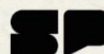


RACE TO ZERO



Secretaria de
Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística



SÃO PAULO
GOVERNO DO ESTADO
SÃO PAULO SÃO TODOS

PLANO PAULISTA DECENAL DE ENERGIA 2034 - PPDE 2034

VERSÃO DE CONSULTA PÚBLICA





GOVERNADOR DO ESTADO DE SÃO PAULO

Tarcísio de Freitas

SECRETÁRIA DE MEIO AMBIENTE, INFRAESTRUTURA E LOGÍSTICA

Natália Resende Andrade Ávila

SECRETÁRIO EXECUTIVO

Anderson Marcio de Oliveira

SUBSECRETÁRIO DE MEIO AMBIENTE

Jônatas Souza da Trindade

SUBSECRETÁRIO DE RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO BÁSICO

Cristiano Kenji Iwai

SUBSECRETÁRIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO

Marisa Maia de Barros

SUBSECRETÁRIO DE LOGÍSTICA E TRANSPORTES

Denis Gerage Amorim

SUBSECRETÁRIO DE GESTÃO CORPORATIVA

Fábio Aurélio Aguilera Mendes

PPDE 2034
Plano Paulista Decenal de Energia 2034

Catálogo na Fonte
(após aprovação e publicação)

Participantes - Subsecretaria de Energia e Mineração - Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística - SEMIL

COORDENAÇÃO GERAL

Marisa Maia de Barros

COORDENAÇÃO TÉCNICA

Danilo Perecin

EQUIPE TÉCNICA

Ednice Santos Almeida

Eidy Marianne Matias Bittencourt

Estela Terumi Massuda

Gisele Benedicto dos Santos

Gustavo Pereira dos Santos

Joana Schmidt Artes

João Manoel Alves

Laís Palazzo Almada

Silvia Regina de Aquino

Participantes - POLI/USP

COORDENAÇÃO GERAL

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

COORDENAÇÃO TÉCNICA

Dr. Roberto Castro

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

Ubiratan Francisco Castellano

CONSULTORES SÊNIORES

Prof. Dr. José Sidnei Martini

Prof. Dr. Antonio Marcos de Aguirra Massola

EQUIPE TÉCNICA

Dr. André Luiz Veiga Gimenes

Bráulio Borges

Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

Dra. Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti

Cyro Vicente Boccuzzi

Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

Dr. Ennio Peres da Silva

Dr. Erik Rego

Fabiana Gama Viana

Dr. Fernando Amaral de Almeida Prado Jr.

Dr. José Wanderley Marangon Lima

Laís Domingues Leonel

Dr. Luiz Armando Steinle Camargo

Luís Fernando Nogueira

Dra. Margareth de Cássia Oliveira Pavan

Mateus Henrique Balan

Dr. Munir Y. Soares

Pedro Souza Rosa

Dr. Rafael Herrero Alonso

Rodrigo Matte Rios Fernandez

Dra. Taluia Croso

Thenartt Vasconcelos Barros Junior

Apresentação

(após aprovação e publicação)

Aviso

Esta publicação contém projeções de demanda e oferta de energia e estratégias de mitigação, considerando um cenário macroeconômico e outras premissas, que refletem a visão da equipe técnica que participou da elaboração do Plano Paulista Decenal de Energia – PPDE 2034, com estudos finalizados em setembro de 2025.

Trata-se de um plano indicativo com dados e informações destinados a subsidiar o planejamento energético estadual e estimular investimentos privados para uma economia de baixo carbono no Estado de São Paulo, sem a pretensão de determinar quaisquer ações de agentes públicos ou privados as quais são de inteira responsabilidade do tomador da decisão.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	11
2.	METODOLOGIA	13
3.	CENÁRIOS MACROECONÔMICOS	18
4.	DEMANDA DE ENERGIA	19
4.1.	Projeção de Demanda de Energia Elétrica	19
4.1.1.	Projeção do Consumo associado ao PIB	19
4.1.2.	Consumo de eletricidade em Data Centers no Estado de São Paulo	20
4.2.	Projeção da carga na barra da geração	21
4.3.	Demanda de energéticos exceto eletricidade	22
4.4.	Participação dos Energéticos no Atendimento da Demanda	23
4.4.1.	Consumo associado aos Combustíveis	23
4.4.2.	Micro e mini geração distribuída (MMGD)	24
5.	OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA	26
5.1.	Energia Solar	26
5.2.	Termoeletricidade	27
5.3.	Hidroeletricidade	28
5.4.	Bioeletricidade	30
5.5.	Balanço de Energia Elétrica	30
5.6.	Requalificação das Redes Atuais de Transmissão e Distribuição	33
6.	BIOCOMBUSTÍVEIS	35
6.1.	Proposição de políticas públicas para o Estado de São Paulo	36
6.1.1.	Certificação de Gás Natural Renovável	37
6.1.2.	Status do Brasil e Estado de São Paulo	38
6.2.	Oferta de Biometano no Horizonte Decenal	39
6.2.1.	Oferta atual em São Paulo	39
6.2.2.	Projeção da Oferta	40
6.3.	Combustíveis Sustentáveis de aviação e biocombustíveis avançados	42
6.4.	Conclusões	43
7.	DEMANDA DE ENERGIA PARA FINS TÉRMICOS	45
7.1.1.	Gás Natural na geração de energia elétrica no ESP até 2034	45
7.1.2.	Reflexões sobre o papel de óleo e derivados de petróleo no plano decenal paulista no horizonte até 2034	45

7.2.	Tendências de consumo	46
7.3.	Ações e propostas de políticas públicas	47
7.3.1.	Infraestrutura energética.	47
7.3.2.	Regulação e certificação ambiental	48
7.3.3.	Inclusão e capacitação social	48
7.3.4.	Indústria e cadeias produtivas de baixo carbono	49
7.3.5.	Governança e financiamento	49
8.	TRANSPORTE	51
8.1.	Considerações sobre o potencial e disponibilidade de energéticos para suportar o cenário de transição no setor de transportes	52
8.2.	Cenário de referência para o setor de transportes	55
8.3.	Cenário de mitigação para o setor de transportes	56
8.4.	Projeção da demanda de energéticos no modal rodoviário	57
8.4.1.	Transição do diesel no modal rodoviário	57
8.4.2.	Transição da gasolina e etanol no modal rodoviário	58
8.4.3.	Trajectoria de demanda do gás veicular no modal rodoviário	58
8.4.4.	Trajectoria da demanda de energia elétrica no modal rodoviário	58
8.5.	Projeção da demanda de energéticos dos modais ferroviário, aéreo e hidroviário	59
8.5.1.	Ferrovário de carga	59
8.5.2.	Ferrovário de passageiro	61
8.5.3.	Aéreo	61
8.5.4.	Hidroviário	61
8.6.	Projeção do total da demanda de energéticos do setor de transportes	62
8.7.	Recomendação para compor ações e políticas públicas	67
9.	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	72
9.1.	Projeções da evolução da eficiência energética horizonte 2034	72
9.1.1.	Eficiência energética - Eletricidade	72
9.1.2.	Eficiência energética - Consumo Térmico	73
9.2.	Ações Operacionais - Táticas	73
9.2.1.	Objetivo Geral	73
9.2.2.	Premissas	73
9.2.3.	Exigência crescente nos padrões de eficiência	74
9.2.4.	Comissão permanente de monitoramento	74
9.2.5.	Programa de gestão energética em municípios	75
9.2.6.	Programa de Eficientização de Edifícios Públicos Estaduais	75
9.2.7.	Programa de Eficientização de Edificações - Estado/Municípios	76
9.2.8.	Programa para baixa renda	77
9.2.9.	Reuso de água em edificações	77
9.2.10.	Ações de conscientização	78
9.2.11.	Grupo de trabalho para pesquisa e normas técnicas	78
9.2.12.	Ganhos sistêmicos em eficiência	79

10. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E REQUALIFICAÇÃO DAS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	80
10.1. Recursos Energéticos Distribuídos no horizonte 2034 e interface com a Rede Elétrica	80
10.2. Sistemas de Armazenamento de Energia - SAE	81
10.3. Resposta da Demanda	81
10.4. Requalificação das Redes de Transmissão e Distribuição	82
10.5. Desafios da rede brasileira	83
10.5.1. Robustez de Sistemas e Resiliência das Operações	84
10.5.2. Robustez e Confiabilidade dos sistemas de T&D	85
10.5.3. Troncos dos alimentadores	85
10.5.4. Resiliência das Operações	86
10.5.5. Redes Inteligentes de Energia	87
10.5.5.1. Contextualização	87
10.5.5.2. Criação de DSOs – Distribution System Operators	88
11. HIDROGÊNIO	89
11.1.1. Uso automotivo do hidrogênio de baixo carbono no ESP	89
11.1.2. Produção de metanol para substituição de importações	90
11.1.3. Produção de amônia para substituição de importações	91
11.1.4. Produção de combustível sintético sustentável para aviação (Sustainable Aviation Fuel-SAF)	92
11.1.5. Produção de hidrogênio de baixo carbono no ESP para exportações	93
11.2. Totalização da visão de futuro para o horizonte de 2034	94
11.3. Quantidades de energéticos necessários para atender a demanda de hidrogênio no ESP	95
11.4. Propostas de políticas públicas para o H₂ de baixo carbono	97
12. BALANÇO DE EMISSÕES	99
13. INVESTIMENTOS	113
14. CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS	116
LISTA DE FIGURAS	120
LISTA DE TABELAS	122
LISTA DE ABREVIATURAS	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
AGRADECIMENTOS	143
ANEXO I - SISTEMA DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO (M&A) E INDICADORES	144

1. INTRODUÇÃO

Em 2024, o Estado de São Paulo elaborou o primeiro plano de energia de longo prazo de ente subnacional, de nível estratégico, com meta para atingir a neutralidade de emissão de gases de efeito estufa (GEE) até 2050 – o Plano Estadual de Energia 2050 (PEE 2050), em resposta à campanha global “*Race to Zero*” das Nações Unidas (ONU)¹. O PEE 2050, totalmente alinhado ao Plano de Ação Climática 2050 (PAC 2050), que tem a energia como um dos seus eixos, apresentou caminhos do setor energético para uma economia de baixo carbono como parte da estratégia climática paulista orientada pela Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC)².

O presente Plano Paulista Decenal de Energia 2034 (PPDE 2034) nasce da necessidade de traduzir as diretrizes de longo prazo do PEE 2050 em ações concretas e mensuráveis no curto prazo, capazes de conduzir o Estado a um sistema energético de baixo carbono mais eficiente e resiliente. O PPDE 2034, de caráter tático, observa a mesma estrutura do PEE 2050: setor elétrico e setor de transportes, incluindo a demanda por energia para suprir as necessidades energéticas para fins térmicos dos setores residencial, comercial e industrial.

Dessa forma, o PPDE 2034 é um instrumento técnico para subsidiar o planejamento energético estadual e estimular investimentos privados para uma economia de baixo carbono no Estado de São Paulo, buscando assegurar o equilíbrio entre a expansão da oferta de energia, o atendimento da demanda e a redução de emissões de GEE, alinhando desenvolvimento econômico e o cumprimento das metas climáticas. O crescimento da economia do conhecimento e da digitalização, a eletrificação de usos finais, a incorporação de novas tecnologias e o surgimento de novos padrões de consumo exigem abordagens cada vez mais dinâmicas e integradas do planejamento energético.

O PPDE 2034 está dividido em 12 capítulos, incluindo esta introdução.

O planejamento decenal foi construído a partir de um cenário macroeconômico e outras premissas, que consideram aspectos do Estado de São Paulo, nacionais e internacionais, incluindo fatores geopolíticos. Assim, para cenários de crescimento econômico mais retraídos ou acelerados, a demanda energética apresentada poderá variar.

Como base para definição da expansão da oferta de energia, considerou-se como impositivo o planejamento energético no nível federal e a participação dos projetos em fase avançada de evolução, assumindo-se como potencialmente efetivados e realizados até 2034. Complementarmente ao planejamento centralizado, tendo em vista as necessidades particulares do Estado e os critérios de atendimento ao mercado de energia, adotou-se soluções de geração a partir de fontes renováveis e ações de eficiência energética. O PPDE 2034 aborda os desafios para o uso de recursos energéticos distribuídos (RED) no atendimento da demanda. A cogeração de energia elétrica a partir da biomassa cresce com os investimentos programados no setor

¹ Decreto nº 65.881, de 20 de julho de 2021.

² Lei nº 13.798, de 09 de novembro de 2009.

sucroenergético. A expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD) aponta para crescimento robusto e contínuo no horizonte decenal, com liderança da energia solar fotovoltaica.

Agrega-se, ainda, uma análise da possível e provável evolução da implantação de *data centers* no Estado, que traz uma visão do potencial de atração desses investimentos, sob o ponto de vista da capacidade das infraestruturas de geração e da rede elétrica paulista, além do impacto nas emissões esperado com o incremento da demanda por energia elétrica.

Para o setor de transportes, considerou-se planos de referência de agentes públicos e privados na área de mobilidade nos transportes de carga, passageiros e veículos particulares, visando a redução da intensidade de carbono nesse segmento. As prospecções contemplam a eletrificação, a ampliação do uso de biocombustíveis – etanol, biometano e combustível de aviação sustentável (SAF), o uso de gás natural como combustível de transição e as perspectivas para combustíveis alternativos para uso marítimo.

O hidrogênio de baixo carbono, ainda que com menor destaque no curto prazo, também se apresenta como uma das soluções para mitigação no horizonte até 2034, na indústria e no setor de transportes.

O mercado de carbono é tema que toma espaço no PPDE 2034 como pilar para a corrida rumo à neutralidade de emissões e oportunidade para rentabilização de projetos com novas receitas.

Como plano tático, o PPDE 2034 estabelece ainda os investimentos cruciais para que o Estado de São Paulo alcance a redução das emissões líquidas de GEE apontada para os próximos 10 anos. No Anexo I é apresentado o sistema de monitoramento e avaliação com indicadores para acompanhamento do progresso do plano, garantindo transparência para o processo de monitoramento, reporte e verificação do planejamento energético estadual.

2. METODOLOGIA

A concepção metodológica do PPDE 2034 está fundamentada na integração entre planejamento energético, regulação e políticas de inovação. O plano adota um enfoque sistêmico e multidimensional, em que cada eixo de análise — oferta, demanda, infraestrutura, emissões e inovação tecnológica — é avaliado não de forma isolada, mas como parte de uma rede interdependente. Esse modelo busca refletir a complexidade do setor energético contemporâneo, em que decisões em um segmento produzem efeitos diretos e indiretos sobre os demais.

A metodologia do plano combina técnicas quantitativas e qualitativas de análise, articulando diferentes escalas temporais e espaciais. No campo quantitativo, utilizam-se modelos econométricos e de séries temporais para projeção de demanda, calibrados com as informações do Operador Nacional do Sistema (ONS), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esses modelos incorporam variáveis macroeconômicas, demográficas e tecnológicas, permitindo simular cenários de crescimento, eficiência e transição energética.

A análise de oferta considera a disponibilidade de recursos energéticos, a expansão da capacidade instalada, o potencial de novas fontes e as limitações de infraestrutura. São elaborados cenários alternativos que contemplam variáveis como evolução dos preços de combustíveis, avanços tecnológicos, políticas de incentivo e restrições ambientais.

Na sequência foram desenvolvidas simulações computacionais associadas a cada cenário, visando estabelecer uma visão quantitativa de uma trajetória de referência e trajetórias alternativas em que são incorporadas propostas para mitigação de desvios detectados, na execução de uma fase de diagnóstico com informações atualizadas em 2025, em relação à trajetória de emissões visualizada no mesmo período decenal no PEE 2050 (com dados de 2022). Cabe lembrar que a trajetória oriunda do PEE 2050, no período até 2034, é coerente com uma extrapolação factível para o horizonte de longo prazo, permitindo atingir a meta de neutralidade de emissões em 2050 e, por conseguinte, pode embasar as projeções de equilíbrio energético estadual até 2034 em face de informações atualizadas.

Além da modelagem quantitativa, o PPDE 2034 adota uma abordagem qualitativa e participativa, fundamentada em consultas técnicas, oficinas de trabalho e análises setoriais conduzidas com especialistas e representantes do setor energético. Essa dimensão qualitativa é essencial para contextualizar os resultados numéricos e assegurar que as projeções e recomendações estejam ancoradas em percepções realistas e alinhadas às condições de mercado, às tendências regulatórias e aos desafios regionais de São Paulo.

A estrutura metodológica do plano é organizada em quatro etapas principais: planejamento, diagnóstico, prospecção e posicionamento. A primeira etapa consiste na definição do escopo e das diretrizes gerais do plano, a partir das políticas estaduais e federais, dos compromissos climáticos e das metas de eficiência energética. O diagnóstico, detalhado nos capítulos seguintes, realiza uma caracterização abrangente da matriz energética paulista, identificando a estrutura de consumo por setor, a composição das fontes de oferta, as condições da infraestrutura e os principais gargalos e oportunidades.

Etapa	Descrição	Resultado esperado
Planejamento	Definição de eixos, metas e horizonte temporal	Estruturação do plano
Diagnóstico	Levantamento de dados energéticos, econômicos e ambientais	Identificação de tendências
Prospecção	Modelagem estatística com base em cenários EPE e ONS	Projeções de demanda e oferta
Posicionamento	Formulação de planos de ação e indicadores SMART	Recomendações e monitoramento

Na Figura 1 apresenta-se a visão geral da estrutura do PPDE 2034, onde pode ser observado o fluxo de informações e de fornecimento de resultados gerados internamente entre as equipes de trabalho.



Figura 1 - Visão geral da estrutura do PPDE 2034

O tratamento pelo lado da oferta atém-se exclusivamente à geração de eletricidade, de modo a identificar-se a quantidade de eletricidade que o ESP necessita importar do Sistema Interligado Nacional (SIN), de maneira a permitir o cálculo das emissões que essa parcela de energia elétrica representa, o que não se aplica para os combustíveis.

Na metodologia para quantificação de emissões empregada no PEE 2050 considerou-se que a energia elétrica importada pelo ESP seria considerada nas emissões atribuídas ao Estado e calculadas com base na média das emissões do Sistema Interligado Nacional.

Foram três os cenários para os quais se calcularam as emissões: (i) cenário de referência; (ii) cenário de mitigação com previsão moderada de incorporação de Data Centers; e (iii) cenário de mitigação com agregação otimista de Data Centers na carga, cujas especificidades estão apontadas na tabela a seguir:

Tabela 1 - Principais características dos cenários de demanda e oferta considerados no PPDE 2034

Cenário	Principais características da Demanda de Energia	Principais características da Oferta de Energia
Referência	• Calculada com base nas projeções macroeconômicas acrescida da demanda estimada para atendimento aos data centers de menor porte e com maior certeza de implantação até 2027. • Sem programas específicos de efficientização. • Sem programas específicos de incentivo à substituição de combustíveis fósseis.	Oferta de referência, sem prioridade para projetos de geração com menores fatores de emissão de GEE do que os projetos já esperados no plano de expansão.
Mitigação	• Calculada com base nas projeções macroeconômicas acrescida da demanda estimada para atendimento aos data centers de menor porte e com maior certeza de implantação até 2027. • Com programas específicos de efficientização. • Com programas específicos de incentivo à substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis.	Oferta de mitigação, com prioridade para projetos de geração com menores fatores de emissão de GEE do que os projetos já esperados no plano de expansão. Agregação de novas fontes de geração de energia renovável com o objetivo de reduzir a importação de energia pelo ESP e reduzir suas emissões de GEE
Mitigação com agregação otimista de Data Centers	• Calculada com base nas projeções macroeconômicas acrescida da demanda estimada para atendimento aos data centers previstos, independente da fase de maturação dos investimentos, para entrar em operação no horizonte até 2034, com elevação sensível na carga. • Com programas específicos de efficientização. • Com programas específicos de incentivo à substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis.	Oferta de mitigação, idêntico ao cenário de mitigação.



3. CENÁRIOS MACROECONÔMICOS

Os cenários macroeconômicos do PPDE 2034 foram elaborados com base em modelos econométricos visando projetar a evolução da economia paulista em três hipóteses: base, adversa e otimista. A construção desses cenários, iniciada em abril de 2025, considerou o contexto mundial e nacional, especialmente as incertezas decorrentes da posse do presidente Trump nos Estados Unidos, cuja política de defesa da economia americana por meio da sobretaxa de importações poderia gerar impactos sobre inflação, atividade econômica e fluxos comerciais globais. Avaliou-se, contudo, que o Brasil seria menos afetado do que outras economias, dada sua estrutura mais fechada e maior espaço para reação via política monetária, ainda que sujeito a riscos relacionados ao câmbio, preços de commodities e percepção fiscal.

Com base nessas premissas, o cenário base pressupõe acomodação global do dólar e redução da percepção de risco, favorecida pelos juros altos no país. O cenário pessimista considera valorização do dólar, associada à corrida por ativos americanos, enquanto o cenário otimista projeta desvalorização da moeda americana diante de possível desgaste de credibilidade da política econômica dos EUA. A partir dessas projeções — que incorporam expectativas de câmbio, inflação, taxa Selic e confiança do consumidor —, foi estimado que, no horizonte do PPDE 2034, o PIB paulista apresentará crescimento médio anual de 1,9%, convergindo gradualmente à taxa de expansão da economia brasileira, conforme ilustrado pela Figura 2.

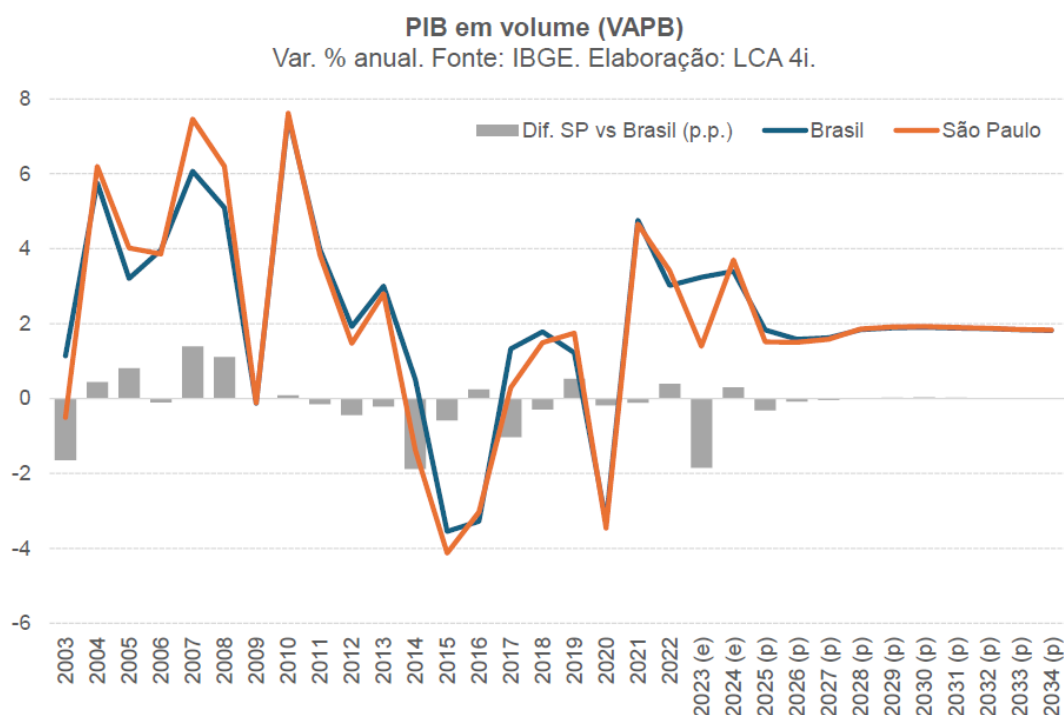


Figura 2 - Evolução do PIB brasileiro e paulista (Fonte: LCA)

4. DEMANDA DE ENERGIA

As variáveis finalísticas contempladas neste trabalho são: Análise qualitativa do cenário mundial no horizonte de análise, PIB total brasileiro e paulista; PIB para quatro sub-regiões do estado de São Paulo; investimentos (Formação Bruta de Capital Fixo) para Brasil e São Paulo; empregos; renda nacional e paulista; arrecadação tributária para os níveis de governo Federal e Estadual, bem como o IDH nacional e paulista.

Destaque-se a subdivisão do Estado em quatro diferentes sub-regiões, cada qual com suas características específicas, permitiu um melhor detalhamento e, como consequência, conferindo maior precisão ao processo de definição dos cenários macroeconômicos para o ESP.

A demanda de energia elétrica total do Estado de São Paulo em 2024 foi de 16,99 GW médios, com aumento de 5,3% em relação ao ano anterior. O crescimento médio anual histórico é de 2,3% a.a., enquanto a variação média do PIB do Estado de São Paulo no mesmo período foi de 1,8% a.a.

4.1. Projeção de Demanda de Energia Elétrica

4.1.1. Projeção do Consumo associado ao PIB

A partir das projeções para as várias classes de consumo, tem-se a projeção de consumo consolidada para o Estado de São Paulo, cujo resultado pode ser visualizado na Figura 3. Projeta-se crescimento médio anual de 2,7% entre 2025 até 2034. Observa-se também que a classe industrial é a mais representativa com 34% do consumo, seguida da residencial com 33% em 2034.

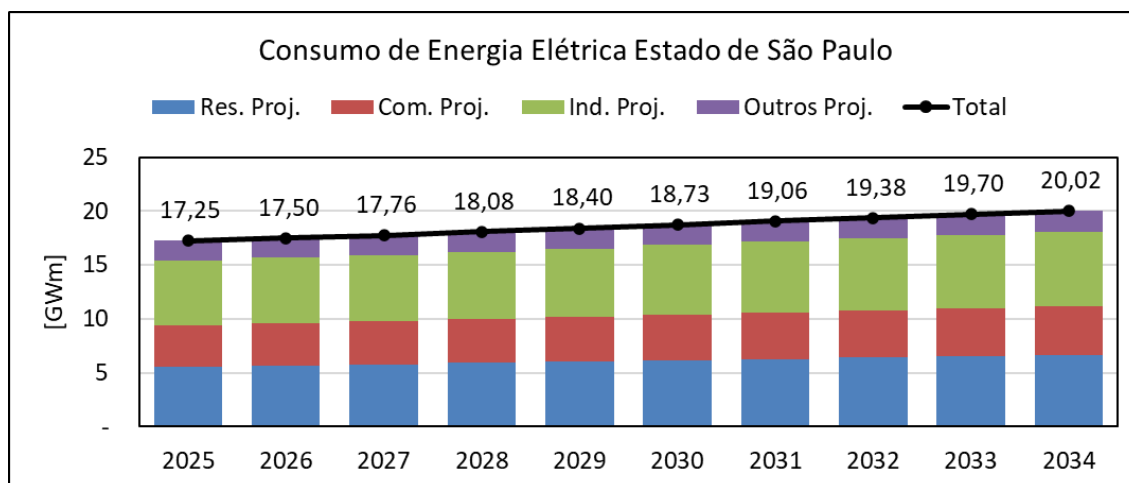


Figura 3 - Consumo por Classe Estado de São Paulo

Entretanto este é o crescimento relacionado ao PIB isto é, o crescimento, antes de se contabilizar ganhos com eficiência energética, geração distribuída, redes inteligentes e variações nos níveis de perdas, além de não computar tecnologias disruptivas, tais como potencial aumento de consumo pela eletrificação de processos produtivos e eventuais plantas de produção de hidrogênio por eletrólise.

Os dados de entrada utilizados para a projeção da carga relacionada diretamente ao PIB apresentada na Figura 3 são: (i) População do Estado de São Paulo; (ii) Variação do PIB total do Estado de São Paulo (iii) Variação do PIB Agropecuário; (vi) Variação do PIB Industrial e; (v) Variação do PIB Serviços.

4.1.2. Consumo de eletricidade em Data Centers no Estado de São Paulo

O estado de São Paulo se consolidou como o principal polo de infraestrutura digital do Brasil, atraindo grandes investimentos em data centers por parte de players nacionais e internacionais. A combinação das diversas vantagens competitivas do estado tem possibilitado seu destaque no cenário nacional.

Na base do ONS – SINTEGRE constam a solicitação de estudo de acesso de DC que podem somar a monta de 2 GW ao longo do horizonte 2034, conforme dados do mês de referência setembro de 2025. A Figura 4 - Relação de Data Centers com solicitação de acesso no ONS-ref. Setembro 2025. apresenta uma síntese desses dados, organizada com base no nome utilizado para a solicitação e ponto de conexão das instalações (Data Centers).

Nome da solicitação	Total Geral (MVA)	Ponto de Conexão
Aurea Data Center	206	SE Edgard de Souza 230 kv
Cloud HQ	225	Replan 440 kv
DCT Synergy	297	SE Bom Jardim 440 kv
Odata	133	SE Cabreúva 230 kv
Data Center Salto I	184	SE Salto 440 kv
Data Center Salto II	184	SE Salto 440 kv
Scala Data Centers	526	LT 230 kv Anhanguera - Edgard Souza
Data Center Sumaré	230	SE Sumaré 440 kv
Total Geral	2084	

Figura 4 - Relação de Data Centers com solicitação de acesso no ONS-ref. Setembro 2025.

A Figura 5 apresenta o consumo energético mensal sazonalizado, expresso em TWh, considerando as variações mensais de PUE (*Power Usage Effectiveness* dos data centers), bem como um perfil plano de consumo, que adota um PUE constante ao longo do ano. Já a Figura 6 apresenta o consumo energético anual total (em TWh) ao longo do horizonte de 2025 a 2034.

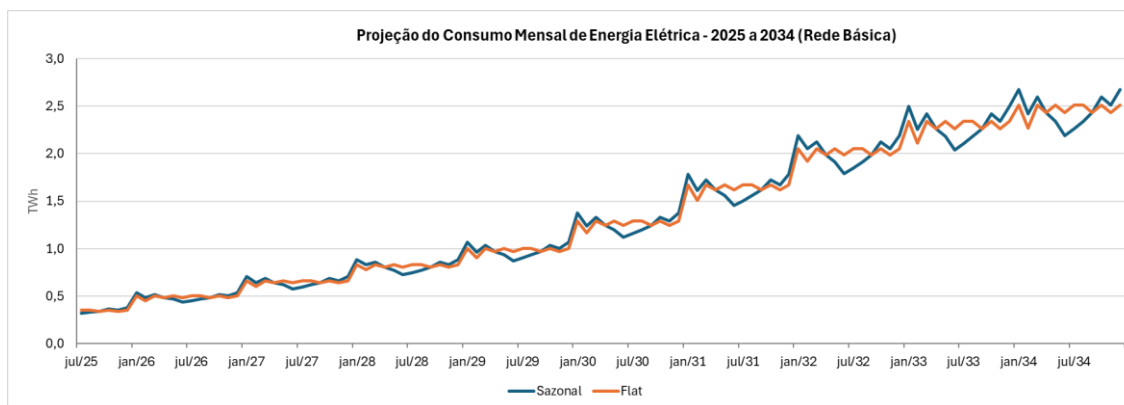


Figura 5 - Projeção do consumo mensal dos data centers na rede básica

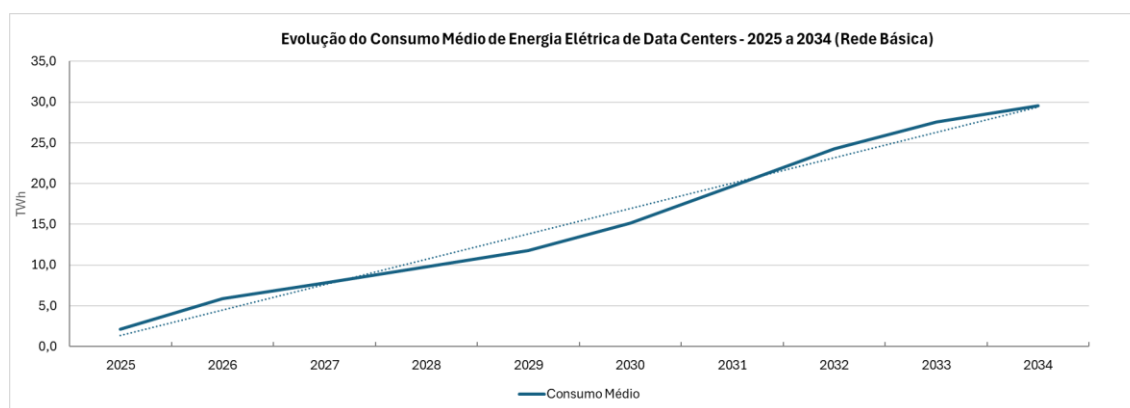


Figura 6 - Projeção do consumo anual dos data centers na rede básica

As curvas apresentadas na Figura 5 reforçam a importância de adotar uma abordagem sazonal no planejamento energético, proporcionando estimativas mais realistas e alinhadas às condições operacionais ao longo do ano.

Do ponto de vista agregado anual, representado na Figura 6, ambas as curvas (sazonal e plana) convergem para o mesmo valor acumulado de consumo. A figura demonstra uma trajetória de crescimento consistente da demanda energética dos data centers conectados à rede básica, com destaque para o fato de que o consumo estimado para 2025 representa apenas cerca de 7% do consumo projetado para 2034, sinalizando uma forte expansão ao longo de 10 anos.

4.2. Projeção da carga na barra da geração

A metodologia de projeção da demanda de energia elétrica aplicada neste trabalho utiliza um modelo de previsão estatístico econométrico tradicional (configurando uma abordagem “*top-down*”), que considera as variáveis estruturais disponíveis para as análises, como a evolução da economia e crescimento populacional, com a possibilidade de realizar estudos de sensibilidade quanto aos critérios de eficiência energética, agregação de perdas e cenários de geração distribuída atrás do medidor, provenientes de modelos “*bottom-up*”.

A projeção de demanda por eletricidade para o Estado de São Paulo levou em conta a projeção do cenário de Referência para a evolução da economia apresentadas no item **Erro! Fonte de referência não encontrada. - Erro! Fonte de referência não encontrada..**

A evolução da geração distribuída atrás do medidor, além de aspectos relacionados à eletrificação da frota veicular circulante, dentre outros aspectos, impacta na definição do consumo de energia elétrica. Desse modo, apresenta-se, na Figura 7, as definições associadas ao Consumo, que com a evolução no perfil do consumidor, necessita da determinação do ponto da cadeia de geração até o consumo, a que se refere a grandeza calculada ou medida, como por exemplo, a carga na barra do consumo que se refere ao consumo efetivamente realizado pelo consumidor, a carga no medidor, que é o valor medido no ponto de faturamento do consumo e a carga na barra de geração, destacando-se assim, que com a evolução nas características dos consumidores de eletricidade, é relevante definir a que conceito a grandeza projetada se refere.

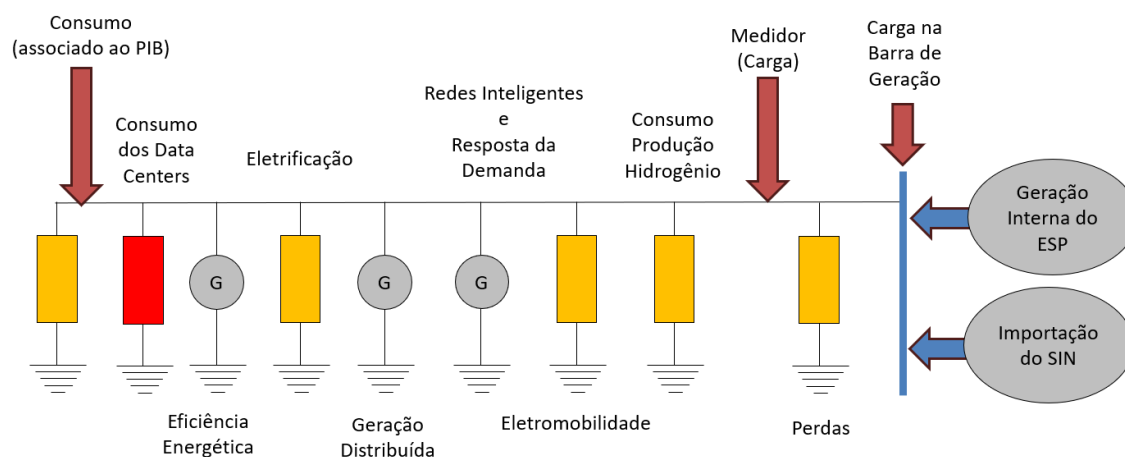


Figura 7 - Conceitos associados ao consumo e à carga de eletricidade

A quantidade de eletricidade no ponto de consumo está diretamente conectada ao crescimento do PIB da economia como um todo. Esta grandeza é a base das projeções do lado do consumo. Entretanto, para efeito de avaliação da necessidade de expansão da geração, a grandeza que se utiliza como referência é a carga na barra da geração, que agrega todos os fatores relevantes para se dimensionar a expansão da capacidade de geração centralizada necessária para fazer frente à demanda, inclusive às perdas de transmissão e de distribuição. Conforme indicado na Figura 7, a carga na barra de geração é atendida por geração interna ao ESP ou por importação de energia junto ao SIN.

4.3. Demanda de energéticos exceto eletricidade

No campo da demanda energética, o setor industrial é o principal consumidor, o que reflete o perfil produtivo paulista, com predominância de segmentos de média e alta intensidade energética, como química, metalurgia, alimentos e papel e celulose.

A tendência projetada para o horizonte do plano é de estabilização do consumo industrial, acompanhada de ganhos expressivos de eficiência energética, resultantes de processos de modernização tecnológica e da adoção de práticas de gestão energética nas empresas, conforme indica a Figura 8.

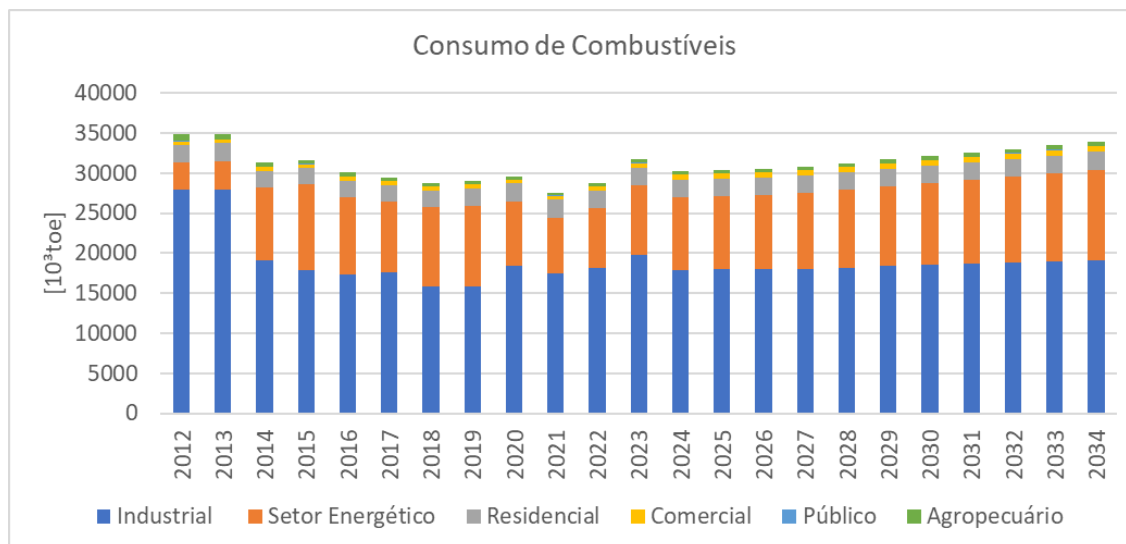


Figura 8: Consumo de Combustíveis

4.4. Participação dos Energéticos no Atendimento da Demanda

4.4.1. Consumo associado aos Combustíveis

Na Figura 9 observa-se o consumo de cada um dos combustíveis considerados. Os principais pontos relacionados ao período 2025/2034 são:

- Consumo total: sobe de 30.447 10³ tep para 33.588 10³ tep (+10,3%; média ≈ 1,1% a.a.).
- Peso dos renováveis avança de 66,6% para 68,1% do total.
- O ganho de 2 p.p. é puxado por eletrificação, biometano e diesel verde.
- Fósseis: mesmo com o leve acréscimo de gás natural, o grupo fóssil praticamente estagna (+0,5% a.a.) porque diesel, lenha, carvão e óleo combustível experimentam redução de consumo.
- Eletrificação cresce consideravelmente no período e se caracteriza como o vetor de crescimento mais acentuado da década.
- Gás natural (GN) cresce moderadamente (+1,8% a.a.); mantém papel de base fóssil apesar do avanço dos gás-renováveis.
- Biometano ganha escala rapidamente, com crescimento de 13% a.a.
- Óleo diesel tem redução de 30%, em face de sua substituição simultânea por biometano, diesel verde e eletrificação.
- Diesel verde cresce 22% a.a.

- Óleo combustível apresenta uma queda abrupta de consumo (-97%) e atinge um consumo próximo de zero no horizonte de análise, apresentando um “Phase-out” acelerado, como se espera de um processo de descarbonização da economia.
- Bagaço de cana mantém estabilidade de base seguindo como 50% do mix.
- GLP praticamente estável mercado residencial sem grandes variações.
- Bio-GLP surge timidamente.
- Carvão despenca -73%.
- Lenha tradicional regride -33%.

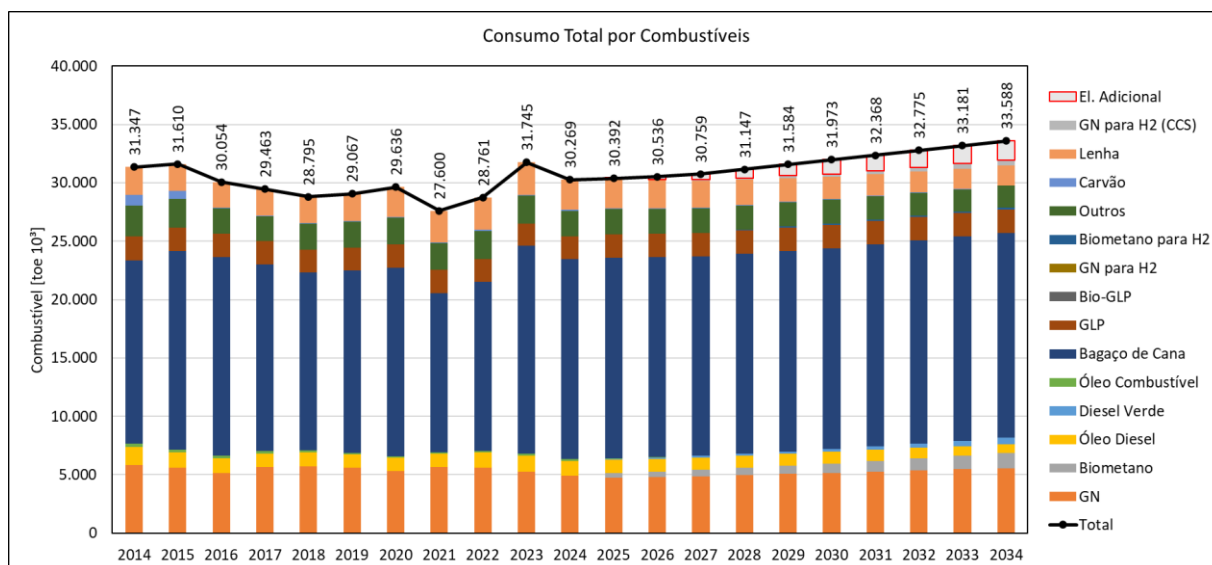


Figura 9: Consumo Absoluto de Combustíveis

4.4.2. Micro e mini geração distribuída (MMGD)

O PPDE 2034, utilizou metodologia própria derivada do Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD), epe4md versão 0.1.5 da EPE (Konzen, Crotman, Santos, & Minini, 2025), cujas variáveis estão apresentada na Figura 10, com ajustes quanto à taxa de crescimento do PIB Paulista e consequentemente ao crescimento de demanda para o estado, estratificado para cada segmento consumidor. A taxa de adoção por distribuidora e segmento no estado foi utilizada como ajuste para nova projeção, realizando um detalhamento *top-down* para cada distribuidora e segmento de consumo.

Uma vez desagregadas, as projeções de potência instalada em potencial, foram feitas para cada distribuidora, considerando as projeções do número potencial de adotantes, baseado na TIR e projetos de MMGD históricos adotados em cada distribuidora e segmento. A taxa de adoção que leva em conta os parâmetros p e q , inovação e imitação, é aplicada para definição do número de adotantes.



Figura 10 - Projeção MMGD - São Paulo

A expansão da MMGD no estado de São Paulo aponta para crescimento robusto e contínuo até 2035, superando as estimativas oficiais do governo federal. Segundo o estudo, a potência acumulada de geração distribuída no Estado atingirá aproximadamente 12,9 GW em 2034, crescimento médio anual de 10%, um valor que representa um acréscimo de 2 GW em relação aos 10,9 GW projetados para São Paulo no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Em 2024, a projeção já aponta para uma potência instalada superior a 6 GW, dobrando para perto de 12 GW em 2032 e alcançando o pico da projeção em 2034. A geração média projetada de MMGD em São Paulo também apresenta uma curva de crescimento acentuada. Partindo de patamares próximos de 250 MW médios em 2022, a projeção aponta para uma geração média que ultrapassará os 2.000 MW médios em 2034.

A análise da participação de potência por segmento no Estado de São Paulo revela a predominância do setor residencial. Ao longo da próxima década, a geração residencial, somada à residencial remota, deverá responder pela maior fatia da capacidade instalada. Em 2024, o segmento residencial representa 57% da potência instalada, e essa liderança tende a se consolidar até 2034 em 65% do mercado.

A expansão da geração distribuída não ocorrerá de forma homogênea entre as áreas de concessão das distribuidoras de energia que atuam no Estado. A projeção por distribuidora indica que a CPFL Paulista e a Elektro deverão liderar a expansão da capacidade instalada de MMGD até 2031 com 68% da potência instalada neste ano. Por sua vez, a Enel SP apresenta uma curva de crescimento acentuada, superando a Elektro em 2032 e se tornando a segunda maior distribuidora em potência instalada no Estado com a fatia 22% do mercado em 2034. Juntas, as 3 maiores distribuidoras (CPFL Paulista, Enel SP e Elektro), corresponderão a 73% da potência instalada no Estado de São Paulo em 2034.

5. OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Nos próximos itens são apresentadas a síntese das análises das principais fontes e tecnologias de geração consideradas neste estudo.

5.1. Energia Solar

A projeção da expansão da solar fotovoltaica centralizada para o ESP pautou-se por uma abordagem *top-down*, no qual considera-se, dentre outros fatores, a tendência nacional da expansão desta fonte e sua atratividade em outros estados; a característica de operação e planejamento do SIN; as premissas do PEE 2050 e do PPDE 2034; as Projeções do PDE 2034-EPE para a expansão da FV centralizada no submercado SE/CO; o potencial de irradiação do ESP, as características e particularidades técnico, econômico e ambiental do ESP; a tendência de expansão da MMGD em velocidade superior ao da geração centralizada por questões de sinalização econômica do Estado; e as diferenças entre os custos de investimento e fator de capacidade (relação entre a energia gerada e a potência instalada) de cada modalidade analisada para a UFV.

Como resultado, conforme se apresenta na Tabela 2, projeta-se crescimento em torno de 0,9 GW de capacidade instalada para a fotovoltaica centralizada no horizonte 2034. Deste montante, cerca de 10% (90 MW) seria via composição de usinas híbridas (ex. FV + UHE) e FV flutuantes.

Tabela 2 - Estimativa da Expansão Acumulada MMGD e Geração Centralizada – Potência Instalada [GW]. Fonte: Elaboração Própria.

[GW]	2026	2028	2030	2032	2034
MMGD	6,8	8,5	10,5	12,1	13,6
UFV	1,2	1,2	1,3	1,6	2,1

No horizonte considerado, observa-se que a expectativa para os próximos 5 anos é de baixa expansão solar fotovoltaica centralizada no ESP (ausência de projetos em construção neste período), sendo que a expansão tende a se intensificar a partir de 2030, em linha com as projeções da EPE indicadas no PDE 2034, que indica crescimento desta fonte na região Sudeste, predominantemente em Minas Gerais, que se destaca no cenário nacional pela alta penetração nas modalidades centralizada e distribuída.

No horizonte decenal do PPDE 2034, conforme Figura 11, a participação fotovoltaica no ESP tende a ser predominantemente na modalidade MMGD, com expectativa de se atingir a marca de 13 GW no período, mantendo-se como a principal modalidade de geração fotovoltaica no estado (para mais, vide caderno Demanda -seção sobre MMGD).

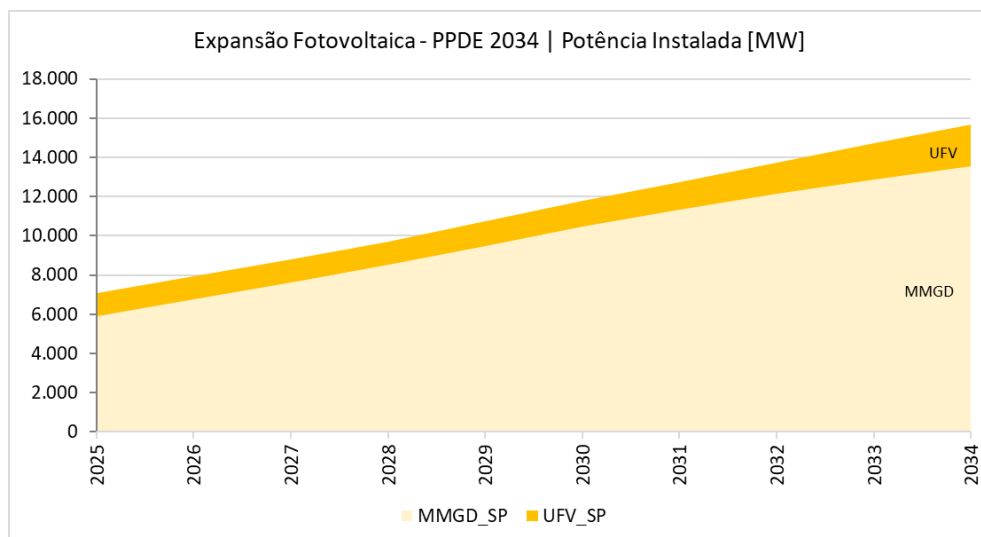


Figura 11 - Projeção Expansão Solar Fotovoltaica – Geração Centralizada (UFV) e MMGD.

5.2. Termoeletricidade

De acordo com o Anuário Estatístico 2022 da ANP (ANP, 2022), São Paulo é o Estado da Federação que apresentou a maior expansão de produção e reservas totais de petróleo e gás natural ao longo do período de 2012 e 2021. Com isso, o Estado apresenta situação bastante favorável de disponibilidade de recursos naturais fósseis domésticos no curto prazo (até 2030) e médio prazo (até 2040).

Tal evolução faz com que São Paulo, que, historicamente, sempre se entendeu como um Estado importador líquido de petróleo e gás natural, possa ser encarado ao longo das próximas décadas como autossuficiente e mesmo exportador desses recursos naturais fósseis, os quais podem ser igualmente entendidos como recursos estratégicos de transição energética para um Estado com pretensões de descarbonizar a sua matriz energética até 2050.

O parque de refino paulista é o maior do país e contempla 6 refinarias com capacidade instalada de 945,3 mil barris/dia (concentrada em 4 grandes refinarias da Petrobras e duas mini refinarias privadas, cujas participações de mercado têm sido muito limitadas). O Estado produz mais de 1/3 dos derivados produzidos no Brasil, sendo que parte expressiva dessa produção é destinada aos demais Estados da Federação.

Em outras palavras, as refinarias paulistas cumprem um papel de exportador de derivados para o País, beneficiando-se de infraestrutura de transporte, armazenamento e distribuição consolidada, e que conecta o Estado com o interior do território nacional. Destaca-se, nesse sentido, o poliduto OSBRA que conecta a região de Paulínia, no interior de São Paulo, a importantes cidades do triângulo mineiro e do centro-oeste, até Brasília. Por outro lado, pode-se apontar como aspecto negativo o limitado espaço para expansão e evolução tecnológica das refinarias paulistas.

O setor de gás natural conta com a infraestrutura de transporte com a maior capacidade do País, mais de 55 milhões de m³/dia, que permite o acesso à todas as principais fontes de oferta

disponíveis (nacionais e/ou importadas). Essa vantagem logística explica-se por São Paulo ser o principal centro de carga do sistema de suprimento sul-sudeste-centro-oeste.

Os mercados paulistas de GN ampliaram-se e consolidaram-se a partir da construção do maior gasoduto internacional da América do Sul, o Gasoduto Bolívia-Brasil, GASBOL, que cruza o Estado de SP. Ademais, São Paulo posiciona-se de forma vantajosa para se beneficiar tanto da produção e/ou importação de GN via RJ, como para aproveitar-se de um potencial significativo de GN “monetizável” a ser produzido offshore, em jurisdições paulistas, principalmente das áreas produtoras do pré-sal. Além disso, entre os pontos fortes, apontam-se as dimensões das redes de distribuição de GN, que alimentam mercados locais com a maior diversidade de usos finais de GN.

Devido a essa natureza, o plano de expansão da oferta interna de energia elétrica contempla a inclusão de geração termelétrica a gás natural, com as seguintes premissas básicas:

- Entrada de novas Usinas Termelétricas (UTE's) despachadas centralizadamente:
 - 2027: 250 MW, cogeração, 65% inflexível, CVU de 178 R\$/MWh.
 - 2031: 400 MW, ciclo combinado, 40% inflexível, CVU de 429 R\$/MWh.
- Crescimento gradual de Pequenas Centrais Térmicas (PCTs):
 - Incremento médio anual: 1,9 MW médios.
 - Capacidade instalada projetada para 2034: 100 MW.
 - Fator de capacidade adotado: 19%.

A Figura 12 apresenta a evolução projetada da geração elétrica a partir do gás natural no plano paulista de expansão, destacando-se que, para a usina termelétrica prevista a partir de 2031, ainda não contratada, adota-se a premissa de implantação obrigatória de sistema de Captura e Armazenamento de CO₂, como requisito associado ao empreendimento. A projeção de geração termoelétrica é de 236 MW médios durante todo o período.

5.3. Hidroeletricidade

O estado de São Paulo abriga um total de 183 usinas hidrelétricas, somando-se as de grande porte (13.987,1 MW), as pequenas centrais (690,3 MW) e as centrais geradoras (81,1 MW). O levantamento, com base nos dados mais recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), revela a importância do estado na geração de energia de fonte hídrica para o país.

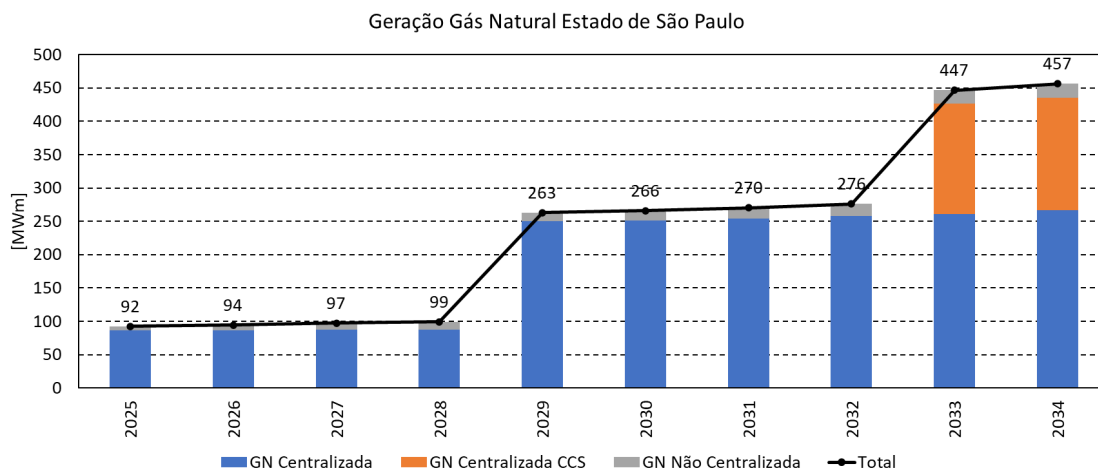


Figura 12 - Geração de termoeletricidade projetada.

O potencial de expansão da energia hidrelétrica no estado de São Paulo concentra-se majoritariamente na modernização e repotenciação das usinas existentes e no desenvolvimento de PCHs e CGHs.

Em relação ao potencial de desenvolvimento de PCHs e CGH no ESP, observa-se que há montante aproximado de 300-330 MW de projetos que possuem processo aberto para obtenção de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica, um documento que permite à ANEEL solicitar a DRDH (Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica) e ao interessado solicitar o licenciamento ambiental.

Na Figura 13 são apresentados os resultados esperados para a geração das usinas hidrelétricas paulistas no horizonte 2034, onde em média, espera-se uma geração hidráulica anual de 6,7 GW médios, considerando-se Valores totais para geração hidroelétrica centralizada, PCHs e CGHs.

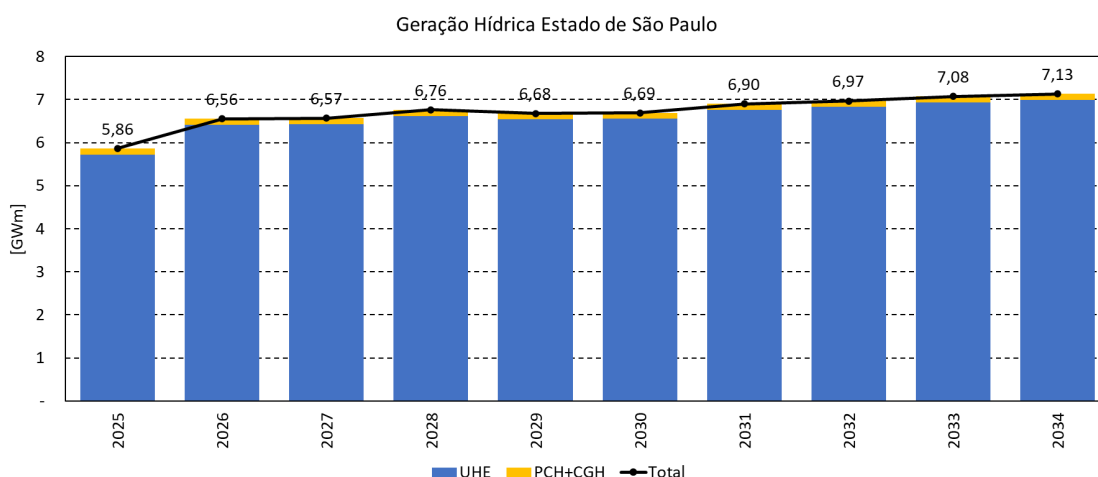


Figura 13 - Expectativa de Geração Hidráulica (2025-2034). Fonte: Elaboração Própria.

5.4. Bioeletricidade

Analisando a Figura 14, evidencia-se um crescimento contínuo da geração a partir de biomassa ao longo do período de 2025 a 2034. O bagaço apresenta a maior participação absoluta e mantém uma tendência de crescimento linear, passando de 1,36 GW médios em 2025 para 2,55 GW médios em 2034. O biogás, embora parta de uma base menor (0,11 GW médios), apresenta a taxa de crescimento proporcional mais acentuada, quase multiplicando por nove sua contribuição ao longo da série.

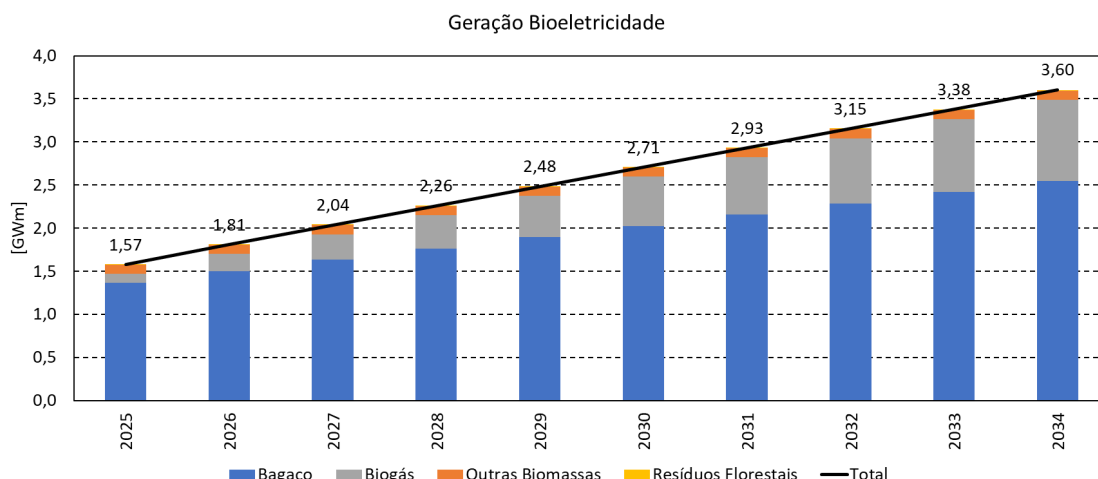


Figura 14 - Expectativa de Geração Bioeletricidade [GWm]. Fonte: Elaboração Própria

5.5. Balanço de Energia Elétrica

Para depurar os resultados do **Balanço de Energia Elétrica**, em adição ao balanço estático, utilizou-se o modelo NEWAVE (CEPEL, 2022) para simular a capacidade de geração de eletricidade internamente ao Estado de São Paulo.

As gerações hidroelétricas e termoelétricas centralizadas, resultantes da simulação com uso do NEWAVE, são apresentadas na Figura 15 (“usinas simuladas”). Na Figura 16 apresentam-se os valores anuais considerados para as usinas não centralizadas (“usinas não simuladas”), que pelo fato de não serem simuladas propriamente no modelo NEWAVE (despachadas centralizadamente), são abatidas diretamente da carga.

A geração total de energia projetada para as “Usinas Não Simuladas” cresce de 1,93 GW médios em 2025 para 3,99 GW médios em 2034. O bagaço se destaca como a maior fonte individual entre as usinas “não simuladas” e principal responsável pelo aumento da geração, passando de 1,36 GW médios em 2025 para 2,55 GW médios em 2034.

Avaliando a geração de energia total do estado de São Paulo, pode-se projetar um crescimento de 47% de 2025 a 2034, representando um crescimento de 3,7 GW médios de geração de energia elétrica (Figura 17).

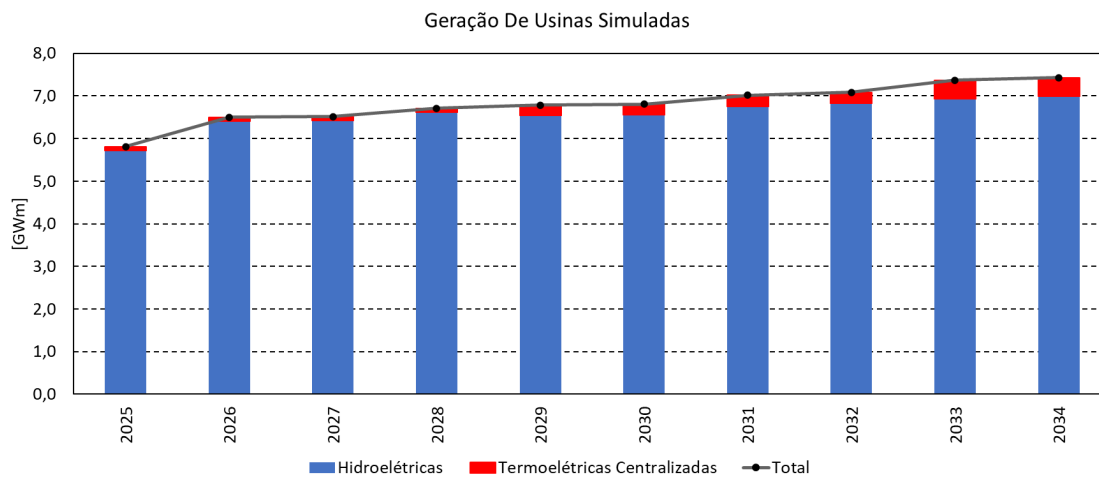


Figura 15- Geração Usinas Simuladas (Modeladas Individualmente nas Simulações).

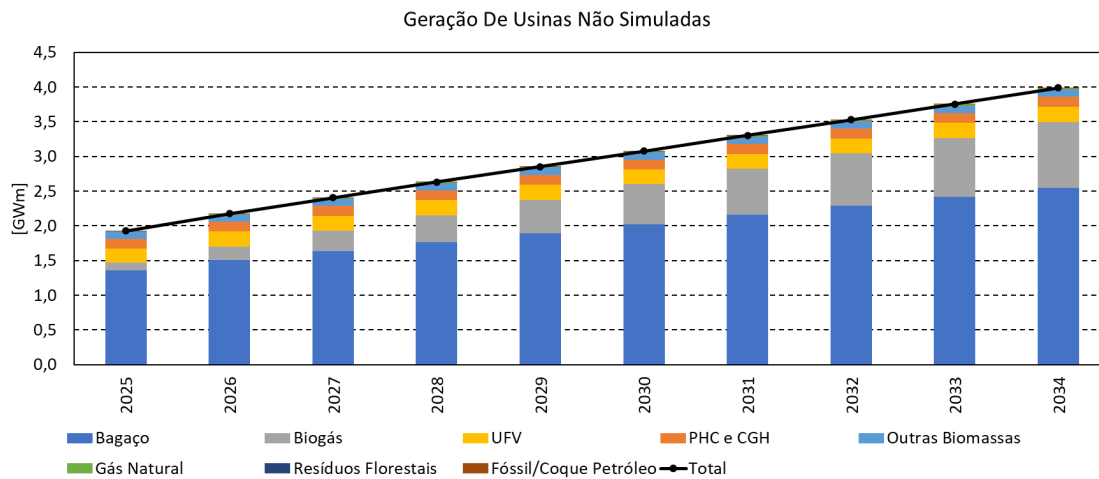


Figura 16 - Geração Usinas Não Simuladas.

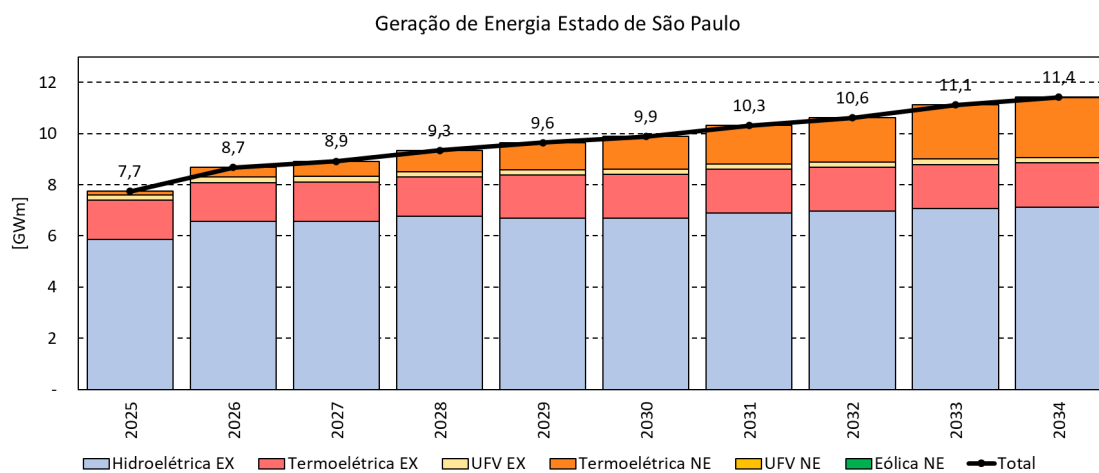


Figura 17 - Geração Total Estado de São Paulo.

Observa-se a predominância hidroelétrica em todo o horizonte mesmo com uma redução na participação de 75% para 62%. Vale notar que devido à forte complementariedade entre a geração hidrelétrica e a geração a partir da biomassa de cana no ESP, onde a geração de biomassa é significativa e ocorre essencialmente no período da estiagem, a sazonalidade da geração total apresenta uma sazonalidade distinta das demais regiões brasileiras e mesmo do Sudeste: em São Paulo, a capacidade de geração de eletricidade é maior nos períodos de estiagem do que nos períodos úmidos da região Sudeste do Brasil.

Em relação à expansão térmica, esta é representada por uma usina com capacidade de 400 MW de potência instalada, a gás natural e com sistema de captura e armazenamento de CO₂, operando com fator de capacidade mínimo de 40% e considerando a sua entrada em operação a partir de 2031, em adição à usina térmica de Cubatão. Assim, para esta térmica adicional, proposta neste plano, não se considera a emissão de GEE, em função do sistema de captura e armazenamento assumido como premissa.

A Tabela 3 apresenta a evolução esperada na participação da geração de eletricidade para o Estado de São Paulo entre 2023 e 2034, onde observa-se que em termos percentuais, os aumentos das participações do bagaço, do biogás e do gás natural, implicam nas reduções das participações da hidreletricidade e da geração solar fotovoltaica (centralizada). A geração termelétrica aumenta como um todo, sendo que parte dessa oferta de energia deve se dar com a participação relevante de bioeletricidade e ser ancorada em sistemas de captura e armazenamento de CO₂.

Tabela 3- Evolução na matriz de geração de Energia Elétrica de São Paulo. Fonte: Elaboração própria

	2025	2030	2034
Hidroelétrica	75,8%	67,7%	62,4%
UFV	2,6%	2,2%	2,0%
Bagaço	17,6%	20,5%	22,3%
Biogás	1,4%	5,8%	8,3%
Outras Biomassas	1,4%	1,1%	0,9%
Gás Natural	1,2%	2,7%	4,0%
Resíduos Florestais	0,0%	0,0%	0,1%
Fóssil/Coque Petróleo	0,1%	0,0%	0,0%

Com base na expectativa de demanda e de oferta de energia elétrica resultantes dos respectivos estudos, determina-se o balanço energético do Estado no horizonte 2023/2034, conforme apresentado na Figura 18.

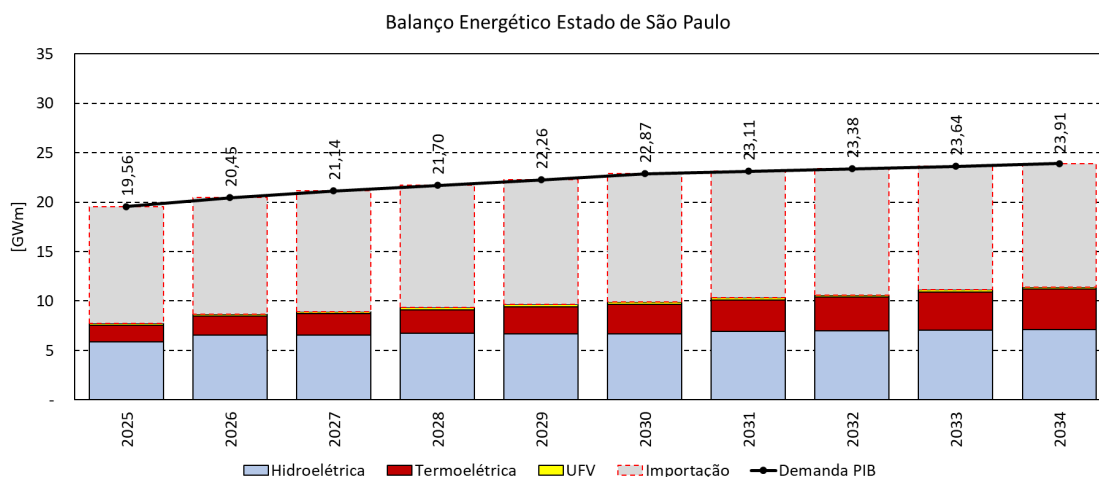


Figura 18- Balanco de energia elétrica de São Paulo no horizonte 2023/2034.

Note-se que o ESP depende de importação de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional para fechar seu balanço e que essa dependência deverá ser mantida dentro do horizonte de análise, pelo que a importação de eletricidade deverá permanecer significativa, embora apresente redução dos atuais 60% para 52% em 2034 (Figura 19).

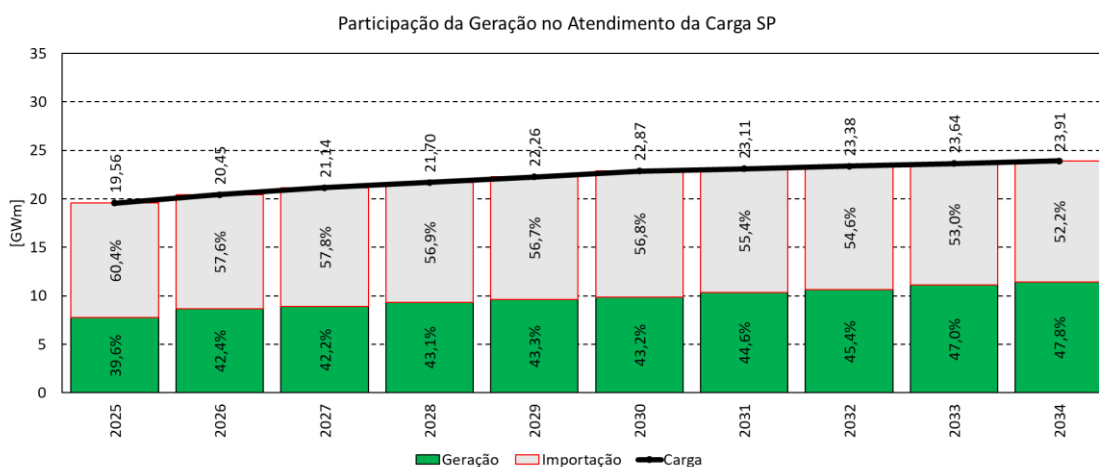


Figura 19 - Intercâmbio de energia elétrica do Estado de São Paulo. Fonte: Elaboração própria

5.6. Requalificação das Redes Atuais de Transmissão e Distribuição

Embora atendam adequadamente as atuais necessidades de conexão do sistema de geração com o mercado consumidor, as redes atuais de energia não estão preparadas para:

- Hospedar e otimizar Recursos Energéticos Distribuídos (RED), como armazenamento de energia, resposta da demanda, micro redes etc.

- ii. Aplicar tarifas inteligentes, através de medidores inteligentes operando de forma conectada em nuvem e em tempo real que ofereçam opções aos diferentes perfis de consumo e favoreçam a operação otimizada dos ativos existentes, com fator de carga e gerenciamento de demanda;
- iii. Operar serviços de flexibilidade para acomodar grandes rampas de potência devido a variações abruptas de geração de energia intermitente;
- iv. Favorecer a transição energética, principalmente considerando novos requisitos de flexibilidade operativa e resiliência a eventos climáticos cada vez mais intensos.

Assim, mundialmente, os governos estão atuando com as empresas de Transmissão e Distribuição de energia para implementar Políticas Públicas que permitam a requalificação das redes atuais em um novo patamar tecnológico que permita habilitar estas e outras funcionalidades cada vez mais necessárias para atender à crescente expansão de RED's, uma vez que estas redes de T&D são caminho crítico para viabilizar a transição energética.

O efeito potencial da MMGD e da implementação das redes inteligentes e resposta da demanda foram considerados nos estudos de projeção de carga do Estado de São Paulo para fins da elaboração do PPDE 2034. Essas novas modalidades de geração e consumo têm impacto sobre os sistemas elétricos de distribuição, com potencial influência na rede de transmissão.

A crescente penetração de MMGD e dos demais RED's é uma realidade e vai ser cada vez mais comum nas unidades consumidoras, tomando papel relevante no suprimento de energia no horizonte do plano e deve-se considerar que:

- (i) Esta implementação não está sob controle das empresas e nem dos reguladores.
- (ii) As Redes Inteligentes (T&D) são caminho crítico para viabilizar a transição energética.
- (iii) Para viabilizar a implantação de flexibilidade através de resposta da demanda no SIN será necessária a progressiva cobertura de medição inteligente nos clientes de baixa tensão.
- (iv) Os sistemas atuais precisam ser requalificados, demandando investimentos prioritários.
- (v) A renovação das concessões deve incorporar políticas públicas claras para esta finalidade e o ESP deve ter protagonismo priorizando esta formulação de políticas públicas.

6. BIOCOMBUSTÍVEIS

O PPDE 2034 reafirma o protagonismo do Estado de São Paulo na produção e uso de biocombustíveis, reconhecendo o setor como um dos pilares da transição energética e da descarbonização da matriz paulista. Destaca-se que São Paulo reúne condições únicas para liderar a expansão de combustíveis renováveis no país: ampla base agroindustrial, infraestrutura consolidada, capacidade tecnológica e políticas públicas historicamente voltadas à sustentabilidade.

A trajetória dos biocombustíveis no Estado é marcada por avanços significativos desde o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), na década de 1970, que consolidou o etanol como vetor estratégico da política energética brasileira. Atualmente, São Paulo responde por mais de 50% da produção nacional de etanol e concentra a maior parte das usinas sucroenergéticas do país.

A liderança paulista insere-se em um cenário nacional caracterizado por um conjunto robusto de políticas voltadas ao fomento dos biocombustíveis. Para melhor compreender esse contexto, esta seção apresenta na Tabela 4 um resumo das principais iniciativas públicas em vigor no Brasil. Essas iniciativas são divididas em quatro categorias principais: (i) Regulação e obrigatoriedade, (ii) Incentivos tributários e financeiros, (iii) Incentivos de mercado e precificação, e (iv) Apoio à inovação e pesquisa.

Tabela 4 - Resumo das políticas públicas em vigor no país.

Tipo de Ação	Ente Federativo	Descrição da Ação
Regulação e obrigatoriedade	Federal	- Mistura obrigatória de 27% de etanol anidro na gasolina; Lei nº 14.993/2024 permite variação entre 22% e 35%. - Mistura obrigatória de 14% de biodiesel no diesel, com aumento progressivo a 20% até 2030.
Regulação e obrigatoriedade	Federal	Instituição do RenovaBio (Lei nº 13.576/2017), com metas compulsórias de descarbonização e créditos CBIOS.
Regulação e obrigatoriedade	Federal	Criação de programas como ProBioQAV, Diesel Verde, incentivo ao biometano e captura de carbono.
Regulação e obrigatoriedade	São Paulo	Plano de Ação Climática – PAC 2050: metas de net-zero com foco em transportes, energia e agropecuária.
Regulação e obrigatoriedade	São Paulo	Plano Estadual de Energia – PEE 2050: metas para matriz energética diversificada e de baixo carbono.
Regulação e obrigatoriedade	São Paulo	Plano Paulista Decenal de Energia – PPDE 2034: plano tático e ações práticas até 2034.
Regulação e obrigatoriedade	São Paulo	Regulamentação ambiental para biodigestores visando produção de biogás e biometano.

Regulação e obrigatoriedade	São Paulo	Atuação do CEPE na formulação das políticas energéticas estaduais.
Incentivos tributários e financeiros	Federal	Regime monofásico de PIS/COFINS com alíquotas reduzidas ou zeradas para etanol e biodiesel.
Incentivos tributários e financeiros	Federal	Isenção de PIS/COFINS sobre a venda de CBIOS (Lei nº 14.183/2021).
Incentivos financeiros	Federal	Linhas de crédito do BNDES e FINEP para unidades de produção de biocombustíveis.
Incentivos tributários e financeiros	São Paulo	Alíquota reduzida de ICMS sobre etanol hidratado e isenção de IPVA para veículos limpos.
Incentivos financeiros	São Paulo	Linhas de crédito da Desenvolve SP para energias renováveis e biocombustíveis.
Incentivos financeiros	São Paulo	Programa FINAClima-SP para projetos de mitigação de emissões.
Incentivos fiscais	São Paulo	Pró-Veículo Verde: uso de créditos de ICMS para investimentos em tecnologias limpas.
Incentivos de mercado e precificação	Federal	Mercado de CBIOS (RenovaBio) e isenção tributária para sua comercialização.
Incentivos de mercado e precificação	Federal	Participação de biogás e biometano em leilões da ANEEL.
Regulação e precificação	Federal	Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021): fomenta mercado livre e infraestrutura de gás natural.
Regulação e precificação	São Paulo	Deliberações ARSESP nº 744/2017 e nº 1.342/2022: normas para injeção de biometano na rede de gás.
Regulação e precificação	São Paulo	Proposta da TUSD-Verde (2025): segmento tarifário para conexão de produtores de biometano.
Apoio à inovação e pesquisa	Federal	Atuação do MCTI, Embrapa Agroenergia, FINEP, BNDES RenovaBio e outros programas.
Apoio à inovação e pesquisa	São Paulo	Universidades (USP, UNICAMP, UNESP), FAPESP, IPT e centros como o RCGI.
Apoio à inovação e pesquisa	São Paulo	Projetos-piloto com biometano em redes, frotas e indústrias, com apoio de universidades e CETESB.

6.1. Proposição de políticas públicas para o Estado de São Paulo

No Brasil, e em especial no Estado de São Paulo, já existem políticas públicas voltadas à promoção do biogás e do biometano. No entanto, as experiências internacionais revelam políticas

diferenciadas que merecem atenção, seja por seu caráter inovador, seja pelo impacto comprovado no desenvolvimento do setor. Assim, este capítulo apresenta uma seleção dessas políticas com potencial de adaptação e aplicação no contexto paulista, visando apoiar a formulação de instrumentos mais eficazes para a expansão sustentável da cadeia do biogás no estado.

➤ Mandatos de Mistura Obrigatórios de Biometano no Gás Natural

A experiência internacional, especialmente em países como a Dinamarca, que estabeleceu a ambiciosa meta de 100% de consumo de gás verde até 2030, como também em províncias canadenses como British Columbia e Quebec, demonstra que os mandatos de mistura são importantes impulsionadores de mercado. Estes mandatos criam uma demanda previsível e estável para o biometano, o que é crucial para reduzir o risco percebido pelos investidores e acelerar a escala de produção.

➤ Incentivos Diretos à Produção e Operação

Países como Alemanha, Dinamarca e França utilizaram tarifas de alimentação (preços fixos garantidos pagos aos produtores de energia renovável) ou leilões competitivos para subsidiar diretamente a eletricidade ou o biometano injetado na rede. Esses subsídios operacionais diretos são fundamentais para garantir a receita inicial e reduzir o risco para os investidores, especialmente nas fases iniciais de desenvolvimento do setor ou em cenários de custos operacionais voláteis. Complementar os incentivos de investimento existentes com um apoio operacional mais direto pode acelerar a implantação de novas plantas e garantir a viabilidade de longo prazo dos empreendimentos.

6.1.1. Certificação de Gás Natural Renovável

As políticas associadas à garantia de origem do biogás, em particular do biometano, visam primariamente comprovarem a natureza renovável da energia e facilitarem seu comércio e uso para a descarbonização (European Renewable Gas Registry (ERGaR), 2024). No mercado europeu, os certificados de biometano se dividem em dois tipos principais (S&P Global, 2024), cada um com funções distintas e baseados em diferentes princípios de rastreamento:

- **Garantias de Origem (GO's):** Utilizadas para a divulgação da parcela de energia renovável e o rastreamento da titularidade (propriedade) do biometano ao longo da cadeia de valor, operam sob o princípio de "*book and claim*". Isso significa que os certificados de GO podem ser transferidos separadamente do gás físico, permitindo que um consumidor demonstre a aquisição de energia renovável sem a necessidade de receber a molécula física de biometano através de uma rede segregada..
- **Provas de Sustentabilidade (PoS):** Projetadas para comprovar a conformidade do biometano com os critérios de sustentabilidade e redução de emissões de GEE. A verificação da conformidade com as PoS é baseada no princípio de balanço de massa. Isso implica que há uma ligação física entre a produção de biometano sustentável e seu consumo, embora a rastreabilidade da molécula em redes de gás natural (onde o biometano é misturado) seja complexa. Para evitar o risco de "dupla contagem", os atributos de sustentabilidade (PoS) não podem ser separados do lote de RNG e não podem

ser transferidos ou usados para satisfazer múltiplas obrigações ou esquemas de incentivo. Na UE, o balanço de massa é considerado um padrão mais elevado do que o "book and claim" devido a essa conexão com o produto físico.

6.1.2. Status do Brasil e Estado de São Paulo

O Brasil avançou entre 2023 e 2024, na criação de um sistema regulatório para a Garantia de Origem (GO) do Gás Natural Renovável (biometano). O principal marco é a Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro), que instituiu o Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CJOB) como instrumento obrigatório para rastrear e comprovar a origem renovável do gás, com exigência de informações sobre matéria-prima, planta produtora e volume comercializado. O uso dos CJOBs será necessário a partir de 2026, mediante regulamentação final pendente do Poder executivo, para o cumprimento de metas de descarbonização por distribuidoras e grandes consumidores.

Antes da Lei do Combustível do Futuro, o mercado já contava com os certificados GAS-REC®, criados pelo Instituto Totum em 2020 para garantir a origem biogênica do biometano injetado em gasodutos. Esses certificados foram desenvolvidos para permitir que indústrias conectadas a gasodutos pudessem reportar o consumo de biometano e suas emissões reduzidas, mesmo sem um gasoduto exclusivo para biometano.

Para cada unidade de biometano injetado no gasoduto, pode ser gerado um certificado GAS-REC® em unidades como m³, MMBTU ou MWh, que é então vendido pelo produtor ao consumidor industrial. O sistema GAS-REC® evita a dupla contagem, pois o atributo ambiental do biometano injetado só pode ser alegado por consumidores que possuem os certificados "aposentados" em seu nome. Desde 2020, mais de 5 milhões de certificados GAS-REC® (equivalentes a 1 MMBTU cada) foram emitidos, representando cerca de 130 milhões de m³ de biometano.

O Instituto Totum atua como organismo de certificação independente, garantindo a credibilidade e a cadeia de custódia do ativo ambiental por meio da plataforma SIGASREC, sem comercializar os certificados (Instituto Totum, 2025).

A Lei do Combustível do Futuro atribui ao CJOB uma dupla função: atender a uma missão regulatória de redução de emissões (com unidade em toneladas de CO₂e reduzido) e servir como instrumento voluntário para rastreamento da garantia de origem do biometano, assemelhando-se, nesta última função, ao GAS-REC®.

Embora o Estado de São Paulo ainda não disponha de legislação própria sobre Garantia de Origem, a adoção futura de um modelo complementar e alinhado ao CJOB federal poderá fortalecer a rastreabilidade ambiental e a competitividade dos projetos locais. Tal iniciativa permite integrar o sistema nacional às políticas estaduais de transição energética, clima e incentivo à bioenergia — como o Programa Paulista de Biogás (Decreto nº 58.659, de 4 de dezembro de 2012) e o PEMC (Lei nº 13.798, de 9 de novembro de 2009) — além de antecipar a operacionalização de instrumentos de descarbonização e atrair investimentos sustentáveis. A implementação de uma plataforma estadual de rastreabilidade, compatível com o CJOB, também contribuiria para consolidar São Paulo como referência nacional no uso de biocombustíveis avançados.

6.2. Oferta de Biometano no Horizonte Decenal

6.2.1. Oferta atual em São Paulo

Segundo dados obtidos da ANP em julho de 2025, o estado de São Paulo possui 13 plantas de biometano em operação ou já autorizadas (Agência Nacional do Petróleo, 2025). Essas usinas utilizam diferentes matérias-primas, como resíduos orgânicos agro-silvo-pastoris, resíduos de aterros sanitários, vinhaça bruta e outros subprodutos gerados no processo de produção de açúcar e etanol, oferecendo uma capacidade instalada de aproximadamente 800 mil Nm³/dia, conforme lista e situação dos projetos relatados na Tabela 5.

A principal fonte de produção de biometano é oriunda de aterros sanitários, respondendo por aproximadamente 60% da produção, em seguida, os resíduos orgânicos, agroindustriais e comerciais representam cerca de 23% do total. Por fim, os resíduos da produção de açúcar e etanol correspondem a pouco mais de 17% da participação.

Além dessas plantas em operação ou em estágio avançado de maturidade, o estado de São Paulo também apresenta um grande potencial ainda inexplorado para a geração de biometano ou biogás, a partir de fontes como aterros sanitários vinhaça e torta de filtro.

Segundo relatório recentemente divulgado pela FIESP (Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, 2025), há diferentes abordagens metodológicas para estimar esse potencial, podendo apresentar uma variação no potencial entre 8,2 e 42,5 milhões de Nm³/dia, de acordo com os critérios adotados pelos institutos e associações envolvidas.

Tabela 5 - Capacidade de produção de biometano de Plantas Autorizadas ou Em processo de autorização no estado de São Paulo

Fonte: Dados da ANP, 2025

Razão Social	Município	Cap.Autorizada de Prod. de Biometano (Nm ³ /dia)	Matéria prima
Cocal Energia S.A. *	Narandiba	27.112	Produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais
Engep Ambiental Ltda *	Jambeiro	30.000	Resíduos sólidos urbanos depositados em aterro sanitário
Crí Geo Biogas S.A. *	Elias Fausto	23.694	Produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais
Metagás Biogás E Energia S.A *	São Paulo	30.000	Resíduos sólidos urbanos depositados em aterro sanitário
Raízen-Geo Biogás Costa Pinto Ltda. *	Piracicaba	130.368	Produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais
Essencis Biometano S.A. *	Caieiras	67.200	Resíduos sólidos urbanos depositados em aterro sanitário
Cocal Energia Ppt Participações Ltda. **	Paraguaçu Paulista	54.000	Resíduos gerados no processo produção de açúcar e etanol
Bioenergia Santa Cruz Ltda. **	Américo Brasiliense	82.575	Vinhaça bruta
Biometano Verde Paulínia S.A. **	Paulínia	225.840	Biogás de aterro sanitário

Geriba Energy Gas Desc S.A. **	Descalvado	3.360	Resíduos orgânicos oriundos do processo de fabricação de ração animal; torta de Filtro (oriundo do processamento da cana-de-açúcar na fabricação de açúcar e álcool); silagem de milho (resíduo orgânico oriundo da colheita e processamento do milho)
Orizon Biometano Itapevi Ltda. **	Itapevi	32.400	Biogás de aterro sanitário
Orizon Biometano Tremembé Ltda. **	Tremembé	43.200	Biogás de aterro sanitário
Metagas Biogas e Energia S.A. **	São Paulo	45.756	Aterro sanitário
Capacidade Total		795.505	

* Projeto sinalizado como *Autorizado*

** Projeto sinalizado como *Em andamento*

A estimativa de potencial de referência a ser adotada é a da FIESP, de aproximadamente 6,4 milhões de Nm³/dia. Esse potencial é menor do que a faixa apresentada anteriormente porque se concentra no curto prazo, focando em substratos específicos, como vinhaça, torta de filtro e resíduos sólidos urbanos (RSU) de aterros sanitários, e em projetos de médio e grande porte.

Além dos projetos abertos à visualização na plataforma de monitoramento da ANP, é fundamental ressaltar que grande parte dos empreendimentos de biogás no Brasil tradicionalmente alimenta Unidades Termelétricas (UTE's) para a geração de eletricidade. Segundo dados da ANEEL, o estado de São Paulo possui 15 UTE's, que se utilizam de biogás como combustível, operando ou em processo de construção, totalizando aproximadamente 148 MW de Potência outorgada pela agência.

6.2.2. Projeção da Oferta

Para o exercício de prospecção da oferta de biometano no Estado de São Paulo, foi utilizado o Modelo de Bass (Bass, 1969) ou modelo adaptado de difusão tecnológica. Para isso, foram utilizados os seguintes dados de entrada dados oficiais da ANP:

- (i) **Produção Estimada de Plantas em Operação:** Considera o histórico de produção informado pela ANP para as chamadas plantas "Autorizadas".
- (ii) **Produção Esperada de Unidades Contratadas:** Refere-se às unidades que devem entrar em operação ao longo do período, classificadas pela ANP como plantas "Em Andamento".

Ao construir o componente de projeção de produção das plantas já em operação (item i), destaca-se que as seis unidades atualmente operacionais iniciaram a operação conjunta em fevereiro de 2025, totalizando capacidade instalada de 308.374 Nm³/dia. Contudo, entre fevereiro e maio, essas plantas apresentaram fatores de capacidade que variaram entre 9,8% (em março) e 23% (em maio).

Esses valores indicam que os projetos ainda estão em fase de maturação, e a expectativa é de que atinjam níveis de produção mais próximos de suas capacidades nominais após esse período inicial ("curva da banheira"). Por isso, a projeção que se inicia em junho de 2025 considera uma curva de maturação para o fator de capacidade desse grupo de seis usinas, que de forma escalonada variou de 25% até 100% ao fim do horizonte de projeção, em 2034.

Esse mesmo raciocínio foi aplicado à projeção de produção das plantas contratadas (item ii), cuja capacidade instalada deve adicionar 487.135 Nm³/dia ao mercado até março de 2027, com isso, esta produção também deverá evoluir de forma escalonada, semelhante à adotada no item (i), partindo de 25% no primeiro ano até alcançar 100% no oitavo ano.

Por fim, considerando que a partir de 2028 não há dados oficiais ANP sinalizando a ampliação da capacidade instalada, o modelo de Bass foi aplicado para projetar a oferta de novos projetos a serem AUTORIZADOS pela ANP, a partir do padrão verificado no período de 2025 a 2027. Os resultados dessa projeção, incluindo a evolução estimada da capacidade instalada no estado de São Paulo ao longo do horizonte de análise, são apresentados na Figura 20 e Figura 21.

A Figura 20 apresenta uma evolução progressiva da Capacidade instalada. Destaca-se que a partir de 2028 foi considerada uma componente de expansão da capacidade, através do modelo de Bass, permitindo representar nova usinas que deverão entrar no radar da ANP. Dessa forma, a Capacidade Instalada projetada obtida em 2034 representa 35% do Potencial indicado pela FIESP. Verifica-se aumento anual progressivo na capacidade instalada, variando de 9,4% em 2028 até atingir o pico de 26,1% em 2032. A partir de 2033, o ritmo de crescimento anual diminui para 20,7% e 12,8% nos anos de 2033 e 2034, respectivamente, comportamento característico do início do platô de saturação previsto pelo Modelo de Bass.

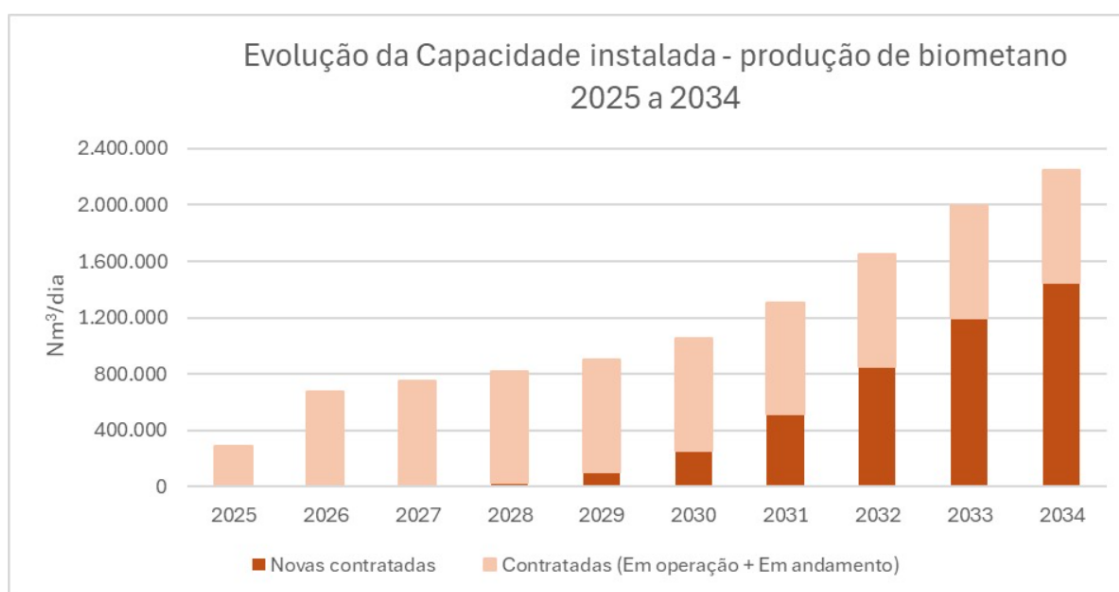


Figura 20 - Evolução da capacidade instalada em janeiro de cada ano - 2025 a 2034

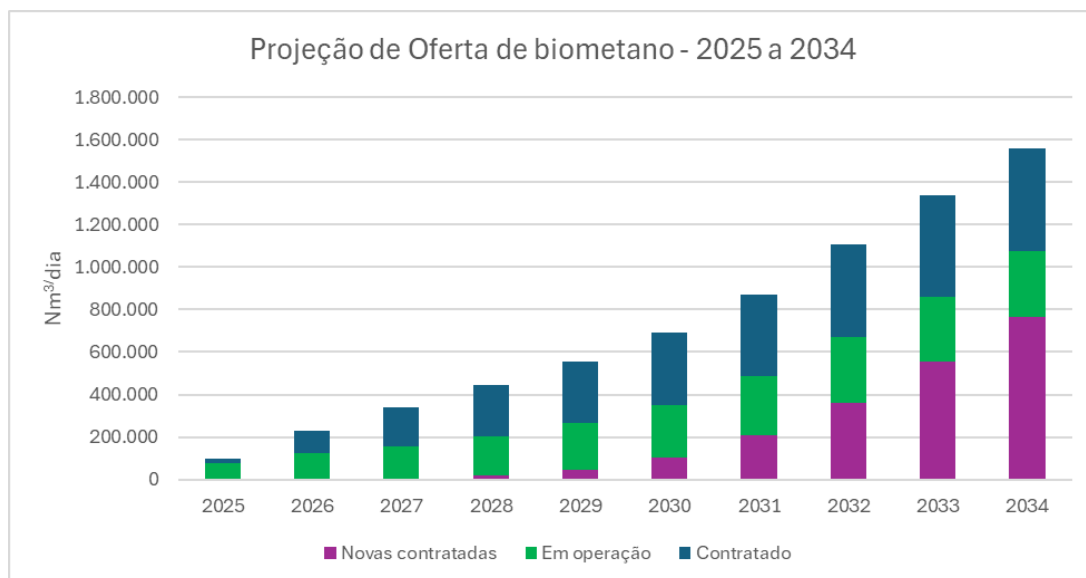


Figura 21 - Projeção de produção de biometano: 2025 a 2034

Do ponto de vista da produção anual, a Figura 21 apresenta a evolução projetada por meio do empilhamento das estimativas. Para 2025, a projeção referente às plantas “Em operação” considera os resultados já obtidos entre janeiro e maio com estimativas para os meses restantes do ano, resultando em uma média de 76.411 Nm³/dia.

6.3. Combustíveis Sustentáveis de aviação e biocombustíveis avançados

Os Combustíveis Sustentáveis de Aviação (SAF - Sustainable Aviation Fuel) são considerados a principal alternativa para a descarbonização do transporte aéreo no curto e médio prazo. Para o transporte aéreo, devido a uma série de especificidades do setor, como o controle do ponto de congelamento, é necessário que o SAF seja produzido visando a qualidade de um combustível “drop-in”, com características físico-químicas equivalentes ao querosene de aviação (QAV) e compatível com as aeronaves e toda a infraestrutura existentes.

Para ser considerado sustentável, o SAF deve demonstrar reduções significativas nas emissões de GEE ao longo de todo o seu ciclo de vida (Life Cycle Assessment – LCA), além de atender a critérios como não competir com a produção de alimentos e não causar desmatamento direto ou indireto. Políticas e mandatos nos âmbitos internacional e brasileiro reconhecem a métrica da intensidade de carbono (IC) como fundamental para guiar o desenvolvimento do mercado, sendo adotadas medidas como limites mínimos de redução de emissões e a priorização ou valorização adicional das rotas e produtores cujos produtos consigam demonstrar menor emissão na cadeia de produção. No Brasil, o mandato do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), estabelecido na Lei Federal nº 14.993 de 2024, se refere a metas de redução de emissões de GEE, o que tende a favorecer o SAF produzido com menor IC – dado que o volume para atendimento seria menor.

As rotas tecnológicas de produção de SAF são diversas, sendo a rota de Ésteres e Ácidos Graxos Hidroprocessados (HEFA), atualmente, a mais madura. Ela se baseia no uso de matérias-

primas lipídicas, como óleos vegetais, óleos de cozinha usados e gorduras animais, em um processo de conversão que envolve reações com o hidrogênio e operações típicas de refinarias de petróleo, como o craqueamento. Essa rota é considerada a única amplamente disponível em escala comercial, e pode ser promovida a partir da adaptação de instalações industriais existentes, sendo favorecida em São Paulo pela pujança do parque de refino. No entanto, a rota enfrenta limitações importantes como a competição por matérias-primas sustentáveis, com implicações de custos.

Por sua vez, a rota Alcohol-to-Jet (AtJ) se baseia na conversão de álcoois, como etanol e isobutanol. O estado de São Paulo, como líder nacional na produção de etanol, encontra na rota AtJ uma alternativa de diversificação do uso e aumento do valor agregado para a cadeia do biocombustível. Considera-se que a rota AtJ, em comparação à HEFA, apresenta nível de maturidade tecnológica inferior e custos de produção mais elevados.

As demandas de sustentabilidade e baixas emissões de GEE que caracterizam o mercado de SAF podem favorecer a cadeia de produção do etanol paulista, que se qualifica pela elevada eficiência e baixa IC, tendo inclusive potencial para reduzir ainda mais as emissões no ciclo de vida a partir de soluções como o uso interno do biometano e a adoção da captura e armazenamento do carbono biogênico. A valorização de rotas sustentáveis pelo setor aéreo cria expectativa de viabilizar soluções para como o etanol de segunda geração (E2G).

Rotas alternativas em desenvolvimento consideram o processamento de material lignocelulósico via gaseificação ou do biogás e do biometano via reforma, tipicamente passando pelo hidrogênio/gás de síntese, posteriormente convertido em combustíveis líquidos pela síntese de Fischer-Tropsch.

6.4. Conclusões

São Paulo reúne condições únicas para liderar o setor de biocombustíveis no Brasil, combinando base produtiva robusta, infraestrutura consolidada e ecossistema de pesquisa e inovação de excelência. O Estado possui potencial para diversificar rotas tecnológicas — como biometano, SAF, E2G e diesel verde — aproveitando resíduos agroindustriais, culturas energéticas e subprodutos, integrando políticas públicas, incentivos de mercado e instrumentos de financiamento. Para o horizonte 2034, recomenda-se:

1. **Focar em rotas estratégicas** alinhadas à vocação paulista, como o Alcohol-to-Jet (AtJ) a partir do etanol, o Fischer-Tropsch a partir de biomassa lignocelulósica e resíduos sólidos urbanos, e o etanol de segunda geração (E2G), aproveitando resíduos agrícolas e infraestrutura já existente.
2. **Aprimorar a previsibilidade regulatória**, incluindo a adoção de mandatos de compra compulsória de biometano e a criação de um arcabouço legal de longo prazo.
3. **Fortalecer mecanismos de incentivo econômico**, como tarifas específicas (ex.: TUSD-Verde), precificação diferenciada e estímulo à participação em mercados de carbono.
4. **Ampliar a base produtiva**, fomentando culturas energéticas promissoras, como a macaúba, e incentivando a integração da agricultura familiar.

5. **Valorizar a economia circular**, priorizando o uso de resíduos agroindustriais e urbanos e promovendo cadeias produtivas sustentáveis.

7. DEMANDA DE ENERGIA PARA FINS TÉRMICOS

7.1.1. Gás Natural na geração de energia elétrica no ESP até 2034

Apesar de não representar uma energia “integralmente limpa” como as fontes de geração renováveis solar e eólica, o gás natural de origem fóssil (GN) possui participação importante na matriz energética brasileira e paulista, ao promover flexibilidade operativa ao sistema elétrico e compensar a capacidade do sistema em momentos de baixa hidrologia. O PEE 2050 estima uma potência instalada total de 1,75 GW em 2034 considerando os atuais 1,1 GW de geração centralizada existentes, a instalação de uma usina termelétrica (UTE) com cogeração de 250 MW em 2029 (já previsto atualmente, por iniciativa de agente privado) e, em adição, uma UTE ciclo combinado de 400 MW em 2033, além da projeção de crescimento anual 1,74 MW de geração descentralizada. A expectativa de geração de eletricidade a partir das UTE’s consideradas no PPDE 2034 é apresentada na Figura 22. Adota-se a premissa de que o empreendimento a ser instalado em 2033 será necessariamente complementado por acoplamento a um sistema de Captura e Armazenamento de CO₂.

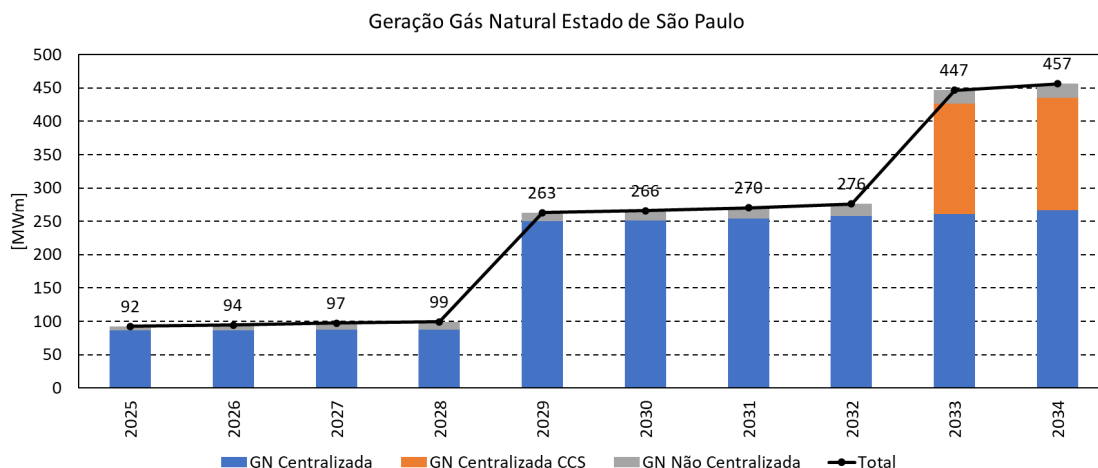


Figura 22 - Geração termoeletrica em SP - 2024 a 2034

7.1.2. Reflexões sobre o papel de óleo e derivados de petróleo no plano decenal paulista no horizonte até 2034

O petróleo, composto por uma mistura de hidrocarbonetos com múltiplas aplicações industriais e energéticas, mantém relevância estratégica para o Brasil, especialmente no Estado de São Paulo (ESP), que concentra quatro das onze refinarias da Petrobras — incluindo a Replan, maior do país, responsável por cerca de 20% da capacidade nacional — além de unidades privadas como a SSOIL Energy e iniciativas específicas de reaproveitamento, como a da Lwart. Apesar dessa importância, a capacidade de refino nacional permanece inferior à demanda, tornando o país dependente da importação de derivados. Isso reforça o papel central do parque de refino paulista no abastecimento e, ao mesmo tempo, a necessidade de alinhá-lo aos compromissos de descarbonização.

A transição desse segmento exige aumento de eficiência e adoção de tecnologias que reduzam emissões por metro cúbico produzido, associadas à modernização dos processos e à digitalização. Estratégias como a conversão parcial da capacidade para biorrefino — com destaque para o uso de biomassa em rotas como o hidrotratamento de óleos vegetais (HVO) — já demonstraram viabilidade técnica e podem ser expandidas. Ainda assim, diante do elevado volume de emissões inerente ao refino, a captura e armazenamento de carbono (CCS) configura-se como alternativa indispensável para compatibilizar o setor com as metas de mitigação de gases de efeito estufa e assegurar seu papel na transição energética paulista e nacional.

7.2. Tendências de consumo

Aqui são apresentadas as tendências para o horizonte decenal, destacando-se que o gás canalizado é tendência por três razões centrais:

- **Integração com o biometano:** viabiliza a inserção de fontes renováveis sem necessidade de adaptação tecnológica.;
- **Redução de emissões:** substitui com o gás natural, combustíveis fósseis mais poluentes e biomassa sem certificação de origem;
- **Infraestrutura consolidada:** rede bem estruturada, contínua e resiliente, com logística que dispensa transporte rodoviário poluente.

No setor industrial, o gás canalizado enfrenta concorrência direta de outros combustíveis com maior pegada de carbono, como o GLP e óleo combustível. Neste segmento também se observa para usos térmicos, de forma relevante, a biomassa e a eletricidade. A conversão para o gás depende de fatores como custo de reconversão, pressão ambiental, qualidade do produto final e competitividade. A tendência é que indústrias intensivas em energia – como cerâmica, vidro, química e fertilizantes – busquem alternativas mais limpas e previsíveis, como o biometano.

No segmento comercial, o desafio está na competitividade frente a energéticos não regulados e na alta rotatividade dos pontos de consumo. Subsegmentos como gastronomia e serviços (hotéis, hospitais, lavanderias, academias) representam mais de 90% do volume distribuído, mas exigem políticas de incentivo à conversão e à permanência.

No setor residencial, observa-se uma tendência de substituição do gás por equipamentos elétricos, neste caso é importante observar se há risco de comprometimento da eficiência energética global.

A expansão do uso do gás canalizado em segmentos como refrigeração e cogeração configuram opções promissoras no cenário energético. Embora esses mercados, ainda estejam em fase de consolidação, apresentam elevado potencial de desenvolvimento e vêm sendo cada vez mais reconhecidos como vetores estratégicos para a transição energética, combinando eficiência operacional com menor impacto ambiental.

O mercado livre de gás natural, por outro lado, representa uma evolução regulatória que pode ampliar a competitividade e atrair novos consumidores industriais, frisando-se que a tendência é

que políticas públicas incentivem a conversão energética com base em critérios técnicos, logísticos e ambientais.

Além do gás natural e do biometano, outras fontes energéticas vêm ganhando relevância no contexto da transição térmica do ESP, configurando tendências que devem ser acompanhadas e estimuladas por políticas públicas específicas:

- **Diesel verde:** emerge como alternativa de menor intensidade de carbono, com potencial de aplicação em transporte pesado, setor agropecuário e usos industriais. Sua expansão depende de investimentos em refinarias e incentivos à produção nacional;
- **BioGLP:** ainda em estágio inicial, o BioGLP representa uma rota promissora para descarbonizar o consumo de GLP em setores como o público, comercial e residencial. A adoção depende de certificação ambiental, incentivos fiscais e integração com políticas de compras públicas sustentáveis;
- **Lenha e biomassa sólida:** apesar de sua origem renovável tem o desafio da eficiência global do processo. Ademais, o uso de lenha sem certificação representa desafios ambientais e sanitários. A tendência é de substituição gradual por combustíveis mais limpos e regulados, como o biometano, o bio-GLP e a eletricidade;
- **Carvão vegetal e derivados de petróleo:** apresentam tendência de declínio, especialmente em setores com maior pressão regulatória e exigência de certificações ambientais. A substituição por gás canalizado, biocombustíveis e eletricidade é esperada, mas depende de políticas de incentivo à conversão energética.

Essas tendências indicam que a diversificação da matriz térmica será marcada por uma combinação de fontes renováveis, combustíveis de transição e tecnologias eficientes.

7.3. Ações e propostas de políticas públicas

Há um desafio na transição energética paulista, caracterizado pelo fato de que a matriz de energia térmica combina alta complexidade setorial, grande diversidade territorial e forte dependência de mercados externos, principalmente em relação aos combustíveis fósseis.

A análise que segue organiza as proposições do PPDE 2034 em cinco macroblocos temáticos; infraestrutura energética, regulação e certificação ambiental, inclusão e capacitação social, indústria e cadeias produtivas e governança e financiamento verde.

7.3.1. Infraestrutura energética.

A infraestrutura é a base da transição, sem redes, conexões e pontos de abastecimento as novas rotas tecnológicas não alcançam escala. São Paulo enfrenta desafios tanto na ampliação de redes de conexão, como em ramais, bases de GNL e sistemas logísticos de GNC a fim de se integrar soluções descentralizadas.

De forma prioritária pode-se destacar:

- Expansão da rede de gás canalizado com foco em áreas urbanas e polos industriais;
- Criação de clusters energéticos regionais baseados em biometano, conectando produção local à demanda via dutos, transporte rodoviário e ferroviário;
- Corredores sustentáveis para cargas pesadas com infraestrutura dedicada a GNV, biometano e, futuramente, hidrogênio;
- Distritos energéticos urbanos oferecendo aquecimento central, cogeração e refrigeração coletivas;
- Substituição de geradores a diesel em áreas densas por alternativas a gás natural ou biometano.

As ações elencadas neste macrobloco buscam promover maior resiliência logística, redução da dependência do diesel, segurança de suprimento e aproveitamento pleno da infraestrutura já existente.

7.3.2. Regulação e certificação ambiental

A transição pretendida não avança sem marcos regulatórios claros e critérios ambientais que tragam segurança a investidores e consumidores. Neste bloco são tratados normas técnicas, certificação, rastreabilidade e critérios fiscais que valorizem insumos limpos e eficientes. Entre as medidas destacam-se:

- Criação de um selo estadual de desempenho ambiental para combustíveis e equipamentos térmicos;
- Certificação obrigatória da biomassa e rastreabilidade do biometano, diferenciando-o ambientalmente frente ao gás fóssil;
- Metas obrigatórias de redução de emissões em zonas portuárias e retroportuárias;
- Reformulação de incentivos fiscais condicionados a atributos ambientais.

Essas políticas elevam a credibilidade dos insumos energéticos, alinham-se às exigências internacionais de sustentabilidade e dão previsibilidade a investidores. O impacto é duplo: reduzir as emissões indiretas e ineficiências, e criar um mercado transparente de combustíveis sustentáveis.

7.3.3. Inclusão e capacitação social

A transição que se busca é sobretudo justa e inclusiva. Este bloco trata da inclusão de pequenos produtores, consumidores de baixa renda e da formação e capacitação de mão de obra. Neste bloco as políticas que se destacam são:

- Programas de capacitação técnica em biometano, cogeração e tecnologias limpas por meio de ETECs, FATECs e ICTs;

- Campanhas de conscientização sobre as mudanças climáticas, eficiência energética e consumo consciente e responsável;
- Programas de regularização e tarifa social de gás, reduzindo riscos de conexões irregulares e promovendo acesso seguro;
- Apoio a projetos comunitários descentralizados de biogás e cogeração em cooperativas e zonas rurais.

Impactos esperados: formação de mão de obra especializada, redução de desigualdades energéticas, inclusão produtiva de pequenos agentes e maior engajamento social.

7.3.4. Indústria e cadeias produtivas de baixo carbono

A competitividade industrial paulista depende da capacidade de fabricar equipamentos e desenvolver tecnologia nacional. O bloco industrial busca articular inovação, reindustrialização e sustentabilidade. Neste bloco pode-se destacar:

- Fortalecimento da cadeia produtiva de biometano com produção nacional de biodigestores, membranas, sistemas de purificação e compressores;
- Tratamento tributário diferenciado para equipamentos e tecnologias de alta eficiência;
- Estímulo à cogeração em grandes edificações (hospitais, universidades, shoppings, data centers);
- Desenvolvimento de polos industriais autossuficientes em energia, integrando cogeração, biometano e energias renováveis.

Impactos esperados: geração de empregos, redução de custos tecnológicos, atração de investimentos e liderança nacional de São Paulo na produção de equipamentos para a transição energética.

7.3.5. Governança e financiamento

Nenhuma política é sustentável sem instituições sólidas e mecanismos financeiros adequados. Este bloco organiza os instrumentos de coordenação de crédito e fundos e, entre as medidas, pode-se destacar:

- Criação de um Observatório Estadual da Transição Energética associado a indicadores mensuráveis de monitoramento;
- Fortalecimento do Conselho Estadual de Política Energética, ampliando sua função intersetorial;
- Fundo garantidor estadual para alavancar projetos de biometano, CCUS e hidrogênio;
- Linhas de crédito verde para projetos energéticos com prioridade a pequenos e médios produtores;
- Incorporação de diretrizes de descarbonização no PPA e nos planos setoriais

Entre os impactos destas medidas espera-se maior previsibilidade regulatória, atração de capital privado, redução do custo de financiamento e aceleração de projetos limpos.

A estruturação de políticas em cinco macroblocos cria uma visão integrada e estratégica para a transição energética paulista.

Este capítulo, dedicado à energia térmica do PPDE 2034, evidencia a centralidade da demanda térmica na matriz energética paulista, especialmente nos setores industrial e energético, que juntos respondem por mais de 90% do consumo térmico do estado

As projeções indicam que, mesmo com avanços em eficiência energética e eletrificação, a demanda térmica continuará a representar uma parcela significativa do consumo energético total até 2034. Nesse contexto, o gás canalizado – com sua infraestrutura consolidada ante os principais demandantes, como flexibilidade logística e capacidade de integração com fontes renováveis, como o biometano – se consolida como vetor estratégico da transição energética, passando a ter destaque especialmente em soluções híbridas com distritos energéticos e sistemas de cogeração.

A inserção do biometano, por sua vez, representa uma oportunidade singular de descarbonização com base em soluções locais, circulares e escaláveis. Trata-se de uma transição energética de baixo custo, viabilizada por uma tecnologia drop-in, que permite o uso do biometano nas mesmas aplicações e infraestrutura do gás natural, sem necessidade de adaptação tecnológica. Essa característica confere ao biometano um papel estratégico na descarbonização de setores intensivos em energia, como cerâmica, vidro, química e outros setores *hard to abate*, como o setor de transportes – abordado em outro capítulo.

8. TRANSPORTE

O setor de transportes no Estado de São Paulo emerge como pilar fundamental para a consecução das metas de descarbonização, sendo responsável por aproximadamente 29% das emissões totais de GEE do Estado (CETESB, 2024).

Em termos de consumo energético, o modal rodoviário responde por 87% da demanda total setorial, enquanto os modais ferroviário, aéreo e hidroviário respondem, respectivamente, pelas parcelas de 2%, 11% e 0,17% (SEMIL, 2024). O primeiro também é o principal contribuinte para as emissões de GEE, respondendo por 43,8 MtCO₂eq, o que perfaz 87% das emissões estaduais do setor de transporte (SEEG, 2025). As emissões dos modais ferroviário (carga e passageiro), hidroviário e aéreo assumem os demais 13%, totalizando cerca de 6 MtCO₂eq (SEEG, 2025).

A frota rodoviária do Estado, de cerca de 15 milhões de veículos, apresenta uma dinâmica de emissões notável: aproximadamente 1 milhão (7,6% da frota) opera com motorização ciclo diesel e responde por 60% das emissões (caminhões, ônibus e parte dos comerciais leves). Já os veículos leves – automóveis e comerciais – e as motocicletas, derivam os demais 92,4% da frota rodoviária e respondem por 40% das emissões, utilizando gasolina C (27,5% de etanol anidro e 72,5% de Gasolina A), etanol hidratado e uma parcela minoritária de automóveis convertidos para o consumo de gás natural veicular (GNV) (CETESB, 2024).

A Figura 23 apresenta resumo da situação atual do setor de transportes do Estado, no que diz respeito ao consumo energético, à estrutura da frota, tecnologia de motorização e respectivas emissões de GEE.

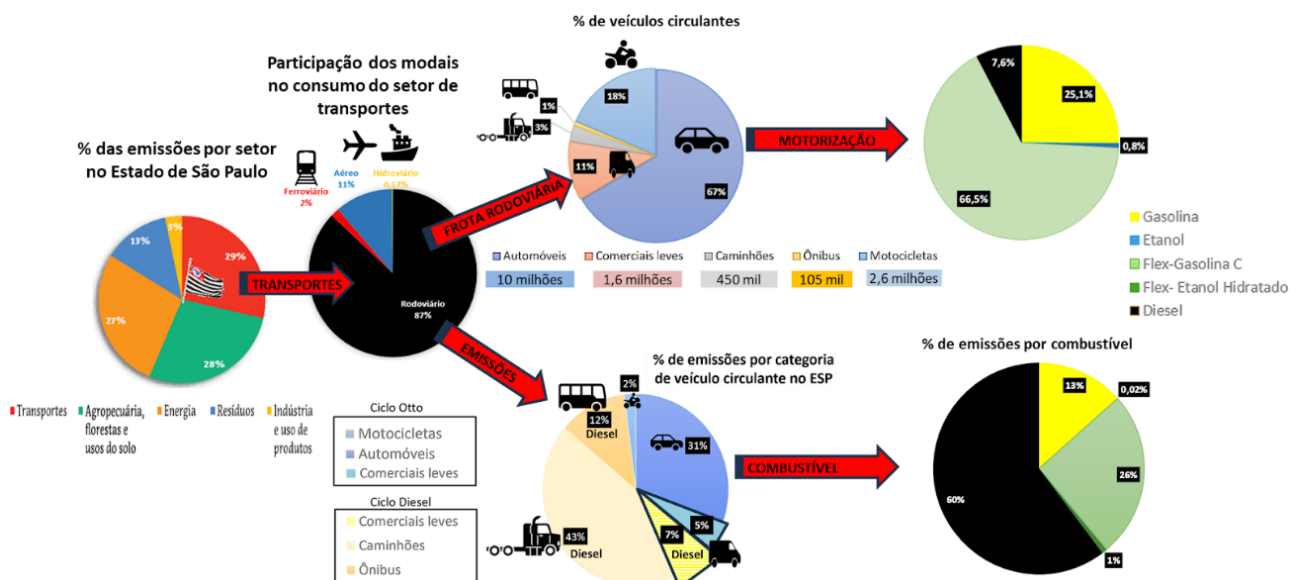


Figura 23 - Frota, motorização, combustíveis e emissões de GEE do setor de transportes
Fonte: Elaboração própria, adaptado do PEE 2050 (GOVSP, 2025) e atualizado com dados da (CETESB, Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, 2024) e (SEEG, 2025)

As principais rotas tecnológicas para a descarbonização do transporte, conforme as diretrizes estabelecidas para o planejamento energético do Estado, incluem a eletrificação da frota, o uso

expandido de biocombustíveis avançados e o gás natural como combustível de transição para o biometano.

8.1. Considerações sobre o potencial e disponibilidade de energéticos para suportar o cenário de transição no setor de transportes

Neste item são apresentadas as potencialidades da oferta de energéticos para atendimento às demandas dos modais de transporte do Estado.

Etanol

Em 2023, o Estado foi responsável por cerca de 38,9% da produção nacional de etanol, com 13,7 bilhões de litros produzidos. Com uma frota circulante que perpassa os 9,6 milhões de veículos operando com tecnologia de motorização Flex, o etanol desponta como uma das alternativas para os veículos leves (híbridos flex, híbridos plug-in flex).

Biometano

O potencial estadual para produção de biogás e biometano é da ordem de 6,4 mi Nm³/dia (FIESP, 2025). O biometano surge como uma alternativa promissora para Estado, para aplicação no transporte, deslocando o uso de GN e do diesel para os veículos pesados de carga. De origem renovável, entre as vantagens do uso do biometano em transporte estão a intercambialidade com gás natural, que torna possível o compartilhamento da infraestrutura de distribuição de GN já existente e a possibilidade de liquefação, o que o torna um combustível flexível, em termos de uso e distribuição.

Eletromobilidade

O movimento global de eletrificação da mobilidade avançou significativamente na última década e o Brasil — especialmente o Estado de São Paulo — tem acompanhado essa tendência.

Nos últimos dois anos (2023 e 2024), o setor registrou crescimento acumulado de 89%, sendo que, apenas no primeiro trimestre de 2025, foram vendidos em torno de 40 mil veículos elétricos e híbridos, com aumento de 10,6% em relação ao mesmo período do ano anterior (ABVE, 2025). O Estado de São Paulo se destaca nesse cenário, concentrando 33% da frota nacional, que totaliza 422 mil veículos do tipo PHEV, HEV e BEV (NEOCHARGE, 2025).

Em relação à infraestrutura de recarga, o Brasil também tem evoluído de forma consistente, com cerca de 15 mil pontos públicos e semipúblicos em operação (ABVE, 2025) e previsão de superar 18 mil até o final de 2025. O Estado de São Paulo lidera esse avanço, concentrando 33% desses pontos de recarga no país (LATAMOBILITY, 2025).

A eletrificação se apresenta como alternativa tecnológica estratégica para substituir os combustíveis fósseis nos centros urbanos. Esse movimento tem contribuído de forma decisiva para a renovação da indústria automobilística paulista e para a consolidação do ecossistema da mobilidade sustentável, em alinhamento com a projeção de crescimento da demanda elétrica no modal rodoviário, que deve passar de 1,2 TWh em 2020 para 13 TWh em 2034.

Diesel

O óleo diesel é o principal combustível utilizado por veículos pesados rodoviários, tanto para transporte de cargas (caminhões), quanto passageiros (ônibus urbanos e intermunicipais). O transporte fluvial e marítimo também consome quantidades expressivas de óleo diesel.

Gasolina

A utilização de gasolina no setor de transportes foi da ordem de 4,9 milhões de toe (aproximadamente 5,8 milhões de m³) no Estado de São Paulo em 2023 (SEMIL, 2024) – cerca de 16% do consumo nacional, sendo essencialmente utilizada por veículos leves, comerciais e motocicletas. A gasolina já possui substitutos conhecidos e bem difundidos no mercado brasileiro, como o etanol e o gás natural veicular (GNV), sendo que a eletricidade/hibridização também poderá contribuir para a substituição da gasolina nestas categorias de veículos

Biodiesel

O Brasil opera com mandato B15 (agosto/2025), com trajetória para B20 até 2030, demandando aumento de 38% na capacidade de processamento. A produção nacional atingiu 9,1 milhões m³ em 2024, dependendo de óleo de soja (>70%), sebo bovino (~6%) e óleo de cozinha usado (~2,4%). Para São Paulo, assim como o etanol, a mistura do Biodiesel no óleo diesel convencional tem sido uma importante estratégia para redução da dependência deste combustível no setor de transporte e deve se manter, ou até mesmo se intensificar ao longo dos próximos anos.

Diesel verde (HVO)

O HVO (Diesel Renovável Hidrotratado) é um biocombustível avançado obtido por hidrotratamento de óleos vegetais e gorduras residuais, resultando em molécula idêntica ao diesel fóssil com reduções de 70-90% nas emissões de GEE.

São Paulo concentra mais do que 50% da capacidade nacional de refino (Replan, Revap, RPBC, Recap), com potencial de co-processar 5-10% de cargas renováveis, representando 20-40 mil bpd. Um montante de Investimentos estimado no patamar de R\$ 3-5 bilhões (Petrobras 2025-2029) viabiliza a conversão de unidades HDT em biorrefinarias. Com disponibilidade local de 150-200 kt/ano de sebo e 80-100 kt/ano de óleo usado, enfrenta competição com biodiesel e exportação. A integração tecnológica HVO-SAF via HEFA potencializa São Paulo como hub estratégico de descarbonização terrestre e aérea.

Gás natural

O Estado de São Paulo conta com uma vasta e complexa infraestrutura de escoamento e transporte de GN, beneficiando-se do acesso às principais rotas de escoamento das bacias sedimentares de Campos e Santos, que representam 75% das reservas provadas nacionais. Ademais, o Estado também possui acesso à oferta importada seja pelo Gasbol ou pelos terminais de importação de GNL.

A infraestrutura de movimentação de GN apresenta capacidade de 55,36 Mm³/dia. Ao se considerar projetos futuros, em desenvolvimento, portanto, contemplado em planos regulatórios ou em construção, como por exemplo, o terminal de regaseificação de São Paulo e o gasoduto

"subida de serra", a capacidade de movimentação aumentará para 70,36 Mm³/dia. Em paralelo a esta expansão, cabe o destaque que as três concessionárias de distribuição de GN no Estado possuem a maior extensão de dutos de distribuição e base de consumidores do Brasil, permitindo a materialização da ampliação dos usos finais automotivos e instalação de corredores azuis.

Hidrogênio de Baixo Carbono e Combustíveis Sintéticos

O hidrogênio é considerado um vetor energético estratégico para a descarbonização da economia global, sendo utilizado historicamente como insumo químico e energético.

O Brasil se destaca no cenário internacional pela combinação de dois fatores estruturais, quais sejam, uma matriz elétrica com 89% de fontes renováveis (em 2023) e uma ampla oferta de biomassa, que representou 31% da oferta interna de energia no mesmo ano. Segundo a (EPE, 2025) essas características conferem ao país grande potencial para se tornar produtor competitivo de hidrogênio de baixa emissão, com oportunidades em rotas termoquímicas e bioquímicas que utilizam etanol, biogás, biometano e resíduos agrícolas.

Além de seu uso direto como combustível (em células a combustível ou combustão em motores adaptados), o hidrogênio é essencial na produção de combustíveis sintéticos (e-fuels), que ampliam sua aplicabilidade em setores de difícil eletrificação. Entre os principais produtos destacam-se a amônia verde, via processo Haber-Bosch; o E-metanol, a partir de CO₂ e H₂ ou gás de síntese; e o E-querosene (SAF sintético), via Fischer-Tropsch ou AtJ (IEA, 2021).

Esses produtos são cruciais para o transporte marítimo e aéreo, fertilizantes e a indústria química. O estudo da (EPE, 2025) projeta que a demanda nacional por hidrogênio de baixo carbono pode superar 700 mil toneladas/ano até 2034, com destaque para os segmentos de fertilizantes, metanol e SAF. O uso do gás de síntese da biomassa diretamente nas rotas de combustíveis sintéticos também é visto como oportunidade de ganho tecnológico e econômico (EPE, 2025).

Neste contexto, o Estado de São Paulo destaca-se na estratégia nacional de hidrogênio de baixo carbono descrita pela (EPE, 2025), tanto por sua infraestrutura energética consolidada quanto por seu papel no setor sucoenergético.

Com a maior produção de etanol e biogás do país, o Estado reúne condições ideais para liderar projetos-piloto de produção de hidrogênio via reforma e gaseificação da biomassa, além de eletrólise acoplada à bioeletricidade. Adicionalmente, São Paulo concentra polos industriais consumidores de fertilizantes, centros logísticos estratégicos e aeroportos, viabilizando o desenvolvimento de cadeias integradas de e-fuels, como o e-querosene.

SAF

Os Combustíveis Sustentáveis de Aviação (SAF) são uma alternativa promissora para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor aéreo, que representou cerca de 2% das emissões globais em 2022 e 11% das emissões no Estado de São Paulo em 2023 (SEMIL, 2024). Com a demanda por querosene de aviação projetada para continuar crescendo, torna-se essencial encontrar soluções viáveis para a descarbonização do setor. As emissões de GEE dos voos nacionais e internacionais no Estado de São Paulo representaram (SEMIL, 2024) mais de 50% do total destas emissões em todo o País.

A adoção desses combustíveis enfrenta barreiras, como custos elevados, disponibilidade de matérias-primas e necessidade de incentivos regulatórios. No Brasil, o ProBioQAV, um programa voltado para o incentivo à produção e uso de SAF, estabelece metas para a redução progressiva das emissões a partir de 2027 (GOVBR, 2024). Além disso, o CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), criado pela ICAO (Organização Internacional da Aviação Civil) para promover a transição para combustíveis mais sustentáveis, estabeleceu um mandato para a descarbonização da aviação civil internacional, com início também para 2027 (ICAO, 2023).

A demanda por SAF para atender ambos os mandatos CORSIA e ProBioQAV no ESP exigirá articulação para integração junto à estratégia nacional de cumprimento dos mandatos, de forma a maximizar o potencial nacional de diferentes matérias primas combinadas à respectivas rotas tecnológicas para a produção de SAF.

8.2. Cenário de referência para o setor de transportes

A linha de base, em termos de consumo energético do setor de transportes, foi construída levando-se em consideração, como ponto de partida, o histórico de demanda do setor declarado no BEESP 2024 (ano base 2023) e a projeção do PIB paulista no horizonte 2034.

A simulação no modelo foi desenvolvida de modo a obter as demandas de energéticos para cada modal no horizonte de 2034, mantidas as respectivas opções tecnológicas iniciais de motorização e o padrão vigente de utilização de energéticos. Por fim, totalizou-se a demanda de transportes para obter a linha de base da trajetória da demanda setorial (em TEP), conforme a Figura 24.

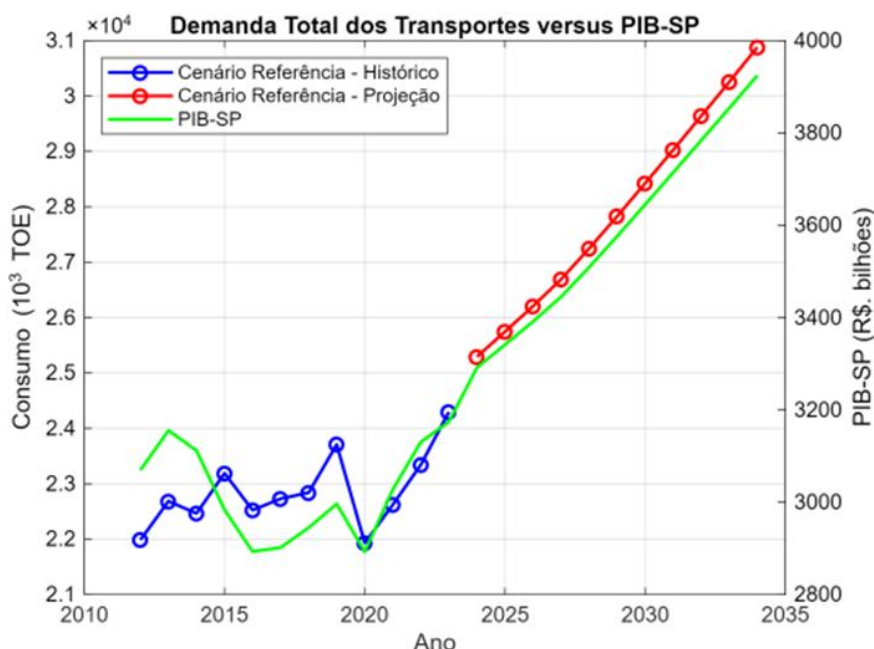


Figura 24: Demanda total do setor de transportes vs PIB do Estado de São Paulo

8.3. Cenário de mitigação para o setor de transportes

O cenário de mitigação foi construído para lidar de forma estratégica com a temática da busca de redução importante de emissões, priorizando obter a redução do consumo de diesel fóssil no modal rodoviário, especialmente nos veículos de carga e transporte público.

Em segundo lugar, o cenário busca o deslocamento da gasolina na frota de veículos leves e de logística. Por fim, o cenário projeta o deslocamento de querosene fóssil (QAV) no modal aéreo e do diesel fóssil nos modais ferroviário e hidroviário.

Em face da importância, mas também da dificuldade da descarbonização do setor de transportes no Estado, três alternativas tecnológicas de motorização se apresentam para propiciar o deslocamento almejado dos combustíveis fósseis para alternativas de baixo conteúdo de carbono:

- i. a eletrificação da frota de veículos circulantes (híbrido, híbrido plug-in, elétrico puro e célula combustível);
- ii. a utilização de biocombustíveis (biodiesel, diesel verde, etanol, etanol, SAF), hidrogênio e seus derivados, bem como combustíveis sintéticos de baixo conteúdo de carbono; e
- iii. a utilização de gás (natural como transição para o biometano).

Importante ressaltar que essas alternativas são consideradas nos cenários construídos de forma complementar e/ou combinadas, para atender a diversidade de aplicações do setor de transporte.

As premissas para construção dos cenários tecnológicos da demanda energética por modais até o horizonte 2034, foram as seguintes:

Modal ferroviário de carga

- Não há tendência de eletrificação por tecnologia pantográfica;
- Não há penetração de eletrificação complementar (hibridização) a bateria;
- Limitada penetração de gás no mix de combustível, com participação de GN e biometano;
- Penetração de biodiesel e diesel verde na oferta de diesel.

Modal ferroviário de passageiro

- Eletrificação predominante mantida.

Modal hidroviário

- Penetração de eletrificação para embarcações de pequeno porte e balsas;
- Penetração de biodiesel e diesel verde na oferta de diesel;
- Penetração marginal dos combustíveis avançados, com evolução setorial em definição.

Modal aéreo

- Querosene de aviação predominante ao longo de todo o período, com redução a partir de 2027 pelo cumprimento dos mandatos de redução de emissões dos programas ProBioQAV

e CORSIA, principalmente através do uso do SAF (combustível sustentável de aviação) e complementarmente através do uso de créditos de carbono.

Para todas as frotas com tecnologia de motorização ciclo diesel, o cenário de mitigação prevê trajetória de oferta do combustível com aumento da participação do biodiesel e diesel verde (HVO) na mistura do diesel, considerados os limites técnicos que garantam desempenho e a vida dos motores.

Nessa projeção, a evolução da composição inicial do mix do diesel mostra participação de 11% de biodiesel e 89% de diesel fóssil (2023) e a trajetória de mitigação com decrescente parcela do diesel fóssil, a qual se reduz a 72% no mix do combustível em 2034, e evolução crescente das parcelas de biodiesel e diesel verde (HVO) até atingir um total de 28% no mix em 2034, oferecido a todas as categorias do modal rodoviário.

8.4. Projeção da demanda de energéticos no modal rodoviário

No cenário de mitigação de emissões, com as trajetórias de motorização das frotas rodoviárias construídas com as diversas tecnologias consideradas, resulta em mudança relevante na estrutura da demanda de energéticos do setor de transportes rodoviário do Estado ao longo do período até o horizonte de 2034, com redução da participação dos combustíveis fósseis, particularmente o diesel.

8.4.1. Transição do diesel no modal rodoviário

A demanda total de diesel no modal rodoviário segue trajetória decrescente, recuando de 11,4 bilhões de litros em 2023 para 10,5 bilhões de litros em 2034 (redução de aprox. 1 bilhão de litros em 10 anos). Acompanhada de progressiva participação dos biocombustíveis no mix do diesel ofertado, o efeito combinado resulta em forte queda na demanda do diesel de petróleo no modal rodoviário, o qual recua de 9,8 bilhões de litros para 7,5 bilhões de litros em 2034 e a participação de diesel de origem não fóssil chegando a 3 bilhões de litros, 28% (20% biodiesel e 8% diesel verde) no mix de demanda total do diesel para o modal rodoviário em 2034.

A intensificação da presença do gás metano no modal rodoviário também contribui para deslocar parte da demanda original de diesel, inicialmente com uso do gás natural veicular de origem fóssil (GNV) e trajetória de participação crescente do biometano, o qual atinge 12% da demanda total de gás veicular em 2034, com impacto significativo nas frotas de ônibus e caminhões, bem como em parcela da frota de veículos comerciais leves de logística urbana com motorização diesel.

A eletrificação é uma alternativa considerada para a redução de demanda do diesel no modal rodoviário, com participação de forma relevante no segmento de ônibus urbanos e veículos comerciais leves de logística urbana, mas também na eletrificação de parte da frota de caminhões leves, semileves e médios.

O hidrogênio, embora represente uma possibilidade adicional para a redução do consumo de diesel fóssil no modal rodoviário — especialmente nos segmentos de comerciais leves, ônibus e caminhões — não tem sua inserção projetada até o horizonte de 2034.

8.4.2. Transição da gasolina e etanol no modal rodoviário

Para a gasolina C, o cenário de mitigação projeta redução de mais de 47% da demanda total, passando de 9 bilhões de litros em 2023 para menos de 4,7 bilhões de litros em 2034. Destaca-se para o cenário proposto, que a composição da gasolina C comercializada, mantém fixo seu mix de 72,5% de gasolina A, de petróleo, e 27,5% de álcool anidro ao longo de todo o período do estudo e, portanto, a demanda de etanol anidro acompanha a trajetória de redução da gasolina C. Para este cenário, a trajetória de deslocamento da demanda da gasolina C se dá utilizando-se múltiplas alternativas tecnológicas de motorização.

Observa-se tendência de redução no consumo total de combustíveis líquidos no modal rodoviário até 2034, acompanhada por uma mudança na participação relativa entre gasolina C e etanol hidratado. A demanda por etanol hidratado se mantém estável em patamar superior ao da gasolina C, sustentada principalmente pela presença de veículos flex e híbridos do tipo HEV-Flex e PHEV-Flex. Até 2034, projeta-se diminuição gradual da gasolina C, enquanto o etanol hidratado assume papel de destaque na matriz de combustíveis para veículos leves, com maior participação relativa no consumo total, evoluindo de 6,7 bilhões em 2023 para 9,3 em 2034.

A trajetória de progressiva eletrificação de frotas rodoviárias com veículos “plug in” também contribui no deslocamento da demanda de gasolina C, a qual é substituída pela demanda de energia elétrica do sistema elétrico, com a penetração de tecnologias de veículos elétricos a bateria (BEV) e veículos flex híbridos plug-in (PHEV-Flex), estes últimos concentrados no segmento de automóveis de passeio.

8.4.3. Trajetória de demanda do gás veicular no modal rodoviário

A demanda de gás metano no setor de transportes apresenta trajetória de crescimento relevante, especialmente no modal rodoviário. Essa demanda é impulsionada, principalmente, por três segmentos: caminhões pesados de logística, caminhões de coleta de resíduos sólidos urbanos (RSU) e ônibus rodoviários de média e longa distância. Em 2023, o consumo era de cerca de 200 milhões de m³ (≈ 550 mil Nm³/dia; 200 milhões Nm³/ano), composto integralmente por gás natural fóssil.

A partir de 2030, observa-se uma introdução gradual do biometano, que representa 5% de uma demanda total de aproximadamente 700 milhões de m³ (≈ 2 milhões Nm³/dia; 700 milhões Nm³/ano). Em 2034, esse volume atinge cerca de 1,1 bilhão de Nm³ ($\approx 3,0$ milhões Nm³/dia, com o biometano correspondendo a 12% do total (134 milhões de Nm³ ou ≈ 361 mil Nm³/dia). Embora ainda incipiente, o uso de gás no transporte ferroviário de carga surge a partir de 2030, com pequena participação no volume total, mas indicando uma tendência de diversificação das fontes energéticas também nesse segmento.

8.4.4. Trajetória da demanda de energia elétrica no modal rodoviário

O consumo de eletricidade no setor de transportes apresenta crescimento expressivo ao longo do horizonte de análise, refletindo a eletrificação progressiva dos modais. Em 2020, o consumo era praticamente exclusivo do transporte ferroviário de passageiros, com cerca de 1,2 TWh, permanecendo estável até 2024. A partir de 2025, observa-se um avanço acelerado da eletrificação do modal rodoviário, impulsionado principalmente pela adoção de veículos leves urbanos, ônibus urbanos elétricos e frotas de logísticas eletrificadas (caminhões VUC - Veículos Urbanos de Carga e Vans).

Em 2030, projeta-se que o consumo total alcançará aproximadamente 7 TWh, com o modal rodoviário respondendo por mais de 70% desse valor. O transporte ferroviário de carga e o modal hidroviário iniciam sua eletrificação de forma ainda incipiente nesse mesmo período, com pequena representatividade no total.

Em 2034, o consumo de eletricidade no setor atinge cerca de 13 TWh, dos quais aproximadamente 10,5 TWh são associados ao transporte rodoviário, seguido pelo ferroviário de passageiros, e, em menor escala, pelo ferroviário de carga e pelo modal hidroviário.

A Figura 25 **consolida as transições e trajetórias da demanda dos energéticos no modal rodoviário, revelando um movimento relevante de transição energética no transporte rodoviário paulista no horizonte do plano.**

Observa-se uma redução na dependência de combustíveis fósseis tradicionais, como diesel de petróleo e gasolina A, em favor de alternativas renováveis, como o etanol, o biometano, o diesel verde e, principalmente, a energia elétrica.

Ainda que o diesel siga dominante em muitos segmentos, sua participação relativa está em declínio.

O gás veicular e os biocombustíveis mantêm um papel relevante como vetores de transição, enquanto a eletrificação avança com intensidade crescente até 2034.

8.5. Projeção da demanda de energéticos dos modais ferroviário, aéreo e hidroviário

8.5.1. Ferroviário de carga

A partir de 2023, o modal ferroviário de carga apresenta trajetória moderada de redução gradual no consumo total de diesel, que passa de aproximadamente 220 milhões de litros naquele ano para cerca de 180 milhões de litros em 2034. Essa redução ocorre em paralelo a um progresso na participação de renováveis de baixo conteúdo de carbono no perfil do mix de combustíveis. O diesel de petróleo, ainda majoritário em 2023, perde participação progressivamente, enquanto o uso de biodiesel e diesel verde cresce de forma consistente. Ao final do período, em 2034, o consumo de biodiesel ultrapassa os 50 milhões de litros, enquanto o diesel verde se aproxima dos 25 milhões de litros, indicando uma substituição crescente por combustíveis renováveis no setor.

Além da substituição parcial do diesel fóssil por alternativas renováveis, observa-se a introdução gradual da eletrificação no transporte ferroviário de carga. A partir de 2029, o consumo de eletricidade nesse segmento inicia em torno de 0,2 TWh, aumentando de forma progressiva até atingir aproximadamente 0,4 TWh em 2034.

Complementarmente, a partir de 2030, observa-se a introdução do gás no transporte ferroviário de carga, com uma demanda anual próxima a 30 milhões de Nm³ (equivalente a cerca de 82 mil Nm³/dia), composta majoritariamente por gás natural fóssil. No entanto, mesmo nesse estágio inicial, o biometano já aparece como uma fração do mix energético, indicando o potencial de diversificação e uso de fontes renováveis também nesse modal.

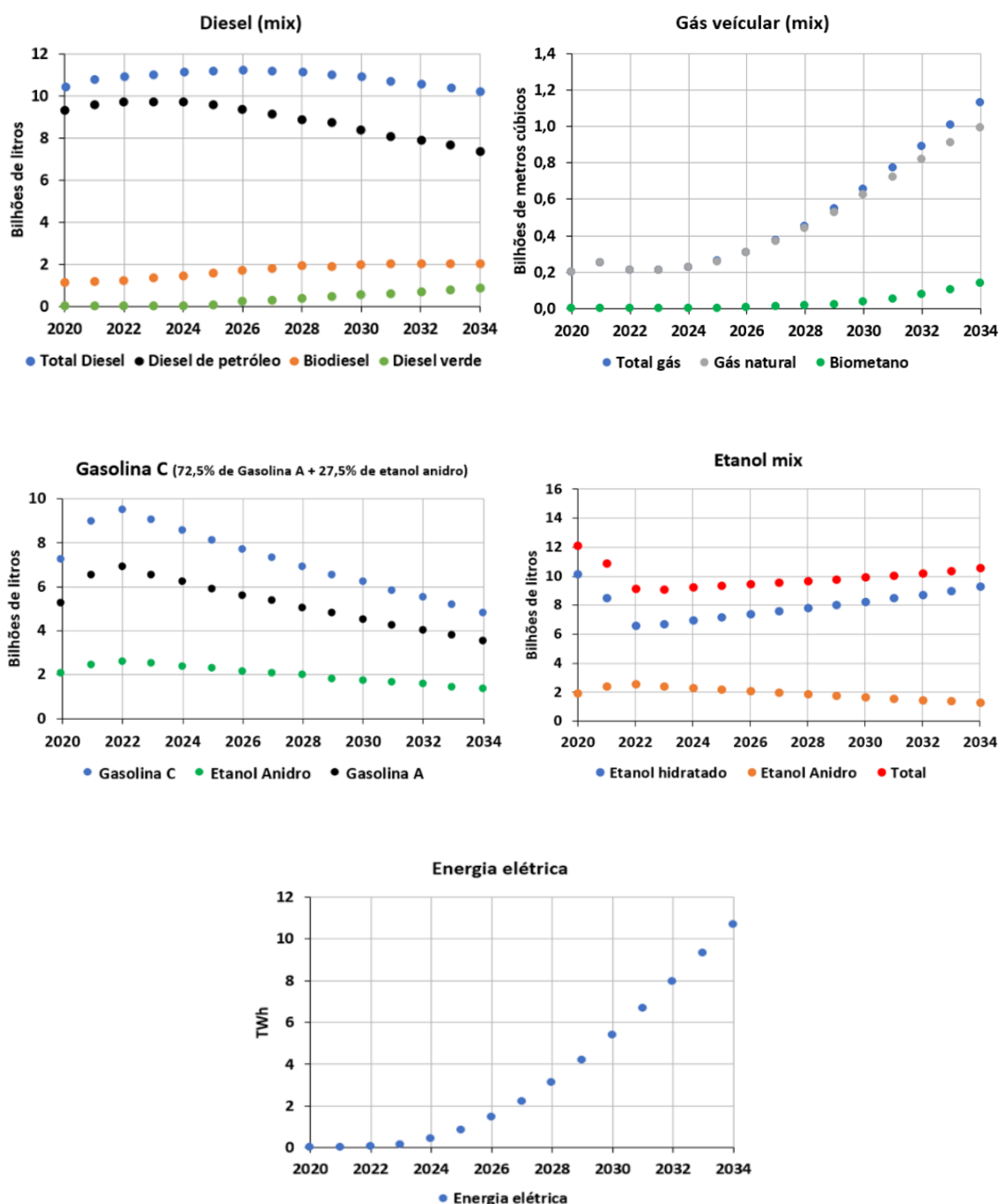


Figura 25: Consolidação das trajetórias da demanda dos energéticos no modal rodoviário

Até 2034, a participação do biometano cresce de forma modesta neste modal, mas constante, enquanto o volume total de gás natural mantém uma leve tendência de queda. Esse movimento reforça o papel do gás como solução intermediária na transição energética ferroviária, sobretudo em rotas não eletrificadas.

8.5.2. Ferroviário de passageiro

O modal ferroviário de passageiros apresenta crescimento estável e contínuo no consumo de energia elétrica ao longo do período analisado. Em 2023, a partir do consumo 1,1 TWh, projeta-se um aumento gradual que alcançará 1,4 TWh em 2034. Essa expansão reflete a expansão do Metrô de São Paulo e avanço no plano de implantação dos Trens Intercidades (TICs) da CPTM – Companhia Paulista de Trens Metropolitanos, consolidando o transporte ferroviário como uma alternativa energética eficiente e, considerada a matriz energética setorial, de baixa emissão para a mobilidade urbana e intermunicipal. O padrão de crescimento linear e consistente também indica a maturidade tecnológica e a previsibilidade de expansão do sistema ferroviário de passageiros já eletrificado.

8.5.3. Aéreo

No modal aéreo, prevê-se a utilização do SAF, já a partir de 2027, como forma de cumprimento dos mandatos de redução de emissões dos programas ProBioQAV e CORSIA, com metas progressivas. O programa ProBioQAV, aplicável à aviação nacional, inicia-se em 2027 e 2028 com 1% de redução ao ano, e aumenta progressivamente, até chegar a 10% em 2037. No âmbito da aviação internacional, o CORSIA exige, a partir de 2027, a compensação do excedente anual de emissões em relação a 85% das emissões de 2019.

A demanda de SAF no Estado de São Paulo do programa ProBioQAV inicia com 37 mil m³ em 2027 e alcança 443 mil m³ em 2037. Já o programa CORSIA inicia com a demanda de SAF de 566 mil m³ em 2027 e alcança 1097 mil m³ em 2037.

Considerando os volumes de produção de SAF atualmente anunciados no Brasil (EPE, 2024), é provável que, nos primeiros anos de vigência dos mandatos, a oferta nacional seja insuficiente para atender plenamente à demanda combinada do ProBioQAV e do CORSIA. Diante desse cenário, as estratégias de atendimento dos mandatos podem diferir entre o âmbito nacional e o internacional.

8.5.4. Hidroviário

No modal hidroviário, verifica-se redução no uso de diesel fóssil, que cai de aproximadamente 25 milhões de litros em 2022 para cerca de 20 milhões em 2034. Essa redução é acompanhada pelo aumento progressivo do uso de biodiesel, que sobe de pouco mais de 3 milhões de litros para cerca de 6 milhões, e do diesel verde, que passa de menos de 1 milhão de litros para cerca de 3 milhões

no mesmo período. Isso indica um movimento de transição energética no modal, com crescente adoção de biocombustíveis.

A Figura 26 apresenta as projeções de demanda de energéticos dos modais ferroviário, hidroviário e aéreo nas respectivas unidades comerciais utilizadas no BESP.

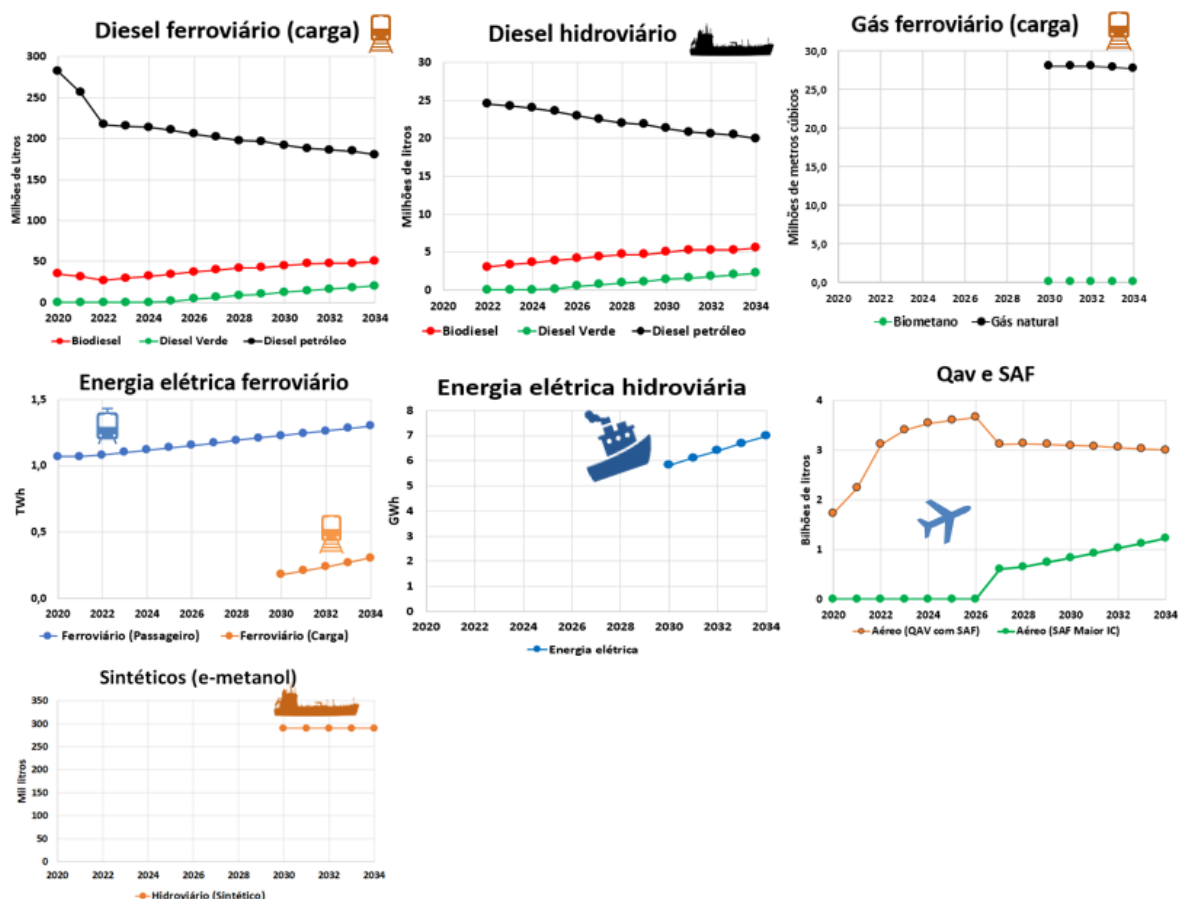


Figura 26: Consolidação da demanda de energéticos nos modais ferroviário, hidroviário e aéreo.

8.6. Projeção do total da demanda de energéticos do setor de transportes

Considerando todos os modais de transporte, o conjunto de ações propostas no cenário de mitigação projeta uma trajetória de leve redução da demanda total por diesel até 2034 (Figura 27). Observa-se que o modal rodoviário permanece como o principal consumidor, respondendo por mais de 95% do total de diesel consumido ao longo do período analisado.

Em termos absolutos, o consumo total de diesel (incluindo rodoviário, ferroviário de carga e hidroviário) se mantém relativamente estável entre 2020 e 2027, próximo a 11 bilhões de litros por ano. A partir de 2028, inicia-se leve tendência de queda, culminando em aproximadamente 10,2 bilhões de litros em 2034 — o que representa uma redução de cerca de 7% em relação ao pico observado.

Ainda que os modais ferroviário e hidroviário tenham participação bastante reduzida no consumo total, a estabilização e posterior declínio da demanda sinalizam esforços de eficiência energética e transição para combustíveis alternativos, especialmente no transporte rodoviário.

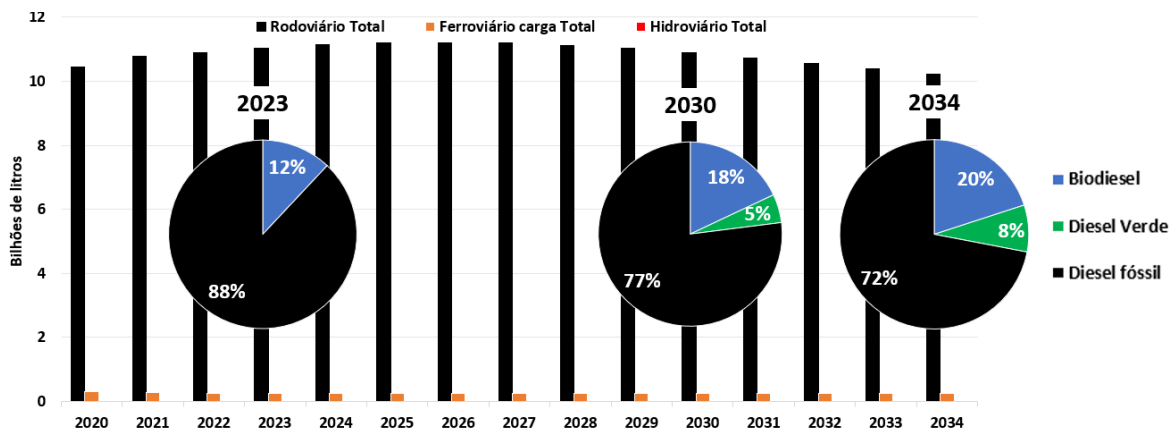


Figura 27: Demanda total de diesel fóssil, biodiesel e diesel verde

Paralelamente, observa-se crescente participação de combustíveis alternativos, como o biodiesel e o diesel verde, na composição do diesel comercializado. A participação desses combustíveis, que era de 12% em 2023 (apenas biodiesel), aumenta para 28% em 2034 — sendo 20% de biodiesel e 8% de diesel verde. Em termos absolutos, a demanda combinada por biodiesel e diesel verde cresce de cerca de 1,4 bilhão de litros em 2023 para aproximadamente 3 bilhões de litros em 2034, mais do que dobrando no período.

A Figura 28 mostra a evolução projetada do consumo de gás no setor de transportes no Estado de São Paulo até 2034, com destaque para a substituição progressiva do gás natural fóssil pelo biometano. Em 2023, o consumo é integralmente suprido por gás natural, totalizando cerca de 200 milhões de m³, majoritariamente no modal rodoviário.

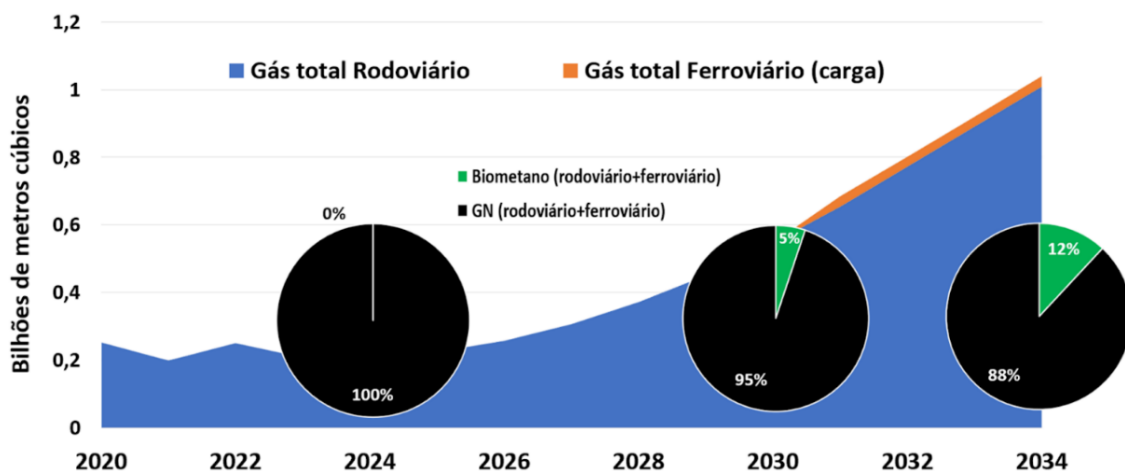


Figura 28: Demanda total de gás natural e biometano no modal de transportes

A partir de 2025, inicia-se a inserção do biometano no mix energético, inicialmente no modal rodoviário, com crescimento gradual ao longo dos anos. Em 2030, o consumo total de gás nos transportes alcança aproximadamente 600 milhões de m³, sendo cerca de 5% desse total proveniente de biometano — representando o início de uma transição rumo a fontes mais sustentáveis.

Até 2034, projeta-se que a demanda total alcance cerca de 1,1 bilhão de m³, com o biometano correspondendo a aproximadamente 12% do total consumido. Observa-se também a entrada do gás (GN e biometano) no modal ferroviário de carga a partir de 2029. Essa inserção ocorre já com uma parcela do consumo ferroviário sendo atendida por biometano.

A substituição parcial do gás natural pelo biometano, tanto no modal rodoviário quanto ferroviário, evidencia uma estratégia inicial de descarbonização do setor de transportes no Estado de São Paulo, promovendo o uso de combustíveis renováveis de origem local e com menor impacto ambiental.

Esse cenário reforça a necessidade de investimentos em infraestrutura de dutos e pontos de abastecimento em aterros e nas usinas sucroenergéticas, corredores verdes em estradas e rodovias, bem como certificações de origem do biometano (CFOB).

A Figura 29 indica trajetória de declínio significativo na demanda por gasolina C (mistura de gasolina A com etanol anidro), ao passo que a demanda por etanol hidratado apresenta tendência de crescimento ao longo do período.

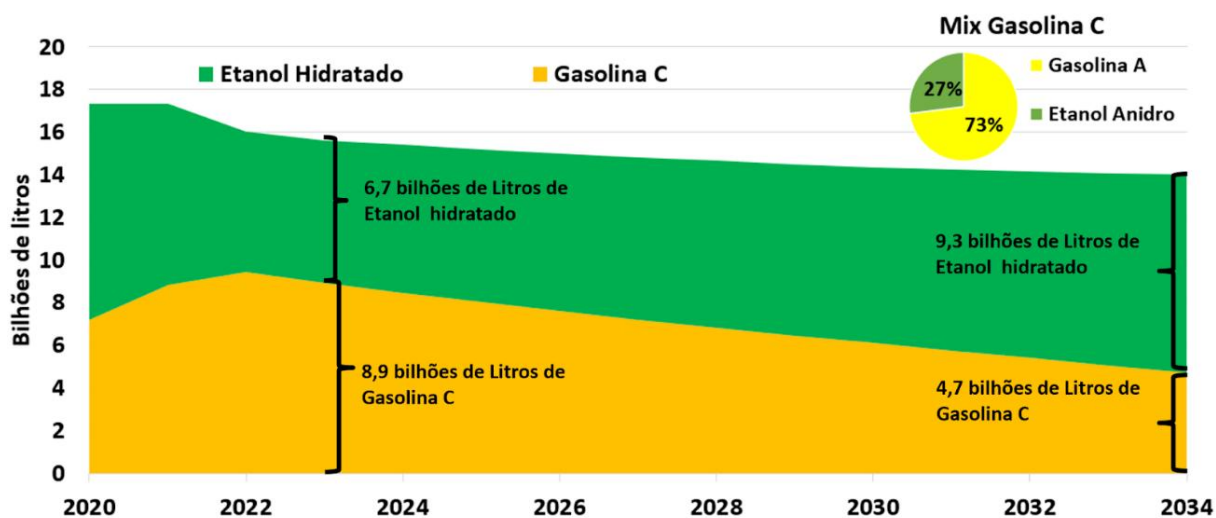


Figura 29: Demanda total de gasolina C e etanol hidratado no modal de transportes

Fonte: Elaboração própria

Em 2023, a demanda por gasolina C é de aproximadamente 8,9 bilhões de litros, enquanto o etanol hidratado representa cerca de 6,7 bilhões de litros. No horizonte final de 2034, observa-se uma redução expressiva no consumo de gasolina C, que atinge cerca de 4,7 bilhões de litros — queda de aproximadamente 50% em relação a 2023.

Por outro lado, o consumo de etanol hidratado cresce de forma contínua, alcançando 9,3 bilhões de litros em 2034. Esse aumento reflete uma maior penetração de veículos híbridos do tipo HEV-Flex e PHEV-Flex, e políticas de incentivo aos biocombustíveis no transporte rodoviário leve.

O gráfico também evidencia que a composição da gasolina C mantém a proporção de 27% de etanol anidro e 73% de gasolina A. No entanto, é previsto que a partir de 01/08/2025, a nova mistura de 30% de etanol anidro (E30) na gasolina comum entrará em vigor em todo o Brasil. A obrigatoriedade foi definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (CNPE, Governo aprova aumento de etanol na gasolina de 27% para 30% e de 14% para 15% no biodiesel, 2025) e publicada oficialmente no Diário Oficial da União em 02/07/2025 (CNPE, 2025).

Como resultado, esse cenário aponta para uma transição gradual em direção a uma matriz de combustíveis mais limpa no transporte leve, com ênfase no etanol como vetor renovável de descarbonização.

A Figura 30 mostra a evolução projetada da demanda por querosene de aviação (QAV), combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) e combustíveis sintéticos, considerando o modal hidroviário, no horizonte até 2034.

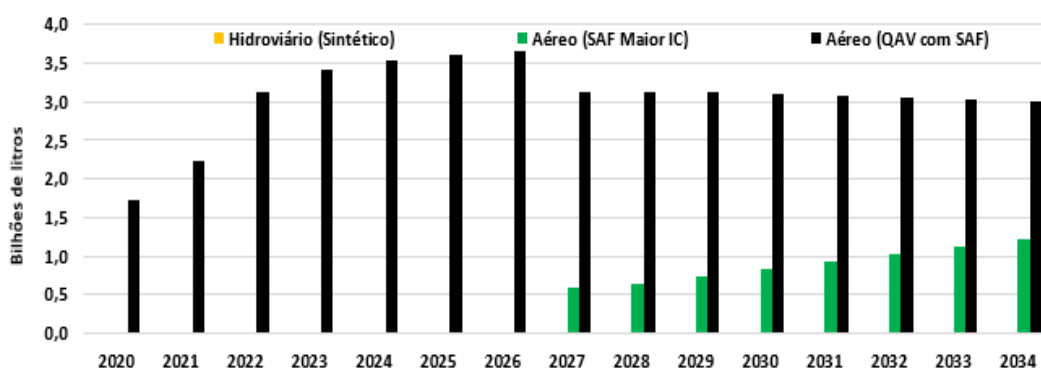


Figura 30: Demanda total de SAF e combustíveis sintéticos no modal de transportes

Até 2026, a demanda por QAV (sem SAF), cresce continuamente, saindo de cerca de 1,7 bilhão de litros em 2020 e atingindo aproximadamente 3,7 bilhões de litros em 2026. A partir de 2027, inicia-se a introdução progressiva dos SAF (cenário de maior IC - Intensidade de Carbono), marcando uma mudança estrutural na matriz de abastecimento da aviação.

Com isso, a demanda por QAV, com o início da utilização de SAF, passa a cair gradativamente, caindo de cerca de 3,1 bilhões de litros em 2027 para 3 bilhões de litros em 2034. Em contrapartida, a penetração dos SAF (representado pelas barras em verde) aumenta de forma consistente: de 0,6 bilhões de litros em 2027 para 1,2 bilhões de litros em 2034, representando uma mudança significativa na composição do combustível consumido no setor aéreo.

Adicionalmente, observa-se o surgimento ainda incipiente dos combustíveis sintéticos a partir de 2030, com volumes muito pequenos destinados ao modal hidroviário, indicando o início de uma possível diversificação tecnológica futura.

Apesar dos mandatos estabelecidos pelos programas ProBioQAV e CORSIA definirem as demandas necessárias de abatimento de emissões no cenário 2027 a 2037, das quais derivam as demandas de volume de SAF, a disponibilidade de SAF na escala necessária para atender as demandas dos mandatos dependerá de incentivos econômicos e políticas públicas, tanto para garantir os avanços tecnológicos necessários, bem como para atrair investimentos do setor privado na cadeia de produção e distribuição de SAF.

A Figura 31 apresenta a evolução da demanda por eletricidade nos transportes no Estado de São Paulo até 2034, considerando todos os modais. Em 2023, o consumo elétrico foi de cerca de 1,0 TWh, sendo 89% correspondente ao transporte ferroviário de passageiros e apenas 11% ao rodoviário. Esse panorama, no entanto, se inverte ao longo da década.

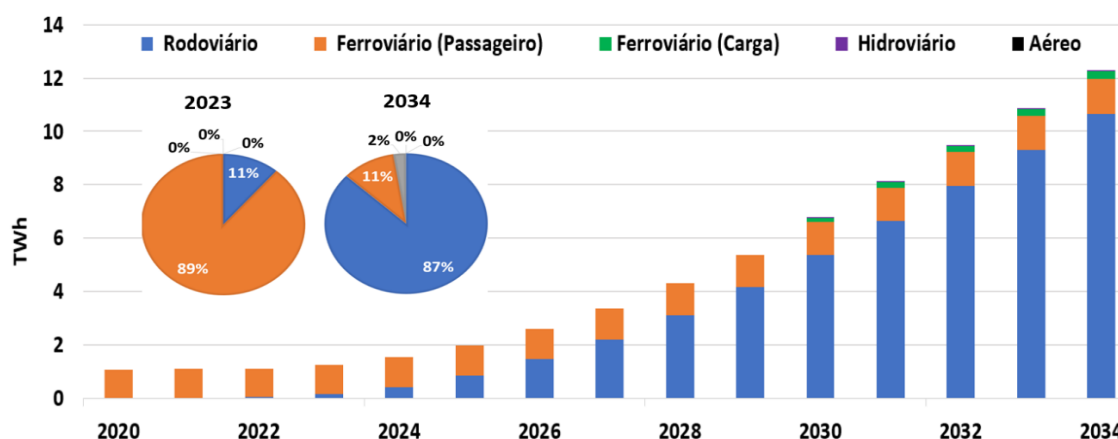


Figura 31: Demanda total de eletricidade no modal de transportes

Até 2034, a eletrificação do transporte rodoviário ganha forte protagonismo, alcançando 87% da demanda elétrica do setor de transportes, o equivalente a aproximadamente 11 TWh. Já o modal ferroviário de passageiros mantém seu consumo relativamente estável em termos absolutos, mas projeta-se que sua participação relativa na matriz elétrica do transporte estadual irá representar 11%.

Outros modais — como ferroviário de carga, hidroviário e aéreo — aparecem a partir de 2029, mas com contribuições ainda modestas, somando cerca de 2% da demanda total em 2034.

Esse cenário reforça a necessidade de investimentos em infraestrutura de recarga, ampliação da rede elétrica e estratégias específicas para integrar os demais modais à transição energética.

O resumo geral da demanda de energéticos, elétricos e não elétricos, na trajetória do setor de transporte é apresentado na Figura 32. O quadro resumo apresenta panorama abrangente da demanda energética projetada para o setor de transportes no Estado de São Paulo no horizonte 2034, segmentando-o entre fontes não elétricas e elétricas e detalhando sua distribuição entre diferentes modais.

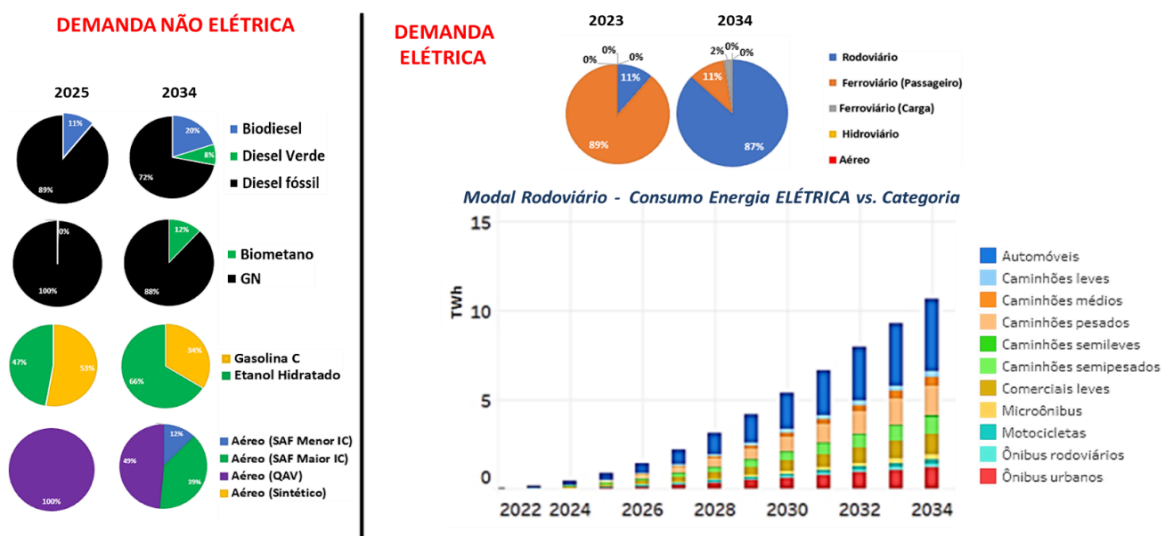


Figura 32 - Quadro resumo da demanda de energéticos para o setor de transportes no Estado de São Paulo

8.7. Recomendação para compor ações e políticas públicas

Para alcançar o cenário de mitigação construído neste estudo são feitas proposições de ações de relevante importância, no intuito de impulsionar o avanço da descarbonização do setor de transportes no âmbito do Estado de São Paulo.

Ação 1: Promover a substituição gradativa das frotas de ônibus municipais e metropolitanos para veículos de baixas emissões e implantação de hubs de recarga em terminais, pátios de estacionamento e pontos de parada.

- Articular junto a Municípios, em especial nas Regiões Metropolitanas do Estado, o desenvolvimento e adoção de modelo de concessão e custo operacional do transporte coletivo urbano e metropolitano de baixo carbono, utilizando a política pública da Cidade de São Paulo como referência.
- Articular junto a entes financeiros nacionais e internacionais a viabilização de financiamentos para as concessionárias de transporte público.
- Articular o desenvolvimento da cadeia industrial de veículos, sistemas eletroeletrônicos, infraestrutura de carregamento e serviços de automação e controle.

Indicadores:

- Proporção de veículos da frota, no transporte público urbano e metropolitano, adotando tecnologia baixa emissões em relação ao total da frota (%).
- Número de pontos de recarga elétrica, GNV e biometano em garagens, rodoviárias e pontos de parada (unid) voltados à frota urbana e metropolitana (unidades).
- Proporção de passageiros impactada pela adoção efetiva de novo modelo de transporte urbano e metropolitano de baixas emissões (% do total).

- Redução anual de demanda de combustíveis fósseis no setor de transportes público urbano e metropolitano no BEESP (toe).
- Redução da emissão de GEE pela frota de ônibus municipais e metropolitanos do estado (tCO₂e).

Ação 2: Promover a substituição gradativa da frota de ônibus rodoviários por alternativas de baixa emissão e implantação de hubs de recarga em rodoviárias, pátios de estacionamento e pontos de parada.

- Desenvolvimento e adoção de modelo de concessão e custo operacional do transporte coletivo rodoviário intermunicipal e interestadual de baixo carbono, articulando também junto ao poder concedente federal e Municípios onde cabível.
- Articular junto a entes financeiros nacionais e internacionais a viabilização de financiamentos para as concessionárias de transporte público.

Indicadores:

- Proporção de veículos da frota rodoviária que adotam tecnologia de baixo carbono (%).
- Número de pontos de recarga elétrica, GNV e biometano em garagens, rodoviárias e pontos de parada (unid).
- Proporção de passageiros impactada pela adoção efetiva de novo modelo de transporte rodoviário de baixa emissões (% do total).
- Redução anual de demanda de combustíveis fósseis no setor de transportes rodoviário de passageiros no BEESP (toe).
- Redução das emissões de GEE resultantes da frota de ônibus rodoviário (tCO₂e).

Ação 3: Promover a formação de pessoal qualificado para inovação e desenvolvimento de aplicações avançadas em toda cadeia de valor do setor de transportes na transição para carbono zero.

- Articular junto ao sistema de inovação público e privado do Estado a formação de pessoal e de hubs de competência para a transição energética no transporte, incluídos o desenvolvimento focado em oferta e usos de biocombustíveis, combustíveis sintéticos, hidrogênio, combustíveis para aviação e setor marítimo.
- Promover a articulação internacional do Estado de SP para as inovações disruptivas na área de combustíveis voltados a transporte e logística de baixa emissão, incluindo a produção, captura de carbono e sistemas avançados de armazenamento e transporte de energéticos.
- Articular junto à SENAI e ETECs a ampliação de cursos de nível técnicos-profissionalizantes orientados para as tecnologias da mobilidade sustentável (baterias, sistemas de potência, recarga, biometano, motores elétricos).

Indicadores:

- Número de alunos matriculados em cursos técnicos e profissionalizantes voltados para transição energética do setor de transporte (unid.).
- Número de pesquisadores e profissionais fixados nos HUBs de transição energética.
- Número de patentes, publicações, mestres e doutores atuando no setor de transição energética em transporte.

Ação 4: Promover a substituição da frota utilizada pelo Governo do Estado por veículos de baixo emissão.

- Articular em parceria com a iniciativa privada e prestadores de serviço do GOVSP, a adoção de veículos de baixa emissão, utilizando a política pública da Cidade de São Paulo como referência.
- Articular junto a Municípios, em especial nas Regiões Metropolitanas do Estado, o desenvolvimento e adoção de modelo de concessão e custo operacional do transporte de baixo carbono para coleta de resíduos sólidos.

Indicadores:

- Proporção de veículos próprios do GOVSP que adotam tecnologia de baixa emissões (%).
- Proporção de veículos terceirizados que adotam tecnologia de baixas emissões para prestação de serviços ao GOVSP (%).
- Proporção de veículos de baixa emissões que prestam serviços à GOVSP (%).
- Redução das emissões de GEE resultantes da frota utilizada pelo GOVSP (tCO₂e).

Ação 5: Promover a substituição gradativa das frotas de veículos de logística urbana para veículos zero emissão e implantação de hubs de recarga nos centros de distribuição e garagens, a partir de fontes renováveis.

- Articular com Municípios e iniciativa privada, a adoção progressiva de veículos de logística urbana com zero emissão.
- Articular com a cadeia industrial o desenvolvimento de oferta de veículos de logística urbana, sistemas de carregamento, e demais equipamentos e sistemas associados voltados a zero emissão.

Indicadores:

- Proporção na frota de veículos comerciais de logísticas que adotam tecnologia zero emissões (%).
- Número de pontos de recarga elétrica, GNV e biometano em garagens e centros de distribuição voltados a frota logística urbana (unidades).
- Redução das emissões de GEE resultantes da frota de distribuição de logística urbana (tCO₂e).

Ação 6: Promover em parceria com iniciativa privada a substituição gradativa da frota de caminhões estradeiros por alternativas de baixa emissão.

- Articular com entes públicos, federais e municipais, e iniciativa privada, a adoção de veículos de logística de carga longo curso com zero emissão, contribuindo para redução das emissões de GEE;
- Articular com a cadeia industrial desenvolvimento de oferta de veículos de logística urbana, sistemas de carregamento, e demais equipamentos e sistemas associados voltados a zero emissão;

Indicadores:

- Proporção na frota de veículos de carga estradeiro que adotam tecnologia zero emissões (%).
- Número de pontos de recarga elétrica, GNV e biometano em garagens, centros de distribuição e paradas voltados a frota logística de longo curso (unidades).
- Redução das emissões de GEE resultantes da frota de distribuição de logística de longo curso (tCO₂e).

Ação 7: Fomentar o desenvolvimento da cadeia de produção de SAF no ESP com base na bioenergia e no hidrogênio de baixo carbono.

- Articular com a iniciativa privada, instituições de pesquisa e entes públicos a implantação e ampliação de biorrefinarias voltadas à produção de SAF, com uso prioritário de matérias-primas regionais (etanol, óleos residuais, biogás, biomassa lignocelulósica) e rotas tecnológicas com tecnologia de produção consolidada e maior disponibilidade de matéria-prima (HEFA e AtJ) (EPE, 2024).
- Incentivar o uso de hidrogênio de baixo carbono nas rotas de SAF, promovendo sinergias com a cadeia sucoenergética, de biometano e polos industriais regionais.
- Integrar ações com a infraestrutura logística e aeroportuária do ESP, viabilizando cadeias regionais de produção, distribuição e uso de SAF.

Indicadores:

- Volume de produção no ESP de SAF com rotas baseadas em matérias-primas locais (mil m³/ano).
- Número de biorrefinarias em operação ou em desenvolvimento no ESP com produção de SAF (unidades).

Ação 8: Priorizar o uso de SAF para atendimento das metas climáticas da aviação em relação à compensação por créditos de carbono.

- Estabelecer mecanismos regulatórios, fiscais e operacionais que priorizem o uso de SAF como principal instrumento de descarbonização da aviação comercial no Estado.

- Articular com o governo federal, ANAC e operadores aéreos o alinhamento da política estadual com metas nacionais (ProBioQAV, RenovaBio) e internacionais (CORSIA).
- Evitar a predominância da compensação por créditos de carbono importados, que pode desestimular investimentos locais na cadeia produtiva.
- Incentivar a adoção voluntária e progressiva de SAF em voos originados em aeroportos paulistas, com apoio à logística, certificação e rastreabilidade.

Indicadores:

- Participação de SAF no consumo de QAV nos principais aeroportos do ESP (Guarulhos, Viracopos e Congonhas) (%).
- Redução de emissões na aviação no ESP, em atendimento aos mandatos ProBioQAV e CORSIA, pelo uso de SAF (tCO₂e).

Ação 9: Promover a eletrificação de frotas de balsas e empurradores da hidrovía Tietê-Paraná.

As recomendações propostas (BNDES, 2025) consideram, de forma complementar, a articulação com instrumentos federais como o “BNDES Finame Baixo Carbono”, o “BNDES Fundo Clima” e o “BNDES Finem – Biocombustíveis”, além de linhas e editais voltados à inovação em mobilidade sustentável, integração modal e eficiência energética. A incorporação desses instrumentos poderá ampliar as alternativas de financiamento e fomento à transição energética no setor de transportes do Estado.

9. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

9.1. Projeções da evolução da eficiência energética horizonte 2034

A metodologia utilizada para quantificação das projeções de percentuais de eficiência por setor é o método *top-down*. Por esta metodologia, as projeções serão calculadas por meio de dados e indicadores econométricos aplicados ao crescimento agregado da demanda energética setorial. Estes percentuais fornecerão o montante de redução sobre a demanda agregada projetada em outras frentes do projeto, que tratam das demandas de energia elétrica e térmica.

As proposições de ações e diretrizes serão avaliadas segundo sua factibilidade em um horizonte de mais curto e, quando possível, em um maior nível de detalhamento descritivo e/ou quantitativo.

9.1.1. Eficiência energética - Eletricidade

Seguindo-se o modelo econométrico para projeção de demanda elétrica utilizado no PEE2050, foram projetados os percentuais de eficiência energética para o horizonte de 2034, segundo 2 cenários:

Pessimista: onde o incremento setorial de eficiência energética é aquele que acontece naturalmente pela evolução tecnológica do mercado;

Referência: onde, mediante sucesso das políticas estaduais Net Zero, o incremento setorial de eficiência energética é decorrente da inserção de equipamentos, processos e projetos integrados com ganhos sistêmicos e tecnológicos além do usual.

As projeções foram estratificadas pelos setores: residencial, comercial, industrial e outros.

De forma geral, independentemente do tipo de cenário, haverá ganhos anualizados de EE na energia elétrica ao longo de todo o período projeto. No caso do cenário Pessimista (PES), o menor ganho consolidado ao longo do período é do setor industrial (9,2%) seguido por outros (9,5%). Esse baixo ganho de eficiência do setor industrial, também se reflete no baixo ganho de eficiência global (13,2%), como pode ser observado na Tabela 6.

Tabela 6 - Percentuais consolidados por setor para todo o período até 2034 – Cenário de Referência

Referência	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Acumulado
Residencial	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	9,15%
Comercial	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	8,72%
Industrial	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	12,80%
outros	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	8,19%
TOTAL	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	10,46%

Tabela 7 - Percentuais consolidados por setor para todo o período até 2034 – Cenário de Pessimista

Pessimista	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Acumulado
Residencial	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	6,16%
Comercial	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	6,16%
Industrial	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	3,04%
outros	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	3,04%
TOTAL	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	4,44%

9.1.2. Eficiência energética - Consumo Térmico

A eficiência energética das demandas térmicas e de combustíveis foi inserida no modelo econométrico com a premissa básica de que seu incremento se dê conforme a evolução histórica. Os maiores ganhos nesta demanda serão advindos da mudança de energéticos e eletrificação, que já possuem seus ganhos esperados contabilizados. A Tabela 8 apresenta os percentuais de ganhos de eficiência para o período compreendido entre 2025 e 2034.

Tabela 8 - Eficiência energética anual no consumo térmico por setor – Cenário único de referência - Elaboração própria

OUTROS	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Acumulado
Energético	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,18%
Residencial	1,36%	1,36%	1,36%	1,36%	1,36%	1,72%	1,72%	1,72%	1,72%	1,72%	16,51%
Comercial	0,96%	0,96%	0,96%	0,96%	0,96%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	11,34%
Público	0,40%	0,40%	0,40%	0,40%	0,40%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	4,57%
Agropecuário	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,20%
Industrial	0,92%	0,92%	0,92%	0,92%	0,92%	1,16%	1,16%	1,16%	1,16%	1,16%	10,89%
TOTAL	0,96%	0,96%	0,96%	0,96%	0,96%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	11,34%

9.2. Ações Operacionais - Táticas

9.2.1. Objetivo Geral

Reduzir as emissões de CO₂ no Estado de São Paulo por meio da implementação sistemática de ações de eficiência energética em setores estratégicos até o ano de 2034, em consonância com as diretrizes da IEA (Energy Efficiency 2024) e os compromissos climáticos assumidos pelo Estado.

9.2.2. Premissas

As edificações são o principal ponto focal para a eficiência energética no Estado, valendo frisar que a regulamentação sobre edificações está a cargo dos municípios e o Estado pode ser indutor de políticas eficientes neste setor ao estabelecer regras e normas para construções próprias existentes ou novas.

O regramento sobre usos finais e equipamentos mais eficientes, tais como, políticas fiscais e/ou restrições a equipamentos menos eficientes, quando isoladamente considerado, teria pouca efetividade se outros estados da federação não tiverem a mesma política. Assimetrias desta natureza poderiam induzir a compra em estados diferentes prejudicando o programa e a economia local.

Neste sentido, espera-se que, com políticas voltadas às edificações mais eficientes, o próprio mercado seja conduzido a buscar as alternativas tecnológicas e de projetos mais modernas e adequadas à essa nova exigência, conforme as amplas possibilidades existentes.

A busca por padrões mais altos de eficiência no âmbito das edificações requer a busca de ganhos sistêmicos em projeto, materiais e execução, bem como de equipamentos de uso final mais modernos aliados a sistemas controle e automação.

Este fato, além da efficientização e redução de consumo, também irá elevar a demanda por profissionais mais qualificados do nível técnico ao superior, a demanda por novos centros e

projetos de pesquisa, movimentando a cadeia produtiva e acadêmica do Estado e gerando empregos.

Por esta razão, as proposições apresentadas estão voltadas a efficientização das edificações no Estado, na capacitação e monitoramento de resultados. Proposições de políticas fiscais para equipamentos específicos mais eficientes foram preteridas nesse momento.

9.2.3. Exigência crescente nos padrões de eficiência

Objetivo: Elevar continuamente os padrões mínimos de desempenho energético para classificação e compra de produtos pelo setor público.

Ações até 2034:

- Criar grupo estadual de harmonização regulatória;
- Estabelecer metas progressivas para compras públicas;
- Antecipar restrições à compra de produtos ineficientes;
- Ampliar exigência de etiquetagem para novos segmentos de equipamentos.

Atividades operacionais:

- Instituir grupo técnico intersetorial com representantes do Inmetro, ABNT, Academia, Governo Estadual e fabricantes;
- Elaborar portaria estadual definindo metas anuais de compras públicas;
- Lançar cronograma estadual de banimento de tecnologias obsoletas nas compras estaduais;
- Atualizar regulamentos estaduais de licenciamento e fiscalização.

Indicadores:

- Percentual de compras públicas com selo Procel A até 2034 – Meta 100%;
- Classificação da eficiência dos eletrodomésticos comercializados até 2034 e beneficiados com a política de incentivo.

9.2.4. Comissão permanente de monitoramento

Objetivo: Avaliar e atualizar as políticas de eficiência.

Ações até 2034:

- Criar Comissão Permanente com stakeholders;
- Publicar relatórios bienais de desempenho;
- Realizar fóruns estaduais anuais de avaliação com consulta pública.

Atividades operacionais:

- Nomeação formal da comissão por decreto estadual;
- Estabelecimento de um sistema de indicadores compartilhado entre órgãos;
- Planejamento e execução dos fóruns com universidades e conselhos profissionais.

Indicadores:

- Publicação de relatórios;
- Número de entidades participantes por fórum estadual;

9.2.5. Programa de gestão energética em municípios

Objetivo: Reduzir o consumo de energia no setor público municipal do estado e estimular PPPs municipais.

Atividades operacionais:

- Estruturar fundo rotativo estadual para cofinanciamento de PPPs, com reembolso pelas economias futuras;
- Kit para estruturação de projetos e obtenção de financiamentos;
- Elaborar modelos-padrão de edital de concessão com cláusulas de desempenho energético;
- Lançar chamadas públicas anuais para adesão de municípios;
- Capacitar técnicos municipais sobre operação e gestão das PPPs.

Indicadores:

- Número de municípios com iluminação pública 100% LED até 2034;
- Percentual de Redução do consumo de energia em municípios até 2034.

9.2.6. Programa de Eficientização de Edifícios Públicos Estaduais

Objetivo: Reduzir o consumo energético e fomentar o mercado de eficiência.

Atividades operacionais:

- Levantamento energético dos prédios públicos estaduais;
- Etiquetagem obrigatória de todos os prédios públicos até 2034 com base no Procel Edifica;
- Criação de sistema estadual de auditoria e certificação de edificações públicas;
- Capacitação contínua de auditores, engenheiros e gestores públicos em eficiência energética com o estabelecimento de certificação estadual para auditores de energia;
- Criação de fundo rotativo estadual para retrofit, com reembolso ao fundo pelas economias geradas. Lançamento de editais de retrofit com metas de economia;

- Exigência crescente de padrões mínimos de eficiência para novas edificações e reformas relevantes, com atualizações bienais;
- Apoio técnico e normativo para elaboração de projetos, licitações e acompanhamento de obras;
- Elaboração de manual estadual de boas práticas em eficiência energética nas edificações;
- Definição de metas setoriais de redução de consumo (educação, saúde, segurança, administração).

Indicadores:

- Percentual de Redução no consumo de energia dos prédios auditados até 2034;
- Percentual de prédios públicos etiquetados até 2034;
- Número de auditores e técnicos formados e certificados até 2034;
- Estimativa de geração de empregos diretos em retrofits até 2034.

9.2.7. Programa de Eficientização de Edificações - Estado/Municípios

Objetivo: Reduzir o consumo de energia e as emissões de CO₂ por meio da melhoria do desempenho energético de edificações residenciais, comerciais e industriais a partir de ações coordenadas entre municípios e Estado.

Atividades operacionais:

- Estabelecimento progressivo de padrões mínimos obrigatórios de desempenho energético para novas edificações e reformas significativas em edificações com participação financeira do Estado;
- Exigir etiquetagem obrigatória para novos empreendimentos a partir de 2027.
- Expansão obrigatória da etiquetagem Procel Edifica (ou equivalente) para edifícios comerciais e industriais de médio e grande porte;
- Capacitação dos municípios paulistas para criação de normas e códigos alinhados à busca da Net Zero;
- Expansão do fundo rotativo estadual, com adesão de empresas e condomínios;
- Criação de centros regionais de apoio técnico e elaboração de guias por tipologia;
- Fomentar e oferecer serviços de pré-auditoria para MPMEs;
- Criação de programas de formação e empregos com foco em jovens e mulheres;
- Cadastro estadual de edificações certificadas e publicação anual de rankings municipais;
- Oferecer incentivos fiscais para construções com alto desempenho energético;
- Criar amplo programa de capacitação de auditores energéticos;
- Criar linha de financiamento verde para retrofit e novas edificações;

- Desenvolver plano de certificação para edificações industriais eficientes.

Indicadores:

- Percentual dos novos empreendimentos residenciais, comerciais e industriais etiquetados até 2034;
- Percentual de unidades existentes que sofreram retrofit;
- Percentual de unidades existentes que foram etiquetadas;
- Percentual de redução média no consumo específico de energia no setor da construção até 2034;
- Percentual de municípios paulistas com novos códigos de obras alinhados com Net Zero;
- Número de profissionais formados e certificados em eficiência de edificações;
- Geração de empregos em serviços técnicos, obras e auditoria energética.

9.2.8. Programa para baixa renda

Objetivo: Reduzir perdas e ampliar o acesso à energia legal e eficiente.

Atividades operacionais:

- Mapear áreas vulneráveis com alto índice de ligações clandestinas.
- Instalar kits eficientes (lâmpadas, geladeiras, chuveiros eletrônicos).
- Realizar mutirões de regularização e cadastro social. Integração ao cadastro único e programas habitacionais.
- Programa de capacitação de agentes comunitários para identificação e orientação energética
- Firmar convênio com concessionárias para acompanhar o andamento do PROPEE e seus impactos nesses consumidores.

Indicadores:

- Número de domicílios regularizados e eficientizados até 2034;
- Percentual de redução nas perdas comerciais em áreas beneficiadas.

9.2.9. Reuso de água em edificações

Objetivo: Reduzir consumo de água potável e de energia nos sistemas de saneamento a partir de ações coordenadas entre municípios e Estado.

Atividades operacionais:

- Atualizar os códigos de edificações nos municípios e para o Estado para incluir exigência de reuso;
- Financiar projetos-piloto em escolas, hospitais e prédios públicos;
- Publicar manual técnico para projeto e operação de sistemas de reuso;
- Incentivar, mediante parcerias com prefeituras, o uso via IPTU verde e certificações voluntárias.

Indicadores:

- Número de chuveiros substituídos até 2034.
- Economia de energia e redução de demanda de ponta até 2034.

9.2.10. Ações de conscientização

Objetivo: Criar cultura de uso racional de energia.

Atividades operacionais:

- Lançar programa de “Energia Consciente” com campanhas em mídia e escolas;
- Desenvolver jogos e aplicativos educativos;
- Criar concursos estaduais de boas práticas para municípios e escolas;
- Estabelecer parceria com influenciadores digitais e artistas locais.

Indicadores:

- Número de pessoas alcançadas por campanhas anuais;
- Percentual das escolas com atividades regulares sobre energia até 2034.

9.2.11. Grupo de trabalho para pesquisa e normas técnicas

Objetivo: Dar suporte técnico às políticas e rever normas ineficientes.

Atividades operacionais:

- Instalação do grupo com representantes da academia, setor técnico e indústria;
- Financiamento de pesquisas aplicadas sobre ganhos sistêmicos e custos evitados;
- Publicação de guias técnicos para setores específicos (construção, HVAC, hidráulica);
- Revisão participativa de normas técnicas estaduais/nacionais com base nos estudos;
- Criação de cursos técnicos e de extensão;
- Integração de eficiência nos currículos técnicos estaduais (FATECs).

Indicadores:

- Publicação de guias técnicos e artigos até 2034;
- Publicação de novas normas técnicas estaduais/nacionais de eficiência.

9.2.12. Ganhos sistêmicos em eficiência

Objetivo: Integrar eficiência à formação e à regulação.

Ações até 2034:

- Grupo de trabalho com instituições de pesquisa e normatização;
- Editais anuais de P&D;
- Criação de cursos técnicos e de extensão;
- Integração de eficiência nos currículos técnicos estaduais.

Indicadores:

- Número de profissionais formados até 2034;
- Número de normas técnicas revisadas com foco em eficiência.

10. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E REQUALIFICAÇÃO DAS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

O tema “Recursos Energéticos Distribuídos” (RED) inclui os subtemas Resposta da Demanda (RD)³, Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), Autoprodução de Energia (APE) não injetada⁴ e Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE).

Já o tema *Requalificação das Redes de Transmissão e Distribuição* inclui os subtemas *Redes Inteligentes* e *Resiliência a Eventos Climáticos Extremos*, abordando a requalificação das redes atuais em um novo patamar tecnológico que permita habilitar funcionalidades de *redes inteligentes* e características de *resiliência* cada vez mais necessárias para atender à crescente expansão de Recursos Energéticos Distribuídos (RED’s), viabilizar a transição energética e superar desafios impostos pelas mudanças climáticas.

Portanto, há correlação entre os temas na medida em que o desenvolvimento sustentável dos RED’s depende da requalificação das redes de transmissão e distribuição, requalificação esta que desempenha papel fundamental para a adequada hospedagem e otimização de RED’s no sistema elétrico e, ainda, no que tange à necessidade de redes elétricas mais resilientes para enfrentamento a eventos climáticos extremos. Ressalta-se, ainda, que ambos os temas passam atualmente por discussões no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) envolvendo as instâncias política, regulatória e fiscalizatória, a operação, o planejamento, a comercialização de energia elétrica e os agentes.

Esta frente tem como objetivo avaliar a capacidade atual e futura das infraestruturas de T&D frente às transformações estruturais do setor energético, à eletrificação da economia, à penetração acelerada dos recursos energéticos distribuídos, às mudanças climáticas e à evolução tecnológica.

10.1. Recursos Energéticos Distribuídos no horizonte 2034 e interface com a Rede Elétrica

A inserção massiva da MMGD tem introduzido impactos relevantes na operação das redes, especialmente pela injeção de fluxo reverso em nível de baixa tensão. Este fenômeno pode comprometer a segurança das redes, pela atuação inadequada de dispositivos de proteção convencionais, como fusíveis, além de exigir revisão dos esquemas de proteção para garantir a seletividade e a segurança operativa.

Em muitas situações, distribuidoras têm detectado casos de superação dos limites aprovados de potência instalada por parte dos consumidores, intensificando problemas de injeção excessiva na

³ Mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes em resposta a sinais econômicos adequados (Empresa de Pesquisa Energética, 2019b).

⁴ Conforme classificação apresentada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 (Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética, 2022).

rede de distribuição. A resposta tem sido a implantação de medidores inteligentes e a tentativa de comando remoto de inversores, ainda com limitações técnicas.

Assim, a requalificação e modernização das redes existentes é fundamental para integrar a MMDG com segurança, eficiência e confiabilidade. No entanto, os limites impostos pela modicidade tarifária e o atual modelo de regulação dificultam a realização de investimentos robustos em automação, digitalização e infraestrutura de medição. A reconhecida dificuldade de financiabilidade é agravada por incertezas quanto ao reconhecimento de investimentos pela ANEEL em base anual, em vez de apenas dentro das revisões tarifárias periódicas, o que ainda não ocorreu.

10.2. Sistemas de Armazenamento de Energia - SAE

O armazenamento de energia aparece como elemento central de flexibilidade e segurança operacional, em diferentes níveis de granularidade. Entretanto, a alta carga tributária, em comparação com outros componentes de geração distribuída, desincentiva sua adoção em larga escala. Neste particular se destacam no estado de São Paulo:

- ✓ **As baterias não possuem isenções setoriais de ICMS:** o Convênio 101/97 não contempla NCM 8507; em SP não há isenção específica para baterias, enquanto **módulos solares Ex 01 ficam isentos de ICMS e inversores** podem obter **12%** (máquinas/equip. industriais) em vez de 18%.
- ✓ **Baterias com IPI mais alto:** baterias costumam ter **IPI 11,25%**, superior ao de módulos Ex 01 (0%) e similar/maior que o de inversores (9,75%).
- ✓ **Imposto de Importação (II) relevante:** baterias pagam **II 18%**; módulos hoje têm **II 25%** (sem cota), mas quando o módulo está no **Ex 01** e isento de ICMS, **a carga final dos módulos ainda pode ficar bem abaixo** da das baterias.

Existem alternativas oportunas, como a formulação de política industrial que favoreça a montagem de sistemas no Brasil com componentes importados, como células de lítio, mas que crie incentivos para a nacionalização progressiva da cadeia produtiva.

O uso de baterias estacionárias para apoio à eletrificação de frotas urbanas foi destacado como prioridade. Em São Paulo, a demanda prevista para abastecer garagens de ônibus elétricos chega a 500 MW até 2034, o que exigiria pesados investimentos em reforços de rede caso não sejam utilizadas soluções de armazenamento local com recarga noturna e controle de demanda. Quanto às infraestruturas de carregamento lento e rápido necessários, sem considerar os reforços de rede associados, estima-se a necessidade de investimento de R\$ 243 milhões, que pode variar entre R\$ 172 milhões e R\$ 313 milhões. A criação de micro-redes com geração fotovoltaica, gás natural e baterias foi proposta como solução integrada para terminais e garagens.

10.3. Resposta da Demanda

A resposta da demanda no Brasil está limitada praticamente aos clientes ligados em alta e média tensão, elegíveis ou já operando no ACL- Ambiente de Contratação Livre de Energia, pois estes pagam tarifa de demanda e de consumo, dispondo de medição adequada. Estes clientes respondem por aproximadamente 51% do consumo de energia elétrica do Brasil. Ocorre que este segmento, apesar do uso mais intensivo e concentrado, é o que tem maior dificuldade para responder a sinais de redução de demanda, pois isso normalmente afeta sua capacidade de produção e atendimento ao negócio principal.

10.4. Requalificação das Redes de Transmissão e Distribuição

As redes de energia elétrica atuais não estão totalmente preparadas para a nova realidade operativa, como (i) a multidirecionalidade de fluxo de potência, (ii) a integração eficiente de RED's, (iii) a implementação de tarifas inteligentes por meio de medidores avançados, (iv) a necessidade de recursos de flexibilidade para lidar com variações bruscas na geração de fontes não despacháveis, (v) a viabilização da transição energética e (vi) o enfrentamento de eventos climáticos extremos.

Essas constatações destacam a necessidade urgente de atualização e investimento na infraestrutura da rede elétrica de transmissão e distribuição, objetivando garantir uma transição eficaz para um sistema mais sustentável e resiliente.

Dessa forma, em escala global, os governos estão colaborando com as empresas de transmissão e distribuição de energia elétrica para estabelecer políticas que promovam a modernização das redes existentes, elevando-as a um novo nível tecnológico capaz de suportar funcionalidades essenciais para atender à crescente adoção RED's. Isso se deve ao reconhecimento de que as redes de transmissão e distribuição desempenham um papel crucial na viabilização da transição energética.

Esta frente tem como objetivo avaliar qualitativamente a capacidade atual e futura das infraestruturas de T&D frente às transformações estruturais do setor energético, à eletrificação da economia, à penetração acelerada dos recursos energéticos distribuídos, às mudanças climáticas e à evolução tecnológica.

A estrutura analítica proposta combina três dimensões centrais: confiabilidade, risco e resiliência. A confiabilidade refere-se à capacidade do sistema de funcionar sem falhas em condições normais. O risco incorpora a análise de eventos extremos com probabilidade estimável, enquanto a resiliência diz respeito à capacidade de resistir e se recuperar de eventos inesperados, inclusive aqueles sem probabilidade definida. Essa distinção é fundamental para desenhar ativos e operações que não apenas minimizem falhas, mas sejam adaptativos a novas realidades climáticas e operacionais.

Um dos principais desafios identificados se refere à baixa confiabilidade das redes brasileiras, sobretudo quando comparadas às de países desenvolvidos. Enquanto em diversas nações da OCDE a indisponibilidade do serviço é medida em minutos por ano, no Brasil a média nacional supera 10 horas anuais, mesmo após expurgo de ocorrências atípicas. As causas incluem a predominância de redes aéreas radiais com baixa automação, uso extensivo de fusíveis e ausência de estímulos econômicos ou regulatórios para o enterramento das redes ou a substituição de cabos nus por

isolados. Tais configurações são mais suscetíveis a falhas por vegetação, intempéries ou contato acidental.

A automação, embora em expansão, ainda é limitada a alimentadores principais. O uso de religadores automáticos reduziu a duração de interrupções transitórias, mas também tem imposto maior estresse mecânico aos ativos, o que, no médio prazo, compromete sua durabilidade e confiabilidade. É necessário, portanto, repensar a arquitetura das redes para compatibilizar os ganhos da automação com uma infraestrutura fisicamente mais robusta.

Na dimensão da resiliência são propostas medidas de modernização como redes subterrâneas em áreas críticas, subestações resilientes a enchentes, uso de sensores de fibra óptica para monitoramento térmico, limites de carregamento estabelecidos de forma dinâmica para as linhas de transmissão (Dynamic Line Rating), além de esquemas de ilhamento. A adaptação das redes aos novos padrões climáticos exige ainda o redesenho de infraestruturas para suportar ventos intensos, chuvas torrenciais, aumento da temperatura ambiente e incêndios florestais. As estratégias incluem reforço estrutural, enterramento seletivo, drenagem inteligente e monitoramento permanente da saúde dos ativos.

Outro foco importante é a flexibilidade operacional e o gerenciamento distribuído. Destaca-se a importância dos sistemas de gestão em tempo real (ADMS, OMS, DERMS), da descentralização de operações em momentos de crise, e da orquestração inteligente entre diferentes fontes e cargas. Medidas como tarifas inteligentes, resposta da demanda e controle autônomo de carga e fator de potência são vistas como ferramentas essenciais para garantir eficiência e resiliência ao mesmo tempo.

A modelagem dos limites térmicos e mecânicos dos ativos é um componente técnico-chave da metodologia. Devido ao aumento das temperaturas ambiente e à intermitência crescente das fontes renováveis, é necessário adotar limites operacionais dinâmicos, baseados em previsões meteorológicas de curto prazo e modelagens de carga líquida. A adoção de limites térmicos e mecânicos adaptativos permitirá preservar a capacidade nominal dos equipamentos sem comprometer sua segurança e vida útil.

Por fim, o propõe-se a articulação de programas estruturados de gerenciamento da MMD e do armazenamento de energia, com destaque para a criação de centros regionais de despacho integrados ao ONS e o desenvolvimento de VPPs (*Virtual Power Plants*), que agreguem demanda, capacidade de resposta, sinais de preço e disponibilidade de recursos. Isso permitirá uma governança mais inteligente e integrada da transição energética, reduzindo o risco de colapsos operacionais e otimizando a inserção dos recursos distribuídos.

10.5. Desafios da rede brasileira

Primeiramente é preciso reconhecer que em vários dos demais locais do mundo, como países da América do Norte, Europa e Ásia, predominam redes subterrâneas, onde a literatura mundial pontua claramente que são mais confiáveis e seguras do que as aéreas, segundo inúmeras fontes e referências, como por exemplo, o Departamento de Energia dos Estados Unidos, no relatório *Undergrounding Transmission and Distribution Lines – a Resilience Guide*, publicado em setembro de 2024. Em resumo, o relatório aponta que a principal vantagem de linhas subterrâneas é a

substancial redução da vulnerabilidade a clima extremo e incêndios florestais, resultando em melhorias de confiabilidade e resiliência.” O DOE lista os perigos mitigados (vegetação, animais, veículos, tempestades, gelo) e compila evidências quantitativas em conversões realizadas, por exemplo:

- ✓ WPSC (EUA): a conversão para subterrâneo promoveu 95% de melhoria em SAIDI (indicador equivalente ao DEC durante tempestades;
- ✓ FPL (Flórida): no furacão Irma, a taxa de interrupção de 4% em redes subterrâneas foi significativamente menor do que 24% em redes aéreas não reforçadas;
- ✓ VEPC (Virgínia): obt99% de melhoria em SAIFI após conversão para subterrâneo.

O relatório também observa redução de riscos de danos e ferimentos por quedas de cabos. Do lado do Brasil, cabe enfatizar que o País possui, em algumas capitais, sistemas subterrâneos com confiabilidade equivalente às redes subterrâneas dos outros países mencionados anteriormente. Não obstante, não se tem verificado estímulos às empresas e à sociedade para que investimentos em enterramento de redes sejam feitos, ainda que a longo prazo, onde justificável.

Grandes projetos urbanísticos ainda são desenvolvidos pelas prefeituras, estados e a federação sem prever o enterramento das redes de energia. Serão feitos investimentos urbanos significativos nos próximos anos para a adaptação de cidades às mudanças climáticas e essa conversão da infraestrutura de energia precisa ser considerada nos projetos e nos custos totais de longo, abrangendo não somente a implantação, mas os custos totais impostos à sociedade, através de uma análise de custo-benefício tecnicamente respaldada. A aproximação das empresas com as municipalidades e mesmo gestores de bairros em grandes cidades está prevista nos novos contratos de concessão e é de extrema necessidade para a boa articulação e resposta coordenada localmente a eventos climáticos extremos.

Atualmente existem soluções de recursos distribuídos de energia que permitem o desenvolvimento de sistemas subterrâneos mais leves e com custos bastante competitivos em comparação com a rede aérea e sistemas subterrâneos convencionais, se considerados os custos totais de investimentos e de manutenção e operação ao longo de sua vida útil, bem como os custos de externalidades de interrupções, que são significativamente menores na rede subterrânea, sem falar na confiabilidade e segurança.

Considerando o advento dos eventos climáticos extremos cada vez mais frequentes e, também, o cada vez mais elevado impacto que interrupções de energia causam aos consumidores, as redes de energia modernas precisam crescentemente incorporar tecnologias mais avançadas de proteção e automação, já largamente utilizadas em outros países que apresentam índices de continuidade de serviços muito mais reduzidos que aqueles existentes no Brasil.

A preparação das redes elétricas para níveis mais elevados de resiliência e confiabilidade deve fazer parte de um elenco de medidas adotadas pelos governos para a adaptação das cidades às mudanças climáticas e de proteção da sociedade na preservação de desastres de elevada escala e preservação de vidas.

10.5.1. Robustez de Sistemas e Resiliência das Operações

Em termos práticos, os cenários e modelos climáticos projetam aumento na frequência e intensidade de eventos extremos, como tempestades, ventanias, enchentes, secas, incêndios e descargas atmosféricas, com impactos diretos na segurança operacional das redes. Nesse contexto, é necessário realizar uma abordagem dual: fortalecer a infraestrutura física (“robustez e resistência”) e desenvolver capacidades adaptativas para resposta e recomposição mais eficientes após eventos adversos (“resiliência das operações ou adaptação”).

10.5.2. Robustez e Confiabilidade dos sistemas de T&D

As medidas de adaptação às mudanças climáticas envolvem providências de preparação das redes elétricas para níveis mais elevados de resistência e robustez, promovendo maior suportabilidade das estruturas e confiabilidade para enfrentamento de tempestades, quer sejam eventos climáticos extremos ou não. Os esforços de melhoria de robustez incluem ações principalmente de fortalecimento da rede, além de maior rigor e uso de tecnologias avançadas nas inspeções e no gerenciamento da vegetação.

Especificamente focando as medidas de fortalecimento da rede, estas podem incluir principalmente as seguintes medidas principais:

- Conversões de redes aéreas para subterrâneas, conforme já discutido;
- Substituição de torres e/ou postes de madeira por postes de concreto ou aço;
- Melhoria massiva e integrada dos sistemas de proteção e automação através do uso de equipamentos de tecnologia mais avançada que os atualmente adotados.

As duas primeiras medidas precisam ser planejadas a longo prazo pois envolvem investimentos muito elevados e de longo prazo de execução, talvez décadas, uma vez que incorrem em serviços de grande monta que tem que ser coordenados com ações de reformulação de outros serviços públicos que se utilizam dos postes (telecomunicações, iluminação pública, semáforos etc.) ou do subsolo (água e esgoto, gás etc.) e com modificações urbanísticas coordenadas pelo poder público municipal. São soluções aplicadas a situações específicas que não podem ser adotadas como medida geral.

Já a terceira medida se restringe ao âmbito e domínio exclusivo da distribuidora e envolve o uso massivo de tecnologias mais avançadas de equipamentos de redes, e de forma integrada, coordenando ações envolvendo a proteção e automação de alimentadores, ramais e transformadores de distribuição.

10.5.3. Troncos dos alimentadores

Como exposto anteriormente, muitas empresas iniciaram a automação das redes de média tensão com o emprego de religadores convencionais para melhorar os tempos de restauração energia e isolamento de defeitos nos troncos dos alimentadores. Entretanto, estes equipamentos operam de forma coordenada ao longo do alimentador, por tentativa e erro, fazendo elevado número de religamentos em cima de defeitos existentes, com toda a energia de curto-circuito envolvida. Isso resulta, a longo prazo, na aplicação reiterada de significativos esforços eletromecânicos de curto-circuito sobre os transformadores de potência, cabos, ferragens, isoladores e demais componentes

da rede, comprometendo a confiabilidade e a segurança da rede, por facilitar eventos de falha catastrófica das instalações devido às perdas dos parâmetros mecânicos e elétricos de projeto dos transformadores de potência e dos cabos por recozimento a longo prazo. Muitas concessionárias nos últimos anos registraram um significativo aumento de queima de transformadores em subestações e estão associando a aceleração da perda de vida destes equipamentos à maior quantidade de religamentos implementadas para a recomposição automática e eliminação de defeitos.

As novas tecnologias de restauração automática, sem danificar as redes, eliminam muitos deslocamentos de equipes e evitam futuras interrupções forçadas por danos ocasionados pelos religamentos convencionais. Por ser mais seguro que os religadores convencionais, essa alternativa pode ser também usada para a proteção de redes mistas (aéreas e subterrâneas) de energia e compor esquemas de auto restauração e isolamento de defeitos.

10.5.4. Resiliência das Operações

A crise climática e ambiental continua em aceleração, a despeito do avanço das fontes renováveis, o uso de combustíveis fósseis continua alto e pode aumentar ainda mais. Existe consenso nos modelos de clima em utilização de que os eventos climáticos deverão acontecer cada vez mais com mais intensidade e frequência.

A fragilidade das Redes Elétricas existentes vem sendo demonstrada por danos causados por eventos climáticos extremos de progressiva frequência e intensidade.

O enfrentamento dos impactos climáticos extremos no setor de transmissão exigirá um **reposicionamento estratégico da regulação** e do planejamento setorial, com foco na **adaptação, na previsibilidade de riscos e na garantia da continuidade e qualidade do serviço público de energia elétrica**, em um contexto de crescente vulnerabilidade climática e interdependência dos sistemas.

A ABRADÉE, em parceria com a Climatempo, publicou o e-book “Desafios Climáticos e a Rede Elétrica” (2025), que examina como as mudanças climáticas estão afetando a operação, o planejamento e a resiliência das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil. O documento destaca a urgência de uma gestão climática integrada ao planejamento do setor elétrico, com os seguintes pilares principais:

- ✓ Monitoramento meteorológico avançado e regionalizado, com uso de dados em tempo real, modelagem preditiva e integração de informações climáticas nos sistemas de operação das distribuidoras.
- ✓ Análise de risco climático, com mapeamento de áreas vulneráveis, identificação de padrões de recorrência e projeções de cenários futuros baseados em dados históricos e modelos climáticos.
- ✓ Adoção de medidas de adaptação e resiliência, como reforço de estruturas, modernização de redes, uso de tecnologia de automação, enterramento de redes de forma seletiva e adoção de planos de contingência integrados com Defesa Civil e outras autoridades locais.

- ✓ Capacitação técnica e institucional, visando preparar equipes para atuar preventivamente e de forma coordenada durante eventos extremos.
- ✓ Articulação regulatória e política, com estímulos normativos para investimentos em resiliência, revisão de parâmetros de qualidade e atualização de diretrizes tarifárias para contemplar os novos desafios climáticos.

As mudanças climáticas não são mais uma ameaça futura, mas uma realidade que já afeta profundamente o setor elétrico brasileiro. Para enfrentá-la, será essencial antecipar os riscos, investir em infraestrutura resiliente, integrar dados climáticos à tomada de decisão e rever os marcos regulatórios e operacionais do setor. O documento deixa clara a mensagem: a adaptação às mudanças climáticas deve ser parte central da estratégia de modernização das distribuidoras de energia no Brasil.

O documento **“A Resiliência dos Sistemas de Distribuição Elétrica – Recomendações para um Novo Paradigma Regulatório” (2024)**, produzido por especialistas da ADELAT, propõe profunda revisão da regulação da distribuição de energia elétrica na América Latina diante da crescente frequência e intensidade de eventos climáticos extremos. O estudo argumenta que os marcos regulatórios atuais, ainda baseados predominantemente em critérios de confiabilidade e eficiência de custo, são inadequados para lidar com os novos riscos climáticos, e defende uma transição para um paradigma centrado na **resiliência**.

A resiliência é definida como a capacidade dos sistemas de distribuição elétrica de **antecipar, absorver, recuperar e se adaptar** frente a eventos de alto impacto, como furacões, enchentes, secas, terremotos e incêndios. Esses eventos afetam diretamente a infraestrutura e a continuidade do serviço, gerando danos físicos, interrupções prolongadas, desafios operacionais e deterioração acelerada dos ativos.

A América Latina, com sua diversidade climática e vulnerabilidades socioeconômicas, tem registrado impactos significativos em países como Brasil, Chile, México, Porto Rico e Peru, evidenciando a urgência de resposta regulatória estruturada.

10.5.5. Redes Inteligentes de Energia

10.5.5.1. Contextualização

O recente *white paper* da EERA - *European Energy Research Alliance*, intitulado "The Crucial Role of Smart Grids for the Success of the Clean Energy Transition" (2025), apresenta análise abrangente e técnica sobre o papel estratégico das redes inteligentes (smart grids) na transição energética da Europa. O documento, publicado em maio de 2025, foi desenvolvido no âmbito do Joint Programme Smart Grids (JP SG) e reúne contribuições de centros de pesquisa e universidades de destaque no continente.

O relatório destaca a urgência de modernizar os sistemas elétricos europeus para permitir a integração em larga escala de fontes renováveis, enfrentar o aumento da demanda elétrica e suportar a eletrificação de setores como transporte, indústria e aquecimento. Nesse sentido, as redes inteligentes são posicionadas como infraestrutura crítica — capazes de proporcionar flexibilidade, resiliência e digitalização ao sistema energético europeu.

O texto enfatiza que a transformação das redes deve ir além de atualizações tecnológicas, exigindo mudanças regulatórias, novos modelos de negócio e maior engajamento dos consumidores. Estima-se que a modernização e expansão das redes na Europa exigirão investimentos da ordem de 584 bilhões de euros até 2030.

10.5.5.2. Criação de DSOs – Distribution System Operators

A ANEEL recentemente publicou o termo de aditivo proposto para os novos contratos, visando tornar possível a renovação antecipada das concessões. Nos novos contratos estão previstos investimentos em modernização, digitalização de redes, medição inteligente, resiliência de redes frente a eventos climáticos entre outras obrigações.

Uma das discussões mais urgentes e prioritárias é a transformação das atuais distribuidoras em DSOs com a função de coordenar e integrar os recursos energéticos distribuídos (DERs), como alternativa à manutenção do atual desenho institucional. Esta proposta foi debatida em workshop público, organizado pelo ONS em 16/06/2025, onde foram apresentados resultados e propostas iniciais para viabilizar uma solução viável e implementável para a crescente complexidade da operação do sistema elétrico nacional, considerando a integração entre o ONS e os RED's, por meio das DSOs.

11. HIDROGÊNIO

O consumo brasileiro de hidrogênio pelas fábricas de fertilizantes (FAFENS) tem oscilado no período de 2021 a 2023 (os anos 2019 e 2020 apresentaram valores atípicos, devido à pandemia da Covid-19), o que pode ser atribuído às instabilidades políticas e econômicas globais provocadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia (fevereiro de 2022), sendo este último o principal fornecedor de fertilizantes ao Brasil. Com isso, a média de consumo de hidrogênio nesses últimos 3 anos foi de 90 kt/ano, abaixo da média anterior à Covid-19, que foi de 120 kt/ano.

No cenário nacional de produção da amônia também não houve mudança significativa, pois a exemplo da fabricante Yara Brasil, a Unigel S.A. também manteve sua capacidade anual em 925 mil toneladas de amônia. Corrobora este fato que a produção nacional de fertilizantes pouco se alterou no período de 2021 a 2024, de acordo com os dados da produção nacional de fertilizantes disponibilizados pela Associação Nacional para Difusão de Adubos (ANDAs, 2025).

Entre os setores de maior participação na produção/consumo de hidrogênio no Brasil, o setor de química apresentou um consumo praticamente constante ao longo dos anos 2014-2023 (os setores de papel e celulose e ferro-gusa e aço correspondem, juntos, a menos de 1% do consumo nacional). Nesse setor encontra-se a indústria de cloro-soda, ou indústria de álcalis, cloro e derivados, cujo consumo foi da ordem de 7 kt de H₂/ano para o ano de 2021.

Projetando-se o cenário de referência (*business as usual*) para a evolução do consumo de hidrogênio no ESP, conforme o esperado crescimento do PIB paulista, tem-se os resultados da Figura 33, que mostra também o que foi projetado no âmbito do Plano 2050 até o horizonte de 2034. Como se pode verificar, os resultados esperados em ambos os estudos apresentam defasagem ano a ano, que é crescente até o ano 2027, reduzindo-se depois até atingir um valor mínimo em 2034.

A este cenário de referência, deverão se sobrepor as inúmeras iniciativas consideradas e analisadas neste estudo, que implicarão em incrementos significativos de demanda, notadamente se forem desenvolvidas iniciativas públicas e privadas de utilização e exportação desse combustível no estado.

11.1.1. Uso automotivo do hidrogênio de baixo carbono no ESP

Atualmente não há veículos movidos a hidrogênio em circulação, nem em São Paulo e nem nos demais estados da federação. Portanto, permanecem inexistentes as frotas de todas as modalidades de veículos considerados, sejam terrestres (automóveis, comerciais leves, ônibus, caminhões e trens), aéreos e barcos.

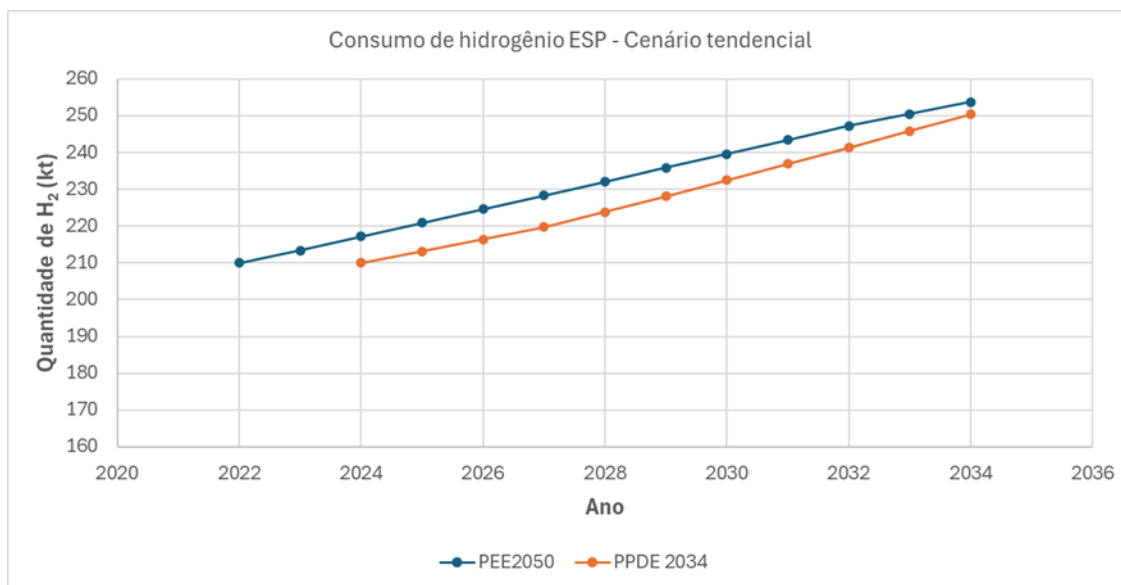


Figura 33 - Projeções da demanda/consumo de hidrogênio no ESP até o horizonte de 2034, cenário tendencial

Fator contrário à introdução rápida de automóveis a hidrogênio é o continuado aumento das vendas de veículos elétricos, em praticamente todas as modalidades (BEV, HEV, PHEV etc.), em particular no Brasil. Esses mesmos fatores também atuam no caso dos veículos comerciais leves.

No caso dos ônibus e caminhões, o avanço do mercado teve continuidade, havendo uma inversão de prioridades, sendo o crescimento das vendas de ônibus inferior ao aumento das vendas de caminhões a células a combustível (IEA, 2024). Este fato está ligado às dificuldades e aos desafios para o transporte de cargas, principalmente de longas distâncias, quando há necessidade de elevadas autonomias e poucas paradas, que desfavorece a alternativa de mobilidade por baterias.

Para aumentar as distâncias percorridas e reduzir o número de paradas, caminhões elétricos necessitam de mais baterias, mas por serem muito pesadas, comprometem a carga útil transportada⁵. Esses fatores são menos importantes no caso de ônibus urbanos ou caminhões menores, que fazem transporte de cargas locais.

Como resultado, conclui-se que, no horizonte do Plano Paulista Decenal 2034, não deverão existir frotas significativas de veículos terrestres a hidrogênio e, por consequência, também não haverá consumo importante de hidrogênio para essa aplicação no Estado.

11.1.2. Produção de metanol para substituição de importações

Partindo-se dos dados observados para 2024 e considerando que a demanda nacional de metanol irá evoluir segundo o PIB brasileiro e que a produção de hidrogênio no ESP, para a fabricação desse composto, partirá de um valor nulo em 2025 e irá atingir 30% do total brasileiro projetado para

⁵ DHL Freight: <https://dhl-freight-connections.com/en/solutions/electric-trucks-what-impact-could-e-mobility-have-on-road-freight-transportation/>, consultada em 05/06/2025.

2050, tem-se os resultados mostrados na Tabela 9, para o horizonte até 2034, onde a coluna Metanol indica a quantidade de metanol importado pelo Brasil; a coluna H₂ min a quantidade mínima de hidrogênio necessária para a fabricação desse metanol no país; a coluna H₂ 30% corresponde a 30% desse hidrogênio e a coluna H₂ ESP a progressão linear de quanto hidrogênio é necessário produzir no ESP para a fabricação de metanol, atingindo 30% do total do Brasil em 2050.

Tabela 9 - Evolução do mercado interno de hidrogênio de baixo carbono no Brasil e no ESP, destinado à produção de metanol, conforme PPDE 2034.

Ano	Metanol (kt/ano)	H ₂ min (kt/ano)	H ₂ 30% (kt/ano)	H ₂ ESP (kt/ano)
2024	1.708	320	96	0
2025	1.739	326	98	0
2026	1.767	331	99	6
2027	1.795	337	101	12
2028	1.828	343	103	18
2029	1.863	349	105	24
2030	1.898	356	107	30
2031	1.934	363	109	36
2032	1.970	369	111	42
2033	2.006	376	113	48
2034	2.042	383	115	54

11.1.3. Produção de amônia para substituição de importações

Para estimar a produção de amônia para substituir as importações deste produto, tão relevante para a agricultura, adota-se o mesmo procedimento utilizado para a produção de metanol, ou seja, que pelo menos 30% da amônia importada pelo país venha a ser produzida em São Paulo. Neste caso, a demanda de hidrogênio para essa produção é de um mínimo de 0,1765 toneladas para cada tonelada de amônia.

Para esta projeção utilizou-se os dados de importação disponibilizados via MDIC, através da SECEX, por meio do sistema COMEX STAT - Dados Gerais, o mesmo adotado no caso do metanol. Esses dados indicaram, para 2024, a importação de 397 kt de amônia, anidra e em solução aquosa (esta última representa menos de 0,002% do total). Esse valor é 39% superior ao estimado para 2024 no PEE 2050 (285 kt), mostrando que as projeções adotadas para o crescimento dessas importações foram bastante conservadoras. Deve-se considerar também as perturbações no comércio internacional de fertilizantes, provocadas pela guerra Rússia-Ucrânia. A partir do valor CAMEX para 2024, projetou-se a importação brasileira para o horizonte até 2034 e os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 10 e ilustrados na Figura 34 que, igualmente ao caso do metanol, partiu de uma produção inicial nula em 2025.

Tabela 10 - Evolução do mercado interno de hidrogênio de baixo carbono no Brasil e no ESP, destinado à produção de amônia, conforme PEE 2050

Ano	Amônia imp. BR (kt/ano)	H ₂ min BR (kt/ano)	H2 ESP (kt/ano)
2024	397	70	0
2025	404	71	0
2026	411	72	1
2027	417	74	3
2028	425	75	4
2029	433	76	5
2030	441	78	7
2031	449	79	8
2032	458	81	9
2033	466	82	11
2034	475	84	12

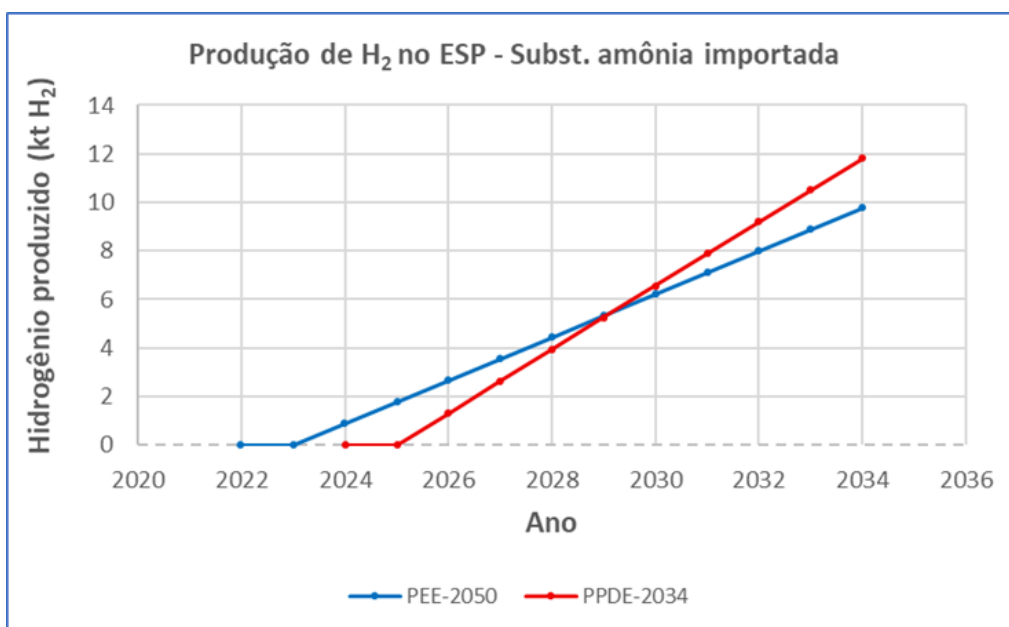


Figura 34 - Evoluções projetadas para a produção de hidrogênio no ESP destinado à substituição da amônia importada pelo Brasil, cenários do PEE 2050 e do PPDE 2034

11.1.4. Produção de combustível sintético sustentável para aviação (Sustainable Aviation Fuel-SAF)

Com o sancionamento da Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, conhecida como a Lei do Combustível do Futuro, foram estabelecidas metas nacionais para a redução das emissões do setor aéreo doméstico (Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação - ProBioQAV), iniciando-se em 2027. Assim, passou-se a contar com metas quantitativas de substituição para o querosene de aviação (QAV) convencional, de origem fóssil.

Considerando-se que o ESP é responsável por aproximadamente metade da produção nacional de QAV⁶ e os significativos volumes de SAF que serão necessários nos aeroportos estaduais, é de grande interesse que essa atividade envolva os demais setores econômicos do estado, adotando-se a rota de produção *Alcohol-to-Jet* (ATJ), a partir do uso do etanol, caracterizando-se uma nova aplicação para esse importante produto da economia do Estado.

Entretanto, deve-se salientar que há uma tendência das refinarias do ESP, de propriedade da Petrobrás, utilizarem a rota de produção de SAF a partir de óleos vegetais e gorduras animais (Ésteres e Ácidos Graxos Hidroprocessados - HEFA), matérias primas que, apesar de também serem produzidas no estado, não possuem o destaque do setor sucroalcooleiro. Quanto à Intensidade de Carbono (IC), por uma questão de segurança e maior realismo nos resultados produzidos neste trabalho, optou-se pelo pior caso, ou seja, o processo com maior IC, o que implica em maiores volumes de SAF a serem produzidos.

Como referência para as projeções, foi adotada a composição do processo da empresa Janzajet⁷, que comercializa ATJ produzido a partir do etanol, cujo resultado da hidrogenação e fracionamento apresenta 90% de SAF e 10% de diesel verde⁸. Dessa forma, a intensidade de hidrogênio especificamente utilizada na produção do SAF passa a 0,013 kg H₂/kg ATJ. Como resultado, tem-se as quantidades de hidrogênio necessárias para a produção de SAF-ATJ no ESP mostradas na Tabela 11.

Tabela 11 - Quantidades de hidrogênio necessárias para a produção de SAF-ATJ no ESP

Ano	Demanda QAV ESP (mil m ³)	Demanda QAV ESP (kt)	H2 SAF (AtJ) ESP (kt)
2024	0	0	0
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	1.186	947	12
2028	1.286	1.027	13
2029	1.467	1.172	15
2030	1.655	1.322	17
2031	1.846	1.475	19
2032	2.041	1.631	21
2033	2.239	1.789	23
2034	2.441	1.950	25

11.1.5. Produção de hidrogênio de baixo carbono no ESP para exportações

Como foi apontado no PEE 2050, qualquer estimativa das quantidades de hidrogênio necessárias para atender possíveis exportações pelo ESP, seja como hidrogênio puro, e/ou como seus derivados (amônia, metanol, SAF), deve ser tomada com bastante cuidado, dadas as incertezas envolvidas. Mesmo assim, é possível fazer algumas projeções, baseadas no histórico de participação do ESP nas exportações nacionais, conforme apresentado na Tabela 12.

⁶ <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>.

⁷ <https://www.lanzajet.com/>

⁸ LANZAJET, disponível em <https://www.lanzajet.com/technology>, consultada em 07/07/2025.

Tabela 12 - Estimativas das exportações de hidrogênio pelo ESP na forma de derivados

Ano	H ₂ Metanol (kt/ano)	H ₂ Amônia (kt/ano)	H ₂ SAF-ATJ (kt/ano)	H ₂ Total (kt/ano)	H ₂ Export. (kt/ano)
2024	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0
2026	6	1	0	7	1
2027	12	3	12	27	3
2028	18	4	13	35	4
2029	24	5	15	45	5
2030	30	7	17	54	6
2031	36	8	19	63	8
2032	42	9	21	72	9
2033	48	11	23	82	10
2034	54	12	25	91	11

Não se considera a opção de exportação direta de hidrogênio, seja na forma pressurizada ou líquida, pois esta alternativa está mais distante das consideradas anteriormente, tanto do ponto de vista técnico-econômico, pois se trata de um mercado ainda inexistente, como do ponto de vista logístico, uma vez que ainda não há frotas de navios especificamente construídos para transportar essas formas de hidrogênio. Também não foi considerada a exportação via gasodutos, pois os países vizinhos ao Brasil também estão buscando ser exportadores de hidrogênio e derivados.

11.2. Totalização da visão de futuro para o horizonte de 2034

O cenário futuro para a demanda de hidrogênio no ESP, até o horizonte de 2034, envolve a projeção da demanda atual a partir da evolução estimada para o PIB estadual (aplicações atuais), as expectativas sobre novas aplicações do hidrogênio e as possíveis exportações de derivados do hidrogênio (metanol, amônia e SAF). A totalização dos resultados obtidos em cada caso está apresentada na Tabela 13.

Em relação à projeção realizada para o PEE 2050, esse resultado total é razoavelmente inferior, como mostra a Figura 35.

De fato, como já mencionado, houve um amadurecimento das expectativas acerca dos projetos de hidrogênio em todo mundo, com muitos deles revisados, adiados e cancelados. Como as exportações previstas para o ESP referem-se a um percentual da demanda no estado, também esse componente foi reduzido, resultando na diminuição do total geral, em que pese um aumento esperado para a substituição da amônia importada, como também mencionado.

Tabela 13 - Projeção das demandas de hidrogênio por setor e total até 2034 para o ESP

Ano	Aplicações atuais do H ₂			Novas aplicações do H ₂					TOTAL (kt/ano)
	Petroquímica (kt/ano)	Amônia (kt/ano)	Outras (kt/ano)	Automotiva (kt/ano)	Metanol (kt/ano)	Amônia (kt/ano)	SAF (kt/ano)	Exportação (kt/ano)	
2024	160	40	10	0	0	0	0	0	210
2025	162	41	10	0	0	0	0	0	213
2026	165	41	10	0	6	1	0	1	225
2027	167	42	10	0	12	3	12	3	250
2028	171	43	11	0	18	4	13	4	263
2029	174	43	11	0	24	5	15	5	278
2030	177	44	11	0	30	7	17	6	293
2031	181	45	11	0	36	8	19	8	308
2032	184	46	11	0	42	9	21	9	323
2033	187	47	12	0	48	11	23	10	338
2034	191	48	12	0	54	12	25	11	353

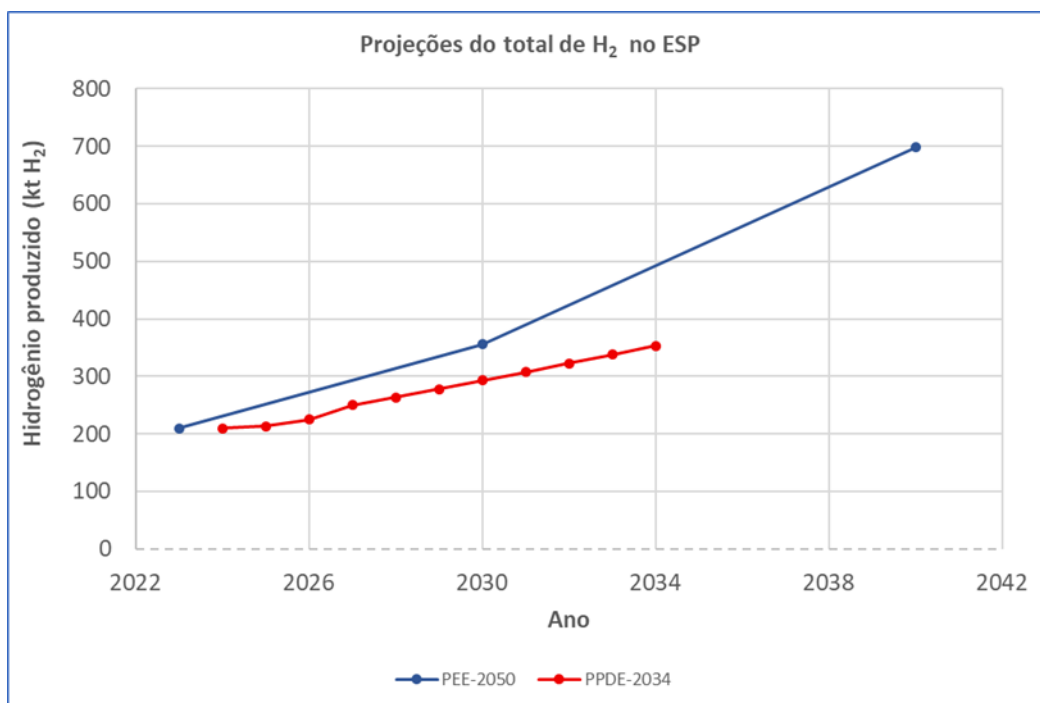


Figura 35 - Comparação das projeções das demandas de hidrogênio para o ESP nos cenários do PEE 2050 e do PPDE 2034.

Assim, verifica-se que, a partir dessa nova realidade para a implementação de uma economia de hidrogênio, seja em todo mundo, no Brasil e em São Paulo, o cenário do PPDE 2034 está mais adequado e realista.

11.3. Quantidades de energéticos necessários para atender a demanda de hidrogênio no ESP

Para projetar a necessidade de energéticos para produção do hidrogênio de baixo carbono no ESP, adotou-se uma série de hipóteses, de forma a atender as demandas estimadas.

O setor petroquímico, que atualmente emprega a reforma do gás natural sem captura de carbono (GN s/ CCS), passa a adotar essa captura a partir de 2026, buscando a meta de uso do gás natural com 100% de captura (GN c/ CCS) até 2050. Essa implementação foi considerada com um crescimento linear, sendo que na prática se dará em forma de degraus, na medida em que unidades de captura e armazenamento de CO₂ forem sendo instaladas. Para a produção do hidrogênio, foi considerado o processo de reforma do gás natural (90% de metano), com 3,5 kg GN/kg H₂ (4,6 m³ GN/kg H₂).

No caso da amônia, levou-se em conta o aumento da demanda atual (PIB) e a substituição da amônia importada. No primeiro caso, considerou-se a intensificação do uso do biometano, já empregado a partir de 2025, em substituição ao gás natural, também de forma linear, até 100% de uso do biometano em 2050. No segundo caso, foi considerado que as fontes de produção do hidrogênio seriam todas de baixo carbono, divididas igualmente entre GN c/ CCS, biometano e energia elétrica renovável. Para a produção do hidrogênio, foram considerados o processo de reforma do biometano (100% de metano), com 3,2 kg metano/kg H₂ (4,2 m³ CH₄/kg H₂) e o de eletrólise da água, com um consumo de 50 kWh/kg H₂ (30 bar).

As demais aplicações atuais do hidrogênio, em geral, utilizam a energia elétrica da rede (processos eletrolíticos). A evolução dessas aplicações, segundo o PIB estadual, será encaminhada com um uso crescente (linear) de eletricidade renovável (solar fotovoltaica, eólica e hidráulica), com substituição total em 2050. Para a produção do hidrogênio, foi considerada a eletrólise da água, com 50 kWh/kg H₂ (30 bar).

As novas aplicações, além da produção de amônia, referem-se à substituição do metanol importado e à produção de SAF. Como naquele caso, a energia utilizada será totalmente de baixo carbono, dividida entre as três fontes, gás natural com CCS, biometano e eletricidade renovável. Para a produção do hidrogênio, foram considerados os indicadores de cada caso, já mencionados, sendo que os resultados obtidos para cada um dos casos estão mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 - Quantidades anuais dos energéticos considerados para a produção projetada de hidrogênio no ESP até o horizonte de 2034

	Ano	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Atuais											
Petroquímica	GN s/ CCS (10 ⁶ m ³ /ano):	736	747	728	709	690	672	652	631	609	586	562
	GN c/ CCS (10 ⁶ m ³ /ano):	0	0	30	62	94	128	163	199	237	276	316
	Total GN (10 ⁶ m ³ /ano):	736	747	758	770	785	800	815	831	846	862	878
Amônia	GN s/ CCS (10 ⁶ m ³ /ano):	184	180	176	171	167	162	157	152	147	141	135
	Biometano (10 ⁶ m ³ /ano):	0	7	14	22	30	38	46	55	65	74	84
Outros	Eletric. Rede. (GWh/ano):	500	508	495	481	469	456	443	429	414	398	382
	Eletric. Renov. (GWh/ano):	0	0	21	42	64	87	111	135	161	187	215
	Novas											
	GN c/ CCS (10 ⁶ m ³ /ano):	0	0	13	46	61	77	93	109	125	141	157
	Biometano (10 ⁶ m ³ /ano):	0	0	12	42	55	70	84	99	114	129	143
	Eletric. Renov. (GWh/ano):	0	0	137	504	660	833	1006	1180	1355	1530	1706
Total biom.:	Biometano (10 ⁶ m ³ /ano):	0	7	25	64	85	108	131	154	178	203	227

A Tabela 14 mostra que a quantidade de energia elétrica renovável necessária em 2034 seria de 1.921 GWh (215 GWh + 1706 GWh), o que representa uma potência média de 219 MW.

Por fim, em relação ao gás natural, nem o Brasil e nem o ESP são autossuficientes para atender suas demandas. Segundo a ANP (2025), a produção paulista de gás natural tem sido decrescente, caindo de 6,7 bilhões de m³ em 2019 para 4,2 bilhões de m³ em 2024, ano em que as reservas provadas desse energético estavam em apenas 23 bilhões de m³, com um consumo anual de 4,8 bilhões de m³ (SEMIL, 2025). Por seu lado, a quantidade de gás natural necessária à produção de hidrogênio, com e sem CCS, chegaria a 0,9 bilhões de m³ em 2034, o que representa 19% do consumo atual. Como se pode observar, a situação do suprimento energético para a produção de hidrogênio de baixo carbono não é tão confortável como nos outros casos. Esse fato conduz à análise de alternativas de substituição, principalmente do gás natural utilizado nas refinarias para essa finalidade, por exemplo pelo biometano, ou mesmo a introdução de hidrogênio produzido por eletrólise da água.

Portanto, o suprimento energético requerido para a produção das quantidades de hidrogênio projetadas, nos cenários e condições propostas, é exequível, em que pese alguma restrição com relação ao gás natural e as dificuldades que precisam ser enfrentadas para exploração do potencial energético em um estado com elevada densidade populacional e uma forte interiorização, que eleva o custo de aquisição de áreas urbanas ou rurais.

Assim, deve-se assinalar que há empreendimentos, políticas e ações importantes a serem implementadas para a viabilidade prática dessas projeções, como o escoamento do gás carbônico capturado no uso do gás natural no processo de reforma via sistemas de CCS; a produção regular assegurada (ano todo) de biometano; e o licenciamento, construção e operação de PCHs no estado. Esse último caso pode ser prescindido, em vista do potencial de energia solar fotovoltaica do ESP e à facilidade de se conectar com empreendimentos dessa natureza em regiões de melhor potencial solar, como na Região Nordeste, devido à interligação elétrica do SIN.

11.4. Propostas de políticas públicas para o H₂ de baixo carbono

Em vista da realidade atual dessa tecnologia, apresenta-se na Tabela 15, as ações propostas para dar suporte à evolução da produção e consequente consumo do hidrogênio de baixo carbono no ESP.

Tabela 15 - Propostas de políticas públicas e ações para a introdução da economia do hidrogênio no ESP do PEE 2050

Ação proposta	Objetivo	Instituição resp. pela implementação	Público alvo	Nível de prioridade
Criação do Plano Estadual de Hidrogênio	Organizar e agregar as empresas e instituições para promover o uso energético do H ₂ no ESP	Poder público.	Empresas, instituições de PD&I, ICT.	3
Criar junto à FAPESP um programa especial para o uso energético do H ₂ nos moldes do programa de bioenergia (Bioen)	Estabelecer um programa coordenado de pesquisas e desenvolvimentos sobre a tecnologia do H ₂	Poder público	Instituições de PD&I e ICT do Estado	3
Subsídio financeiro à produção de H ₂ ou outros combustíveis renováveis	Compensar os custos iniciais mais elevados dos produtos.	Poder público	Empresas privadas	2,7
Renúncia fiscal (impostos de import. de equipam.; impostos de comercializ. sobre H ₂ V, H ₂ A e novos combustíveis)	Reduzir custos de investimento e de operação e de comercialização	Poder público	Empresas privadas	2,7
Taxa de emissão de carbono	Induzir investimentos próprios na substituição dos processos	Mudança na legislação.	Empresas privadas	2
Imposição de percentual de vendas de veículos com novos combustíveis	Inserir progressivamente veículos com baixas ou nenhuma emissão nas frotas	Poder público	Empresas fabricantes de veículos e consumidores	2
Subsídios às aquisições de veículos com novos combustíveis	Inserir progressivamente veículos com baixas ou nenhuma emissão nas frotas	Poder público	Consumidores	2
Financiamento da substit. da rede de gás natural	Disseminar o uso do hidrogênio junto à rede de gás natural.	Parcerias público-privadas	Empresas e consumidores de gás	3,7
Criação de uma malha de gás "limpo" no Estado	Disseminar o uso do H ₂ , biometano e metano sintético	Parcerias público-privadas	Empresas e consumidores de gás	3,7

12. BALANÇO DE EMISSÕES

Neste capítulo apresenta-se a atualização das projeções de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) anteriormente efetivadas no âmbito do Plano Estratégico, agora focando os cenários formulados no presente Plano Tático, com foco no horizonte decenal de 2025 a 2034 e para os diferentes setores analisados no estudo.

A seguir avalia-se em que medida as ações e projeções estabelecidas no PPDE 2034 são capazes de mitigar as emissões de GEE, por meio da comparação entre os cenários previamente definidos.

Para a avaliação da trajetória das emissões, foram desenvolvidos dois cenários: (i) **Cenário de Referência**, que assume a continuidade das tendências tecnológicas e comportamentais atuais, baseando-se em dados históricos e oficiais, sem considerar os efeitos de políticas públicas que visem a aceleração da descarbonização da economia paulista, e (ii) **Cenário de Mitigação**, que projeta a adoção plena das medidas e submedidas de descarbonização propostas neste PPDE 2034, alinhadas aos objetivos estratégicos de transição energética do Estado de São Paulo, estabelecidos no PEE 2050 (SEMIL, 2023). Este segundo cenário, cenário de mitigação, representa uma trajetória desejável, na qual o esforço conjunto de políticas públicas, instrumentos econômicos e inovações tecnológicas viabiliza a redução substancial nas emissões setoriais de GEE.

A partir dos resultados obtidos por setor, é possível estimar o volume total de emissões que poderá ser evitado caso o plano seja plenamente implementado. A forma como a demanda de energia de cada setor é atendida, definida com base em critérios tecnológicos, determina o tipo de vetor ou recurso energético utilizado, o que impacta diretamente nas emissões projetadas.

Os resultados apresentados para os diferentes cenários — tanto em termos de demanda e oferta de energéticos quanto de emissões — devem ser interpretados como indicativos. Por se tratar de projeções, os cenários apresentados não constituem previsões determinísticas, mas exercícios de modelagem que evidenciam o efeito potencial de diferentes escolhas de políticas e tecnologias. Essa abordagem permite compreender como decisões distintas podem moldar trajetórias alternativas de descarbonização ao longo do período 2025/2034.

A efetiva implementação das medidas propostas, incluindo o seu monitoramento, reporte e verificação (MRV), deverá ser acompanhada por mecanismos periódicos de avaliação e revisão, de modo a permitir o redirecionamento de estratégias, quando necessário, para se maximizar a eficácia do plano.

Os fatores de emissão de GEE adotados estão detalhados na

Tabela 16.

Tabela 16 - Fatores de emissão utilizados

Combustível	Setor de Uso	Fatores de Emissão		
		t de CO ₂ /TJ ¹	kg CH ₄ /TJ ²	kg N ₂ O/TJ ²

Petróleo	Geral	69.7	0	0
Carvão Vapor	Geral	93.4	0	0
Gás Natural	Edificações	53.3	1	1
	Indústria	53.3	5	4
	Transporte Rodoviário	53.3	0.5	0.1
Óleo Diesel	Edificações	70.4	0	0
	Indústria	70.4	0.2	0.4
	Agropecuária	70.4	0	0
	Transporte Rodoviário	70.4	5.2	2.8
	Transporte Ferroviário	70.4	4.2	28.6
Óleo Combustível	Edificações	73.5	1.4	0.3
	Indústria	73.5	3	0.3
	Agropecuária	73.5	0	0
Gasolina	Transporte Rodoviário	65.8	17.2	7.5
	Aviação	65.8	0.5	2
GLP	Edificações	59.9	1	2.5
	Indústria	59.9	0.9	4
Nafta	Geral	11.1	0	0
Querosene	Aviação	68.3	0	2
Outras Secundárias	Geral	66.2	0	0
Gás de Coqueria	Geral	63.5	0	0
Coque de Carvão Mineral	Geral	102.8	0	0
Gás de Refinaria	Geral	57.5	0	0
Outros Não Energéticos de Petróleo	Geral	64.1	0	0
Outros ³	Geral	13.24	0	0
Outros Agropecuária ³	Geral	61.89	0	0
Fóssil/Coque Petróleo ³	Geral	69.33	0	0

Fonte: Elaboração própria baseado em: ¹São Paulo (2022); ²Brasil (2020) e IPCC (2022); ³Ajustado de acordo com a emissão verificada no BEESP 2022 (SEMIL, 2022)

Adicionalmente, foram contabilizadas as emissões indiretas associadas à importação de eletricidade via conexão do Estado de São Paulo ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tal, utilizaram-se os fatores de emissão anuais projetados para a matriz elétrica brasileira entre 2025 e 2034, previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (EPE, 2024), conforme detalhado na Tabela 17.

Tabela 17 - Fatores de emissão projetados para o SIN

Ano	FE SIN (kg CO ₂ eq/MWh)
2025	48,9
2026	47,9

2027	48,9
2028	52,9
2029	59
2030	59,8
2031	57,8
2032	56,4
2033	55,2
2034	54,3

Fonte: Elaboração própria baseado em: Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (EPE, 2024)

A Figura 36 evidencia a redução das emissões do cenário de mitigação em relação ao cenário de referência ao longo do período 2025/2034, com redução relativa de 28,5% nas emissões projetadas no cenário de mitigação em comparação ao cenário de referência no final do horizonte decenal. Em termos absolutos, o cenário de referência apresenta aumento de 14,6% nas emissões em relação ao ano de 2024, enquanto o cenário de mitigação projeta uma redução de 18,1% no mesmo intervalo.

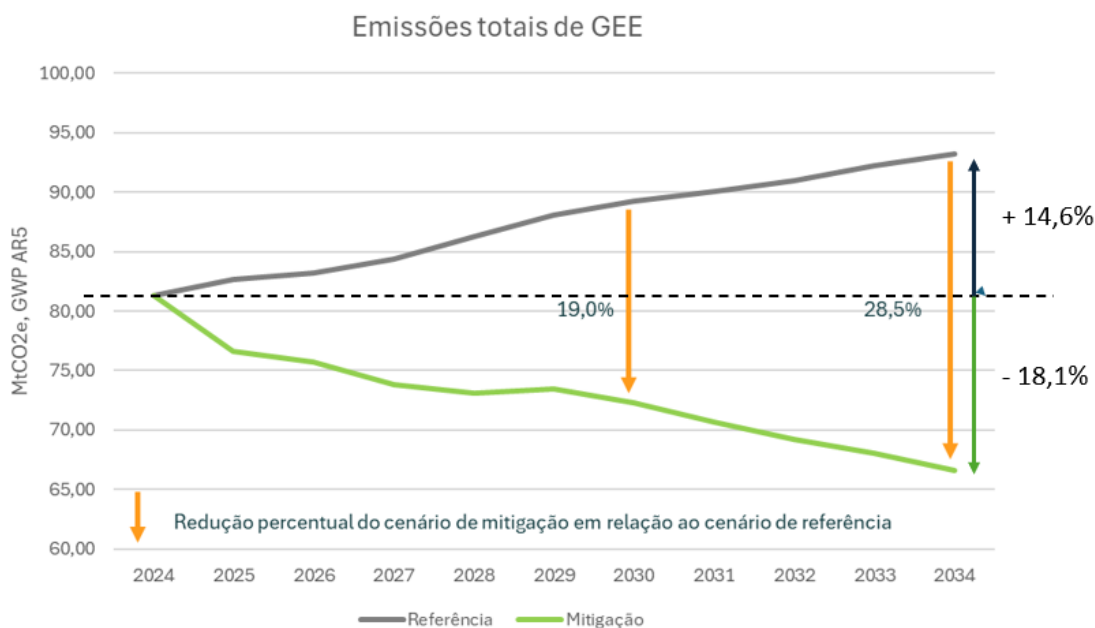


Figura 36 - Emissão de gases do efeito estufa para os cenários de referência e mitigação em MtCO₂e.

Cabe destacar que a maior parte da mitigação de emissões provém da redução nas emissões de dióxido de carbono (CO₂), que representa aproximadamente 98% das emissões totais do setor energético no ESP. Esse dado reforça a centralidade do CO₂ como principal alvo das estratégias de descarbonização e evidencia o peso relativo dos combustíveis fósseis na matriz energética atual.

A Tabela 18 resume a evolução das emissões setoriais totais de CO₂ equivalente em relação a 2024 nos cenários de referência e mitigação, respectivamente.

Tabela 18 - Emissões setoriais de GEE projetadas para 2034 segundo o cenário de referência e mitigação

Setores	Cenário de Referência		Cenário de Mitigação	
	Emissões 2034 (MtCO ₂ e, GWP AR5)	Taxa de variação (2024 - 2034)	Emissões 2034 (MtCO ₂ e, GWP AR5)	Taxa de variação (2024 - 2034)
Industrial	15,57	18%	11,96	-9,2%
Setor Energético	2,61	18,3%	2,60	17,8%
Residencial	4,74	19,2%	4,06	2,2%
Comercial	1,84	18,7%	1,33	-13,9%
Público	0,11	18,7%	0,09	0,3%
Agropecuário	0,92	30,9%	0,79	11,9%
Transporte	59,99	10,2%	38,60	-29,1%
Setor Elétrico	1,10	179,5%	1,25	218,7%
Setor Elétrico - Importação	6,29	31,1%	5,94	23,7%
Total	93,18	14,6%	66,63	-18,1%

Em ambos os casos, observa-se a predominância do setor de transportes como principal contribuinte para as emissões de GEE no Estado de São Paulo, representando historicamente cerca de 67% das emissões do setor energético. No cenário de referência, o setor de transportes apresenta um crescimento de aproximadamente 10% nas emissões até 2034. Por outro lado, no cenário de mitigação, projeta-se uma redução expressiva de cerca de 29%, impulsionada, sobretudo, pela substituição de combustíveis fósseis como diesel, gasolina e querosene de aviação, por alternativas de menor intensidade de carbono, com destaque para a incorporação de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), biometano e eletrificação da frota.

Conforme evidenciado na Tabela 18, além do setor de transportes, os setores industrial e comercial também apresentam reduções absolutas nas emissões de GEE em relação ao ano-base de 2024. No caso do setor industrial, a queda é impulsionada principalmente pela substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis, como biometano e diesel verde, bem como pela intensificação da eletrificação de processos produtivos. Já no setor comercial, observa-se uma diminuição do consumo de combustíveis fósseis em função do aumento da participação da eletricidade como vetor energético.

Embora nem todos os setores apresentem redução absoluta das emissões em relação a 2024, verifica-se que todos, com exceção do setor elétrico, registram reduções relativas quando comparados ao cenário de referência. Esse resultado indica que as medidas de mitigação propostas

são eficazes em reduzir a intensidade de carbono das atividades econômicas, permitindo atender ao crescimento projetado do Estado de São Paulo com emissões proporcionalmente menores ao longo do período analisado.

O setor elétrico constitui uma exceção a essa tendência e será analisado em maior detalhe na próxima seção. Seu crescimento relativo nas emissões está diretamente associado ao aumento da demanda por eletricidade, decorrente da eletrificação dos demais setores, conforme discutido anteriormente neste plano. A Figura 37 apresenta a estimativa de mitigação de emissões de GEE, por setor, em relação ao cenário de referência, para os anos de 2030 e 2034.

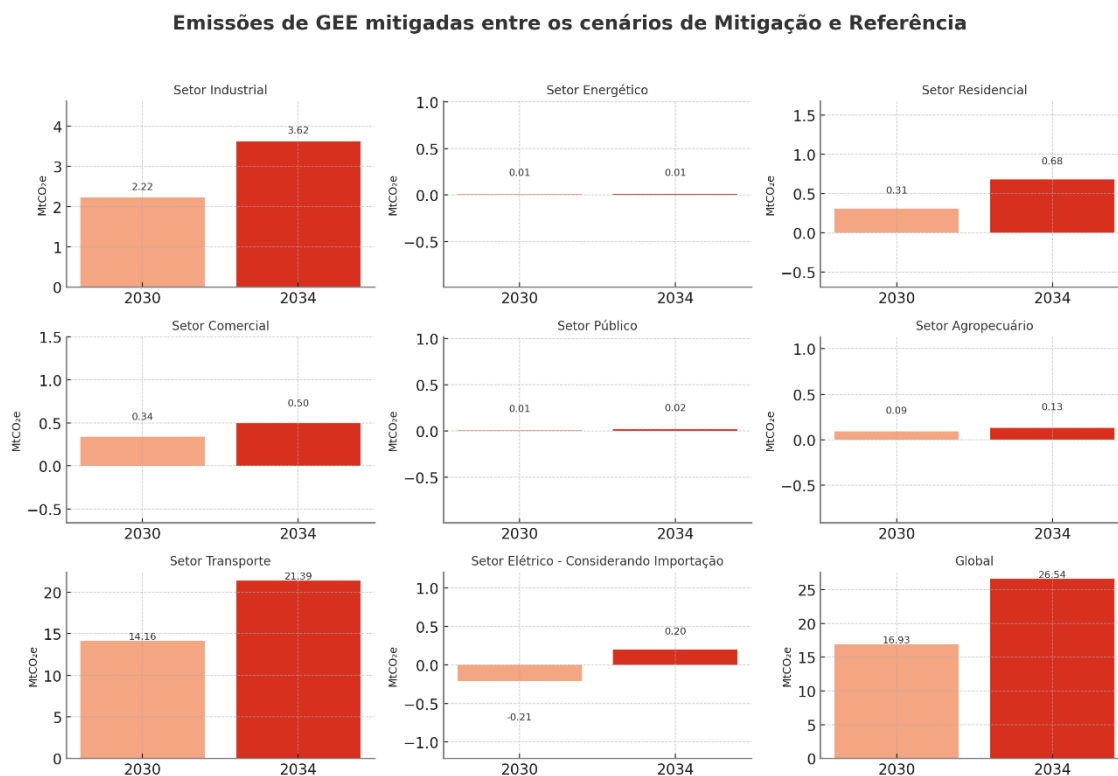


Figura 37 - Emissões mitigadas do cenário mitigação em relação ao cenário referência para os anos de 2030 e 2034.

Os valores foram obtidos a partir da diferença entre os cenários de referência e de mitigação, assumindo-se a plena implementação das recomendações propostas. Os volumes de emissões mitigadas foram representados como valores positivos, enquanto valores negativos indicam setores nos quais se projeta um aumento de emissões no cenário de mitigação em relação ao cenário de referência.

A análise da figura indica que, em 2034, as medidas previstas no plano resultam em uma redução prevista total de aproximadamente 26,5 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e). Deste total, o setor de transportes responde por cerca de 21,4 MtCO₂e, equivalente a aproximadamente 81% da mitigação projetada para o período, consolidando-se como o principal vetor de redução de emissões no horizonte decenal. O setor industrial apresenta a segunda maior contribuição, com uma redução estimada em 3,62 MtCO₂e, representando cerca de 14% do total mitigado.

Os setores residencial, comercial, público e agropecuário, embora representem participações menores nas emissões absolutas de GEE no contexto do Estado de São Paulo, apresentam desempenhos relevantes no cenário de mitigação. Até 2034, todos esses setores alcançam reduções superiores a 15% em relação ao cenário de referência, o que evidencia avanços expressivos em eficiência energética, ampliação da eletrificação de usos finais e substituição de combustíveis fósseis por fontes de menor intensidade de carbono. Esses resultados demonstram o potencial de mitigação distribuído entre diferentes segmentos da economia, mesmo naqueles de menor peso relativo nas emissões totais.

O setor energético apresenta relativa estabilidade nas emissões quando comparado ao cenário de referência, mesmo diante de um crescimento projetado de aproximadamente 6% na demanda por energia até 2034. Essa estabilidade não indica ausência de mudança, mas sim um ganho de eficiência do setor, evidenciado pela redução da intensidade de carbono associada à oferta energética.

Esse resultado é explicado, principalmente, pela adoção de tecnologias de menor intensidade emissiva, com destaque para a incorporação de processos de captura de carbono e o uso de biometano como insumo para a produção de hidrogênio de baixo carbono. A conjugação dessas soluções permite acomodar o aumento da demanda energética projetada sem comprometer as metas climáticas estabelecidas no plano, contribuindo para um padrão mais limpo e resiliente de expansão da oferta energética no Estado de São Paulo.

O setor elétrico, por sua vez, apresenta aumento relativo nas emissões até o ano de 2030, refletido na mitigação negativa de 0,21 MtCO₂e observada nesse ano, conforme ilustrado na Figura 37. Esse comportamento é resultado do crescimento da demanda por eletricidade, impulsionado pela eletrificação adicional dos setores industrial e de transportes no cenário de mitigação.

Na Figura 38 apresenta-se a contribuição das emissões desagregada entre geração interna no Estado de São Paulo e considerando a importação de energia do SIN, o que permite uma análise mais precisa da dinâmica setorial.

Emissões de GEE mitigadas para o Setor Elétrico

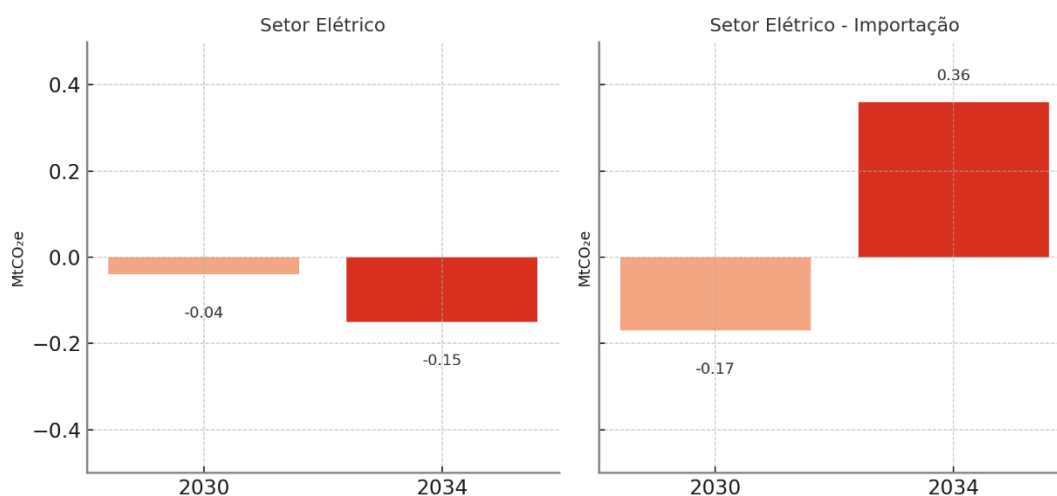


Figura 38 - Emissões mitigadas do cenário mitigação em relação ao cenário de referência para o Setor Elétrico considerando os anos de 2030 e 2034.

Para o ano de 2030, observa-se aumento das emissões em ambas as frentes, refletindo o efeito de aceleração da eletrificação. Entretanto, no horizonte até 2034, essa trajetória é compensada no cenário de mitigação, com a redução progressiva da dependência da energia importada e o fortalecimento da autossuficiência energética local por meio de fontes de menor intensidade carbônica. Nesse contexto, a importação de eletricidade apresenta uma redução de emissões da ordem de 0,36 MtCO₂e em relação ao cenário de referência. Ainda assim, a geração interna de energia no Estado apresenta um aumento residual de emissões, estimado em 0,15 MtCO₂e em relação ao cenário de referência, devido à expansão da oferta para atendimento das novas demandas.

Como resultado líquido, projeta-se redução de aproximadamente 0,20 MtCO₂e nas emissões do setor elétrico paulista em 2034, considerando tanto a geração local quanto as importações via SIN. Nesse horizonte, as projeções também incluem a entrada em operação de uma usina termelétrica equipada com tecnologia de CCS, responsável pela mitigação de cerca de 0,6 MtCO₂e em 2034. Essa medida representa uma contribuição relevante para o cumprimento das metas de redução de emissões do setor elétrico estabelecidas no cenário de mitigação.

O desempenho projetado reforça a necessidade de estratégias complementares de descarbonização, incluindo a ampliação da participação de fontes renováveis locais, a incorporação de biocombustíveis no parque gerador, a gestão eficiente da expansão de carga e a adoção de tecnologias emergentes como CCS. Tais medidas tornam-se especialmente críticas diante da tendência de crescente eletrificação de setores intensivos em energia. Apesar dessa tendência positiva, é importante considerar os riscos associados a novos vetores de crescimento da demanda por energia elétrica. Em particular, a eventual consolidação da expansão de datacenters no estado pode alterar significativamente esse cenário.

A Figura 39 apresenta o impacto potencial nas emissões de GEE pelo ESP pela ampliação da capacidade instalada de datacenters no ESP, conforme projeções discutidas em seção específica

deste plano. Caso essa expansão se concretize, estima-se uma adição de carga da ordem de 2,5 GWm até 2034, o que resultaria em um aumento de aproximadamente 1,18 MtCO₂e nas emissões, representando um acréscimo de 1,8% nas emissões totais projetadas para o Estado e aumento de 16,4% nas emissões associadas ao Setor Elétrico.

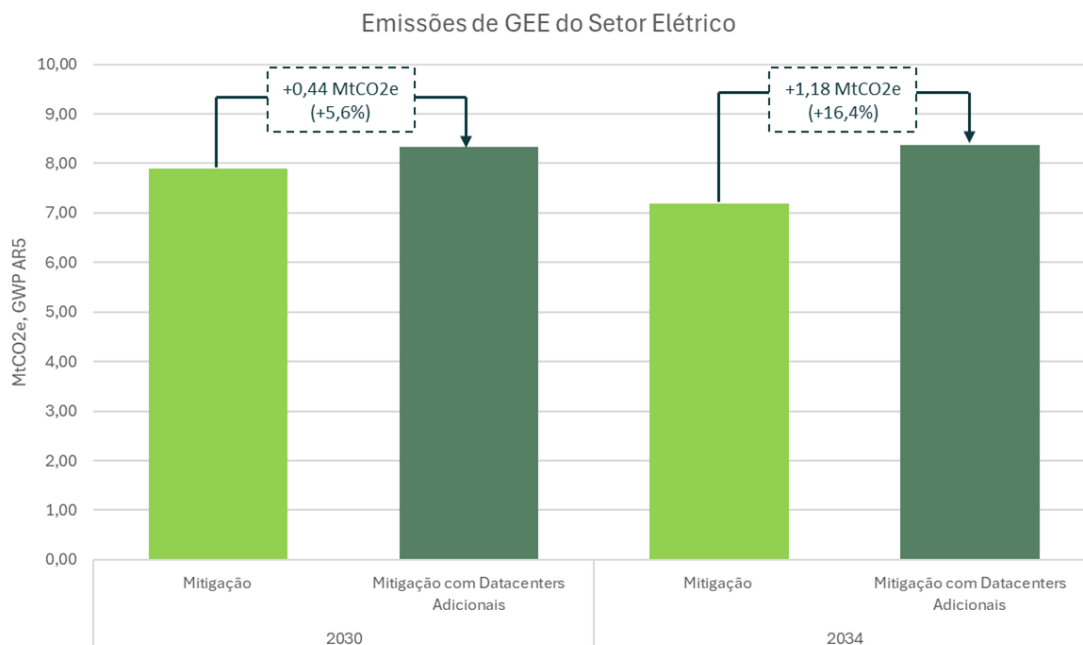


Figura 39 - Projeção de emissões de GEE para o setor elétrico considerando a adição de datacenters adicionais no ESP.

O acréscimo de carga seria suprido, majoritariamente, por energia elétrica importada do SIN, o que reverteria parcialmente os ganhos de mitigação projetados no cenário de referência e colocaria as emissões do setor elétrico, em 2034, acima do nível estimado no cenário de referência. Tal possibilidade destaca a necessidade de políticas integradas para a gestão desta nova demanda, com ênfase na expansão da geração renovável local e em estratégias de eficiência energética voltadas a consumidores intensivos como os datacenters.

Cabe reiterar que, conforme as diretrizes metodológicas do IPCC, as emissões do setor elétrico foram desagregadas entre geração local (atribuída ao estado produtor) e eletricidade importada de outras unidades da federação, assegurando a adequada alocação territorial das emissões no âmbito do inventário estadual. Assim, considerando esse critério, as emissões oriundas da importação de eletricidade não seriam atribuídas ao Estado de São Paulo, mas sim aos estados onde ocorre a geração da energia no SIN. Nesse contexto, ao desconsiderar essas emissões importadas, as emissões totais atribuídas ao Estado seriam ainda menores do que as apresentadas anteriormente, resultando em redução adicional estimada de 2% nas emissões totais do setor de energia paulista.

A mitigação setorial observada resulta, em grande medida, da substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis, do processo de eletrificação e de ganhos em eficiência energética — medidas essas ausentes no cenário de referência. A capacidade de transição varia significativamente entre setores: alguns, como o setor energético e os usos em edificações,

enfrentam maior rigidez tecnológica ou institucional, o que limita o espaço para substituição das fontes fósseis. Em contraste, o setor de transportes, apesar de apresentar barreiras logísticas e técnicas relevantes, demonstra elevado potencial de abatimento de emissões, o qual foi intensamente explorado na formulação das medidas deste plano.

A Figura 40 apresenta o impacto dos principais segmentos na trajetória de emissões de GEE projetada para o cenário de mitigação em comparação com o ano-base de 2024.

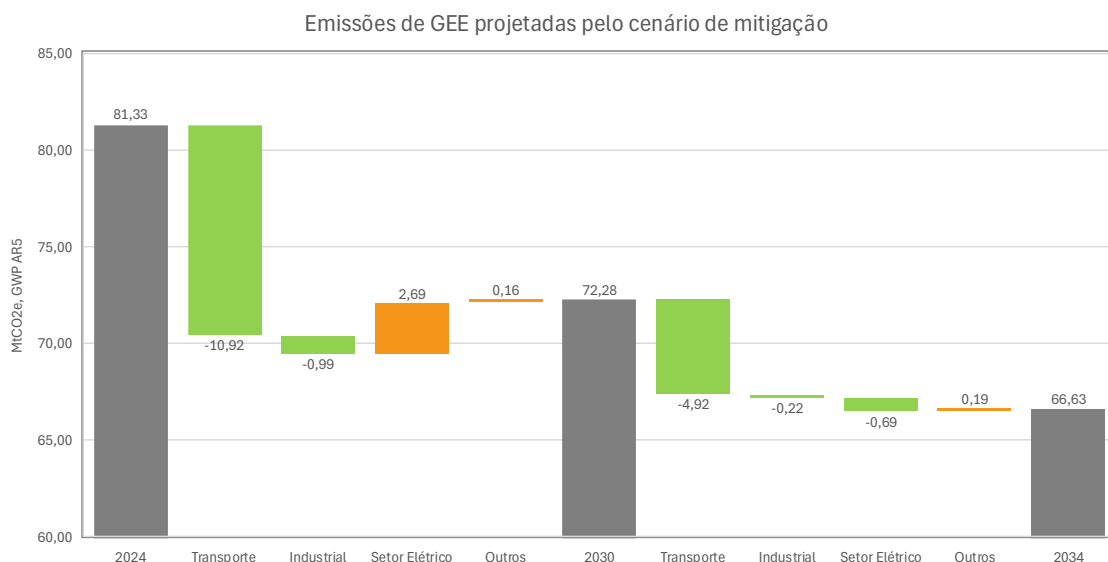


Figura 40 – Evolução das emissões de GEE do ESP no cenário de mitigação em relação ao ano base 2024 para os anos de 2030 e 2034.

Destaca-se o papel central do setor de transportes, que representa a maior redução absoluta de emissões no período, com uma queda líquida de 15,84 MtCO₂e até 2034, equivalente a uma redução de 29% em relação ao ano-base. O setor industrial também apresenta contribuição relevante, com redução líquida de 1,21 MtCO₂e no mesmo horizonte, resultado da substituição de combustíveis fósseis por alternativas de menor intensidade de carbono e do avanço da eletrificação e eficiência de processos produtivos. Em contrapartida, o setor elétrico apresenta um aumento absoluto de emissões frente a 2024, impulsionado pelo crescimento da demanda por eletricidade decorrente da eletrificação de diversos setores da economia.

Os demais setores — setor energético, residencial, comercial, público e agropecuário — contribuem de forma marginal para o balanço global de emissões, apresentando um aumento líquido agregado de 0,35 MtCO₂e, o que representa uma elevação de apenas 4,1% no período decenal.

Esse valor é significativamente inferior às taxas de crescimento projetadas para o PIB estadual e para o cenário de referência no mesmo intervalo, evidenciando ganhos relativos de eficiência e descarbonização nesses segmentos. Como resultado das contribuições setoriais apresentadas, a projeção consolidada indica uma redução global de 28,5% nas emissões até 2034, conforme destacado no início desta seção, demonstrando a efetividade das medidas propostas no PPDE 2034 para orientar a economia paulista em direção a uma trajetória de baixo carbono.

Por fim, realiza-se uma comparação entre os resultados obtidos neste Plano Decenal e as projeções estabelecidas no Plano Estadual de Energia 2050 (PEE 2050), com o objetivo de avaliar se as recomendações e medidas propostas no PPDE 2034 estão alinhadas com as metas traçadas no plano estratégico de longo prazo. A Figura 41 apresenta o comparativo entre os cenários de referência e mitigação de ambos os planos, considerando o horizonte decenal 2025–2034.

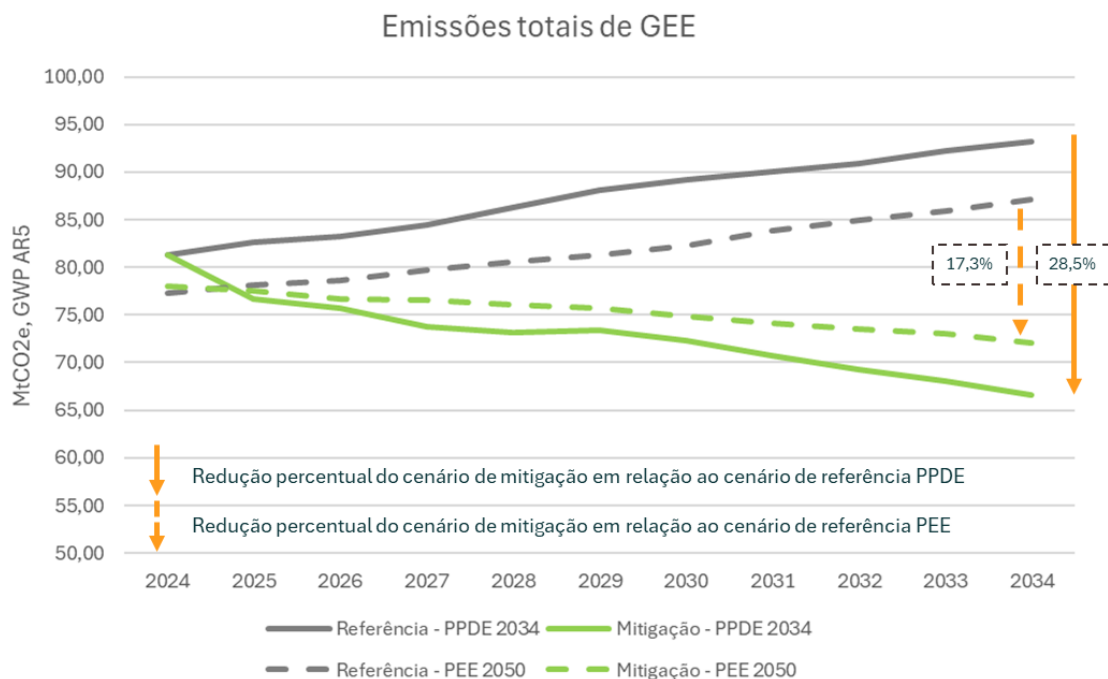


Figura 41 - Projeção das emissões de GEE nos cenários de referência e mitigação, em MtCO₂e, comparando os resultados do Plano Paulista de Decenal de Energia (PPDE 2034) com as projeções estabelecidas no Plano Estadual de Energia 2050 (PEE 2050).

Observa-se, inicialmente, uma diferença no ponto de partida em 2024, principalmente em função do aumento relativo das emissões do setor de transportes desde a elaboração do PEE 2050, finalizado em 2023. Esse desvio reflete a intensificação do consumo energético nos modais de transporte, que não havia sido plenamente capturada nas premissas do plano anterior. Além disso, verifica-se que o cenário de referência atualizado apresenta um crescimento superior ao previsto no PEE 2050, resultado da incorporação de uma maior demanda energética e de perspectivas de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) mais robustas ao longo do período.

Por outro lado, o cenário de mitigação descrito nesta atualização do Plano apresenta reduções de emissões de GEE mais expressivas do que aquelas projetadas no cenário de mitigação original do Plano Estadual de Energia 2050 (PEE 2050). Com a adoção das diretrizes e medidas agora propostas, estima-se um volume total de emissões de 66,63 MtCO₂e em 2034, o que representa aproximadamente 5,4 MtCO₂e a menos em relação à meta anteriormente estabelecida.

Assim, essa diferença pode ser explicada, em grande parte, por três atualizações metodológicas e conjunturais introduzidas nas projeções do presente plano. A primeira está relacionada à revisão das projeções de consumo energético no setor industrial, com destaque para a ampliação da participação do biometano e de outras fontes renováveis no mix energético, além da redução da

demanda por combustíveis não elétricos. Essa revisão das projeções industriais resultou em uma mitigação adicional de cerca de 3 MtCO₂e em 2034 frente ao cenário que foi projetado no PEE 2050.

A segunda contribuição relevante advém do aumento da eletrificação dos setores produtivos, suprida principalmente por energia elétrica importada do Sistema Interligado Nacional (SIN), aliada à projeção de redução do fator médio de emissão da matriz elétrica brasileira ao longo da década. Conforme apresentado na Tabela 17, essa combinação de maior eletrificação e menor intensidade de carbono da oferta resultou em uma mitigação adicional de aproximadamente 2,1 MtCO₂e no cenário atualizado.

Por fim, observa-se uma redução suplementar estimada em aproximadamente 0,6 MtCO₂e decorrente da atualização das projeções para o setor de transportes, especificamente no que se refere à incorporação de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF).

A redução das emissões de GEE projetada neste plano somente se materializará com a efetiva implementação das ações e medidas nele propostas. Esse fato evidencia a importância de políticas públicas robustas e mecanismos institucionais que viabilizem e acelerem a adoção das iniciativas de mitigação indicadas, garantindo coerência entre o planejamento energético e a ação climática no Estado de São Paulo.

Além disso, reconhece-se o desafio inerente à neutralização líquida das emissões de GEE no setor de energia em um estado altamente industrializado e urbanizado como São Paulo. A complexidade técnica, os custos de transição e a rigidez infraestrutural do setor impõem barreiras significativas à descarbonização plena em horizontes de curto e médio prazos.

Nesse contexto, a neutralização das emissões do setor energético poderá ser complementada por estratégias de compensação cruzada, por meio da integração com setores que apresentam maior potencial de abatimento, menor custo marginal e menores barreiras operacionais, como os setores de uso do solo e agropecuária. Mecanismos de mercado de carbono, podem desempenhar papel fundamental nesse processo, ao permitir a alocação eficiente dos esforços de mitigação entre setores com diferentes curvas de custo e viabilidade tecnológica.

BOX 12.1 – Oportunidades no mercado de créditos de carbono

O Brasil, seguindo a tendência mundial, optou por força de lei pela criação de um mercado de emissões nos moldes dos modelos internacionais mais maduros. A lei 15.042/24 tramitou no Congresso por mais de sete anos sofrendo centenas de ajustes durante este período de análise legislativa. O referencial legal criado no Brasil tem sido considerado como adequado e como sendo um documento bem estruturado frente aos desafios de premência de tempo que se faz necessária, inclusive para que o País possa cumprir com suas metas declaradas (NDCs no acrônimo internacional).

Outro aspecto unânime diz respeito à expectativa de quando o Mercado Brasileiro de Emissões estará plenamente funcionando. Todos os agentes consultados dão como prazo realista algo em torno de 5 a 7 anos. Dada a complexidade que se apresenta, considerando o fato de que a organização deste mercado ainda precisa ser regulada e que os agentes públicos envolvidos envolvem diferentes ministérios (Minas e Energia, Planejamento, Meio Ambiente, Indústria e

Comércio, Ciência Tecnologia e Inovação e Fazenda), em uma fase preliminar as providências serão tomadas pelo Ministério da Fazenda que cumprirá o papel de uma Autoridade Climática provisória.

Mercados regulados tendem a dominar as estratégias de precificação das externalidades climáticas e tendem a ter seus preços majorados à medida que os efeitos climáticos ficam mais e mais graves.

Três movimentos são os mais importantes para os próximos anos. O primeiro se resume em acompanhar o avanço previsível dos preços de emissões e/ou de certificados de emissões evitadas; o segundo envolve a questão da intercambialidade internacional de certificados e direitos decorrentes de emissões evitadas, em especial, aqueles contemplados pelo artigo 6º do Acordo de Paris; e o terceiro, se caracteriza pela tendência de Mecanismos de Ajuste de Fronteira para evitar o vazamento de emissões pela exportação de produção de países, onde exista controle, para países com requisitos de controle algo “frouxos”. Evidentemente Mecanismos de Ajuste de Fronteira podem também serem aplicados à importação de produtos industrializados dos países com baixos requisitos. Existe a percepção de que este tipo de solução pode crescer criando, inclusive, efeitos colaterais para o comércio de mercados globais.

O artigo 6º do Acordo de Paris, que tem ainda detalhes a serem definidos em sua regulação (espera-se que possam ser concluídos durante a COP 30 no Brasil no final deste ano), representa a melhor iniciativa para a internacionalização de certificados de emissões evitadas (créditos de carbono).

A grande questão envolvendo as oportunidades de mercados voluntários diz respeito à confiabilidade das informações e compliance desses projetos. É sabido que existem projetos de diferentes “qualidades”, consequentemente podem existir riscos que as emissões evitadas relatadas por esses projetos possam eventualmente não serem aceitas pelas entidades reguladoras e nem mesmo tenham poder de mercado em transações internacionais. Dessa forma existe a necessidade de que esses projetos possuam entidades que certifiquem e verifiquem os resultados indicados, de tal forma a ofertar confiabilidade aos processos, consequentemente assegurando que tenham valor econômico. Obviamente estas certificadoras impactam custos que podem ser elevados.

Nesse contexto, recomenda-se:

- Monitoramento do progresso de mercados de carbono inclusive países e regiões onde a opção seja feita por meio de impostos ou taxas. O monitoramento deve englobar não apenas preços, como volumes e número de países e entidades listadas. As melhores referências podem ser encontradas nos relatórios do Banco Mundial.
- Monitoramento dos acordos e regulações que venham a ocorrer na COP-30, em especial relacionados com o artigo 6 do Acordo de Paris. Na COP 30 também deve causar atenção as negociações de financiamento multilateral para redução das emissões. Na última COP o valor compromissado representou menos do que 25% do total almejado pelos países em desenvolvimento, a saber, valor pretendido de US\$ 1,2 trilhão.
- Monitoramento da estruturação da lei 15.042/24, em especial as primeiras providências que vierem a ser tomadas nos próximos meses pelo Ministério da Fazenda no papel de Autoridade Climática provisória.
- Monitoramento da estruturação financeira que acontecerá para dar guarida ao mercado primário e secundário do comércio de emissões, observando a criação de regulamentos da CVM e de eventuais critérios de tributação a serem definidos pelo legislativo. Um acompanhamento junto a escritórios de advocacia e Secretaria da Justiça e cidadania

também podem fazer parte importante da interpretação correta da evolução da organização desse mercado

- Estruturação de modelos de “educação” do mercado, especialmente para fontes emissoras (empresas) que não se enquadrem na primeira rodada de permissões (em princípio, fontes com emissões superiores a 10 mil toneladas de CO₂ e inferiores a 25 mil tCO₂). Este processo de “educação” e informação deve se concentrar em auxiliar no desempenho de inventários de emissões e no entendimento do papel de mercados voluntários (certificações, verificações, empresas associadas a esses processos e adicionalidades).
- Uma segunda etapa de providências no âmbito do PPDE 2034 diz respeito a inserção de custos de emissões para usinas térmicas que sejam emissoras de grandes volumes de Gases de Efeito Estufa na operação de produção de energia elétrica. Como esses valores ainda não são conhecidos é necessário realizar estudos com cenários alternativos.
- Inventários de Distribuidoras pelas emissões reais (baseada em seus portfólios de contratos de quantidade e disponibilidade) e não apenas pelas emissões médias do grid elétrico podem ser de interesse das empresas paulistas.



13. INVESTIMENTOS

Neste capítulo é apresentada a estimativa de investimentos que potencialmente poderão ser alavancados pelo PPDE 2034. Como premissa básica considera-se que independente do Plano proposto, há uma linha base de investimentos em energia próprios da dinâmica da economia do ESP e o que as ações propostas neste trabalho induzem novos investimentos, os quais são apresentados para cada uma das frentes indutoras e de forma consolidada.

As fontes de investimento consideradas foram:

- **Setor elétrico** – Corresponde aos investimentos esperados para aumento da capacidade de geração de energia elétrica internamente ao ESP, incluindo os investimentos em CCS para a UTE a GN prevista para entrar em operação em 2033;
- **Energéticos** (exceto eletricidade) – Que corresponde ao aumento de produção de combustíveis fósseis para o atendimento ao consumo nas residências, comércio e indústria e transporte privado e público, bem como à expansão necessária na rede de transporte de combustíveis.
- **Transporte** – Que corresponde aos investimentos necessários em infraestrutura de abastecimento dos modais rodoviários, ferroviário, hidroviário e aéreo, além dos investimentos em produção de QAV, implantação dos centros de distribuição de combustíveis a frota de veículos elétricos para transporte urbano de passageiros e de carga.
- **Requalificação da Rede** – que corresponde aos investimentos públicos e privados necessários para a adaptação das redes de distribuição e de transmissão do ESP às exigências de qualidade e resiliência impostas pela eletrificação do consumo projetado no PPDE 2034. Não se considerando os investimentos já previstas pelas empresas de distribuição e de transmissão de eletricidade em seus planos de expansão já definidos para o horizonte de análise.
- **Hidrogênio** – Corresponde aos investimentos necessários para a produção do hidrogênio de baixo carbono a partir da eletrólise da água, e da reforma do GN e do biometano, considerando-se que para a produção a partir da reforma do GN, há investimentos necessários para a sistema de CCS.
- **Data Centers** – Embora os investimentos na implantação de data centers seja uma decisão de cunho estratégico empresarial por parte das provedoras desses serviços, o tema foi analisado no PPDE 2034 e pela relevância dos investimentos esperados optou-se pela apresentação desses investimentos tendo em vista o cenário de expectativa de implantação de data centers no horizonte até 2034.
- **Eletrificação** – Representa os investimentos necessários em eletrificação do consumo de energéticos no ESP visando a redução das emissões de GEE e o aumento da eficiência do lado do consumo.

- **Biogás (Biometano)** – Representa os investimentos necessários na estrutura para a produção do biogás e do biometano nas diversas rotas de produção consideradas.
- **MMGD** – são os investimentos esperados para aumento da capacidade de produção de eletricidade pelo micro e mini produtor visando o atendimento ao autoconsumo.

Observa-se uma intensidade de investimentos mais acentuada nos primeiros anos do horizonte de análise, puxados particularmente pelos investimentos em data center, transportes e nos energéticos não elétricos, sendo que os investimentos nesses setores, por suas naturezas de se concentrarem na implantação de infraestrutura, se reduzem ao longo do período de análise, conforme se pode observar na Figura 42.

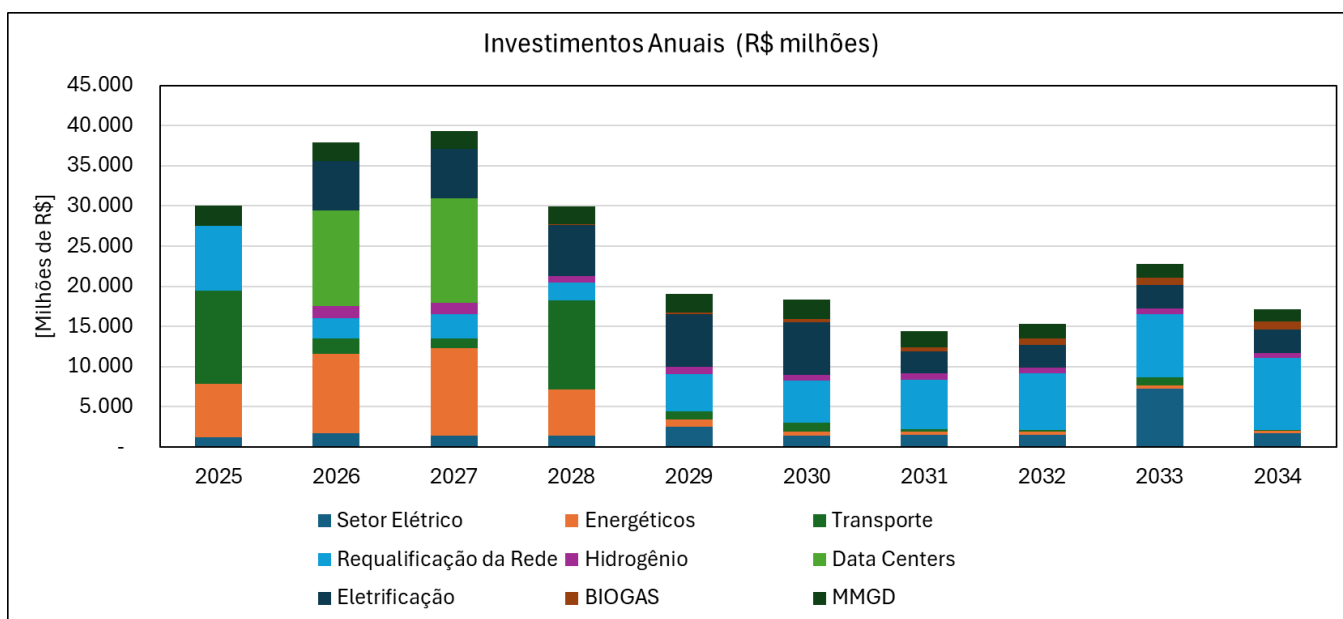


Figura 42 - Investimentos anuais esperados para a realização do PPDE 2034

Na Figura 43, por outro lado, pode-se observar os investimentos acumulados que são induzidos pelo PPDE 2034, chegando-se ao patamar aproximado de 250 bilhões de reais em 10 anos, sem se considerar atualização financeira do fluxo de investimento, que indica uma média de 25 bilhões de reais por ano, em valores históricos (sem atualização).

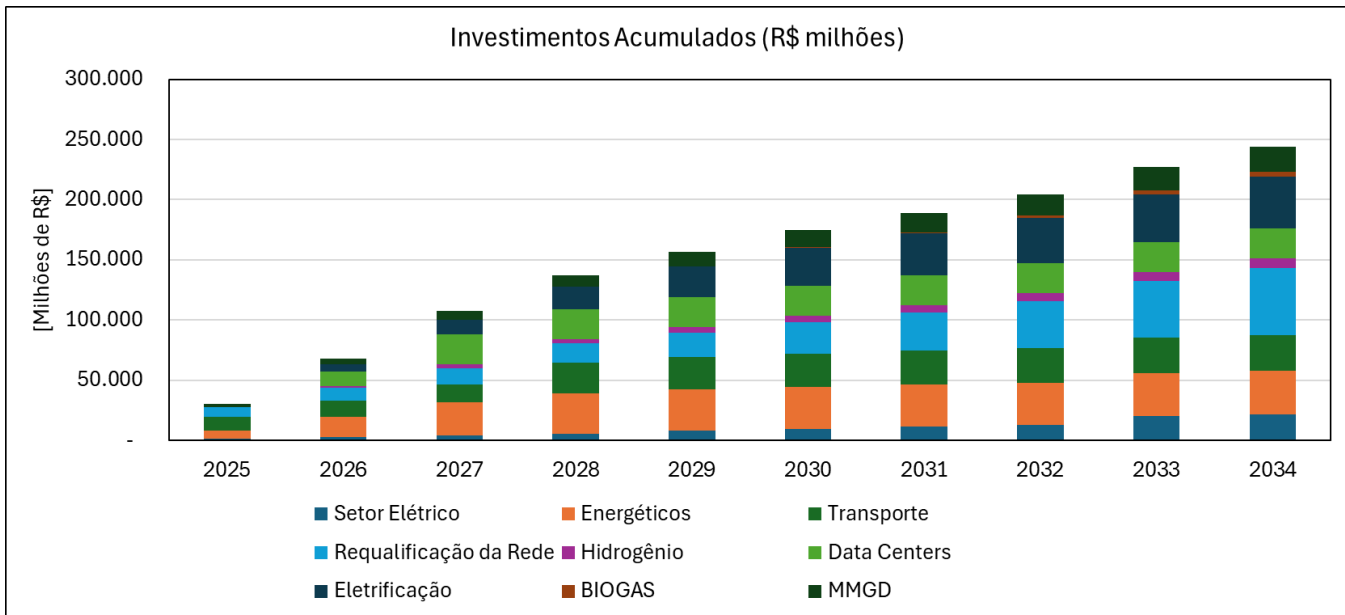


Figura 43 - Investimentos acumulados esperados para a realização do PPDE 2034

14. CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

O Plano Paulista Decenal de Energia 2034 (PPDE 2034) foi elaborado em consonância com as diretrizes do Plano Estadual de Energia 2050 (PEE 2050), estruturando-se como um plano tático de médio prazo voltado à consolidação da transição energética no Estado de São Paulo. Sua diretriz central é a descarbonização, estabelecendo como meta a redução de 18,1% das emissões entre 2024 e 2034, a partir de um conjunto integrado de ações em infraestrutura, regulação, inovação e governança.

A metodologia adotada foi desenvolvida em quatro etapas analíticas principais, onde a primeira consistiu no planejamento e na definição dos eixos temáticos, das diretrizes e dos objetivos estratégicos. A segunda etapa compreendeu o diagnóstico energético, econômico e socioambiental do Estado, que serviu de base para a terceira etapa, de prospecção de cenários. Nessa fase, foram aplicadas técnicas de modelagem econométrica e análise de séries temporais, considerando variáveis macroeconômicas, demográficas e tecnológicas, além de indicadores de eficiência energética e de uso final. A quarta etapa, denominada posicionamento, tratou da formulação dos planos de ação específicos, com metas, prazos, indicadores e responsáveis, seguindo a metodologia SMART.

As projeções e estimativas do PPDE 2034 foram harmonizadas com os referenciais nacionais de planejamento, especialmente o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2034), elaborado pela EPE, e o Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS, garantindo consistência entre as análises estaduais e federais. As bases de dados utilizadas foram complementadas pelas informações da Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística (SEMIL), assegurando coerência metodológica e uma total compatibilidade com o balanço energético paulista.

O plano aponta que a demanda de energia elétrica no Estado deve crescer, em média, entre 2% e 2,5% ao ano até 2034, impulsionada pela digitalização e pela expansão dos serviços, mas com redução da intensidade energética devido às ações de eficiência e autoprodução distribuída. A oferta de energia deverá se apoiar na ampliação das fontes renováveis, com destaque para a energia solar — centralizada e distribuída — e para a bioeletricidade proveniente da biomassa, que seguem desempenhando papel essencial no equilíbrio da matriz. Recomenda-se, para tanto, o fortalecimento da infraestrutura e a definição de mecanismos de mercado que garantam o ambiente adequado à expansão sustentável do setor.

O biometano é apontado como vetor estratégico da transição energética paulista, com potencial para substituir combustíveis fósseis em transportes e processos industriais. O plano recomenda o incentivo à injeção em rede, a criação de mecanismos de certificação de gás renovável e a articulação com políticas estaduais e federais de biocombustíveis. O diesel verde (HVO) e o Combustível Sustentável de Aviação (SAF) também são identificados como rotas tecnológicas emergentes, com relevância crescente no horizonte decenal.

No setor de transportes, as análises indicam a necessidade de aceleração da eletrificação da frota e da diversificação dos vetores energéticos. As recomendações incluem a substituição tecnológica gradual da frota rodoviária, a implantação de corredores verdes, o uso ampliado de biocombustíveis avançados e o incentivo à adoção do gás natural renovável. O cenário de

mitigação elaborado no plano projeta redução da demanda total por diesel até 2034, mantendo o transporte rodoviário como principal consumidor, mas com queda expressiva da intensidade de carbono do setor.

As ações de eficiência energética são reconhecidas como eixo transversal do PPDE 2034. As projeções foram estimadas por meio do método top-down, utilizando indicadores econométricos aplicados ao crescimento agregado da demanda setorial. A metodologia da IEA foi adotada como referência, incorporando os investimentos em usos finais, eletrificação e veículos elétricos. As conclusões ressaltam a importância de fortalecer as políticas públicas de eficiência energética e de promover instrumentos de financiamento e incentivos fiscais voltados a edificações, equipamentos e processos industriais de maior desempenho energético.

A análise sobre recursos energéticos distribuídos e redes inteligentes evidenciou a necessidade de modernizar a infraestrutura elétrica para integrar novas tecnologias e fluxos energéticos descentralizados. A metodologia aplicada considerou a evolução da demanda por potência, energia e flexibilidade, contemplando a expansão da mobilidade elétrica, da micro e minigeração distribuída e da resposta da demanda. O plano recomenda a incorporação de medição inteligente nos consumidores de baixa tensão e propõe o Plano Paulista de Medidores Inteligentes (PPMI-BT), com investimento estimado em R\$ 29,1 bilhões até 2034, com 22% de participação pública e 78% privada. Também se prevê a adoção de limites operacionais dinâmicos, baseados em previsões meteorológicas, e a revisão de parâmetros térmicos e mecânicos de operação das redes, com vistas à resiliência e à segurança do sistema.

O hidrogênio de baixo carbono é identificado como vetor central da transição energética. O PPDE 2034 propõe a criação do Plano Estadual de Hidrogênio de Baixo Carbono, articulado ao Plano Nacional de Hidrogênio (PNH₂), e recomenda a integração dessa agenda com as cadeias agroindustriais e logísticas do Estado. O hidrogênio derivado da biomassa, com potencial de emissões negativas, é destacado como elemento essencial na consolidação de uma economia de baixo carbono e na produção de combustíveis sintéticos, como amônia verde e e-querosene, que ampliam a competitividade paulista na nova economia energética.

No tocante à demanda energética de data centers, o plano desenvolveu metodologia própria para reavaliar a expansão desse segmento e o consumo associado, diante das incertezas sobre a efetiva implantação de projetos. A projeção de carga elétrica desses empreendimentos foi ajustada ao longo do horizonte decenal, com recomendações voltadas à eficiência energética e à adequação da infraestrutura elétrica.

O estudo sobre emissões e mercado de carbono foi estruturado com base em quatro vertentes: a conceituação da precificação de emissões, os aspectos da Lei Estadual nº 15.042/24, os mecanismos de mercado e os mercados voluntários. As recomendações incluem a integração com instrumentos federais e internacionais, o desenvolvimento de metodologias de monitoramento, reporte e verificação.

Em relação aos investimentos, o PPDE 2034 apresenta um diagnóstico das frentes indutoras e dos aportes já previstos no setor energético paulista, incluindo escoamento, processamento, transporte, refino, biorrefino e distribuição. O plano consolida estimativas de investimentos

induzidos pelas ações propostas, reconhecendo a importância da mobilização de recursos privados e do papel de coordenação do Estado para assegurar a execução das metas.

Na área de Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I), foram analisadas as bases do sistema estadual e suas interações com o PNCTI e a ENCTI. O plano recomenda direcionar recursos de P&D para áreas estratégicas de descarbonização, com apoio da FAPESP, promover cooperação técnica nacional e internacional, criar hubs tecnológicos e cursos técnicos voltados à transição energética, e disseminar informação junto às cadeias produtivas sobre biogás, biometano e tecnologias emergentes.

O Sistema de Monitoramento e Avaliação proposto pelo PPDE 2034 tem como objetivo acompanhar o desempenho e os impactos das ações previstas. A metodologia recomenda o uso de indicadores de processo, resultado e impacto, de acordo com diretrizes do Banco Mundial (2004), OCDE (2015) e TCU (2011), bem como das normas da Análise de Impacto Regulatório (AIR) e da Avaliação de Resultado Regulatório (ARR). Entre os indicadores estão o percentual de energia renovável, a intensidade energética, o percentual de ações implementadas e o nível de redução das emissões de GEE. Também são propostos indicadores sociais, ambientais e econômicos, como geração de emprego e volume de investimento, com análises qualitativas a serem incorporadas nas atualizações do plano.

O PPDE 2034 conclui enfatizando a importância do monitoramento contínuo e da avaliação permanente das ações, de modo a permitir ajustes e revisões periódicas conforme as mudanças tecnológicas e conjunturais. O plano propõe que o acompanhamento das metas seja estruturado por meio de um sistema independente e modular, capaz de integrar, analisar e visualizar dados em tempo real, com transparência e participação social.

Em síntese, o PPDE 2034 consolida o compromisso do Estado de São Paulo com uma transição energética baseada em planejamento técnico, inovação, eficiência e governança, para liderar a transição energética brasileira, articulando os princípios dos “4Ds” — Descarbonização, Digitalização, Descentralização e Diversificação — em uma agenda coerente e executável.

O conjunto de ações e recomendações aqui reunidas busca assegurar que a descarbonização da matriz energética paulista ocorra de forma sustentável, competitiva e alinhada aos compromissos climáticos nacionais e internacionais, garantindo que as metas de redução de 18,1% das emissões de GEE até 2034 sejam efetivamente alcançadas.

A implementação bem-sucedida do PPDE 2034 dependerá do comprometimento continuado das gestões estaduais e municipais, da cooperação federativa e da mobilização dos agentes econômicos e da sociedade civil. Com essa estratégia, São Paulo consolida-se como referência internacional em planejamento energético e sustentabilidade, reafirmando sua liderança na Race to Zero e na construção de um futuro resiliente, inovador e de baixo carbono até 2050.



LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Visão geral da estrutura do PPDE 2034	14
Figura 2 - Evolução do PIB brasileiro e paulista (Fonte: LCA)	18
Figura 3 - Consumo por Classe Estado de São Paulo	19
Figura 4 - Relação de Data Centers com solicitação de acesso no ONS-ref. Setembro 2025.	20
Figura 5 - Projeção do consumo mensal dos data centers na rede básica	21
Figura 6 - Projeção do consumo anual dos data centers na rede básica	21
Figura 7 - Conceitos associados ao consumo e à carga de eletricidade	22
Figura 8: Consumo de Combustíveis	23
Figura 9: Consumo Absoluto de Combustíveis	24
Figura 10 - Projeção MMGD - São Paulo	25
Figura 20 - Projeção Expansão Solar Fotovoltaica – Geração Centralizada (UFV) e MMGD.....	27
Figura 12 - Geração de termoeletricidade projetada.....	29
Figura 13 - Expectativa de Geração Hidráulica (2025-2034). Fonte: Elaboração Própria.....	29
Figura 14 - Expectativa de Geração Bioeletricidade [GWm]. Fonte: Elaboração Própria	30
Figura 15- Geração Usinas Simuladas (Modeladas Individualmente nas Simulações).	31
Figura 16 - Geração Usinas Não Simuladas.	31
Figura 17 - Geração Total Estado de São Paulo.....	31
Figura 18- Balanço de energia elétrica de São Paulo no horizonte 2023/2034.	33
Figura 28 - Intercâmbio de energia elétrica do Estado de São Paulo. Fonte: Elaboração própria .	33
Figura 20 - Evolução da capacidade instalada em janeiro de cada ano - 2025 a 2034	41
Figura 21 - Projeção de produção de biometano: 2025 a 2034	42
Figura 22 - Geração termoeletrica em SP - 2024 a 2034.....	45
Figura 23 - Frota, motorização, combustíveis e emissões de GEE do setor de transportes	51
Figura 24: Demanda total do setor de transportes vs PIB do Estado de São Paulo	55
Figura 25: Consolidação das trajetórias da demanda dos energéticos no modal rodoviário	61
Figura 26: Consolidação da demanda de energéticos nos modais ferroviário, hidroviário e aéreo.	62
Figura 27: Demanda total de diesel fóssil, biodiesel e diesel verde.....	63
Figura 28: Demanda total de gás natural e biometano no modal de transportes.....	63
Figura 29: Demanda total de gasolina C e etanol hidratado no modal de transportes	64
Figura 30: Demanda total de SAF e combustíveis sintéticos no modal de transportes.....	65
Figura 31: Demanda total de eletricidade no modal de transportes	66
Figura 32 - Quadro resumo da demanda de energéticos para o setor de transportes no Estado de São Paulo	67
Figura 33 - Projeções da demanda/consumo de hidrogênio no ESP até o horizonte de 2034, cenário tendencial	90
Figura 34 - Evoluções projetadas para a produção de hidrogênio no ESP destinado à substituição da amônia importada pelo Brasil, cenários do PEE 2050 e do PPDE 2034	92
Figura 35 - Comparação das projeções das demandas de hidrogênio para o ESP nos cenários do PEE 2050 e do PPDE 2034.....	95
Figura 36 - Emissão de gases do efeito estufa para os cenários de referência e mitigação em MtCO ₂ e.	101

Figura 37 - Emissões mitigadas do cenário mitigação em relação ao cenário referência para os anos de 2030 e 2034.	103
Figura 38 - Emissões mitigadas do cenário mitigação em relação ao cenário de referência para o Setor Elétrico considerando os anos de 2030 e 2034.	105
Figura 39 - Projeção de emissões de GEE para o setor elétrico considerando a adição de datacenters adicionais no ESP.	106
Figura 40 – Evolução das emissões de GEE do ESP no cenário de mitigação em relação ao ano base 2024 para os anos de 2030 e 2034.	107
Figura 41 - Projeção das emissões de GEE nos cenários de referência e mitigação, em MtCO ₂ e, comparando os resultados do Plano Paulista de Decenal de Energia (PPDE 2034) com as projeções estabelecidas no Plano Estadual de Energia 2050 (PEE 2050).	108
Figura 42 - Investimentos anuais esperados para a realização do PPDE 2034	114
Figura 43 - Investimentos acumulados esperados para a realização do PPDE 2034	115
Figura 47 - Concepção do Sistema de Acompanhento.....	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais características dos cenários de demanda e oferta considerados no PPDE 2034	16
Tabela 2 - Estimativa da Expansão Acumulada MMD e Geração Centralizada – Potência Instalada [GW]. Fonte: Elaboração Própria.....	26
Tabela 3- Evolução na matriz de geração de Energia Elétrica de São Paulo. Fonte: Elaboração própria	32
Tabela 4 - <i>Resumo das políticas públicas em vigor no país.</i>	35
Tabela 5 - Capacidade de produção de biometano de Plantas Autorizadas ou Em processo de autorização no estado de São Paulo.....	39
Tabela 6 - Percentuais consolidados por setor para todo o período até 2034 – Cenário de Referência	72
Tabela 7 - Percentuais consolidados por setor para todo o período até 2034 – Cenário de Pessimista	72
Tabela 11 - Eficiência energética anual no consumo térmico por setor – Cenário único de referência - Elaboração própria	73
Tabela 9 - Evolução do mercado interno de hidrogênio de baixo carbono no Brasil e no ESP, destinado à produção de metanol, conforme PPDE 2034.	91
Tabela 10 - Evolução do mercado interno de hidrogênio de baixo carbono no Brasil e no ESP, destinado à produção de amônia, conforme PEE 2050	92
Tabela 11 - Quantidades de hidrogênio necessárias para a produção de SAF-ATJ no ESP.....	93
Tabela 12 - Estimativas das exportações de hidrogênio pelo ESP na forma de derivados	94
Tabela 13 - Projeção das demandas de hidrogênio por setor e total até 2034 para o ESP	95
Tabela 14 - Quantidades anuais dos energéticos considerados para a produção projetada de hidrogênio no ESP até o horizonte de 2034	96
Tabela 15 - Propostas de políticas públicas e ações para a introdução da economia do hidrogênio no ESP do PEE 2050	98
Tabela 16 - Fatores de emissão utilizados	99
Tabela 17 - Fatores de emissão projetados para o SIN	100
Tabela 18 - Emissões setoriais de GEE projetadas para 2034 segundo o cenário de referência e mitigação	102
Tabela 19 – Indicadores de processo – Energia (Fonte: elaboração própria)	145
Tabela 20 – Indicadores adicionais do Grupo Energia (Fonte: Elaboração própria)	146
Tabela 21 – Indicadores do grupo de Infraestrutura (fonte: Elaboração Própria).....	148
Tabela 23 – Indicadores de Impacto.....	149
Tabela 24 – Resumo dos indicadores propostos (fonte: elaboração Própria)	151

LISTA DE ABREVIATURAS

4D's | Digitalização, Descarbonização, Descentralização e Diversificação

ABEGÁS | Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

ABiogás | Associação Brasileira do Biogás e Biometano

ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABVE | Associação Brasileira do Veículo Elétrico

AIR | Análise de impacto regulatório

ANDAs | Associação Nacional para Difusão de Adubos

ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica

ANFAVEA | Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores

ANP | Agência Nacional de Petróleo

APE | Autoprodução de Energia

API | American Process Inc.

ARR | Avaliação de resultado regulatório

ARSESP | Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo

AtJ | Alcohol-to-Jet

B100 | Biodiesel 100% puro

B14 | Biodiesel com 14% de mistura

BECCS | Captura pela rota da Bioenergia

BEESP | Balanço Energético do Estado de São Paulo

BEV | Battery Electric Vehicle

BNDES | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CAISO | California Independent System Operator

CAPES | Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CBIOS | Créditos de Descarbonização

CBS | Contribuição sobre Bens e Serviços

CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCS | Captura e Armazenamento de Carbono

CCUS | Captura com Utilização do Carbono

CEPE | Conselho Estadual de Política Energética

CES | Censo da Educação Superior

CETESB | Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

CGOB | Certificado de Garantia de Origem do Biometano

CIF-ID | Climate Investments Funds | Industry Decarbonization

CME | Custo Marginal de Expansão

CNPE | Conselho Nacional de Política Energética

CNPq | Conselho Nacional de Pesquisa Científica

CO₂ | Dióxido de Carbono

COFINS | Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

COMEX STAT | Sistema Oficial para Consulta e Extração de Dados do Comércio Exterior

CORSIA | Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation

CRVE | Certificados de Redução ou Remoção Verificada de Emissões

CT&I | Ciência, tecnologia e inovação.

DDGS | Distillers Dried Grains with Solubles

E2G | Etanol de Segunda Geração

EBTs | Empresas de Base Tecnológica

EE | Eficiência Energética

EMBRAPII | Associação Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial

EMTU | Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo

ENCTI | Estratégia Nacional de Ciência e tecnologia e inovação

EPE | Empresa de Pesquisa Energética

ESP | Estado de São Paulo

ETE | Estação de Tratamento de Esgoto

ETECs | Escolas Técnicas Estaduais

FAEE | Fatty Acid Ethyl Esters

FAFENs | Fábricas de Fertilizantes

FAME | Fatty Acid Methyl Esters

FAPEMAT | Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso

FAPERGS | Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul

FAPESP | Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo

FIEB | Federação das Indústrias do Estado da Bahia

FIEP | Federação das Indústrias do Estado do Paraná

FIESP | Federação das Indústrias do Estado de São Paulo

FINEP | Financiadora de Estudos e Projetos

FNDCEP | Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

FORSU | Fração Orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos

FUSP | Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo

GD | Geração Distribuída

GEE | Gases de Efeito Estufa

GESP | Governo do Estado de São Paulo

GHG Protocol | Greenhouse Gas Protocol

GN | Gás Natural

GNC | Gás Natural Comprimido

GNL | Gás Natural Líquido

GNR | Gás Natural Renovável

GNV | Gás Natural Veicular

GO's | Garantias de Origem

GOVBR | Governo Federal do Brasil

H2 | Hidrogênio

H₂V | Hidrogênio Verde

HEFA | Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (Ésteres e Ácidos Graxos Hidroprocessados)

HEV | Hybrid Electric Vehicle

HVO | Hydrotreated Vegetable Oil

IAC | Instituto Agrônomo

IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IC | Intensidade de Carbono

ICAO | International Civil Aviation Organization

ICCT | International Council on Clean Transportation

ICMS | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

ICT | Instituto de Ciência e Tecnologia

IEA | International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)

IEMA | Instituto de Energia e Meio Ambiente

IES | Instituição de Ensino Superior

IMO | International Maritime Organization
(Organização Marítima Internacional)

INEP | Instituto Nacional de Estudos e
Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira

InvestSP | Portal de Investimentos do Estado de
São Paulo

IPCC | Intergovernmental Panel on Climate
Change

IPEA | Instituto de Pesquisa Econômica
Aplicada

IPT | Instituto de Pesquisas Tecnológicas

IPTU | Imposto sobre a Propriedade Predial e
Territorial Urbana

IPVA | Imposto sobre a Propriedade de Veículos
Automotores

LCA | Consultoria LCA

LCAF | Low Carbon Aviation Fuels
(Combustíveis de aviação com menos carbono)

M&A | Monitoramento e Avaliação

MCI | Motor a Combustão Interna

MCTI | Ministério da Ciência, Tecnologia e
Inovação

MDIC | Ministério do Desenvolvimento,
Indústria, Comércio e Serviços

MM | Mecanismos de Mercado de carbono

MME | Ministério de Minas e Energia

MMGD | Micro e Minigeração Distribuída
(MMGD)

MRV | Mensuração, Reporte e a Verificação

MtCO₂e | Milhões de toneladas de CO₂
equivalente

MWh | Megawatt-hora

NBS | Solução Baseada na Natureza

NDC | Contribuição Nacionalmente
Determinada

NEOCHARGE | Plataforma de Infraestrutura de
Recarga Elétrica

NIPE | Núcleo Interdisciplinar de Planejamento
Energético (UNICAMP)

Nm³ | Normal Metro Cúbico

OCDE | Organisation for Economic Co-
Operation and Development

ODS | Objetivos de Desenvolvimento
Sustentável

ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D | Pesquisa e Desenvolvimento

PAC | Programa de Aceleração do Crescimento

PAC 2050 | Plano de Ação Climática 2050

PBI | Power Business Intelligence

PD&I | Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PDE | Plano Decenal de Expansão de Energia
publicado pela EPE

PEE 2050 | Plano Estadual de Energia do Estado
de São Paulo 2050

PEMC | Política Estadual de Mudanças
Climáticas

PHEV | Plug-in Hybrid Electric Vehicle

PIE's | Produtores Independentes de Energia

PIS | Programa de Integração Social

PITU | Plano Estratégico da Secretaria dos
Transportes Metropolitanos de São Paulo

PMO | Programa Mensal de Operação
Energética

PNCTI | Plano nacional de Ciência e tecnologia
e inovação

PNH₂ | Política Nacional do Hidrogênio de Baixa
Emissão

PNI Programa Nacional de Inovação	RSU Resíduos Sólidos Urbanos
PNME Plataforma Nacional de Mobilidade	RtR Race to Resilience
PNPB Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel	RtZ Race to Zero
PoS Provas de Sustentabilidade	SAA Secretarias de Agricultura e Abastecimento
PoTec Pessoal Técnico Especializado	SAE Sistemas de Armazenamento de Energia
PPDE 2034 Plano Paulista Decenal de Energia	SAF Combustível Sustentável de Aviação (Sustainable Aviation Fuel)
PROBODIESEL/RS Programa Estadual de Biodiesel do Rio Grande do Sul	SBCE Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa
ProBioQAV Programa Brasileiro de Desenvolvimento de Combustível Sustentável de Aviação	SDE Secretaria de Desenvolvimento Econômico
Prosumidores Consumidores de eletricidade que contam com produção localizada de energia elétrica	SEB Setor Elétrico Brasileiro
Protener Programa e Política de Transição Energética do Estado da Bahia	SECEX Secretaria de Comércio Exterior
PtL Power-to-Liquid	SEEG Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa
QAV Querosene de aviação	SEMIL Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística
RCGI Centro de Pesquisa e Inovação em Gases de Efeito Estufa	SIBRATEC Sistema Brasileiro de Tecnologia
RD Resposta da Demanda	SIG Sistemas de Informação Geográficas
RED Diretiva de Energias Renováveis (Renewable Energy Directive)	SIN Sistema Interligado Nacional
RED's Recursos Energéticos Distribuídos	SISGASREC Sistema de Certificação GAS-REC
REDD+ Redução de Emissões provenientes de Desmatamento e Degradação Florestal	SNCTI Sistema Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação
Rehidro Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono	STEM Science, Technology, Engineering and Maths
REIDI Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura	T&D Redes de Transmissão e Distribuição
RenovaBio Política Nacional de Biocombustíveis	TIC Tecnologia da Informação e Comunicação
RRT Requalificação das Redes de Transmissão	TIC Trem Intercidades
	TWh Terawatt-hora
	UCO Óleos de Cozinha Usados
	UDB Union Database
	UFV Central geradora fotovoltaica

UNESP | Universidade Estadual Paulista

UNFCCC | Convenção-Quadro das Nações
Unidas sobre Mudança do Clima

UNICAMP | Universidade Estadual de Campinas

USP | Universidade de São Paulo

UTE | Unidade Termelétrica

VE | Veículo Elétrico

VPP | Virtual Power Plants

VUC | Veículo Urbano de Carga

WEC | World Energy Council

WGS | Water-Gas Shift



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (s.d.). Fonte: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-891/NT-EPE-DPG-SDB-2025-02_H2%20e%20biomassa.pdf#search=NT%2DEPE%2DDPG%2DSDB%2D2025%2D02%5FH2%20e%20biomassa
- ABDI. (2023). *“Estratégia para a implementação de política pública para atração de Data Centers”*. Brasil: Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial - (ABDI) .
- ABVE. (31 de 07 de 2025). *Associação Brasileira do Veículo Elétrico*. Fonte: ABVE Data: <https://abve.org.br/eletificados-seguem-crescendo-no-semester-e-se-consolidam-na-faixa-de-8-de-participacao-de-mercado/>
- Agência Nacional do Petróleo. (18 de Julho de 2025). *Painel Dinâmico: Autorizações de Biocombustíveis*. Acesso em 24 de Julho de 2025
- Agência Senado. (17 de Maio de 2023). *Brasil tem grande potencial de produção de hidrogênio verde, dizem especialistas*. Fonte: Senado Notícias.
- Almazroui, M., Ashfaq, M., Islam, M., Rashid, I., Shahzad, K., Abid, M., . . . Sylla, M. (2021). Assessment of CMIP6 performance and projected temperature and precipitation changes over South America. *Earth Systems and Environment*, 5. doi:10.1007/s41748-021-00233-6
- Almeida, M., Schaeffer, R., & LA Rovere, E. L. (2001). The potential for electricity conservation and peak load reduction in the residential sector of Brazil. *Energy*, pp. v. 26, n. 4, p. 413–429.
- ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil. (Setembro de 2022). *Brazil’s Action Plan on CO2 Reduction from Civil Aviation*. Fonte: https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/ActionPlan/Brazil%20Action%20Plan%20-%202022_EN.pdf
- ANAC - Agencia Nacional de Aviação Civil. (Outubro de 2022). <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/internacional/memorandos-de-entendimento/act-saf.pdf>. Fonte: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/internacional/memorandos-de-entendimento/act-saf.pdf>
- ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil. (Março de 2023). *Gov.br - Ministério de Portos e Aeroportos - Brazil signs commitment for sustainable aviation with ICAO*. Fonte: <https://www.gov.br/anac/en/news/2022/brazil-signs-commitment-for-sustainable-aviation-with-icao>
- ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil. (Março de 2023). *ICAO ACT SAF #4 - Practical experiences from States that are developing a policy for SAF*. Fonte: <https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/ACT-SAF/ACT%20SAF%20series%204%20-%20SAF%20policies.pdf>
- ANAC. (31 de 12 de 2024). *Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas da Aviação Civil*. Fonte: ANAC: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/inventario-nacional-de-emissoes-atmosfericas-da-aviacao-civil>

ANATEL. (2025). *Painel de Dados - Rede de Transporte*. Acesso em 23 de Junho de 2025, disponível em Painel de Dados - Rede de Transporte: <https://informacoes.anatel.gov.br/paineis/infraestrutura/rede-de-transporte>

ANDA. (2025). *Principais Indicadores do Setor de Fertilizantes*.

ANEEL. (26 de Agosto de 2022). *Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA*. Fonte: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNjc4OGYyYjQtYWWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

ANEEL. (1 de Junho de 2025). *SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. Fonte: ANEEL: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>

ANEEL. (2025). *Sistema de Informações de Geração da Aneel – SIGA*. Fonte: www.gov.br/aneel

ANFAVEA. (2021). *O caminho da descarbonização do setor automotivo no Brasil*. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotore, São Paulo.

ANP. (2022). *ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS 2022*. Brasília: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>.

ANP. (14 de 07 de 2025). *Painel Dinâmico SDP - Recursos e Reservas, Produção Acumulada e Dados de Reservas por Período*. Fonte: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNjA1ODAzMGQzMjg0OC00NTMzMzLWFjMzEtYTdkYjhjOGY5OTUwliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzIxMyJ9>

Araújo, C. R. (2013). Estudo das rotas de hidrólise química e biológica para a produção de etanol de segunda geração a partir de resíduos lignocelulósicos. *Revista Eletrônica*, 12.

Arroyo, M. (2024). A digitalização do território paulista: manifestações atuais e tendências que prevalecem. *Revista Franco-Brasileira de Geografia*.

ART TREES. (01 de 06 de 2024). *The REDD+ Environmental Excellence Standard (TREES)*. Fonte: ART – Architecture for REDD+ Transactions: <https://www.artredd.org/trees/>

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. (20 de Junho de 2024). *Cetesb simplifica licenciamento para biogás e biometano na indústria sucroenergética*. Acesso em 24 de Julho de 2025, disponível em <https://www.abegas.org.br/arquivos/90619>

AVERE. (2022). *Apresentação do programa de financiamento para estações de carregamento de veículos elétricos*. Acesso em 30 de 8 de 2022, disponível em ADVENIR: <https://advenir.mobi/programme-advenir/>

Banco Mundial. (2004). *Ten steps to a results-based monitoring and evaluation system: a handbook for development practitioners*. Banco Mundial. Acesso em 2025

Bass, F. M. (1969). A new product growth for consumer durables.,. *Management Science*, 15(5), pp. 215-227.

- BNDES. (2025). *BNDES*. Fonte: Descarbonização dos Transportes - Perspectivas diante da Transição Energética:
<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/livros/descarbonizacao-dos-transportes/>
- BNEF. (2021). *Average battery pack prices to drop below US\$100/kWh by 2024 despite near-term spikes*. Acesso em 2022 de 8 de 29, disponível em Energy Storage: <https://www.energy-storage.news/bloombergnef-average-battery-pack-prices-to-drop-below-us100-kwh-by-2024-despite-near-term-spikes/>
- Borges, C. P., Silberg, T. R., Uriona-Maldonado, M., & Vaz, C. R. (2023). Scaling actors' perspectives about innovation system functions: Diffusion of biogas in Brazil. *Technological Forecasting and Social Change*, 190, 122359.
- bp. (2023). *bp Energy Outlook 2023 edition*. Fonte:
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>
- Brasil - MCTI. (2020). *Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*.
- Brasil. (2018). *GUIA ORIENTATIVO PARA Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR)*. Presidência da República do Brasil.
- Brasil. (2020). *DECRETO Nº 10.411 DE 30 DE JUNHO DE 2020*. . Presidência da República.
- Brown, R. C. (2011). *Thermochemical Processing of Biomass: Conversion into Fuels, Chemicals and Power*. Wiley.
- Buse, J. (2024). *Sustainable Aviation Fuels: Transitioning Towards Green Aviation*. Taylor & Francis Group.
- CEPEL. (2022). *Manual do usuário do modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/ManualUsuario.pdf>.
- CETESB. (2024). *Companhia Ambiental do Estado de São Paulo*. Acesso em 29 de 09 de 2022, disponível em Relatórios e Publicações: <https://cetesb.sp.gov.br/veicular/wp-content/uploads/sites/6/2024/11/Relatorio-Emissoes-Veiculares-no-Estado-de-Sao-Paulo-2023.pdf>
- CETESB. (2025). *Regramentos Gerais*. Acesso em 2025, disponível em <https://cetesb.sp.gov.br>.
- CGEE. (2017). *Prospecção tecnológica no setor elétrico: Documento executivo*. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.
- Cherubini, F., & Bird, N. D. (2009). *Energy- and greenhouse gas-based LCA of biofuel and bioenergy systems*. Resources, Conservation and Recycling.
- Civil, C. (2018). *GUIA ORIENTATIVO PARA ELABORAÇÃO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO. 2018 (AIR)*. Acesso em 2025

- Civil, C. (2018b). *Avaliação de políticas públicas: guia prático de análise ex ante, volume 1*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA. Casa Civil da Presidência da República., Brasília.
- CNPE. (03 de 08 de 2025). *Governo aprova aumento de etanol na gasolina de 27% para 30% e de 14% para 15% no biodiesel*. Fonte: GOV.BR: https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2025/06/governo-aprova-aumento-de-etanol-na-gasolina-de-27-para-30-e-de-14-para-15-no-biodiesel?utm_source=chatgpt.com
- CNPE. (03 de 08 de 2025). *RESOLUÇÃO Nº 9, DE 25 DE JUNHO DE 2025*. Fonte: Diário Oficial da União: https://sintse.tse.jus.br/documentos/2025/Jul/2/diario-oficial-da-uniao-secao-1/comite-interministerial-para-a-transformacao-digital-resolucao-no-3-de-10-de-junho-de-2025-altera-?utm_source=chatgpt.com
- Coelho, S. T., Garcilasso, V. P., Santos, M. D., Escobar, J. F., Perecin, D., & Souza, D. D. (2020). *Atlas de Bioenergia do estado de São Paulo*. . São Paulo:: IEE-USP.
- Comgás. (2021a). *Prorrogação do Contrato de Concessão*. Fonte: <http://www.arsesp.sp.gov.br/BancoDadosAudenciasPublicasArquivos/Comgas.pdf>
- Comgás. (2021b). *Prorrogação do Contrato de Concessão (Fato relevante)*. Fonte: <https://ri.comgas.com.br/divulgacoes-e-documentos/fatos-relevantes/>
- COMMISSION, E. (2025). *Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions - action plan for affordable energy. Document 52025dc0079*.
- Costa, F. C. (2013). *Gases combustíveis como alternativas à eletrotermia em aquecimento direto e calor de processo no setor industrial brasileiro*. 211 f. Tese (Doutorado em Energia). Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, .
- cyro. (2025). *MMGD*.
- Data Center Knowledge. (22 de Março de 2024). Fonte: Data Center Knowledge: <https://www.datacenterknowledge.com/energy-power-supply/data-center-power-fueling-the-digital-revolution>
- Devi, M. K., Manikandan, S., Kumar, P. S., Yaashikaa, P. R., Oviyapriya, M., & Rangasamy, G. (2023). A comprehensive review on current trends and development of biomethane production from food waste: Circular economy and techno economic analysis. *Fuel*, 351, 128963.
- Doran, G. T. (11 de 1981). *There's a S.M.A.R.T. Way to Write Management's Goals and Objectives*. Fonte: Management Review (American Management Association): <https://community.mis.temple.edu/.../S.M.A.R.T-Way-Management-Review.pdf>
- Duarte, V. H., Valentini, M., dos Santos, G. B., Nadaletti, W. C., & Vieira, B. M. (2022). Biocombustíveis: uma revisão sobre o panorama histórico, produção e aplicações do biogás. *Revista Ambientale*, 14(2), 22-34.
- ELETOBRAS. (2008). *Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso - Ano Base 2005 - Classe Residencial*. Rio de Janeiro: Eletrobras.

- Empresa de Pesquisa Energética. (2019). *Expansão da Geração: Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada*. Brasília.
- Empresa de Pesquisa Energética. (2024). *Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis: 2025 - 2034*. EPE.
- Energética, E. d. (30 de 06 de 2025). *Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)*. Fonte: EPE: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>
- ENERSP. (2022). *ELETROMOBILIDADE ELETRIFICAÇÃO DA FROTA DE VEÍCULOS*. Governo do Estado de São Paulo Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente - Subsecretaria de Infraestrutura, São Paulo .
- EPE. (2015). *Balanco Energético Nacional 2015: Ano base 2014*. . Rio de Janeiro.
- EPE. (2018). *NT EPE 011/2018. Usinas híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento*. Empresa de Pesquisa Energética. Fonte: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf>
- EPE. (2019). *Balanco Energético Nacional*. Brasília: MME.
- EPE. (2019). *Informe Técnico Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Metanol, No. EPE-DEA-IT-005/2019*.
- EPE. (2020). *Roadmap Eólica Offshore Brasil - Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima*. Rio de Janeiro: EPE - Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2022). *Resultados Leilão de Energia Nova A-4 de 2022*.
- EPE. (2023). *Balanco Energético Nacional 2023: Ano Base 2022*. Rio de Janeiro: EPE.
- EPE. (20 de 11 de 2023). *Hidrogênio de Baixo Carbono: diretrizes e oportunidades*. Fonte: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/hidrogenio-de-baixo-carbono-diretrizes-e-oportunidades>
- EPE. (31 de 12 de 2023). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2033 (PDE 2033)*. Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2033 (PDE 2033): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decadal-de-expansao-de-energia-pde>
- EPE. (30 de 09 de 2024). Fonte: *Combustíveis Sustentáveis de Aviação - Perspectivas Futuras*: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-839/CA-EPE-DPG-SDB-2024-02_Combustíveis_Sustentáveis_Aviação_Brasil.pdf
- EPE. (2024). *Balanco Energético Nacional 2024: Ano base 2023*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2024). *Fact Sheet Gás Natural como Matéria Prima para o Metanol*.

- EPE. (2024). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (1 de 08 de 2025). *Hidrogenio e Biomassa - Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia*. Fonte: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-891/NT-EPE-DPG-SDB-2025-02_H2%20e%20biomassa.pdf#search=NT%2DEPE%2DDPG%2DSDB%2D2025%2D02%5FH2%20e%20biomassa
- EPE. (24 de 06 de 2025). *Hidrogênio e Biomassa: oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia*. Fonte: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Hidrogenio-e-Biomassa-oportunidades-para-producao-e-uso-de-hidrogenio-em-sistemas-de-bioenergia>
- EPE. (2025). *Panorama Atual do Hidrogênio no Brasil*.
- EPE-a. (2024). *EPE-DEE-RE-006/2024-rev0 – Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte I*.
- EPE-b. (2024). *Nota Técnica EPE-DEE-NT-038/2024-rev0 – Atendimento à Região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba – Parte I*.
- European Renewable Gas Registry (ERGAr). (Outubro de 2024). *Renewable Gas Certification*. Fonte: <https://www.ergar.org/renewable-gas-certification/>
- EVC. (2022). *Electric Vehicle Concil*. Acesso em 14 de 09 de 2022, disponível em <https://electricvehiclecouncil.com.au/>
- Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A. A. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34-54.
- Federação das Indústrias do Estado de São Paulo. (2025). *O Biometano em São Paulo: Potencial e medidas para alavancar a produção*.
- Fernandes, F. (2008). *Substituição da Eletrotermia por Gases Combustíveis no Setor Industrial*. Tese, Doutorado em Energia. Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- FIESP. (2025). *O Biometano em São Paulo: Potencial e Medidas para Alavancar a Produção*.
- Franqueto, R., & Da Silva, J. D. (2020). Desenvolvimento histórico da valorização de biomassa do agronegócio para produção de biogás no âmbito rural. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, 9, 451-477.
- Gallo, A. B. (2018). *Avaliação da Inserção do Gás Natural no Setor Industrial Brasileiro – Uma Análise de Indicadores de Impactos Energético, Ambiental e Econômico*. . 148 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, USP.
- Garcilasso, V. P., Júnior, A. D., Santos, M. M., Joppert, C. L., & Coelho, S. (2018). *Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano: Part. I Biogás; Part. II Biometano*. (Vol. 1ª Ed.). São Paulo, Brasil: Synergia Editora.

- GASBRASILIANO. (20 de Outubro de 2022). *Projetos de Expansão da Gasbrasiliano envolvem mais Parcerias com o Setor Sucroenergético*. Fonte: <https://www.gasbrasiliano.com.br/noticias/corporativo/projetos-de-expansao-da-gasbrasiliano-envolvem-mais-parcerias-com-o-setor-sucroenergetico/>
- GECF. (2022). *Annual Statistical Bulletin*. Fonte: https://www.gecf.org/_resources/files/flipbook/gecfasb2022/#43/z
- GIZ. (2021). *A Mão de Obra na Cadeia Produtiva do Setor Solar Brasileiro*. Brasília/DF: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- GM/Kearney. (2022). *IMPACTO DE FROTA EVS NA REDE DE ENERGIA SERIA INFERIOR A 3%*. Acesso em 25 de 11 de 2022, disponível em GM: <https://media.gm.com/media/br/pt/chevrolet/news.detail.html/content/Pages/news/br/pt/2022/aug/0816-evs.html>
- GOV SP. (2020). *Plano Estadual de Recursos Hídricos 2020-2023*. São Paulo: <https://sigrh.sp.gov.br/corhi/planoestadualderecursoshidricos>.
- GOVBR. (08 de 10 de 2024). *Planalto.gov.br*. Fonte: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/114993.htm
- GOV-SP. (2022). *Balanço Energético do Estado de São Paulo 2022 - ano base 2021*.
- GOVSP. (31 de 07 de 2025). *Plano estadual de energia 2050 (RtZ) Versão de Consulta Pública. Setor de Transportes*. . Fonte: <https://smastr16.blob.core.windows.net/2001/2023/11/Plano-Estadual-de-Energia-2050-RtZ-Consulta-Publica-1.pdf>
- GranBio. (s.d.). Acesso em 4 de Julho de 2025, disponível em Etanol 2G: A produção do Etanol 2G é direta, robusta e confiável: <https://www.granbio.com/solucoes-net-zero/etanol-2g/sobre-o-etanol/>
- GWEC. (2019). *Global offshore wind report 2019*. .Global Wind Energy Council.
- Holland, S. P., Mansur, E. T., Muller, N. Z., & Yates, A. J. (2021). The environmental benefits of transportation electrification: Urban buses. *Energy Policy*, 148, 111921.
- Humbird, D., & Davis, R. (2011). *Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol*. REL.
- IBAMA. (13 de 09 de 2022). *Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore*. Fonte: IBAMA: <http://www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>
- ICAO. (July de 2023). *Volume IV, Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)*. Fonte: ICAO Library: <https://elibrary.icao.int/reader/229739/&returnUrl%3DaHR0cHM6Ly9lbGlicmFyeS5pY2FvLmludC9wcm9kdWN0LzlyOTczOQ%3D%3D>
- ICCT. (2022). *ZEBRA: Análise operacional de ônibus elétricos a bateria em São Paulo*. São Paulo.

- ICCT. (01 de 08 de 2025). *Hubs verdes: o potencial dos portos brasileiros no fornecimento de combustíveis marítimos renováveis*. Fonte: Conselho Internacional de Transporte Limpo: <https://theicct.org/publication/hubs-verdes-o-potencial-dos-portos-brasileiros-no-fornecimento-de-combustiveis-maritimos-renovaveis-jun25/>
- IEA. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019 - World Energy Outlook*. International Energy Agency.
- IEA. (2020). *Global EV Outlook*. Acesso em 30 de 08 de 2022, disponível em Entering the decade of electric drive?: https://iea.blob.core.windows.net/assets/af46e012-18c2-44d6-becd-bad21fa844fd/Global_EV_Outlook_2020.pdf
- IEA. (2020). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. Fonte: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf>
- IEA. (2021). *Global Energy Review 2021*. Paris: OECD/IEA.
- IEA. (2021). *Global EV Outlook 2021*. International Energy Agency.
- IEA. (2021). *Hydrogen in Latin America*.
- IEA. (8 de 09 de 2021). *The Role of E-fuels in Decarbonizing Transport*. Fonte: IEA: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-e-fuels-in-decarbonizing-transport>
- IEA. (2022). *Global EV Data Explorer*. Acesso em 31 de 08 de 2022, disponível em IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer>
- IEA. (2022). *Global EV Outlook 2022*. International Energy Agency.
- IEA. (2022). *Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources. Power system opportunities and best practices*. International Energy Agency.
- IEA. (29 de 09 de 2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Fonte: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- IEA. (2024). *Energy Efficiency Policy Toolkit 2024*. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.
- IEA. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*.
- IEA. (2025). *Blueprint for Action on Just and Inclusive Energy Transitions. Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions: Designing for Fairness*. INTERNATIONAL ENERGY.
- IEA Bioenergy Technology Collaboration Programme. (2024). *A perspective on the state of the biogas industry in 12 member countries of IEA Bioenergy Task 37*. IEA Bioenergy.
- IMO. (01 de 08 de 2025). Fonte: Organização Marítima Internacional (IMO): <https://www.imo.org/>
- Instituto E+. (2022). *Descarbonização do Setor de Energia no Brasil*. Instituto E+ Transição Energética, Rio de Janeiro.
- Instituto Totum. (2025). *GAS-REC Certification: Traceability instrument for Biogas and Biomethane*. (Instituto Totum) Acesso em 31 de Julho de 2025, disponível em GAS REC: <https://institutototum.com.br/totum-services/gas-rec/>

- IPCC. (2006). *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Fonte: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf
- IPCC. (2013). *Climate Change 2013: the physical science basis. Contribution of working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. Cambridge: Cambridge University Press.
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the*. Geneva: Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.).
- IPCC. (2021). *IPCC, 2021: Climate Change 2021: The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the*. Cambridge, United Kingdom and New York: Cambridge University Press.
- IPCC. (2022). *Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press.
- IPEA. (2007). *Como elaborar Modelo Lógico de programa: um roteiro básico*. Brasília: Nota Técnica, n.2.
- IRENA. (2021). *Offshore Renewables: An action agenda for deployment*. Abu Dhabi.
- IRENA. (2021). *Renewable Power Generation Costs 2021*.
- IRENA. (08 de 2022). *Wind energy Data*. Fonte: International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/wind>
- Jannuzzi, G. M., & Schipper, L. (1991). The structure of electricity demand in the Brazilian household sector. *Energy Policy*, pp. v. 19, n. 9, p. 879–891.
- JLL Data Center Outlook Global 2024. (2024). *Data Centers 2024 Global Outlook*. JLL.
- Joint Utilities of New York. (19 de 12 de 2022). *Joint Utilities of New York*. Fonte: EV Make-Ready Program: <https://jointutilitiesofny.org/ev/make-ready#:~:text=The%20goal%20of%20the%20Electric,building%20charging%20stations%20for%20EVs>.
- Junior, A. D., Etchebehere, C., Perecin, D., Teixeira, S., & Woods, J. (2022). Advancing anaerobic digestion of sugarcane vinasse: Current development, struggles and future trends on production and end-uses of biogas in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 112045.
- Júnior, A. D., Machado, P. G., Jalil-Vega, F., Coelho, S. T., & Woods, J. (2022). Liquefied biomethane from sugarcane vinasse and municipal solid waste: Sustainable fuel for a green-gas heavy duty road freight transport corridor in Sao Paulo state. *Journal of Cleaner Production*, 335, 130281.

- Keogh, N., Corr, D., O'Shea, R., & Monaghan, R. F. (2022). The gas grid as a vector for regional decarbonisation-a techno economic case study for biomethane injection and natural gas heavy goods vehicles. *Applied Energy*, 323, 119590.
- Konzen, G., Crotman, B., Santos, J., & Minini, L. (2025). *epe4md: EPE's 4MD model to forecast the adoption of Distributed Generation and Behind-the-meter energy storage*. Retrieved from Github Empresa de Pesquisa Energética: <https://epe-gov-br.github.io/epe4md/>
- LATAMOBILITY. (31 de 07 de 2025). *Eletromobilidade no Brasil: São Paulo lidera o caminho para um futuro sustentável*. Fonte: https://latamobility.com/pt-br/reportagem-eletromobilidade-no-brasil-sao-paulo-lidera-o-caminho-para-um-futuro-sustentavel/?utm_source=openai
- LCA. (17 de 04 de 2025). *Cenário macroeconômico – Apresentação para FUSP/BBO*. Fonte: LCA Consultores: <https://lcaconsultores.com.br>
- Li, J., Idrissov, C., Jaswani, J., & Takahashi, M. (2025). *Fuel Cell Electric Vehicles 2025-2045: Markets, Technologies, Forecasts*.
- Lima, J. W. (2014). *Efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica*. Relatório do Projeto P&D Estratégico 010 (PE-0064-1024/2011), AES Tiête, São Paulo.
- Lv, Z., Wu, L., Yang, Z., Yang, L., Fang, T., & Mao, H. (2023). Comparison on real-world driving emission characteristics of CNG, LNG and Hybrid-CNG buses. *Energy*, 262, 125571.
- Lynd, L. R., & Laser, M. S. (2008). *How biotech can transform biofuels*. Nature Biotechnology.
- Martins, F. d., & Martim, T. (2014). A produção do Etanol de Segunda Geração a partir do Bagaço da cana de açúcar. *Revista Latino-Americana de Inovação e Engenharia de Produção*, 2.
- MCTI. (2016). *ESTRATÉGIA NACIONAL DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO*. . Ministério de Ciência, tecnologia e inovação, Governo do Brasil.
- MCTI. (2022). *Plano nacional de Ciência e tecnologia em materiais avançados*. Ministério de Ciência, tecnologia e inovação, Governo do Brasil.
- MCTI. (2023). *Portaria 6998/2023*. Ministério de Ciência, tecnologia e inovação, Governo do Brasil.
- Microsoft. (9 de Dezembro de 2024). *Sustainable by design: Next-generation datacenters consume zero water for cooling*. (Microsoft) Acesso em 25 de Julho de 2025, disponível em <https://www.microsoft.com/en-us/microsoft-cloud/blog/2024/12/09/sustainable-by-design-next-generation-datacenters-consume-zero-water-for-cooling/>
- Milanez, A., Guimarães, D., Maia, G., Souza, J., & Lemos, M. (2018). Biogas from agroindustrial wastes: Panorama and perspectives. *Biogas – BNDES Setorial*, 47, 221–276.
- MINGORANÇA, J., E PAULO, M. M., & A SENRA, M. (2022). *Desafios do uso em larga escala de veículos elétricos: uma abordagem do ponto de vista da qualidade de energia elétrica*. Acesso em 25 de 10 de 2022, disponível em Canal Energia: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53207442/desafios-do-uso-em-larga-escala-de-veiculos-eletricos-uma-abordagem-do-ponto-de-vista-da-qualidade-de-energia-eletrica>

- Ministério de Minas e Energia. (2025). *Painel de Processo - Acesso à Rede Básica MME*. Acesso em 21 de Julho de 2025, disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/acesso-rede-basica/painel-acesso-a-rede-basica-mme>
- Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. (2024). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*.
- MME. (2014). *Portaria MME nº 24/2014. Guia de procedimentos para Acesso ao Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica e conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional*. Ministério de Minas e Energia, Brasil.
- MME. (12 de 12 de 2023). *Mercado voluntário de carbono*. Fonte: Governo Federal - Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/servicosambientais/mercado-voluntario-de-carbono>
- MME. (15 de 05 de 2024). *Política Nacional do Hidrogênio (PNH2)*. Fonte: Governo Federal – MME: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/politica-nacional-do-hidrogenio>
- MME, & EPE. (2020). *PNE 2050. Plano Nacional de Energia*. Brasília. Fonte: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio_Final_do_PNE_2050.pdf
- MME, & EPE. (2022). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Fonte: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf
- MME/EPE. (2020). *Plano Nacional de Energia 2050*. Brasília.
- MME/FDTE. (2005). *Balanço de Energia Útil 2005*. Brasília: MME.
- MobilityNow. (2022). *São Paulo aumenta desconto no IPVA para carros elétricos e híbridos*. Acesso em 21 de 09 de 2022, disponível em Mobility Now: <https://www.automotivebusiness.com.br/pt/posts/mobility-now/sao-paulo-aumenta-desconto-no-ipva-para-carros-eletricos-e-hibridos/>
- MRTS Consultoria em Engenharia. (2021). Produto VI: Impacto das Mudanças Climáticas nas Usinas Hidrelétricas da Bacia do Paraná do ponto de vista de Estudos Energéticos. São Paulo.
- NAIOP. (2025). *Best Practices in Data Center Development*. Acesso em 12 de July de 2025, disponível em <https://www.naiop.org/research-and-publications/best-practices-in-data-center-development/>
- NEOCHARGE. (31 de 07 de 2025). *NeoCharge*. Fonte: Número de carros elétricos no Brasil: <https://www.neocharge.com.br/carros-eletricos-brasil>
- Nogueira, L. F. (2022). Uso de sistemas fotovoltaicos flutuantes associados a usinas hidrelétricas como alternativa de preservação dos níveis de armazenamento nos reservatórios – estudo de caso para a UHE Três Irmãos. *Working Paper*.

- Nogueira, L. F. (s.d.). Uso de sistemas fotovoltaicos flutuantes associados à usinas hidrelétricas como alternativa de preservação dos níveis de armazenamento nos reservatórios – estudo de caso para a UHE Três Irmãos.
- NREL. (2022). *Offshore Wind Market Report: 2022 Edition*. Washington, DC: U.S. Department of Energy.
- NYSERDA. (2021). *New Work State*. Acesso em 09 de 14 de 2022, disponível em Charge Ready NY: <https://www.nyserda.ny.gov/charge-ready-ny>
- NYSERDA. (2021). *New York State*. Acesso em 09 de 14 de 2022, disponível em How the Drive Clean Rebate Works: <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/drive-clean-rebate/how-it-works>
- OCDE. (2015). *Regulatory Policy Outlook 2015, Capítulo 5*. Paris.: OECD Publishing. Acesso em 2025
- ONS. (19 de 12 de 2021). *Histórico da Operação*. Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>
- ONS. (2024). *PAR/PEL 2024 – Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN: Ciclo 2025 – 2029*.
- Pavlenko, N., & Christensen, A. (2019). The cost of supporting alternative jet fuels in the European Union. *ICCT*.
- Pereira JR, A. (2018). *Matriz energética do Estado do Rio de Janeiro: 2017-2031*. . Rio de Janeiro: Synergia.
- Pereira, C. S., & Aranda, D. A. (2007). *Transesterificação de Óleos Vegetais e Gorduras Animais*".
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. L., Rüther, R., . . . Souza, J. G. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição*. São José dos Campos - Brasil: INPE. doi:<http://doi.org/10.34024/978851700089>
- Phillips, S., & Aden, A. (2007). *Thermochemical Ethanol via Indirect Gasification and Mixed Alcohol Synthesis of Lignocellulosic Biomass*. NREL.
- PNME. (2022). *2 Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica*. Acesso em 07 de 12 de 2022, disponível em Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica: <https://www.pnme.org.br/biblioteca/2o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica-pnme/>
- PNME, & GIZ. (2019). *1º Anuário brasileiro da mobilidade elétrica*. Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica, Brasília.
- Precedence Research. (23 de Maio de 2025). *Data Center Market Size, Share, and Trends 2025 to 2034*. (Precedence Research) Fonte: Data Center Market: <https://www.precedenceresearch.com/data-center-market>
- Prefeitura/SP. (2020). *PLANCLIMASP -Plano de Ação Climática do Município de São Paulo 2020-2050*. São Paulo.

- Presidência da República (Brasil). (11 de 12 de 2024). *Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024 – Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE)*. Fonte: Planalto – Legislação: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L15042.htm
- Ramos, D., Castro, R., Camargo, L., Leoanel, L., Paiva, L., & Balan, M. (2022). Enabling Hybrid Projects through Appropriate Market Design. *Energy and Power Engineering*, 14, pp. 101-123. doi:<https://doi.org/10.4236/epe.2022.142004>
- S&P Global. (2024). Renewable gas tracking systems Value of biomethane/RNG certificates. *Commodity Insights*.
- Santos, E. M., Fagá, M. T., Barufi, C. B., & Poulallion, P. L. (2007). Gás natural: a construção de uma nova civilização. *Estudos Avançados*, 21, 67-90.
- SEADE. (2021). *Sistema Estadual de Análise de Dados*. Fonte: Site SEADE: <https://www.seade.gov.br/>
- SECI. (2020). *Published Tender(s)*. Acesso em 03 de Março de 2021, disponível em Solar Energy Corporation of India: <https://www.seci.co.in/view/publish/tender?tender=all>
- Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo. (2022). *Plano de Ação Climática e desenvolvimento sustentável para São Paulo 2050*. São Paulo.
- SEEG. (31 de 07 de 2025). *Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa*. Fonte: <https://plataforma.seeg.eco.br/>
- SEMIL. (2022). *Balanço Energético do Estado de São Paulo 2022 - ano base 2021*.
- SEMIL. (2023). *Plano Estadual de Energia 2050 - PEE 2050*. Governo do Estado de São Paulo.
- SEMIL. (2023). *Plano Estadual de Energia 2050 - Versão da Consulta Pública*.
- SEMIL. (2024). *BEESP - Balanço Energético do Estado de São Paulo*. Fonte: <https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2025/01/BEESP-2024anobase2023.pdf>
- SEMIL. (2025). *Série Informações Energéticas, 004, Resumo Bimestral de Informações Energéticas, V.01, 6º bim./2024, Janeiro/2025*.
- SEN Research. (2022). *Jan ~ Apr Battery Shipment M/S in 2022*. Acesso em 26 de 09 de 2022, disponível em SEN Research.com: <https://www.sneresearch.com/kr/home/>
- SIMA. (2021). *Plano de Ação Climática do Estado de São Paulo. Diretrizes e Ações Estratégicas. PAC Net Zero 2050*. Fonte: <https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2021/10/cop26portugues.pdf>
- SIMA. (2022). *Plano de Ação Climática e Desenvolvimento Sustentável para São Paulo*. São Paulo: Consulta Pública.
- Taherzadeh , M. J., & Karimi , K. (2014). Biofuel Production: From Biomass to Biofuel.

- TCU. (2011). *Técnica de indicadores de desempenho para auditorias*. . Tribunal de Contas da União, Secretaria-geral de controle externo e Secretaria de Fiscalização e Avaliação de Programas de Governo. , Brasília.
- Tong, F., Hendrickson, C., Biehler, A., Jaramillo, P., & Seki, S. (2017). Life cycle ownership cost and environmental externality of alternative fuel options for transit buses. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 57, 287-302.
- UK. (2011). *HM Treasury, The Magenta Book: Guidance for Evaluation*.
- UK. (2025). *Energy Strategy. The path to net zero energy*. UK government., Department for the economy.
- Uptime Institute Inttelligence. (2025). *Data Centers*. Fonte: <https://uptimeinstitute.com>
- Verra. (1 de 06 de 2024). *Verified Carbon Standard (VCS) Program*. Fonte: <https://verra.org/project/vcs-program/>
- Wallbox. (2020). *The Ultimate Guide to EV Incentives In Germany*. Acesso em 13 de 09 de 2022, disponível em https://wallbox.com/en_nz/ev-incentives-in-germany
- Wang, W.-C., & Ling, T. (2016). Bio-jet fuel conversion technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Webmotors . (2022). *Webmotors vê alta expressiva na procura por veículos elétricos* . Acesso em 25 de 10 de 2022, disponível em WebMotors: <https://veja.abril.com.br/economia/webmotors-ve-alta-expressiva-na-procura-por-veiculos-eletricos/>
- WEC. (7 de 10 de 2021). *Hydrogen on the Horizon: Ready, Almost Set, Go?* Fonte: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Council__World_Energy_Insights_Brief_-_Hydrogen_on_the_Horizon__Ready_Almost_Set_Go.pdf
- WEC. (31 de 3 de 2021). *World Energy Council*. Fonte: <https://www.worldenergy.org.tr/global-energy-review-2021/>
- Wiser, R. H., Bolinger, M., Gorman, W., Rand, J., Jeong, S., Seel, J., . . . Paulos, B. (2020). *Hybrid Power Plants: Status of Installed and Proposed Projects*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Yang, F., & Yao, Y. (2025). Sustainable aviation fuel pathways: Emissions, costs and uncertainty. *Resources, Conservation and Recycling*.
- Yousuf, A., & Gonzalez-Fernandez, C. (2022). *Sustainable Alternatives for Aviation Fuels*.

AGRADECIMENTOS

(após aprovação e publicação):

ANEXO I - SISTEMA DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO (M&A) E INDICADORES

O contínuo monitoramento e avaliação do PPDE 2034, por meio de um conjunto de indicadores, é fundamental para:

- (i) **a gestão do plano:** possibilita gerar informação ao tomador de decisões quanto ao processo da execução do PEE/SP 2050 possibilitando identificar ajustes necessários para o atingimento do objetivo central;
- (ii) **transparência do plano:** mostram o andamento da execução as partes interessadas de forma a manter a transparência de sua execução.

As recomendações, explicitadas de forma adaptada a um Plano consolidando a etapa de planejamento tático, serão avaliadas sob duas perspectivas:

- **Avaliação de processo:** busca avaliar como a ação foi implementada, com foco nos meios e processos empregados e como eles contribuíram para o sucesso ou fracasso na obtenção dos objetivos esperados;
- **Avaliação de impacto:** busca avaliar se a ação implementada de fato agiu sobre o problema identificado, quais impactos positivos ou negativos foram gerados, como estes se distribuíram entre os diferentes grupos e se houve impactos inesperados.

Além destas duas o documento recomenda uma avaliação econômica que pondera sob uma análise de custo x benefício. Todavia, é um indicador de difícil sistematização devido a característica de ser um plano, portanto com muitas frentes.

A proposta no PPDE 2034 para M&A inicia-se com indicadores principais e conclui-se com a proposta de um Sistema “Dashboard de Acompanhamento”.

a. Indicadores de PROCESSO

São dois tipos de indicadores de processo que se deve acompanhar na avaliação do processo de implementação do conjunto das ações recomendadas pelo PPDE 2034: (i) energia; (ii) infraestrutura. O primeiro grupo visa acompanhar o foco principal do plano que é a energia, enquanto o segundo visa acompanhar um dos meios fundamentais de tornar a projeção possível que é a infraestrutura.

Grupo 1 de indicadores: ENERGIA

O primeiro grupo de indicadores de energia (Tabela 19) são números simples e com metodologia bem conhecida e aplicada pelo estado.

Tabela 19 – Indicadores de processo – Energia (Fonte: elaboração própria)

Indicador	Objetivo	Cálculo
Consumo Total de energia	Este indicador visa monitorar a velocidade para atingir o resultado projetado. Como o consumo é algo que gera emissão, se for maior que 1 mostra alerta e precisa rever as ações de forma a não interferir na meta. Deve ser visto de forma conjunta com os outros Indicadores para uma análise da eficácia do Plano.	Indicador do consumo total do ano vigente: $CV = C_t^B / C_t^P$ onde: C_t^B = Consumo do ano vigente “t” publicado pelo balanço energético estadual; C_t^P = consumo cenarizado para o ano vigente “t” pelo PPDE 2034
Consumo de energia desagregado	Este indicador visa monitorar a velocidade para atingir o resultado projetado por segmento. Como o consumo é algo que gera emissão, se for maior que 1 mostra alerta e precisa rever as ações de forma a não interferir na meta projetada. Deve ser visto de forma conjunta com os outros Indicadores para uma análise da eficácia do Plano.	Indicador do consumo do ano vigente por segmento: $CVD = C_{ts}^B / C_{ts}^P$ onde: C_{ts}^B = Consumo do ano vigente “t” publicado pelo balanço energético estadual no segmento “s”; C_{ts}^P = consumo cenarizado para o ano vigente “t” pelo PPDE 2034 no segmento “s”; “t” varia de 2024 a 2034; “s” = setor industrial; setor energético; setor residencial; setor comercial; setor público; setor agropecuário; setor de transporte; energia elétrica; importação
Oferta de energia	Este indicador visa monitorar a velocidade para atingir o resultado projetado. Como a oferta é algo que gera emissão, precisa ser analisado conjuntamente com o percentual renovável. Deve também ser visto de forma conjunta com os outros Indicadores para uma análise da eficácia do Plano.	Acompanhar os empreendimentos de geração e produção de energia do Estado. Este indicador é apresentado de forma mais detalhada no “Dashboard Acompanhamento” descrito no item a seguir deste relatório.
Percentual de energia renovável	Este indicador tem o objetivo de avaliar se a oferta se mantém dentro do parâmetro de renovabilidade da matriz	Razão entre a soma das fontes renováveis sobre a oferta total calculada. Este indicador é apresentado de forma mais detalhada no “Dashboard Acompanhamento” descrito a seguir no relatório.
Intensidade energética	Este indicador visa mostrar a eficiência do consumo energético no Estado. Como o consumo é algo que gera emissão, se for maior que 1 mostra alerta e precisa rever as ações de forma a não interferir na meta projetada. Fundamental este indicador ser analisado de forma conjunta com todos os indicadores propostos de forma a ter uma análise completa. O PPDE 2034 prevê uma	Razão entre consumo total de energia do Estado no ano vigente (publicado pelo Balanço energético estadual) pelo PIB do Estado no ano vigente (publicado no IBGE).

	intensidade energética sempre abaixo de 1 em todos os anos de projeção.	
--	---	--

Adicionalmente a estes indicadores gerais e tradicionais, o Plano propõe um conjunto de indicadores para acompanhar as diferentes rotas trabalhadas no PPDE 2034 que detalham cada indicador proposto acima que definimos como subgrupos: Consumo, Oferta e Eficiência. A Tabela 20 apresenta de forma resumida o conjunto de indicadores que compõe estes subgrupos.

Tabela 20 – Indicadores adicionais do Grupo Energia (Fonte: Elaboração própria)

Subgrupo 1	Subgrupo 2	Indicador de acompanhamento	Meta do indicador do PPDE 2034	Descrição do indicador
Consumo	Combustíveis	Crescimento consumo combustíveis	7,30%	Este indicador visa mostrar a velocidade para atingir a projeção em 2034. Como o consumo analisado junto ao percentual de combustíveis renováveis, pode justificar um deslocamento das emissões projetadas. Fundamental este indicador ser analisado de forma conjunta com os indicadores de consumo desagregado, o indicador de acompanhamento das ações e o indicador de impacto dado pelas emissões
	Energia Elétrica	Crescimento consumo energia elétrica	19%	Este índice deve ser analisado de forma global. Índice elevado pode significar diferentes coisas, por exemplo um PIB melhor do que o projetado. Uma eletrificação mais intensa e/ou uma estagnação do avanço da eficiência energética.
	Parcela renovável	Percentual renovável de consumo de combustíveis	66%	Índice mostra o crescimento da matriz renovável. Serve de análise para de desvios nos índices de emissões, se alinhado ao valor do consumo de combustíveis totais.
	Data centers	Capacidade Instalada Data Centers (rede básica)	3,4 GW	Este indicador possibilita aferir a expansão de Data Centers (conectados diretamente na rede básica) realizada versus projetada (PPDE) no horizonte 2034.
		Consumo de Energia por Data Centers (rede básica)	28 TWh	Este indicador possibilita aferir o consumo de energia por Data Centers (conectados diretamente na rede básica) realizada versus projetada (PPDE) no horizonte 2034.
Eficiência	Programa de Gestão Energética em Municípios	Número de municípios com iluminação pública LED até 2034;	300 municípios com IP 100% LED até 2034	Nº de municípios com IP 100% LED
		Percentual de Redução do consumo de energia em municípios até 2034.	% redução consumo energético municipal	% redução média do consumo elétrico municipal (base 2024)
	Eficiência em Edificações	Percentual dos novos e existentes empreendimento públicos, residenciais, comerciais e industriais etiquetados até 2034;	% novos empreendimentos etiquetados (meta 40% nos novos até 2034)	Cobertura da etiquetagem em novos empreendimentos
		Percentual de unidades existentes que sofreram <i>retrofit</i> ;	% unidades existentes retrofitadas (meta ex.: 10% até 2034)	% de estoque submetido a <i>retrofit</i>
	Eficiência energética na Gestão pública	Percentual de compras públicas com selo Procel A até 2034	100%	% das compras públicas estaduais com equipamentos Procel A
		Percentual de redução nas perdas comerciais em áreas beneficiadas.	% redução nas perdas comerciais nas áreas beneficiadas	Redução de perdas (kWh)
	Cogeração	Capacidade de cogeração instalada (MW)		Soma de potências instaladas (CHP) em operação

Oferta	RED - Recursos Energéticos Distribuídos	Potência Instalada de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída)	6 GW de potência MMGD em São Paulo até 2034	Avalia a expansão da geração distribuída no Estado de São Paulo.
	Armazenamento e Flexibilidade	Capacidade Instalada de Armazenamento (SAE)	2 GWh de capacidade de armazenamento instalada	Acompanha a implantação de sistemas de armazenamento e sua integração à rede.
	UFV	Capacidade UFV	2,1 GW	Este indicador possibilita aferir a expansão realizada versus projetada (PPDE) no horizonte 2034.
	Matriz	Matriz de Geração de Energia Elétrica	Hidro (62,4%); UFV (2,0%); Bagaço (22,3%); Biogás (8,3%); Outras Biomassas (0,9%); Gás Natural (4,0%); Resíduos Florestais (0,1%); Fóssil/Coque Petróleo (0,0%)	Este indicador possibilita aferir a participação percentual de cada fonte, em termos de geração, na matriz paulista.
	Parcela renovável	Percentual renovável de energia elétrica	98%	Este indicador possibilita aferir a participação percentual das fontes renováveis, em termos de geração, na matriz paulista.
	Importação	Importação de Energia (Balanço Energético)	52% (Importação de Energia)	Este indicador apresenta o resultado da comparação entre a Oferta e a Demanda, determinando o montante de energia importada para atendimento da carga.
	Biometano	Biometano	2.250.000 Capacidade instalada total (Nm ³ /dia)	Aumento da capacidade instalada de biometano
		Volume de Combustível Biometano certificado (% volume)		Volume certificado/volume total (por notas fiscais e selos)
	Hidrogênio	H ₂ da Reforma GN	25%	Percentual de redução da produção de hidrogênio obtido da partir da reforma do gás natural
		H ₂ Baixo Carbono	18	Número de vezes que a produção anual de hidrogênio de baixo carbono deverá crescer no ESP a partir de 2025
	SAF	(Crescimento) Volume de produção no ESP de SAF com rotas baseadas em matérias-primas locais (mil m ³ /ano);	Cumprimento dos mandatos ProBioQAV e CORSIA a partir de 2027 no ESP	Indicativo da eficácia das políticas no fomento ao crescimento da produção de SAF
		(Crescimento) Número de biorrefinarias em operação ou em desenvolvimento no ESP para produção de SAF (unidades);		Indicativo da eficácia das políticas no fomento ao crescimento da produção de SAF
	Acompanhamento do crescimento da utilização de SAF nos principais aeroportos do ESP	Participação de SAF no consumo de QAV nos principais aeroportos do ESP (Guarulhos, Viracopos e Congonhas) (%)		Indicativo da eficácia da implementação da infraestrutura e distribuição de SAF aos principais aeroportos do ESP

Grupo 2 de indicadores: INFRAESTRUTURA

O segundo grupo de indicadores, infraestrutura, também são números simples com base em levantamentos. A Tabela 21 apresenta os indicadores referentes a este grupo.

Tabela 21 – Indicadores do grupo de Infraestrutura (fonte: Elaboração Própria)

Subgrupo 1	Subgrupo 2	Indicador de acompanhamento	Meta do indicador do PPDE2034	Descrição do indicador
Crescimento da Rede de distribuição de gás	Rede de Gás	Extensão da rede de distribuição		Tamanho da rede de distribuição de gás canalizado
	Biometano	Crescimento da Capacidade conectada de biometano (Nm ³ /d)		Capacidade contratada dos produtores de biometano conectados à rede
Crescimento da Frota menos poluente	Frota rodoviária pesada com propulsão elétrica	Número de licenciamentos de caminhões e ônibus elétricos	Frotas (2034) TOTAL_Trucks_BEV = 37.326 TOTAL_VUC_BEV = 13.945 TOTAL_BUS_BEV = 22.738	Acompanhamento anual do crescimento da frota de caminhões e ônibus elétricos
	Frota rodoviária leve com propulsão eletrificada	Número de licenciamentos de veículos leves eletrificados	Frota (2034) AUTO_PHEV_Flex = 591.424 AUTO_BEV = 916.095 AUTO_HEV_Gasol = 56.108 AUTO_HEV_Flex = 869.320 MOTO_BEV = 91637	Acompanhamento anual do crescimento da frota de automóveis e motocicletas elétricas
	Frota rodoviária comercial leve com propulsão eletrificada (furgões e vans)	Número de licenciamento de veículos comerciais leves eletrificados	Frotas (2034) CL_BEV_frotas = 229.929 CL_PHEV_frotas = 95.157	Acompanhamento anual do crescimento da frota de vans comerciais leves elétricas
	Frota rodoviária comercial leve com propulsão a gás (furgões e vans)	Número de licenciamento de veículos comerciais leves a gás	Frotas (2034) CL_GAS = 84.207	Acompanhamento anual do crescimento da frota de vans e furgões comerciais leves a gás
	Frota rodoviária pesada com propulsão a gás (GN e biometano)	Número de licenciamentos de caminhões e ônibus a gás	Frotas (2034) TOTAL_Trucks_GAS = 34.043 TOTAL_VUC_GAS = 9.673 TOTAL_BUS_GAS = 8.100	Acompanhamento anual do crescimento da frota de caminhões e ônibus a gás
	Eletrificação das embarcações costeiras	Demanda de eletricidade em embarcações	Número de embarcações eletrificadas	Acompanhamento anual do número de embarcações eletrificadas
	Veículos pesados convertidos para GNV/biometano (nº)	Registros RENAVAL por combustível/alteração	número de veículos pesados convertidos para GN/biometano	Acompanhamento anual do número de veículos pesados convertidos para gás
	Transição da frota de cabotagem diesel para amônia e sintéticos	Demanda de amônia e sintéticos em embarcações	Número de embarcações eletrificadas	Acompanhamento anual do número de embarcações de cabotagem com propulsão por amônia e sintéticos
Ampliação da cobertura Ferroviária	Quilômetros de linhas férreas	km adicionais em linhas (ferroviárias de carga, TICs e metroviárias)	450 km	Acompanhamento anual do crescimento de linhas (ferroviárias de carga, TICs e metroviárias)
Rede de abastecimento de baixo carbono	Pontos de Abastecimento (PA) de gás biometano para pesados	Número de PA em garagens de ônibus; estradas e rodovias; Centros de Distribuição; Ind. Sucrenergética e Aterros sanitários	PA_garagen_bus: 387 PA_estradas_bus: 1.000 PA_CentDist_trucks: 624 PA_aterros_trucksRSU: 200 PA_indSucr_trucks: 200	Acompanhamento anual do crescimento do número de pontos de abastecimento de gás (GN e Biometano) para caminhões e ônibus
	Infraestrutura de abastecimento no porto combustível avançado (bunker)	Número de pontos de abastecimentos no Porto de Santos e São Sebastião	1 ponto em Santos 1 ponto em São Sebastião	Acompanhamento anual do número de pontos de abastecimento de combustíveis sintéticos em portos do Estado
	Pontos de Recarga (PR) de veículos elétricos para pesados	Número de PR em garagens de ônibus; estradas e rodovias e Centros de Distribuição;	PR_garagen_bus: 5.444 PR_estradas_trucks: 2.570 PR_CentDist_trucks: 1.000	Acompanhamento anual do crescimento do número de pontos de recarga para caminhões e ônibus
	Infraestrutura de recarga de eletricidade em portos e travessias	Número de pontos de recarga elétrica para embarcações	1 ponto em Santos 1 ponto em São Sebastião	Acompanhamento anual do número de pontos de recarga para embarcações atracadas

Digitalização e Medição Inteligente	Instalação de Medidores Inteligentes (<i>Smart Meters</i>)	Número de Instalação de Medidores Inteligentes (<i>Smart Meters</i>)	10 milhões de medidores inteligentes instalados	Monitora o avanço da digitalização das redes e instalação de medidores inteligentes.
-------------------------------------	--	--	---	--

b. Indicadores de Avaliação de IMPACTO

O PPDE 2034 propõe o acompanhamento das emissões de GEE relacionadas ao setor de energia no ESP. O Monitoramento e avaliação das emissões de GEE desempenham um papel essencial no monitoramento e alcance eficaz dos objetivos de redução de emissões e cumprimento das propostas estabelecidas no presente plano. Este monitoramento é feito por meio do balanço de carbono, conforme capítulo específico sobre o tema. A Tabela 22 apresenta os indicadores de impacto propostos.

c. Transparência e Avaliação

Busca-se indicadores com características conforme recomendações clássicas: simples e fáceis de se mensurar, utilizando bases confiáveis e economicamente viáveis e passíveis de rastreabilidade.

A segunda etapa do monitoramento da política pública é divulgar as informações identificadas na fase anterior, mensuração, e divulgação para o público interessado. O presente plano é uma ferramenta de relato do ponto de partida da estratégia do estado para a energia, e o observatório, em conjunto com a atualização contínua do Dashboard construído com o plano, visa dar periodicidade e transparência ao público especializado.

A avaliação (ou verificação) é a última etapa, sendo um processo crítico e independente que garante a confiabilidade do principal impacto do plano: os relatórios de emissões. Auditores devem avaliar a conformidade das práticas de mensuração e relato com os padrões aceitos, assegurando que as informações divulgadas estejam em conformidade com a realidade. A verificação proporciona uma validação externa das ações de redução de emissões, garantindo que os resultados sejam confiáveis e que as metas sejam alcançadas.

Tabela 22 – Indicadores de Impacto

Grupo de indicador	Subgrupo 1	Subgrupo 2	Indicador de acompanhamento	Meta do indicador do PPDE 2034	Descrição do indicador
Ambiental	Emissões	Emissões totais	Redução de Emissões decorrentes das frentes trabalhadas pelo PPDE 2034	18,10%	
		Verificação do cumprimento dos mandatos de redução de emissões do ProBioQAV e CORSIA no ESP	Redução de emissões na aviação no ESP, em atendimento aos mandatos ProBioQAV e CORSIA, pelo uso de SAF (tCO ₂ e)	Cumprimento dos mandatos ProBioQAV e CORSIA a partir de 2027 no ESP	Verificação anual da aderência ao cumprimento dos mandatos ProBioQAV e CORSIA no ESP

Social	Emprego e Impactos Econômicos dos Investimentos em T&D		Empregos e Benefícios Econômicos Gerados	1,15 milhão de empregos e R\$ 480 bi/ano de benefícios econômicos	Avalia o impacto socioeconômico e os benefícios dos investimentos do PPDE.
	Empregos em eficiência energética		Geração de empregos em serviços técnicos, obras e auditoria energética.	Geração de empregos diretos (estimativa)	Empregos gerados por retrofits
	Qualidade e Confiabilidade		Redução Média de DEC e FEC	Redução de 2,8h no DEC e 1,8 interrupções no FEC	Monitora a melhoria da continuidade do fornecimento elétrico.
Econômico	Investimentos e Execução Financeira		Execução Financeira dos investimentos em T&D no PPDE 2034	R\$ 153,7 bilhões investidos até 2034	Mede o percentual de execução financeira do total previsto no plano decenal.

O monitoramento em conjunto com a transparência e a avaliação cria um processo sobre a qual busca garantir a eficácia do plano de energia.

a. Proposta consolidada dos indicadores gerais

A Tabela 23 apresenta todos os indicadores gerais por tipo, grupo e informações associadas, consolidando a proposta de indicadores do Plano. No anexo 1 é apresentada a planilha completa com os indicadores adicionais.

Sistema de Acompanhamento

As principais características propostas dão formatação a um sistema independente e modular para monitoramento contínuo de investimentos no Estado de São Paulo, com foco na integração, análise e visualização de dados de forma dinâmica e acessível para gestores e stakeholders da sociedade paulista e que seja independente de uma ou outra metodologia de cálculo de cenários.

Tabela 23 – Resumo dos indicadores propostos (fonte: elaboração Própria)

Tipo	Grupo	Elemento	Indicador	Meta de controle	Fonte	Resp.	Freq.	Prazo	Risco
Processo	Energia	Percentual do Consumo Total	Valor previsto/Valor contabilizado	Previsto no PDEE	Balanço Energético Estadual e PDEE	SEMIL	Anual	2034	Médio (dados)
		Percentual do Consumo de energia desagregado	Valor previsto/Valor contabilizado						
		Oferta	Valor previsto/Valor contabilizado		(Dashboard)				
		Percentual Renovável	Consumo de Energia total dividida pela soma de energia renovável						
		Intensidade Energética	Energia dividida pelo PIB		Balanço Energético Estadual e PDEE				
	Infraestrutura	Infraestrutura implementada	infraestrutura prevista/ infraestrutura Executada		(Dashboard)				
	Ações	Tarefas implementadas	Percentual de finalização das tarefas		PDEE e SEMIL				
Impacto	ambiental	Emissões	Balanço de Carbono		(Dashboard)				Alto (metodologia e dados)
	social	emprego	quantidade de empregos gerados por tópicos do PDEE SP levantados em estudos setoriais	Comparação do cenário base	Estudos setoriais				
	econômico	investimento	Valor de empreendimentos previstos no plano	Comparação com o ano base	(Dashboard)				

Estrutura do painel de acompanhamento (dashboard)

O sistema será composto por duas partes, conforme mostrado na Figura 44:

1. Estruturação do Plano de Investimentos - Carregamento das projeções de cenários de emissões e outros indicadores que se façam necessários, Cadastramento e manutenção do cadastro de investimentos atualizados, através de importadores e interface ao usuário a definir.
2. Visualização do Dashboard - Ferramenta interativa para acompanhamento do efeito das políticas através de agrupamentos de investimentos realizados e projetados, as emissões projetadas, cronograma de investimentos junto com comparações entre cenários e análise de emissões relacionadas.

Principais funcionalidades e resultados esperados

Base de Dados Centralizada - Um banco de dados estruturado integrará informações atualizadas de investimentos e projeções, permitindo a contabilização e análise ao longo do tempo.

Importação e Extração de Dados - Interfaces para atualização contínua dos dados de investimentos e cenários projetados.

Dashboards Customizados:

- Dashboard 1: Acompanhamento de investimentos realizados versus previstos.
- Dashboard 2: Comparação de cenários projetados.
- Dashboard 3: Monitoramento de emissões relacionadas.

Escalabilidade e Independência - O sistema será projetado para funcionar de forma autônoma, podendo ser utilizado como uma solução permanente para o monitoramento de investimentos no estado, independente dos estudos do plano inicial.

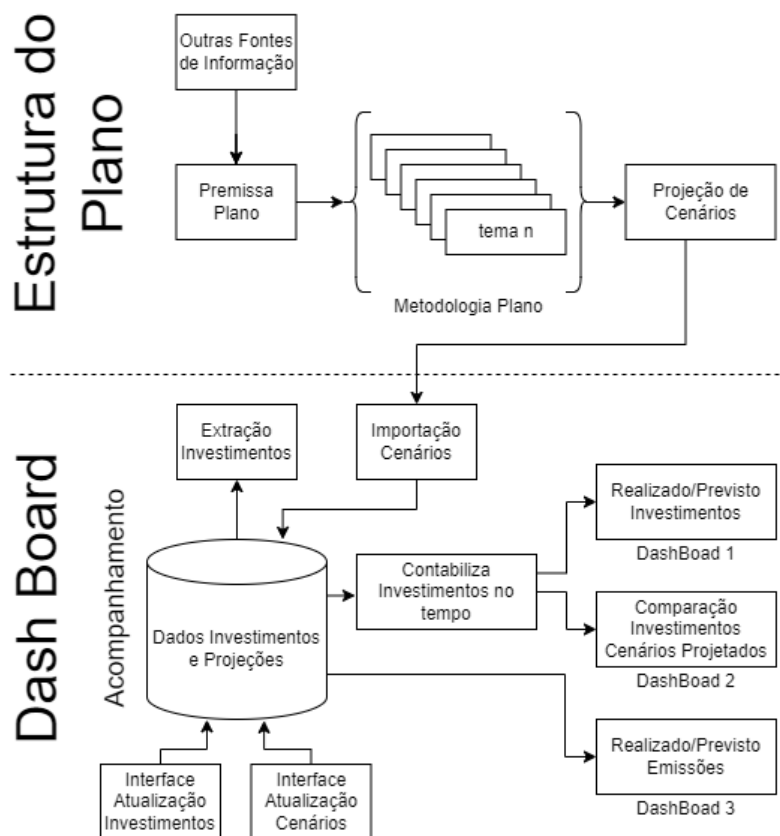


Figura 44 - Concepção do Sistema de Acompanhamento

Interface de Usuário: Visualização intuitiva e flexível por meio de dashboards, facilitando a tomada de decisões baseada em dados confiáveis e atualizados.

Impacto Esperado: O sistema permitirá maior transparência e eficiência no acompanhamento de investimentos públicos e privados, oferecendo uma base sólida para avaliação de políticas e planejamento estratégico no Estado de São Paulo.

Política de P&D estadual e promoção da inovação

Historicamente os pilares do setor de energia nacional são a modicidade tarifária, a segurança energética e a universalização do acesso. Os mesmos três pilares embasam as políticas estaduais no Brasil.