos eletrônicos e ópticos (26), destacam-se Eu, Tb, Y, La, Lu, Sm e Nd em telas, fibras ópticas e componentes magnéticos, enquanto máquinas, aparelhos e materiais elétricos (27) dependem de Nd, Pr, Dy, Tb, Eu, Lu, Y e Pm na produção de ímãs permanentes e motores de alto rendimento. Produtos diversos (32) incorporam La, Sc, Tb, Lu e Y em itens como ímãs especiais e dispositivos de precisão. A geração e distribuição de eletricidade, gás e outras utilidades (35) recorrem a Ce, Sm, Dy, Eu e Ho em sistemas de iluminação, equipamentos de controle e materiais magnéticos. A pesquisa e o desenvolvimento científico (72) utilizam Gd, Pr, Y e Lu em materiais de laboratório, contrastes para imagem e experimentos de alta precisão, ao passo que as atividades de atenção à saúde humana (86) empregam sobretudo túlio (Tm) e outros elementos em equipamentos de diagnóstico e tratamento (Eliseeva; Bünzli, 2011; Manfredini; Körts, 2020).

A Tabela 31 organiza essa informação de forma sintética, listando as divisões econômicas selecionadas, suas denominações e os elementos de terras raras mais diretamente envolvidos em cada uma delas.

A seleção dos setores “afins” aos Elementos Terras Raras (ETRs) foi realizada a partir de uma abordagem orientada por aplicações industriais. Inicialmente, mapeiam-se, na literatura técnica, as principais aplicações típicas de cada ETR (ou grupos de ETRs), identificando em quais produtos e processos o elemento atua como insumo funcional relevante. Em seguida, cada aplicação é traduzida em atividades econômicas observáveis (produtos, componentes e processos industriais) e vinculada às Divisões da CNAE (2 dígitos) mais aderentes e de forma qualitativa.

Tabela 31: Estrutura da Classificação Nacional das Atividades Econômicas (CNAE 2.3) e Elementos Terras Raras.

Divisão CNAE	Denominação	Elementos de terras raras envolvidos
07 a 09	Indústrias extrativas ETRs	16 elementos com exceção Pm
19	Fabricação de coque, de produtos derivados do petróleo e de biocombustíveis	Ce, Dy, Ho, La, Nd, Sc
20	Fabricação de produtos químicos	Ce, Dy, Gd, Ho, La, Nd, Pr, Sc
23	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	Ce, Er, Gd, Ho, La, Nd, Sm
24	Metalurgia	Ce, Dy, Nd, Sc, Sm, Tb
25	Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	Ce, Dy, Nd, Sc, Sm, Tb
26	Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	Eu, La, Lu, Nd, Sm, Tb, Y
27	Fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos	Dy, Eu, Lu, Nd, Pm, Pr, Tb, Y
32	Fabricação de produtos diversos	La, Lu, Sc, Tb, Y
35	Eletricidade, gás e outras utilidades	Ce, Dy, Eu, Ho, Sm
72	Pesquisa e desenvolvimento científico	Gd, Lu, Pr, Y
86	Atividades de atenção à saúde humana	Tm

Fonte: Elaborado pelo autor.

12.5 Potencial de Elementos Terras Raras em Goiás e empregabilidade setorial

O Brasil é o segundo maior detentor de reservas de elementos de terras raras no mundo, com cerca de 21 milhões de toneladas. Dentro desse quadro nacional o destaque recai sobre Goiás, em especial o Granito Serra Dourada, como demonstrado na Figura 61, e sobre o Maciço Pedra Branca.

Estudos geológicos e de laboratório mostram que nessas áreas há enriquecimento de terras raras em camadas espessas de solo muito intemperizado, chamadas perfis lateríticos, nas quais os elementos ficam aderidos aos grãos de

argila por atração elétrica, o que torna a extração mais simples do que em rochas compactas (Antoniassi *et al.*, 2020; Costa; Botelho; Garnier, 2020; Santana; Botelho, 2022; Oliveira *et al.*, 2025).

O depósito de Serra Verde, em Minaçu, é o caso mais avançado desse modelo no país: é o primeiro empreendimento brasileiro baseado em perfis lateríticos em operação comercial, produzindo compostos ricos em terras raras voltados principalmente para a fabricação de ímãs permanentes usados em motores elétricos, turbinas eólicas e outros equipamentos de alto rendimento (Costa; Botelho; Garnier, 2020; CEHTES, 2025).

Figura 61: Mapa de depósitos Serra Dourada Goiás.

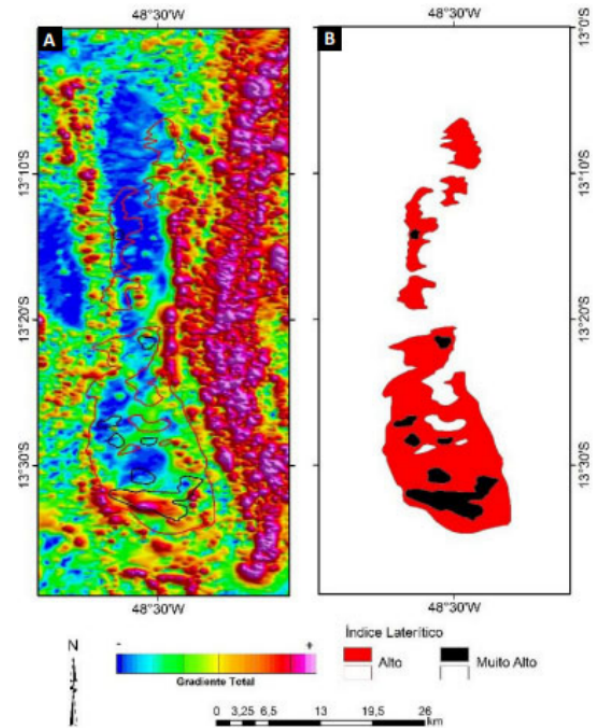
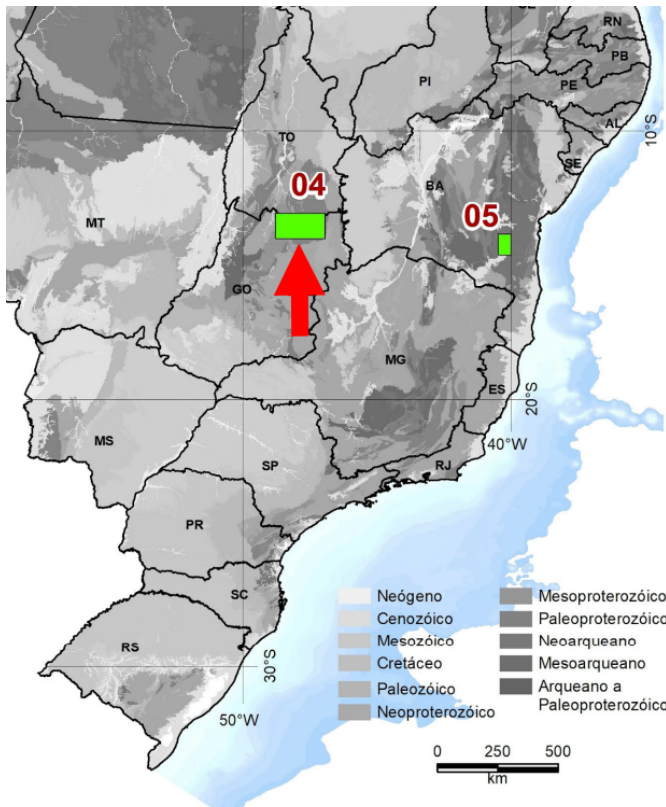


Figura 5 - A) Áreas delimitadas com alto IL sobrepostas ao Gradiente total. B) Áreas prioritárias de estudo do regolito e sua relação com o enriquecimento supergênico.

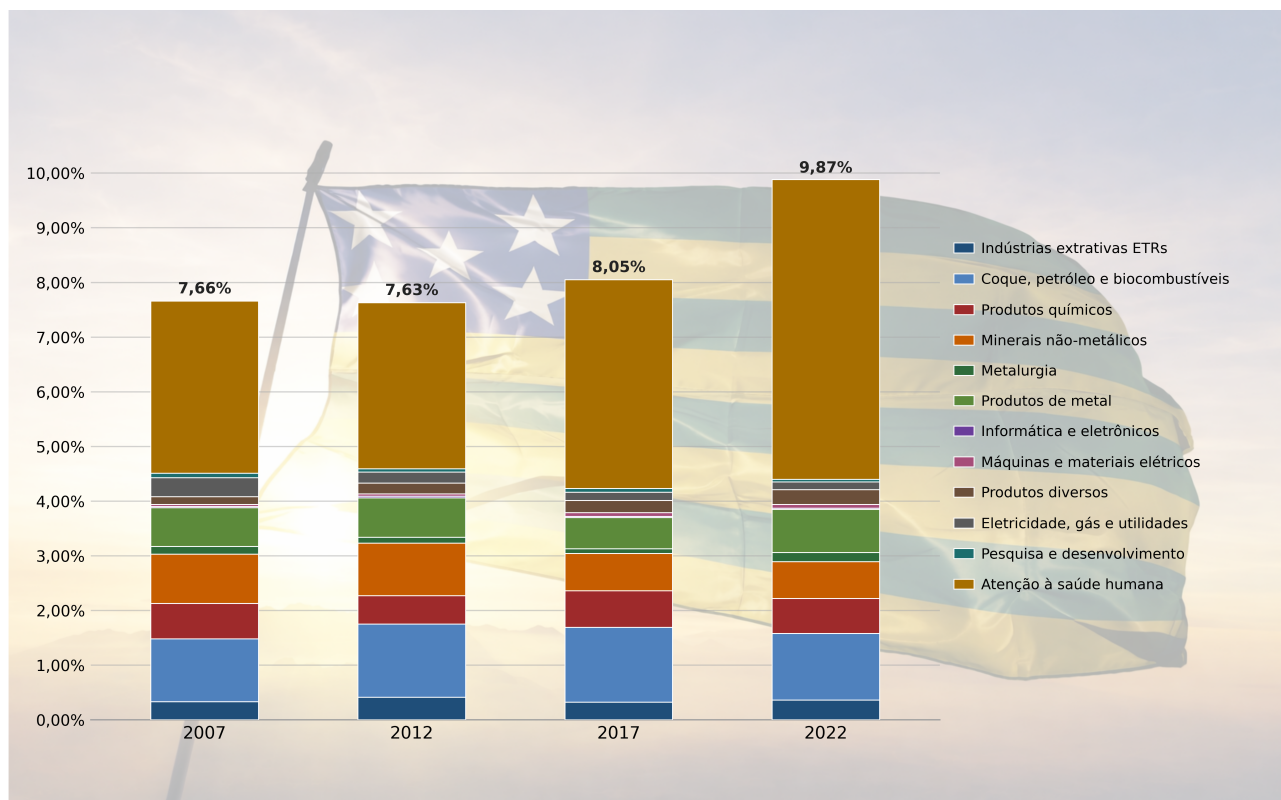
Fonte: Takehara (2023).

A estrutura do emprego formal em Goiás mostra que os setores intensivos em elementos de terras raras vêm ganhando peso ao longo do tempo. Entre 2007 e 2022, o número de vínculos nesses ramos cresceu mais rápido do que o emprego total, fazendo com que sua participação passe cerca de 7,66% para 9,87% dos postos formais do estado, de acordo com a Figura 62. Trata-se de atividades como fabricação de produtos químicos e de minerais não metálicos, metalurgia, produtos de metal, equipamentos eletrônicos e ópticos, máquinas e materiais elétricos, geração de energia, pesquisa científica e saúde – justamente os segmentos que mais utilizam terras raras em catalisadores, vidros e cerâmicas especiais, ligas metálicas, ímãs perma-

nentes, dispositivos eletrônicos e equipamentos médicos.

A Figura 62, com as barras empilhadas para 2007, 2012, 2017 e 2022, sintetiza essa mudança ao mostrar que todas essas atividades avançam em conjunto, com destaque crescente para máquinas e materiais elétricos, produtos metálicos e saúde. Ao confrontar a trajetória da produção mundial de óxidos de terras raras com a dinâmica observada em Goiás, verifica-se uma convergência temporal relevante: a aceleração produtiva iniciada em 2010, e intensificada após 2017, ocorre simultaneamente à expansão global de tecnologias como a mobilidade elétrica e as energias renováveis.

Figura 62: Percentual dos Empregos Formais em Goiás nos setores intensivos em ETRs.

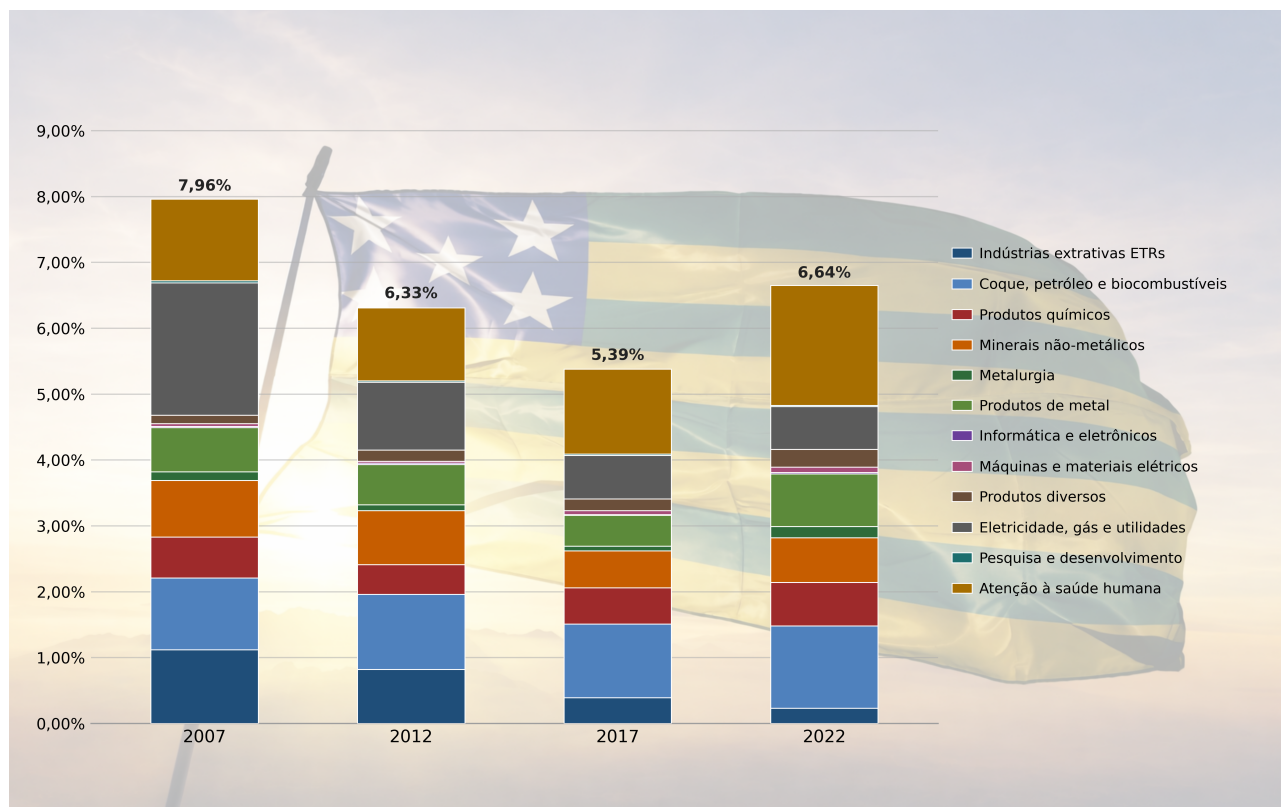


Fonte: Elaboração própria com dados da Relação de Informações Sociais (RAIS) 2025.

Em termos estritos, os dados não permitem provar causa e efeito, mas são coerentes com a hipótese de que a ampliação da oferta e do uso de insumos relacionados à cadeia das terras raras contribui para o crescimento do emprego nesses setores em Goiás, reforçando a importância de políticas que aproximem o potencial mineral do estado de sua base produtiva. Os setores da economia goiana com dependência

direta de elementos terras raras (ETR) apresentam relevância econômica significativa em termos de geração de Valor Adicionado Bruto (VAB). Em 2022, o VAB associado a essas atividades totalizou R\$ 18.972 milhões, o que corresponde a 6,64% do VAB total do Estado de Goiás, indicando o peso desses insumos estratégicos na estrutura produtiva estadual, conforme demonstrado na Figura 63.

Figura 63: Percentual do Valor Adicionado Bruto em Goiás nos setores intensivos em ETRs.



Fonte: Elaboração própria com dados das Contas Regionais do IBGE (2025).

O VAB vinculado aos ETR concentra-se em setores de elevada importância econômica, como indústria química, fabricação de produtos de metal, minerais não metálicos, eletricidade e gás e atividades de atenção à saúde humana, indicando que os ETR estão integrados a cadeias produtivas intensivas em capital, energia e tecnologia. Essa composição setorial reforça o caráter transversal dos ETR, cuja utilização se estende por atividades industriais e de serviços de alto impacto econômico. Os dados indicam que os elementos terras raras constituem insumos estratégicos relevantes para o emprego e a geração de VAB, sustentando atividades econômicas centrais e oferecendo potencial para ampliação de seus efeitos econômicos por meio do adensamento produtivo e do avanço tecnológico das cadeias associadas.

12.6 Considerações finais e recomendação de políticas públicas

Os elementos de terras raras seguem sendo estratégicos para a transição energética, para a indústria de maior conteúdo tecnológico e para a reorganização contemporânea das cadeias globais de valor. No caso de Goiás, esse tema ganha relevância adicional porque o Estado reúne, ao mesmo tempo, potencial geológico, projetos em curso e presença de setores econômicos que podem se beneficiar direta ou indiretamente desses insumos.

Os resultados deste estudo sugerem que o tema das terras raras pode ser mais bem compreendido quando aproximado de variáveis econômicas observáveis, e não apenas da descrição das reservas ou de suas aplicações industriais. Nesse ponto, o contraste entre emprego e Valor Adicionado Bruto mostrou-se especialmente útil: enquanto os setores intensivos em ETRs apresentaram trajetória mais clara de expansão no emprego formal goiano entre 2007 e 2022, o VAB não revelou comporta-

mento equivalente. Esse achado não encerra a questão, mas oferece uma pista analítica relevante sobre onde os efeitos econômicos desses insumos podem aparecer primeiro e com mais nitidez.

Esse resultado abre espaço para uma agenda de pesquisa voltada à relação entre insumos estratégicos, estrutura produtiva e desenvolvimento regional. A combinação entre dados setoriais, vínculos empregatícios, informações geológicas e séries econômicas pode ampliar a compreensão sobre os efeitos dos ETRs na economia goiana, sobretudo num contexto em que ciência de dados e inteligência artificial passam a ocupar papel crescente na formulação de diagnósticos e políticas públicas.

Os desafios de regulação, agregação de valor e qualificação produtiva permanecem centrais e colocam para a governança estadual

questões relevantes na condução econômica do tema dos minerais críticos. A extração e o beneficiamento de terras raras exigem cautela ambiental, fiscalização e planejamento, ao mesmo tempo em que colocam para o estado o desafio de evitar a simples exportação de concentrados de baixo valor. Por isso, o avanço nessa agenda deve caminhar junto com pesquisa aplicada, política industrial, formação de capital humano e fomento à inovação. Nesse campo, a experiência da EMBRAPA pode servir como referência de intervenção pública voltada à produção de conhecimento, à adaptação tecnológica e à difusão de capacidades. Guardadas as diferenças entre agropecuária e mineração, a lição institucional permanece útil: quando pesquisa, coordenação estatal e setor produtivo se articulam de forma consistente, torna-se mais viável transformar potencial econômico em desenvolvimento efetivo.

Referências

- AGUSDINATA, Datu Buyung *et al.* Critical minerals for electric vehicles: a telecoupling review. **Environmental Research Letters**, v. 17, p. 013005, 2022. DOI: 10.1088/1748-9326/ac4763. Disponível em: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4763>.
- ANTONIASSI, J. L. *et al.* Process mineralogy of rare earths from deeply weathered alkali-carbonatite deposits in Brazil. **Journal of Materials Research and Technology**, v. 9, p. 8842–8853, 2020. DOI: 10.1016/j.jmrt.2020.05.128. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2020.05.128>.
- ASLAN, Naim; SAY, Yakup. Nadir toprak elementlerinin uygulama alanları. **Kırklareli University Journal of Engineering and Science**, v. 8, n. 1, p. 148–178, 2022. DOI: 10.34186/klujes.1094871. Disponível em: <https://doi.org/10.34186/klujes.1094871>.
- BALARAM, V. Rare Earth Element Deposits: Sources, and Exploration Strategies. **Journal of the Geological Society of India**, v. 98, p. 1210–1216, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12594-022-2154-3>.
- CALDERON, J. *et al.* Critical mineral demand estimates for low-carbon technologies: What do they tell us and how can they evolve? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 189, p. 113938, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113938>.
- CASTOR, S. B.; HEDRICK, J. B. Rare Earth Elements, 2006.
- CEHTES. Elementos Terras Raras – ETR. **Boletim CEHTES**, n. 1, ago. 2025. Acesso em: 6 set. 2025. Disponível em: <https://cehtes.ufg.br/n/193545-cehtes-lanca-boletim-sobre-elementos-terras-raras-etr>.
- CHEISSON, T.; SCHELTER, Eric J. Rare earth elements: Mendeleev’s bane, modern marvels. **Science**, n. 363, p. 489–493, 2019. DOI: 10.1126/science.aau7628.
- CHEN, Z. *et al.* Recent advances in selective separation technologies of rare earth elements: a review. **Journal of Environmental Chemical Engineering**, 2022.
- CHRISTIE, T. B. *et al.* **Mineral Commodity Report 17 - Rare Earths and Related Elements**. [S. l.: s. n.], 2007.
- CORDIER, Daniel J. **Mineral Commodity Summaries 2024: Rare Earths**. Reston, VA, 2024. Rare Earths chapter, prepared by Daniel J. Cordier. Disponível em: <https://pubs.usgs.gov/>.
- COSTA, N. O.; BOTELHO, N. F.; GARNIER, J. Concentration of rare earth elements in the Faixa Placha tin deposit, Pedra Branca A-Type Granitic Massif, central Brazil, and its potential for ion-adsorption-type REE-Y mineralization. **Ore Geology Reviews**, n. 123, p. 103606, 2020.
- DUSHYANTHA, N. *et al.* The story of rare earth elements (REEs): Occurrences, global distribution, genesis, geology, mineralogy and global production. **Ore Geology Reviews**, n. 122, p. 103521, 2020.

ELISEEVA, S. V.; BÜNZLI, J. G. Rare earths: jewels for functional materials of the future. **New Journal of Chemistry**, n. 35, p. 1165–1176, 2011.

GIESE, E. **Rare Earth Elements: therapeutic and diagnostic applications in modern medicine**. [S. l.: s. n.], 2018.

GUYONNET, D.; LEFEBVRE, G. **Rare earth elements and high-tech products**. [S. l.: s. n.], 2018.

HAQUE, N. *et al.* Rare Earth Elements: Overview of Mining, Mineralogy, Uses, Sustainability and Environmental Impact. **Resources**, n. 3, p. 614–635, 2014.

HULEATT, M. B. **Australian resource reviews: rare earth elements**. [S. l.: s. n.], 2019.

JUDGE, W. D.; AZIMI, G. Recent progress in impurity removal during rare earth element processing: A review. **Hydrometallurgy**, n. 196, p. 105435, 2020.

JYOTHI, R. K. *et al.* Review of rare earth elements recovery from secondary resources for clean energy technologies: Grand opportunities to create wealth from waste. **Journal of Cleaner Production**, n. 267, p. 122048, 2020.

KALANTZAKOS, S. The Race for Critical Minerals in an Era of Geopolitical Realignment. **The International Spectator**, v. 55, n. 3, p. 1–16, 2020. DOI: 10.1080/03932729.2020.1786926. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/03932729.2020.1786926>.

KOOROSHY, J.; KORTEWEG, R.; RIDDER, M. D. **Rare earth elements and strategic mineral policy**. [S. l.: s. n.], 2010.

MANFREDINI, A.; KÖRTS, M. **Energy Security: Operational Highlights**. [S. l.: s. n.], 2020.

MARTINS, T. T. Rare Earth Geopolitics: Global Dynamics and Strategic Balance of Power. **Janus.net, e-journal of international relations**, v. 15, n. 1, p. 249–265, 2024. DOI: 10.26619/1647-7251.15.1.14. Disponível em: <https://doi.org/10.26619/1647-7251.15.1.14>.

MÜNCHEN, D. D.; STEIN, R. T.; VEIT, H. M. Rare Earth Elements Recycling Potential Estimate Based on End-of-Life NdFeB Permanent Magnets from Mobile Phones and Hard Disk Drives in Brazil. **Minerals**, n. 11, p. 1190, 2021. DOI: 10.3390/min11111190. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/min11111190>.

NATURE. The rare earth elements - A special group of metals. **Nature**, v. 118, n. 2957, p. 17–18, jul. 1926. DOI: 10.1007/978-3-319-26809-5_1. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-319-26809-5_1.

NAVARRO, J.; ZHAO, F. Life-cycle assessment of the production of rare-earth elements for energy applications: A review. **Frontiers in Energy Research**, n. 2, p. 45, 2014. DOI: 10.3389/fenrg.2014.00045. Disponível em: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2014.00045>.

OLIVEIRA, R. D. *et al.* A busca das terras raras para o desenvolvimento regional: A nova fronteira do desenvolvimento no industrial. **Lumen et Virtus**, 2025.

PRESLEY, J. Exploring the Unexpected: An AI Model Uncovers Rare Earth Elements. **Journal of Petroleum Technology**, 2024.

REICH, Martin; SIMON, Adam C. Critical minerals. **Annual Review of Earth and Planetary Sciences**, v. 53, p. 141–168, 2025. Review in Advance publicado em dez. 2024. DOI: 10.1146/annurev-earth-040523-023316. Disponível em: <https://doi.org/10.1146/annurev-earth-040523-023316>.

SANTANA, I. V.; BOTELHO, N. F. REE residence, behaviour and recovery from a weathering profile related to the Serra Dourada Granite, Goiás/Tocantins States, Brazil. **Ore Geology Reviews**, 2022.

TAKEHARA, Lucy. **Terras Raras no Serviço Geológico do Brasil**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://rigeo.sgb.gov.br/handle/doc/24435>.

VEKASI, K. The Geoeconomics of Critical Rare Earth Minerals. **Georgetown Journal of International Affairs**, n. 22, p. 271–279, 2021.

VERPLANCK, P. L.; HITZMAN, M. **Rare Earth and Critical Elements in Ore Deposits**. [S. l.: s. n.], 2016.

VONCKEN, J. **The Rare Earth Elements - A Special Group of Metals**. [S. l.: s. n.], 2016.

WAHYUDI, T. **Reviewing the properties of rare earth element-bearing minerals, rare earth elements and cerium oxide compound**. [S. l.: s. n.], 2015.

WENTZ, A. P. *et al.* Rare Earth Elements in Bahia, Brazil: Potential for Global Production. **Journal of Bioengineering, Technologies and Health**, 2025.

YUSHINA, T. *et al.* Rare-earth metal ore processing technologies when developing new deposits. **Obogashchenie Rud**, 2020.

Considerações Finais

A 3ª edição do Caderno de Estudos — Caminhos para a Transição Energética em Goiás — aprofunda a leitura de temas que hoje influenciam diretamente a economia, a infraestrutura e o planejamento do estado. Ao reunir pesquisas sobre rede elétrica, projeções da matriz, aproveitamento energético de resíduos, eficiência no consumo, soluções aplicadas ao meio rural e cadeias produtivas emergentes, o Caderno organiza informações que antes apareciam de forma dispersa e lhes dá utilidade prática para políticas públicas, pesquisa aplicada e tomada de decisão.

Os estudos desta edição mostram que a transição energética, em Goiás, depende de condições bem concretas. A infraestrutura elétrica continua sendo decisiva para sustentar crescimento, atrair investimentos e melhorar a qualidade do serviço. O uso de dados e projeções ajuda a enxergar tendências e a calibrar

decisões futuras. Os capítulos sobre biogás, biometano, sistemas híbridos e eficiência energética aproximam o debate de problemas reais do território, ligados à produção, ao consumo, à gestão pública e ao aproveitamento de recursos já disponíveis no estado.

O Caderno também amplia o horizonte ao incorporar o tema das terras raras em Goiás, chamando atenção para a relação entre recursos minerais, estrutura produtiva, emprego, pesquisa e inovação. Com isso, a publicação não se limita a descrever o estágio atual da transição energética, mas ajuda a delimitar prioridades e a indicar onde poder público, pesquisa e setor privado podem atuar de forma complementar. A expectativa é que esta edição contribua para qualificar o debate e oferecer base mais clara para decisões que afetam investimento, atividade produtiva, serviço público e qualidade de vida da população goiana.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG) e à Secretaria-Geral de Governo (SGG) pelo suporte à realização deste estudo, viabilizado por meio da Chamada Pública FAPEG Nº 02/2024, resultante do Termo de Cooperação Técnica Nº 01/2023, vinculado ao processo Nº 202318037003823.

O apoio dessas instituições foi decisivo para o desenvolvimento desta pesquisa, contribuindo para o avanço da ciência, da inovação e do fortalecimento da matriz energética em Goiás. Essa parceria também ajuda a levar ao público temas ligados à energia e à transição energética, ao mesmo tempo em que favorece a formulação de soluções voltadas à modernização e ao desenvolvimento do setor energético goiano.

Apresentação da Equipe de Pesquisa e Desenvolvimento



Diogo Appel Colvero - Engenheiro Mecânico graduado pela Universidade Federal de Santa Maria (2008). Especialista em Tratamento e Disposição Final de Resíduos Sólidos e Líquidos (2012) e Mestre em Engenharia do Meio Ambiente (2014), pela Universidade Federal de Goiás. Doutor em Ciências e Engenharia do Ambiente pela Universidade de Aveiro, Portugal (2018). Engenheiro mecânico da UFG. Pesquisador nas áreas: energias renováveis, avaliação do ciclo de vida, economia circular e sustentabilidade econômica.



Felipe Pamplona Mariano - Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Uberlândia. Atualmente é docente da Universidade Federal de Goiás, atuando nos cursos de graduação e pós-graduação em Engenharia Mecânica. Desenvolve pesquisas em Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD), Métodos Numéricos, Energia Eólica, Interação Fluido-Estrutura e Eficiência Energética.



Fernando Nunes Belchior - Graduado em 2000, Mestre em 2003 e Doutor em 2006 em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia. De 2007 a 2015 foi professor na Universidade Federal de Itajubá. Atualmente trabalha como professor titular na Universidade Federal de Goiás, no campus Aparecida de Goiânia. Suas principais áreas de interesse são: Qualidade da Energia, Máquinas Elétricas, Eletrônica de Potência, Medições Elétricas, Fontes Renováveis de Energia e Eficiência Energética.



Gino Bertolucci Colherinhas - Professor da UFG, atua nos cursos de Engenharia Mecânica e no Programa de Pós-Graduação. Doutor e mestre em Ciências Mecânicas pela UnB, com doutorado sanduíche pela Universidade de Roma Sapienza (Itália). Graduado pela UnB em Engenharia Mecânica, com intercâmbio na Universidade do Porto (Portugal). Atua em pesquisas nas áreas de eficiência energética, controle estrutural de turbinas eólicas offshore, otimização com IA e dinâmica de sistemas mecânicos.



Jéssica Santoro Gonçalves Pena - Engenheira de Energia pela Universidade de Brasília, com mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica, na área de Sistemas Elétricos de Potência pela mesma instituição. Professora no Instituto Federal de Goiás, nos cursos de bacharelado em Engenharia Elétrica e técnicos em Eletrotécnica, Automação Industrial e Mecânica. As áreas de interesse para pesquisa e desenvolvimento são geração de energia elétrica, proteção de sistemas elétricos e qualidade de energia.



Lina Paola Garcés Negrete - Possui graduação (2003) e mestrado (2005) em Engenharia Elétrica pela Universidad Tecnológica de Pereira, na Colômbia. Obteve o título de Doutora em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista, em 2010, onde também realizou estágio pós-doutoral no mesmo ano. Atualmente, é Docente na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. Seus interesses de pesquisa incluem o planejamento e a operação de sistemas de energia elétrica e técnicas de otimização aplicada.



Luana Alves Akamine - Engenheira Agrícola formada pela Universidade Estadual de Goiás (2015), mestre em Engenharia Agrícola (Engenharia de Sistemas Agroindustriais) – UEG (2017) e doutora em Agronomia (Energia na Agricultura), pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – Unesp/FCA (2021). Desenvolve pesquisas nos seguintes temas: Energias Renováveis, aproveitamento de resíduos agropecuários e agroindustriais, biodigestão anaeróbia, biodigestores e biogás.



Paulo Henrique Neves Pimenta - Professor do curso de Engenharia Mecânica do IFG - Campus Goiânia. Graduado em Engenharia Mecânica (2012) e Licenciatura em Formação Pedagógica (2021). Mestre em Engenharia Mecânica pela UNESP (2015) e doutor em Ciências Mecânicas pela UnB (2023). Atua em pesquisas sobre escoamento multifásico, reologia de fluidos complexos com métodos numéricos, simulação de componentes do ciclo de refrigeração e eficiência energética.



Raphael de Aquino Gomes - Doutor em Ciência da Computação pela Universidade Federal de Goiás com período sanduíche no Institut National de Recherche en Informatique et en Automatique, França. Possui graduação (2006) e mestrado (2009) em Ciência da Computação. Atualmente é professor do Instituto Federal de Goiás e coordena o Mestrado em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade. Atua principalmente nos seguintes temas: Computação em Nuvem, Internet das Coisas, Inteligência Artificial e Energias Renováveis.



Rodrigo da Rocha Gonçalves - Professor Associado da Universidade Federal do Rio Grande, graduado em Ciências Econômicas pela FURG, mestrado em Economia Aplicada pela UFPEL e doutorado Economia pela PUC-RS. Pesquisador vinculado ao Grupo de Pesquisa em Economia Azul (GPEA/FURG) e a Secretaria Geral de Governo de Goiás (SETCI). Desenvolve pesquisas com ênfase em Economia Regional, Economia da Energia e dos Transportes e Desenvolvimento Sustentável.



SGG
Secretaria-Geral
de Governo

