



Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística

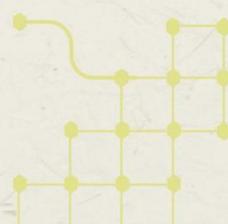
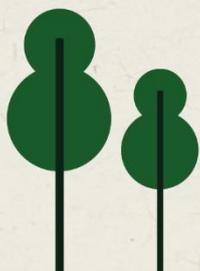
SÃO PAULO GOVERNO DO ESTADO

## Sumário Executivo

# PLANO ESTADUAL DE ENERGIA 2050



Maio de 2024



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**

SUBSECRETÁRIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO

**Marisa Maia de Barros**

SUBSECRETÁRIO DE MEIO AMBIENTE

**Jônatas Souza da Trindade**

SUBSECRETÁRIO DE LOGÍSTICA E TRANSPORTES

**Denis Gerage Amorim**

SUBSECRETÁRIA DE RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO BÁSICO

**Samanta Souza**

---

---

# Participantes - Subsecretaria de Energia e Mineração

## **COORDENAÇÃO GERAL**

Marisa Maia de Barros

## **COORDENAÇÃO TÉCNICA**

Marisa Maia de Barros

## **EQUIPE TÉCNICA**

Gustavo Pereira dos Santos

Jacqueline Faiolo Terto de Oliveira

João Manoel Alves

Lucas Santana Bittencourt

Silvia Regina de Aquino

---

# Participantes - POLI/USP

## **COORDENAÇÃO GERAL**

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

## **CONSULTORES SÊNIOR**

Prof. Dr. José Sidnei Martini

Prof. Dr. Antonio Marcos de Aguirra Massola

## **COORDENAÇÃO EXECUTIVA**

Ubiratan Francisco Castellano

## **COORDENAÇÃO TÉCNICA**

Roberto Castro

## **EQUIPE PARA DEFINIÇÃO DO PLANO DE AÇÕES E POLÍTICAS PÚBLICAS**

Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti

Ricardo Lima

Leonardo Ivo

Lucas Motta

## **CADERNO 1 - CENÁRIOS MACROECONÔMICOS**

Bráulio Borges

Roberto Castro

## **CADERNO 2 - DEMANDA E BALANÇO ENERGÉTICO**

Mateus Henrique Balan – Líder

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes – Líder

Vinícius Oliveira Silva

Miguel Edgar Morales Udaeta

Matheus Sabino Viana

Roberto Castro

Cyro Vicente Boccuzzi

### **CADERNO 3 – OFERTA DE ELETRICIDADE**

Luiz Armando Steinle Camargo – Líder

Margareth de Cássia Oliveira Pavan

Pedro Souza Rosa

Laís Domingues Leonel

Cosme Rodolfo R. dos Santos

Martin Melo Dias

### **CADERNO 4 – GÁS NATURAL, ENERGIA NUCLEAR E BIOMETANO**

Edmilson Moutinho dos Santos

Margareth de Cássia Oliveira Pavan

### **CADERNO 5 – TRANSPORTE**

Rafael Herrero Alonso

Ubiratan Francisco Castellano

David Tsai

Ingrid Graces

Thenartt Vasconcelos Barros Junior

### **CADERNO 6 – HIDROGÊNIO**

Ennio Peres da Silva

Carla Kazue Nakao Cavaliero

## **CADERNO 7 – MUDANÇAS CLIMÁTICAS**

José Wanderley Marangon Lima

Michelle Simões Reboita

Benedito Claudio da Silva

Fabiana G. Viana

## **CADERNO 8 – EMISSÕES DE GEE**

Munir Y. Soares

Fabio A. Diuana

Luiz Bernardo Baptista

Táisa Nogueira Morais

David Tsai

## **CADERNO 9 – MECANISMOS DE MERCADO PARA CRÉDITOS DE CARBONO**

Fernando Amaral de Almeida Prado Jr.

Fabiana Gama Viana

# Apresentação

Um plano é o resultado de estudos desenvolvidos para subsidiar o atingimento de uma meta.

A meta aqui considerada é que o Estado de São Paulo, desde agora até 2050, disponha da energia suficiente para atender seus cidadãos e sua economia, de maneira coerente com o planejamento energético do País, aproveitando as riquezas naturais e tecnologias que o Estado dispõe, chegando em 2050 com um balanço de emissões de gases de efeito estufa minimizado.

Para atingir a meta preconizada, no âmbito da energia, foi elaborado o presente plano que, em sua essência, tem como visão geral apresentar a situação energética do Estado, no momento atual, definir como se quer chegar em 2050, pesquisar os caminhos de como evoluir de hoje até 2050, escolher o melhor caminho a ser seguido segundo os critérios convenientes e disponibilidades, dividir esse caminho em etapas, estabelecer indicadores que permitam acompanhar essa evolução, estabelecer meios para corrigir os desvios de percurso que surjam, até atingir o balanço de emissões de gases de efeito estufa zerado em 2050.

Por se tratar de um plano de longo prazo, com horizonte de cerca de três décadas, os cenários e as recomendações aqui apresentados são indicativos, servindo de orientação para o estabelecimento de ações de curto e médio prazos, que deverão ser tomadas à luz das políticas que sejam implementadas, nas gestões governamentais que se sucedam.

**TARCÍSIO DE FREITAS**

Governador do Estado de São Paulo

# Disclaimer

Este documento expressa a expectativa da evolução do Plano Estadual de Energia 2050 – PEE 2050. Trata-se de uma proposta de plano de longo prazo, o que lhe confere o caráter de uma proposta indicativa da expansão.

Dado seu caráter indicativo, as metas aqui definidas, bem como suas respectivas métricas de avaliação, são orientativas, associadas às expectativas de evoluções indicadas de diversos fatores.

Adicionalmente, as projeções elaboradas são baseadas nas melhores práticas, ferramentas e informações disponíveis, bem como nos marcos legais e regulatórios vigentes no momento da conclusão dos trabalhos (agosto de 2023). Quaisquer desvios entre as projeções e os valores que se realizarem são perfeitamente admissíveis, considerando o horizonte de longo prazo visualizado, fato que enseja um acompanhamento periódico para evidenciar e justificar possíveis discrepâncias que se verifiquem, bem como para ajustar a rota para o atingimento dos objetivos do Plano.

Este Plano constitui-se em uma ferramenta auxiliar importante para a definição da política energética do Estado de São Paulo, a partir de 2023, mas não pode ser tomado como único elemento nesta política, uma vez que a completude de uma política energética depende da conciliação de diretrizes, aqui traçadas, com outros segmentos da infraestrutura paulista, bem como das evoluções legais e regulatórias acerca do tema, as quais não fazem parte do escopo do presente trabalho.

Embora se recomende que os resultados aqui apresentados sejam tomados como sinalização dos eixos de evolução do Plano Estadual de Energia para São Paulo, estes devem ser considerados como guias orientativas a serem analisadas pelos investidores dos diversos setores em seus próprios modelos de decisão de investimento e de análise de risco.

As responsabilidades pelos resultados de eventuais decisões tomadas por investidores e público de interesse, mesmo que tenham este documento como base, não poderão ser atribuídas ao Governo do Estado de São Paulo, através de quaisquer de suas Secretarias envolvidas e, nem tampouco, às instituições e aos profissionais responsáveis pela elaboração do Plano ora apresentado, assim como da equipe de coordenação ou equipe técnica envolvida no projeto.

Da mesma forma, as metas consideradas e apresentadas no presente Plano, bem como suas métricas de avaliação, estão associadas às diretrizes que levam em conta os atuais cenários utilizados e são indissociáveis destes, não podendo ser consideradas como responsabilidade do Governo Paulista, bem como de nenhuma pessoa ou instituição envolvida na elaboração deste documento.

# Sumário

Sumário Executivo do PEE/SP 2050 .....	10
1.1 Introdução .....	10
1.2 Cenários Macroeconômicos e demanda de energia elétrica .....	13
1.3 Oferta e Balanço de Energia Elétrica .....	20
1.4 Energia Térmica e Combustíveis.....	35
1.5 Balanço de Emissões de Gases de Efeito Estufa.....	44
1.6 Setor de Transportes .....	50
1.7 Conclusão – Plano de Ações.....	57

# Sumário Executivo

---

## 1.1 Introdução

O Estado de São Paulo aderiu às campanhas *Race to Zero* e *Race to Resilience*, no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – ONU, por meio da publicação do Decreto estadual nº 65.881/2021, visando a redução de emissões de gases de efeito estufa e a resiliência climática.

No mesmo dispositivo foram definidos como ações a serem implementadas o Plano de Ação Climática 2050 (PAC 2050), contemplando metas intermediárias de redução de emissões de gases de efeito estufa definidos pelo Protocolo de Quioto para os anos de 2030 e 2040 e a neutralização de emissões líquidas até 2050, o Plano de Adaptação Climática, contendo a análise de riscos e vulnerabilidade climática para o Estado de São Paulo, e o Plano Estadual de Energia.

Neste contexto se insere o Plano Estadual de Energia 2050 (PEE/SP 2050), que tem por objetivo fornecer subsídios ao Governo do Estado de São Paulo para desenvolver suas políticas climáticas voltadas à descarbonização do setor de energia, com a meta de redução nas emissões líquidas de GEE, até o ano 2050.

O PEE/SP 2050, desenvolvido em consonância com o Plano de Ações Climáticas de São Paulo (PAC/SP *NetZero* 2050), tem como objetivo estabelecer diretrizes e apontar rotas tecnológicas para o desenvolvimento de soluções visando a descarbonização do setor de energia, tanto do ponto de vista da oferta, quanto da demanda.

As rotas de descarbonização apontadas no PEE/SP 2050, cujo desenvolvimento tecnológico foi pautado pelos cenários macroeconômicos formulados para o Estado, no horizonte de estudo, e pelos conceitos de energia 4D<sup>1</sup>, eficiência energética, eletrificação de processos produtivos, produção de hidrogênio de baixo carbono, finanças verdes, adaptabilidade, resiliência e descarbonização do transporte, que surgem como temas transversais aos respectivos setores.

Desse modo, foram estabelecidas as rotas de descarbonização do setor de energia do Estado, a partir de avaliações qualitativas e quantitativas, que permitiram a definição de metas, tendo em vista as seguintes linhas de avaliação e pesquisa:

- Visão de futuro tecnológico;
- Tendências em temas disruptivos (como os processos de Captura, Armazenamento e Uso de CO<sub>2</sub> – CCUS);

---

<sup>1</sup> Descarbonizado, descentralizado, digitalizado e diversificado

- Cenários econômicos (incluindo considerações sobre a produtividade da economia no horizonte 2023/2050);
- Cenários de oferta e demanda dos energéticos de principal interesse:
  - Eletricidade
  - Biomassa, biocombustíveis e resíduos;
  - Disponibilidade hídrica e usos múltiplos da água;
  - Geração de energia eólica *offshore*;
  - Geração de energia elétrica centralizada e atrás do medidor, pela fonte solar;
  - Desenvolvimento de projetos híbridos de geração de eletricidade;
  - Novas gerações de combustíveis;
  - Gás natural, petróleo e derivados;
  - Energia nuclear – pequenas centrais nucleares.
- Eletromobilidade e diversificação de combustíveis para frota veicular (transporte público urbano e intermunicipal);
- Transporte (carga e passageiro) rodoviário, ferroviário, aéreo e fluvial;
- Hidrogênio de baixo carbono;
- Impactos das mudanças climáticas;
- Eficiência energética;
- Resposta da demanda, redes elétricas inteligentes e recursos energéticos distribuídos
- Mecanismos de mercado para crédito de carbono;
- Balanço de emissões dos gases de efeito estufa para os cenários base e de mitigação propostos no plano e projeção das emissões de gases de efeito estufa do Plano Estadual de Energia 2050 – *Race to Zero*.

Os pilares para as diretrizes emanadas nos planos de evolução do setor de energia nacional são, geralmente, a modicidade tarifária, a segurança energética e a sustentabilidade, pilares que também embasam as próprias políticas públicas no Brasil. No contexto do PEE/SP 2050, a busca por competitividade, que incorpora a modicidade tarifária, deve ser vista objetivando um equilíbrio do presente com o futuro, na busca de se estabelecer os investimentos prudentes em tecnologias iniciais que podem ser menos competitivas economicamente na atualidade, mas que no futuro podem trazer benefícios do menor impacto ambiental e social, além da maior garantia de atendimento da demanda a menores custos, à medida que os desenvolvimentos tecnológicos avançarem.

O setor de energia figura entre os principais responsáveis mundiais pelas emissões de GEE e por isso está passando, mundialmente, por um processo de readequação e de transição – a chamada “Transição Energética”, que prevê uma mudança da base de geração energética até então calcada em combustíveis fósseis para um ambiente de geração baseada em fontes renováveis, captura de carbono e armazenamento de energia e, pelo lado do uso, com

mudanças e adequações em equipamentos, processos e materiais buscando a redução do conteúdo de carbono e das emissões nas atividades humanas. Esse processo de transição e modernização está pautado por quatro vetores de desenvolvimento, os mesmos que compõem o conceito de energia 4D: descarbonização, descentralização, digitalização e diversificação.

Como ente de grande importância econômica para a Federação, o Estado de São Paulo precisa fortalecer os esforços para preservar a vanguarda do desenvolvimento e manter-se como referência nacional na condução e promoção de atividades inovativas, as quais são significativamente apoiadas pelo Estado e, em geral, desenvolvidas em ambientes empresariais..

A diretriz de descarbonização da matriz energética associada às macrotendências da área de energia proporcionam novas oportunidades e desafios para o Estado de São Paulo, de forma que o investimento em inovação surge como uma poderosa ferramenta para que se possa acelerar o processo de entrada de novas tecnologias no mercado, conforme detalhado no PEE 2050.

## 1.2 Cenários Macroeconômicos e demanda de energia elétrica

Os cenários de evolução macroeconômica para o Estado de São Paulo, adotados para nortear as projeções de consumo de energia e conseqüentemente os planos de expansão da oferta no âmbito do PEE/SP 2050, foram baseados na forte correlação histórica entre a evolução do PIB brasileiro e do paulista. Assim, com base na avaliação do contexto mundial e com base nas projeções elaboradas para o Brasil pela LCA em 31/05/2023, foram derivadas as estimativas de crescimento do PIB do Estado de São Paulo, conforme apresentado na Tabela 1 que se segue.

Tabela 1 - Projeção de crescimento do PIB do Estado de São Paulo<sup>2</sup>

	PIB SP: var. % em volume			População SP: var. %
	Base	Pessimista	Otimista	
<b>2023</b>	1.6	-0.6	2.8	0.7
<b>2024</b>	1.4	0.3	3.2	0.7
<b>Média 2025-30</b>	1.7	1.1	2.8	0.6
<b>Média 2031-40</b>	1.5	1.0	2.4	0.3
<b>Média 2041-50</b>	1.3	0.7	2.0	0.1

Projeções LCA em 31/05/2023

Fonte: Projeções exclusivas elaboradas pela LCA

As taxas de crescimento do PIB projetadas para São Paulo no horizonte 2023-2050 são inferiores às taxas de crescimento esperadas para o Brasil. Sobre esse aspecto, destaque-se que:

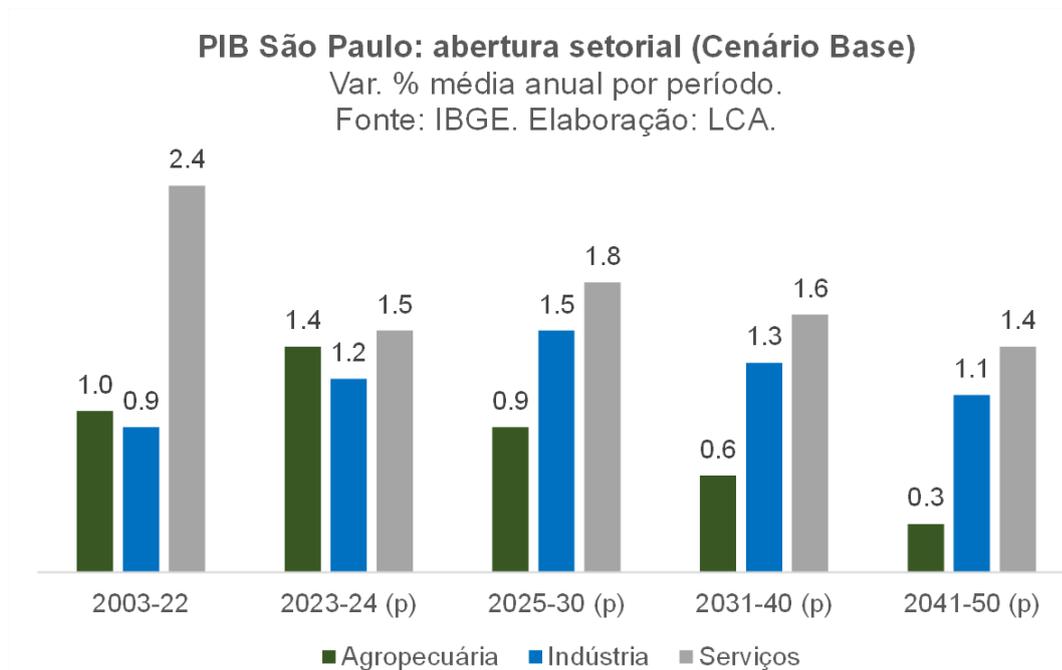
- a despeito da redução da diferença entre o PIB *per capita* entre São Paulo e os demais estados brasileiros no horizonte 2023-2050, o PIB paulista, em termos absolutos, ainda continuará sendo o maior dentre as Unidades da Federação;
- dada a relevância sistêmica de São Paulo (efeito direto e *spillovers* para outros estados), políticas locais que impulsionem o crescimento do PIB estadual também podem gerar efeitos

<sup>2</sup> O cenário Base é também referido nesse texto como Cenário de Referência

sobre o PIB brasileiro como um todo. Em outras palavras, mantem-se o protagonismo do Estado de São Paulo no que diz respeito ao crescimento econômico brasileiro.

Para as projeções setoriais da economia do Estado, observa-se o crescimento apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Abertura setorial da evolução no PIB Paulista projetado até 2050



Fonte: Projeções elaboradas pela LCA para este trabalho

É oportuno destacar que:

- ✓ Embora o PIB de Serviços deva continuar liderando o crescimento do PIB de São Paulo sob a ótica da oferta, o cenário de referência (base) projeta uma redução da diferença entre o crescimento desse setor e o do Setor Industrial nas próximas décadas. Essa característica reforça a importância histórica da indústria paulista, projetando-a para o futuro.
- ✓ De fato, o crescimento do PIB industrial de São Paulo entre 2025/2050 deverá ser até maior do que a expansão média observada no período de 2003/2022, refletindo, sobretudo, os impactos esperados da reforma da tributação indireta sobre o consumo, que deverá ser implementada entre 2026 e 2032.
- ✓ Todos os setores da economia ganham com a reforma tributária, já que o PIB brasileiro será bem maior do que sem essa mudança. Não obstante, a indústria é quem mais deverá ganhar, já que hoje o segmento industrial é o mais prejudicado pelas diversas distorções do sistema tributário brasileiro.

Considerando-se a projeção de crescimento macroeconômico de referência, utilizado como base para elaboração deste Plano de Energia, a projeção da demanda por energia elétrica, por ser essencial na definição do planejamento da expansão e da operação do setor elétrico e por

influenciar diversas decisões dos agentes, representa o primeiro passo para nortear a elaboração de todo o Plano.

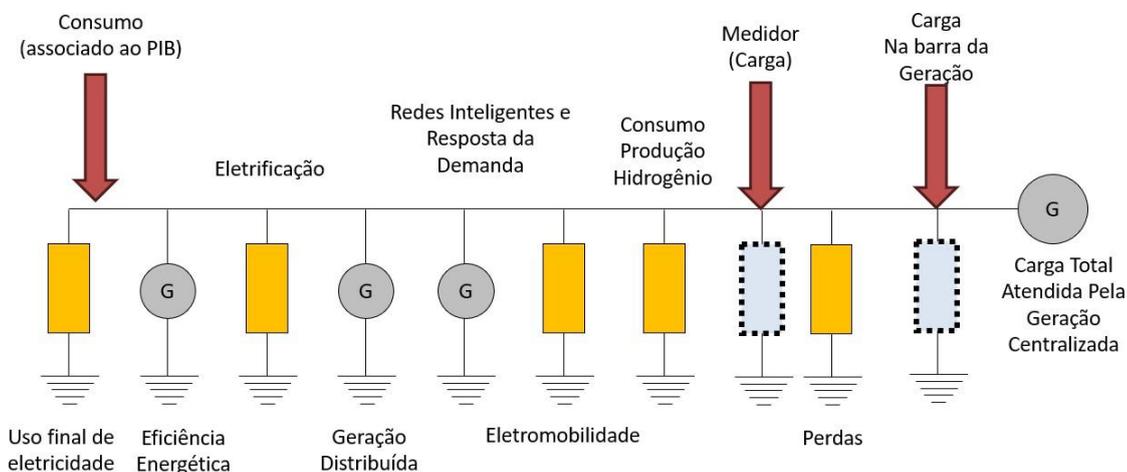
As projeções da demanda de eletricidade no curto prazo afetam a operação do sistema e estão associadas, principalmente, a questões conjunturais, como por exemplo, a ocorrência de frentes frias ou ondas de calor, enquanto as projeções de mais longo prazo estão fortemente atreladas à evolução das variáveis estruturais da economia, tais como demografia e dinâmica dos diferentes setores das atividades econômicas, bem como às mudanças estruturais nos hábitos de consumo.

A metodologia de projeção da demanda de energia elétrica aplicada neste trabalho utiliza-se de um modelo de previsão estatístico econométrico tradicional (*top-down*), similar ao modelo utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que considera as variáveis estruturais disponíveis para as análises, como a evolução da economia e o 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 (geração distribuída), 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, elaborada pela LCA Consultoria, que foi agregada aos trabalhos.

A evolução da Geração Distribuída atrás do medidor, além de aspectos relacionados à eletrificação da frota veicular circulante, dentre outros, impactam diretamente nas estimativas de consumo de energia elétrica, pois passam a suprir parte da carga que antes era atendida pela distribuidora de energia elétrica. A Figura 2 apresenta a ilustração das etapas associadas ao consumo que, com a evolução do perfil do consumidor, necessita da determinação do ponto da cadeia de geração até o consumo, a que se refere a grandeza calculada ou medida, dentre as quais a carga na barra do consumo (se refere ao consumo efetivamente realizado pelo consumidor), a carga no medidor (valor medido no ponto de faturamento do consumo) e a carga na barra de geração.

Figura 2 - Conceitos associados ao consumo e à carga de eletricidade



Fonte: Elaboração própria

A quantidade de eletricidade utilizada no ponto de consumo está diretamente relacionada ao crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) da economia como um todo, que é a base das projeções do lado do consumo. Entretanto, para efeito de avaliação da necessidade de expansão da geração, se utiliza como referência a carga na barra da geração, que agrega todos os fatores relevantes para se dimensionar a expansão da capacidade de geração centralizada necessária para atender a demanda, inclusive as perdas decorrentes da transmissão e da distribuição.

Na Figura 3 apresenta-se a evolução da carga na barra de geração para o Estado de São Paulo no horizonte 2023/2050, fruto dos estudos e cálculos de projeções elaboradas no âmbito deste trabalho, reforçando-se que o cenário de crescimento da economia considerado foi o cenário de referência.

Observe-se que o crescimento total da carga projetada na barra de geração no horizonte 2023/2050 é da ordem de 47%, o que significa cerca de 1,5% na taxa média ponderada anual no período (TCMA), destacando-se que o crescimento total esperado para o PIB no cenário de referência é da ordem de 48%, conforme ilustrado na Figura 3.

As projeções de consumo e carga apresentadas levam em conta as expectativas de redução de consumo de eletricidade através de programas de eficiência energética, fator crucial para alcançar as metas de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE's). De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), é possível reduzir o consumo de energia em 35% e aumentar a eficiência energética na economia em 4% ao ano até 2030, sem comprometer o desenvolvimento socioeconômico dos países (IEA, 2021).

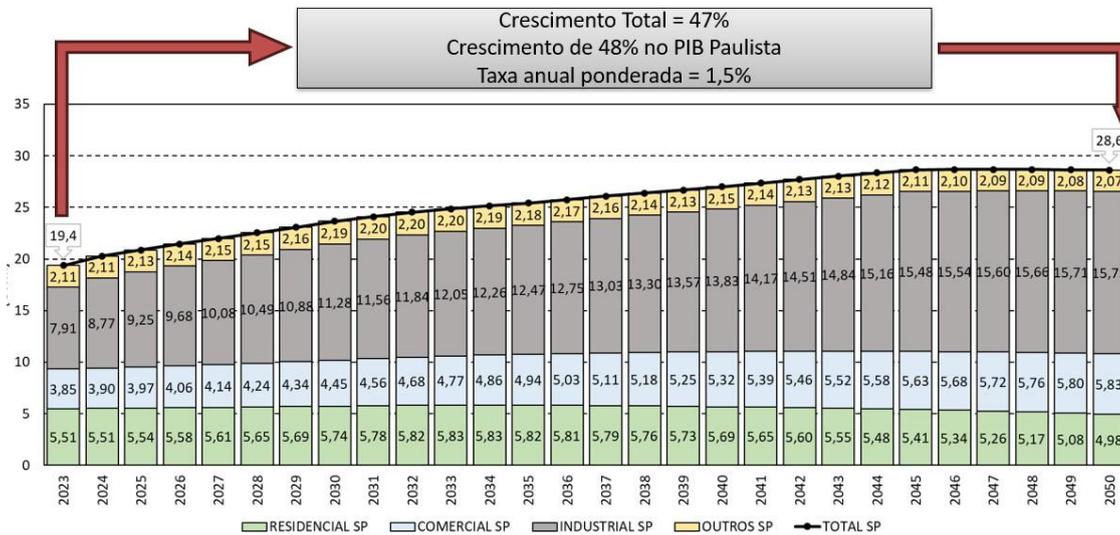
No Estado de São Paulo, em um cenário de implementação bem-sucedida de medidas de mitigação de emissões para atingir a meta de emissão zero, estima-se uma redução de 34,7% no consumo de eletricidade até 2050, frente ao consumo que ocorreria naquele ano, na hipótese de não se adotar programas de efficientização no consumo. Essa redução seria composta por 28,7% no setor residencial, 28,3% no setor comercial, 41,9% no setor industrial e 36,7% nos demais setores, em comparação com o cenário sem adoção de políticas públicas voltadas à redução nas emissões.

No que diz respeito a outras fontes de energia, além da energia elétrica, a eficiência energética pode representar uma redução de 30,4% na demanda projetada em relação ao cenário sem políticas de redução nas emissões, composta pela queda de 43,9% no setor residencial e 29,6% no setor comercial, além de 30,5% no setor industrial e 12,4% nos demais setores.

Esses elementos, incorporados a partir da ótica da eficiência energética, foram considerados respectivamente, para o cenário pessimista, em que não se agregam os ganhos de eficiência e no cenário base, ou de referência, construído para dar suporte ao Plano de Energia do Estado visando o *Net Zero*, onde foram considerados os ganhos de eficiência, tanto para a energia

elétrica, quanto para os demais energéticos, incluídos os processos de eficiência dos edifícios.

Figura 3 - Crescimento da carga de eletricidade na barra de geração para o Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria

As mudanças de comportamento e o acesso a novas tecnologias e informações por parte dos consumidores de eletricidade apontam para as necessárias e, até certo ponto, urgentes adaptações na prestação dos serviços de eletricidade aos consumidores que, cada vez mais, demandam tratamento similar ao dispensado aos clientes em um mercado livre, quando adquirem a capacidade de interagir de forma biunívoca com a empresa prestadora dos serviços.

Nesse contexto, se inserem a Geração Distribuída atrás do medidor e as Redes Inteligentes de Energia ou *Smart Grids*, que são as infraestruturas de transporte e logística necessárias para integrar, habilitar e orquestrar, de forma otimizada, as medidas e tecnologias necessárias desde a produção de energia até o seu uso final.

O Setor Elétrico Brasileiro tem implementado medidas e focado na abertura do mercado de energia. Entretanto, não se preveem os investimentos necessários na modernização dos sistemas de transmissão e de distribuição (T&D) de energia elétrica.

O papel do Governo do Estado de São Paulo nesta frente de atuação será fundamental para assegurar que a transição energética rumo à redução nas emissões de GEE's seja viabilizada, integrando as demais frentes de ação e abrindo caminho para uma maior eletrificação da economia.

Para isso são propostas 8 medidas principais que, em resumo, objetivam remover as barreiras existentes, facilitar e acelerar a transição tecnológica dos sistemas atuais de Transmissão e Distribuição para a incorporação de tecnologias de redes inteligentes e de resposta da demanda:

- i. Desenvolver política local para implementação de Medição Inteligente e Resposta a Demanda;
- ii. Desenvolver incentivos à implantação de Armazenamento de Energia;
- iii. Incentivar empresas do setor elétrico e operadoras de telecomunicações para o compartilhamento de infraestruturas;
- iv. Atuar para identificar gargalos e fragilidades de T&D, desenvolvendo planos especiais de renovação e de contingência para eventos climáticos extremos;
- v. Atuar junto a ANEEL / MME para remover barreiras regulatórias identificadas e desenvolver política local de incentivo a investimentos em modernização da infraestrutura;
- vi. Incentivar Empresas e Consumidores a implementarem sistemas de geração local distribuída e sistemas de autoprodução, através de linhas de financiamento;
- vii. Facilitar a adoção das tecnologias de redes inteligentes através de benefícios fiscais e isenções específicas ao longo de sua cadeia de suprimento, fomentando o desenvolvimento da indústria paulista;
- viii. Exigir dos grandes consumidores e prosumidores o fornecimento de informações obrigatórias a respeito de seus recursos energéticos distribuídos e definir níveis mínimos de eficiência para suas instalações e edificações.

O estímulo à Resposta da Demanda e aos Recursos Energéticos Distribuídos visa contribuir de modo decisivo com a diretriz geral de minimizar as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) pelo Estado de São Paulo. A expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) a partir de fontes renováveis, a possibilidade de associação a Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB), a participação em programas de Resposta da Demanda (RD) e novos modelos de negócios estimularão o desenvolvimento de REDs com competitividade, segurança e sustentabilidade, levando-se em conta o cenário econômico de referência definido.

O Estado de São Paulo possui a maior capacidade instalada acumulada de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil, sendo os valores médios anuais de irradiação global horizontal diária de algumas regiões do Estado similares aos de áreas localizadas do Nordeste do país.

Mesmo assim, São Paulo apresenta baixa participação da fonte solar em usinas de Autoprodução de Energia (APE). Como Visão de Futuro, identifica-se que políticas nacionais existentes e metas definidas no Plano de Ação Climática do Estado de São Paulo – *Net Zero 2050* (PAC 2050) podem impulsionar o desenvolvimento de REDs no Estado de São Paulo no horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031.

Porém, em uma visão de longo prazo, há necessidade de elaboração de um plano estratégico conjunto com as instituições setoriais sobre RED's em âmbito nacional para superação do desafio da participação do Estado de São Paulo como protagonista neste processo, de maneira a nortear um desenho de mercado e orientar as evoluções regulatórias e normativas.

As macro ações recomendadas para o Estado de São Paulo buscam a expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e das Usinas de Autoprodução de Energia (APE) baseadas em Usinas Fotovoltaicas (UFV), bem como o uso de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias e participação em Resposta da Demanda para benefícios individuais e sistêmicos, além do desenvolvimento de novos modelos de negócios, por meio de ações de Governo que envolvam:

- (i) estímulo a públicos-alvo;
- (ii) atuação como *stakeholder* de instituições setoriais;
- (iii) incentivo à projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I); e
- (iv) capacitação profissional e tecnológica.

Estas recomendações têm por objetivo direcionar as rotas tecnológicas consideradas mais adequadas para que os Recursos Energéticos Distribuídos contribuam com a diretriz geral do PAC 2050.

## 1.3 Oferta e Balanço de Energia Elétrica

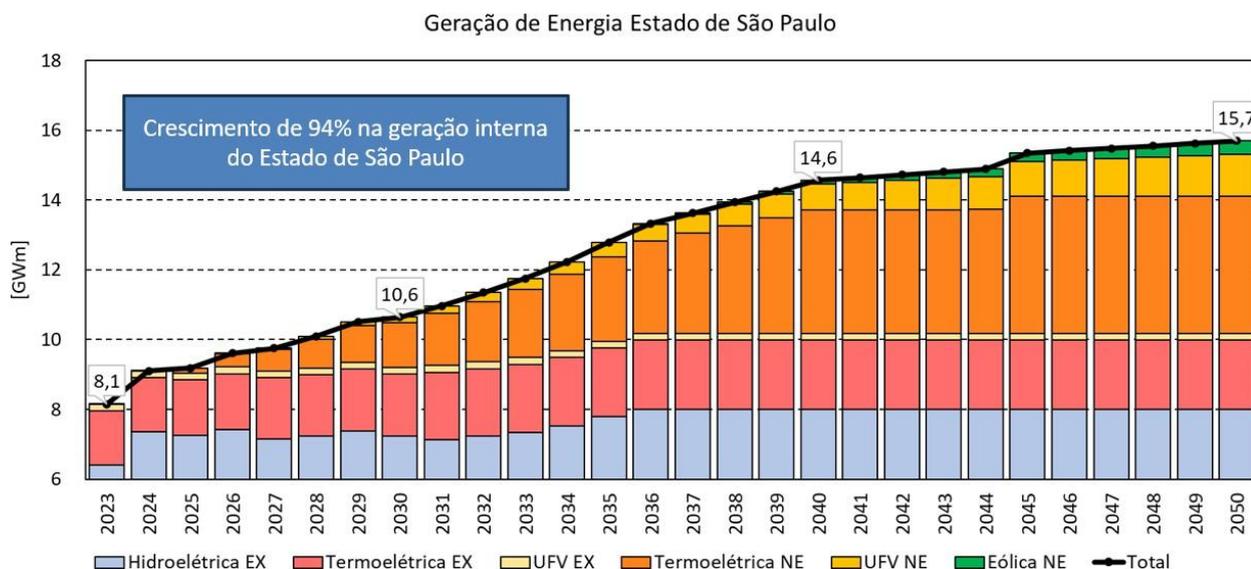
De acordo com os resultados dos estudos elaborados no âmbito do PEE/SP 2050, a oferta de energia elétrica no Estado de São Paulo, definida como a capacidade interna de geração de eletricidade, deve apresentar um crescimento de 94% no horizonte 2023/2050.

Nas estimativas de geração nesse horizonte, foram consideradas as expectativas apresentadas na mesma modelagem computacional que é utilizada pelas instituições do setor elétrico brasileiro na definição do plano de expansão da oferta elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e na programação da operação, elaborada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Os resultados obtidos são apresentados na Figura 4. Note-se que, no cenário de referência, há uma expectativa de elevação considerável na geração suportada pela expansão da geração termelétrica, principalmente a partir de combustíveis renováveis, da energia solar fotovoltaica (UFV) a partir de 2030 na modalidade centralizada<sup>3</sup> e na participação de usinas híbridas. A geração eólica (EOL) deve passar a ter alguma representatividade a partir de 2040, com a expansão de parques eólicos *offshore* no litoral paulista.

Essa perspectiva conservadora para a geração eólica *offshore* deve-se ao fato de que observando-se os mapas de potencial eólico, o Estado de São Paulo não apresenta potencial expressivo, quando comparado ao potencial de outros Estados da Federação, particularmente do Nordeste brasileiro, de modo que sua expansão está condicionada ao estabelecimento de uma política estadual de desenvolvimento, a qual será descrita a seguir.

Figura 4 - Projeção de Geração de Energia Elétrica no Estado de São Paulo para o horizonte 2023/2050



Fonte: Elaboração própria

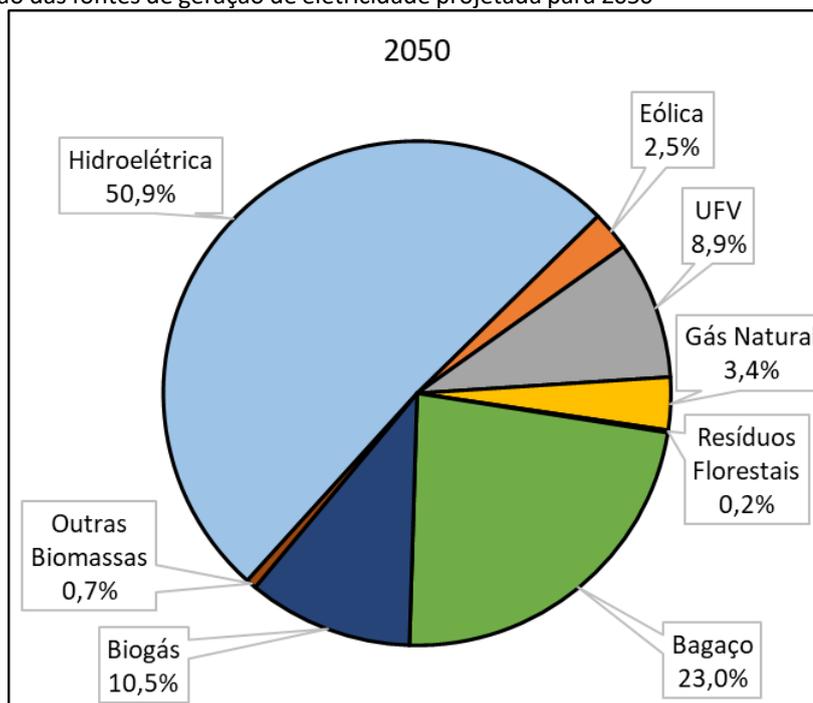
<sup>3</sup> Observa-se que a expansão da solar fotovoltaica na modalidade de geração distribuída, para efeito de balanço de energia, é abatida da carga projetada no horizonte 2050, portanto, considerada do lado da demanda.

OBS: Na legenda da Figura, a denominação “EX” representa a geração originada pelas plantas já existentes, que respondem por cerca de 60% da geração esperada em 2050, portanto, em operação. Por outro lado, a denominação “NE” apresenta a geração esperada para as plantas em expansão e, portanto, que ainda devem ser implantadas no sistema, as quais correspondem a aproximadamente 40% da geração prevista para 2050.

Observe-se ainda que a geração termelétrica a gás natural tem espaço na evolução da matriz de geração. Essa expansão térmica é representada por uma usina ciclo combinado com capacidade de 400 MW de potência instalada, a gás natural, operando com fator de capacidade mínimo de 40% e sua entrada em operação, a partir de 2030, em adição à usina térmica de Cubatão, que já está contratada e entra em operação a partir de 2026.

Dado que o condicionante para entrada em operação desta usina termelétrica é de que sua construção e operação será acompanhada por um sistema de captura e armazenamento do CO<sub>2</sub> produzido, para a usina térmica adicional, proposta neste Plano, não se considera emissão de GEE, em função do sistema de captura e armazenamento proposto, enfatizando-se ainda, que parte significativa da expansão de geração térmica proposta é a partir de usinas que se utilizam de combustíveis renováveis, como se pode observar da participação das fontes projetada para 2050, de acordo com a Figura 5. Na figura se observa que o gás natural deverá representar 3,4% da geração total esperada em 2050 para o Estado de São Paulo, enquanto o bagaço de cana e o biogás, em conjunto, atingem representatividade de 33,5% na geração.

Figura 5 - Participação das fontes de geração de eletricidade projetada para 2050



Fonte: Elaboração própria

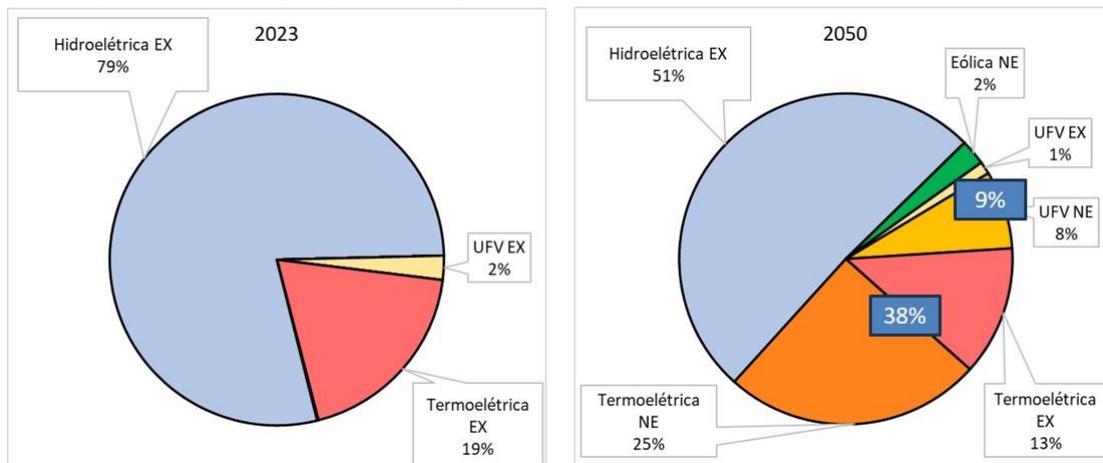
No mais, devido à vasta exploração da hidroeletricidade já realizada para os cursos d'água paulistas, não se projeta expansão significativa da geração hidrelétrica, ficando a evolução dessa fonte restrita à potencial reabilitação de pequenas centrais hidrelétricas e à expansão de capacidade em algumas centrais de maior porte, que podem ocorrer até 2035.

Note-se que há variações na geração de hidroeletricidade em São Paulo de um ano para outro, que se deve aos resultados dos modelos que tratam a afluência hidráulica como variável com periodicidade anual, destacando-se que as análises realizadas acerca da hidroeletricidade no PEE/SP 2050 estão em consonância com os conceitos, dados e premissas adotadas pelo ONS no planejamento hidroenergético da operação? do Estado de São Paulo.

Na Figura 6 apresenta-se a evolução esperada na participação da geração de eletricidade para o Estado de São Paulo entre 2023 e 2050, onde se pode observar que a participação da hidroeletricidade cai de 79% para 51% e que a geração solar fotovoltaica (centralizada e de usinas híbridas) apresenta variação de 2% para 9% no horizonte do Plano.

Por seu turno, a geração eólica *offshore* passa a ter 2% de participação em 2050, partindo de uma participação nula em 2023, e a geração termelétrica dobra a participação dos atuais 19% para 38% em 2050. A expansão de oferta desta fonte de energia deve se dar com participação relevante de bioeletricidade e ser ancorada em sistemas de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>.

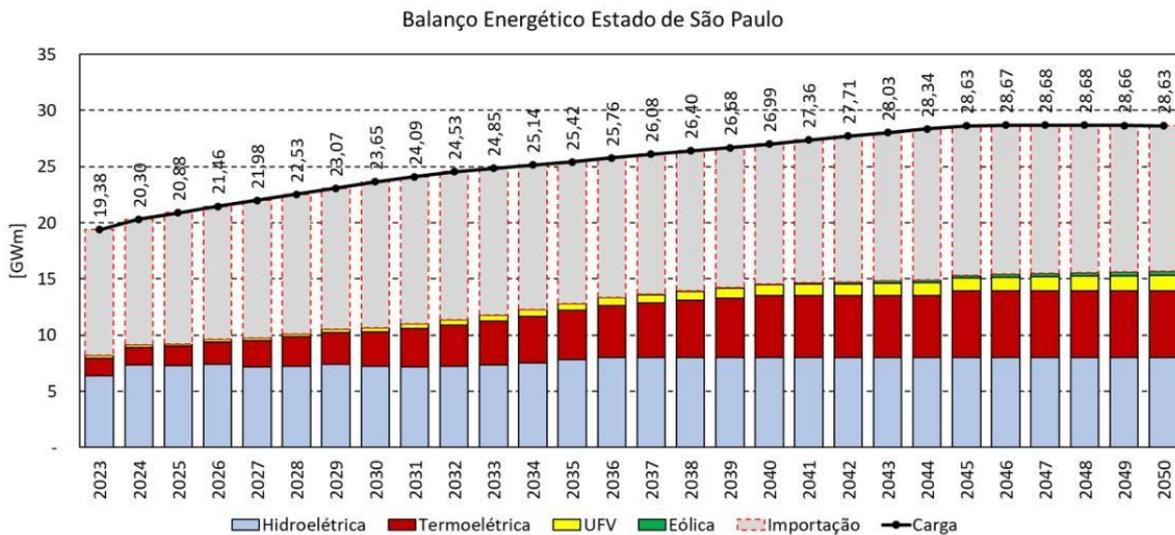
Figura 6 - Evolução na matriz de geração de Energia Elétrica de São Paulo



Fonte: Elaboração própria

Com base na expectativa de demanda e de oferta de energia elétrica resultantes dos estudos respectivos, determinou-se o balanço elétrico do Estado no horizonte 2023/2050, apresentado na Figura 7.

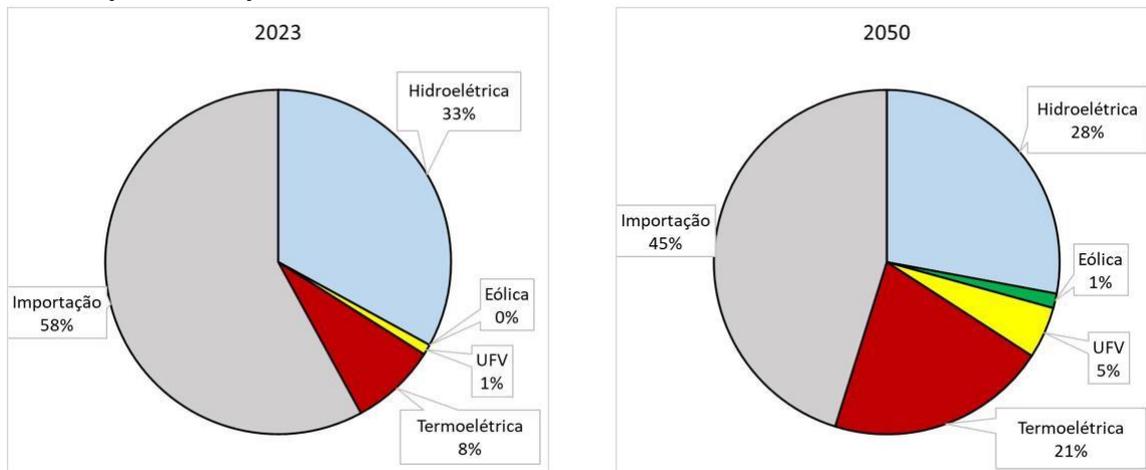
Figura 7 - Balanço de energia elétrica de São Paulo no horizonte 2023/2050



Fonte: Elaboração própria

Note-se que o Estado de São Paulo é dependente de importação de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) para fechar seu balanço e essa dependência deverá ser mantida dentro de todo o horizonte de análise. A Figura 8 mostra a evolução da matriz energética do balanço do Estado, onde se observa que a importação de eletricidade deve permanecer significativa, embora apresente redução dos atuais 58% para 45% em 2050.

Figura 8 - Evolução do balanço de eletricidade do Estado de São Paulo em 2023 e 2050



Fonte: Elaboração própria

As análises abordaram os efeitos das mudanças climáticas principalmente nas vazões dos rios das principais bacias do Estado de São Paulo. Com base nos modelos climáticos globais disponibilizados no último IPCC, e posteriormente regionalizados, foram simuladas as projeções climáticas até o final do século, indicando aumento de temperatura, poucas variações na precipitação no período de outono, inverno e primavera em relação ao período histórico e

incertezas na projeção da precipitação durante o verão no Estado de São Paulo que em média pode comprometer a vazão de alguns rios da região.

No verão, quando há aumento das incertezas das previsões, devido à maior variabilidade das temperaturas observada no histórico, alguns modelos climáticos projetam escassez de chuva, enquanto outros preveem precipitação acima dos valores históricos. Esta diversidade é oriunda da dificuldade observada na projeção climática da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZACAS) onde está inserido o Estado de São Paulo. No entanto, existe uma certa consonância nos modelos quanto aos eventos extremos, como a intensificação da chuva diária acima do percentil de 95%, o que gera sinais de alerta para o planejamento de estruturas e para a busca de sistemas mais resilientes.

Outro destaque deve ser feito ao aumento de temperatura máxima e média, com incremento da evaporação, do consumo de água, elevação da carga energética para climatização e refrigeração relacionadas à eficiência de processos industriais. A partir deste conhecimento é possível traçar políticas de enfrentamento das ameaças climáticas buscando adaptação dos sistemas energéticos, como também de outras estruturas existentes ajustando os planos de investimentos em infraestrutura que normalmente são construídos sem considerar estas alterações no clima.

No que se refere às aflúncias das usinas hidrelétricas, tendo ajustado o modelo hidrológico, com as projeções de precipitação e de temperatura oriundas do modelo climático, as projeções de uso do solo e de usos consuntivos da água, foram geradas as projeções de vazão afluyente para os aproveitamentos hidrelétricos em análise. Diante destas premissas, é possível verificar um decréscimo de 4,15% das vazões médias de todo o Estado de São Paulo até 2050, considerando os dois cenários de emissão e a diminuição [DO QUE? do consumo de água?] devido ao uso consuntivo.

O impacto do consumo de água? apenas considerando os usos consuntivos é de - 1,40%, o que implica em 2,75% de queda para o efeito direto da variação climática. A maior variação negativa das vazões é de 30% para a Bacia do Paraíba do Sul destoando do restante do Estado de São Paulo. A configuração da Bacia do Paraíba do Sul, encaixada entre as serras do Mar e da Mantiqueira, tem influência nesse resultado, uma vez que a resolução original dos modelos globais é grosseira. O efeito do relevo combinado com a baixa densidade de estações de medição de chuva nas cabeceiras do Paraíba do Sul tende a trazer algumas incertezas para esta região.

As simulações abordaram ainda, os impactos das alterações climáticas sobre a disponibilidade hídrica do Estado de São Paulo e avaliaram as alternativas para o enfrentamento das restrições hídricas mais severas, devido às mudanças esperadas nos fenômenos naturais, através da hibridização das usinas hidrelétricas com agregação de geração solar *onshore* e *offshore* (flutuante) em rios das Bacias hidrográficas estaduais.

A fonte de geração solar fotovoltaica, que apresenta um papel de destaque na expansão das matrizes elétricas de diversos Estados no Brasil, é bastante relevante para São Paulo, sobretudo considerando a forte inserção de fontes renováveis como estratégia ao atendimento das metas globais e estadual de descarbonização.

Aspectos técnicos, econômicos e ambientais da fonte solar fotovoltaica contribuem para o seu aproveitamento em diferentes regiões e modalidades, por exemplo, via geração centralizada e geração distribuída, atrás do medidor, da qual deriva uma série de modelos de negócios para o

aproveitamento da energia limpa produzida, contribuindo fortemente com a transição energética.

Nesta esteira, uma tendência com crescente interesse de mercado e com participação relevante da geração solar fotovoltaica são as usinas híbridas, que se caracterizam pela associação de duas ou mais tecnologias de geração em um mesmo local, visando a otimização dos vários recursos energéticos e estruturas físicas disponíveis.

A exploração do potencial energético por distintas tecnologias com perfis de geração complementares e sazonais e o compartilhamento de infraestruturas físicas comuns promovem melhor aproveitamento dos recursos locais disponíveis, implicando em benefícios econômicos, ambientais e operacionais aos empreendedores e aos sistemas elétricos nos quais estão inseridas.

Em razão dos atributos naturais e dos recursos físicos e energéticos disponíveis no Estado de São Paulo, além da expansão da solar fotovoltaica centralizada, visualiza-se como factível a composição de usinas híbridas formadas pela associação entre solar fotovoltaica e hidrelétricas; solar fotovoltaica e biomassa; solar fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia; e biomassa com gás natural.

Destas alternativas, entende-se que o arranjo formado por usinas hidrelétricas existentes com a associação de usinas solares fotovoltaicas flutuantes novas é o de maior potencial de expansão no horizonte até 2050. Além do considerável potencial energético da geração solar no Estado, a presença de um parque gerador hidrelétrico de 14,9 GW implica que o estabelecimento de usinas híbridas compostas por estas fontes representa uma relevante oportunidade para o aproveitamento de infraestruturas existentes e a promoção da expansão da geração de energia limpa via solar fotovoltaica de grande porte.

Do ponto de vista de planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico nacional, o aproveitamento de infraestruturas existentes por estes tipos de arranjos híbridos resulta em redução de eventuais ociosidades nas redes de conexão/transmissão, com rebatimentos em postergação de investimentos na transmissão, maior eficiência operativa e mitigação de impactos socioambientais, associados inclusive à implantação de novas estruturas de transmissão.

Soma-se a isso o fato que eventuais aprimoramentos nos regimentos de despacho para a exploração da geração solar, de forma coordenada com a geração hidrelétrica, contribuiriam para a manutenção da disponibilidade hídrica e, por exemplo, no Estado de São Paulo, na manutenção de cotas operativas mais elevadas dos reservatórios das usinas hidrelétricas, particularmente no trecho da hidrovía Tietê-Paraná, que também podem funcionar como um estoque hidrelétrico (bateria).

Em razão de tais evidências, neste Plano Estadual de Energia foi dada maior ênfase nas usinas híbridas compostas pela associação de hidrelétricas e solar fotovoltaica centralizada, e a modalidade de geração solar distribuída foi objeto de seção específica.

A expansão da geração solar fotovoltaica, nas modalidades de usinas centralizadas, operando individualmente, e de geração distribuída também deve se concretizar no horizonte de 2050. Estudos de planejamento da expansão divulgados pela EPE reforçam esta tendência, ao apontar para uma crescente participação da energia solar na matriz elétrica brasileira e em diferentes Estados Federativos, dentre os quais São Paulo.

Em relação às alternativas associadas com a biomassa, as hibridizações com solar fotovoltaica e com gás natural também se apresentam como possibilidades de implantação nos horizontes de médio e longo prazos abrangidos no PEE/SP 2050, em razão da perspectiva de expansão dessas fontes de geração e dos sistemas de escoamento de gás natural no Estado. Ademais, frisa-se a possibilidade de escoamento de biometano, representando uma vantagem a ser obtida com esta configuração. A atratividade financeira do modelo de negócio envolvendo estes energéticos combinados, *vis a vis* os custos de oportunidade de investimentos nestas fontes operando de forma individualizada, é um fator-chave para a concretização destas alternativas.

Outra tendência de arranjo híbrido é a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) acoplados em usinas solares fotovoltaicas centralizadas, uma crescente modalidade no cenário internacional, mas ainda incipiente no Brasil. A redução esperada no custo do SAE e suas evoluções tecnológicas tendem a alavancar a atratividade destes sistemas, que conferem capacidade de controle da geração injetada na rede para atendimento de demanda e rentabilização de operações comerciais das usinas.

No fluxo de energia das usinas híbridas, há tendência de que, no longo prazo, as evoluções tecnológicas adicionem etapas de transformação e aproveitamento da energia, sendo a produção direcionada ao atendimento de carga e produção de combustíveis de baixa emissão (ex. hidrogênio de baixo carbono), além da possibilidade de gerenciamento via SAE acoplados aos arranjos.

Em virtude da alta capacitação nacional em usinas hidrelétricas, surge como alternativa para mitigar a variabilidade das usinas renováveis, como a geração solar dentro e fora do Estado de São Paulo, as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) que representam uma tecnologia viável para SAEs, principalmente utilizando o relevo favorável da Serra do Mar.

A possibilidade de expansão da energia solar fotovoltaica no contexto deste Plano Estadual de Energia foi considerada nas seguintes modalidades:

- (i) UFV Centralizada – configuração tradicional de Usina Solar Fotovoltaica (UFV) de grande porte, operando individualmente e instaladas em solo;
- (ii) UFV Híbrida (em Solo) – associação de UFV, instalada em solo, com fontes de geração complementares (ex. UHE e Eólica);
- (iii) UFVF Híbrida (Flutuante) – associação de UFV flutuante em reservatórios de UHEs;
- (iv) UFV Flutuante – configuração de UFV via instalação de sistemas/módulos flutuantes instalados sobre superfícies de corpos d'água, operando individualmente;
- (v) Geração Distribuída – Sistemas de Microgeração e Minigerção Distribuída. .

A projeção da expansão da geração solar fotovoltaica no Estado de São Paulo, nas modalidades citadas acima, pautou-se por uma abordagem *top-down*, na qual considerou-se, dentre outros fatores: a tendência nacional da expansão desta fonte e sua atratividade em outros Estados, a característica de operação e planejamento do Sistema Interligado Nacional, as premissas do Plano Estadual de Energia de ampliação da geração de energia com fontes renováveis e diversificação das fontes, com complementariedade, o potencial de irradiação, as características e particularidades técnicas, econômicas e ambientais, a tendência de expansão da Geração Distribuída (GD) em São Paulo (em velocidade superior ao da geração centralizada, por questões de sinalização econômica do Estado) e das 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 solar fotovoltaica de grande porte.

Com base nas análises dos condicionantes, para o horizonte 2050 estima-se o atingimento de uma capacidade instalada total de 6 GW de solar fotovoltaica de grande porte, sendo 2,9 GW na modalidade UFV Centralizada, 2,6 GW na modalidade UFV (em solo e flutuante) para composição de usinas híbridas com hidrelétricas (UHE e PCH) e 0,5 GW na modalidade UFV flutuante em corpos d'água (reservatórios, açudes, lagos).

Neste contexto, para a efetivação desta expansão de geração solar e híbrida, recomenda-se o estabelecimento de Política Estratégica Estadual que contemple ações para a implantação destes tipos de arranjos no Estado de São Paulo, conforme sumarizado nas seguintes propostas:

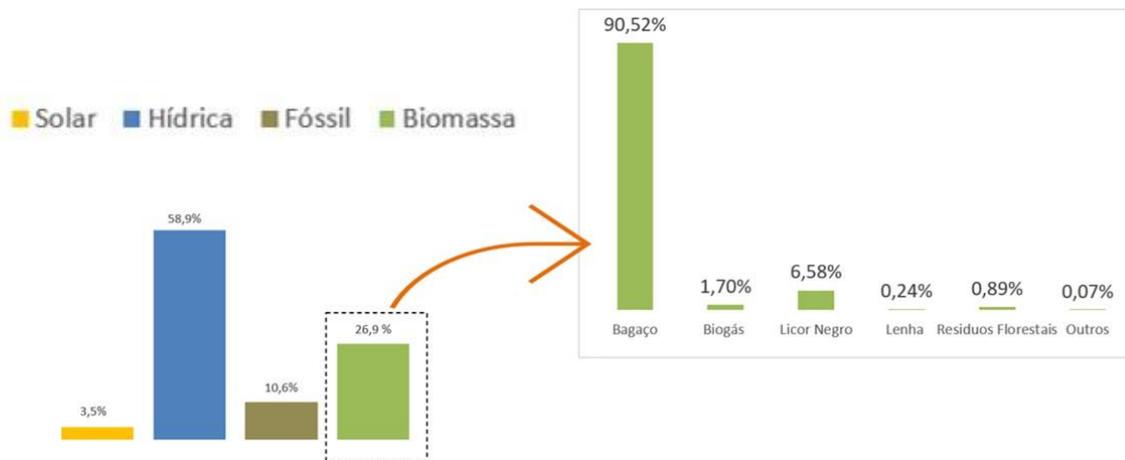
- (i) Estabelecer Política Estratégia Estadual para a promoção das Usinas Híbridas e Reversíveis;
- (ii) Estabelecer Política Estratégia Estadual para a Promoção da Solar Fotovoltaica, incluindo-se o fortalecimento das ações em curso para as modalidades centralizada e distribuída;
- (iii) Promover mecanismos de incentivo financeiro à atratividade das Usinas Híbridas e Reversíveis;
- (iv) Atuar na promoção de aprimoramentos regulatórios de Usinas Híbridas e Reversíveis no sentido de reconhecer os seus atributos e contribuições ao empreendedor e ao Sistema Elétrico;

Com relação à bioeletricidade, o Estado tem destaque no contexto nacional. Na condição de maior produtor de etanol e de açúcar do país, o Estado tem tradição na produção de bioeletricidade gerada pelo processo de cogeração pelo setor sucroenergético, utilizando bagaço de cana de açúcar como combustível. O setor sucroenergético contribui com mais de 90% da capacidade instalada de geração da fonte biomassa em geral no país. A bioeletricidade de bagaço de cana é uma fonte sazonal não intermitente, com previsibilidade e confiabilidade e tem a vantagem de ser complementar à geração hidroelétrica, uma vez que sua produção se dá durante os meses de safra, que tipicamente são os mais secos do ano na região Sudeste, tradicionalmente quando os reservatórios das hidroelétricas atinge níveis mais baixos. Outra vantagem da biomassa é a proximidade das usinas dos grandes centros consumidores de energia, o que diminui os custos de transmissão e as perdas. Estas características são importantes no que diz respeito a uma maior confiabilidade do sistema elétrico. Isso porque, apesar da diminuição da participação relativa da fonte hídrica na matriz elétrica nos últimos anos, ainda há uma forte dependência do setor elétrico por esta fonte, que por sua vez, depende das condições hidrológicas e dos níveis dos reservatórios.

A geração termelétrica no setor sucroenergético é tradicionalmente realizada por sistemas com ciclo de cogeração *topping* a vapor em contrapressão, adotando como princípio o ciclo *Rankine*. Neste modelo, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras e a energia térmica resultante é utilizada para a produção do vapor. Caldeiras com até 100 bar de pressão são capazes de gerar excedentes de energia de até 110 kWh por tonelada de cana moída, a partir de diferentes tipos de caldeiras, como as de grelha rotativa e de leito fluidizado. Vale ressaltar que o setor ainda conta com sistemas convencionais de produção de energia elétrica a partir da biomassa, baseado em ciclos a vapor e combustão direta. Esses sistemas têm como características o reduzido desempenho energético e a baixa capacidade. Estes ciclos operam com pressões de vapor saturado da ordem de 2,1 MPa (21 bar).

Outros tipos de biomassa também são utilizados como fonte de energia para produção de bioeletricidade, tais como a lenha, a lixívia (resíduo do setor de papel e celulose) e cascas de arroz. A vinhaça, muito empregada para produção de biogás, e os resíduos sólidos urbanos (produzindo o gás de aterro ou biogás) também contribuem para oferta de bioeletricidade no Estado (Figura 9).

Figura 9 - Participação das diferentes fontes de biomassa na matriz elétrica estadual

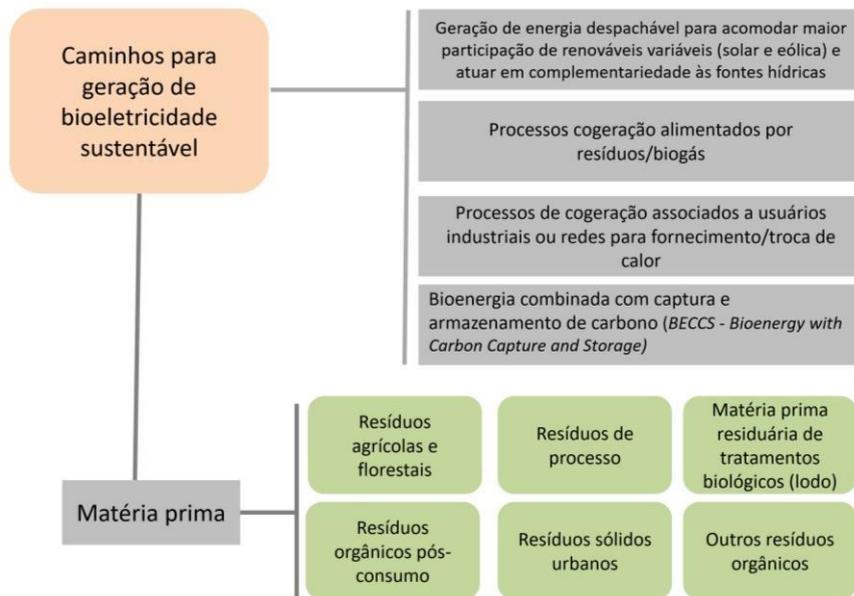


Fonte: Elaborado a partir de SIGA (ANEEL, 2023)

Apesar de várias iniciativas em curso para usos energéticos dos resíduos disponíveis regionalmente no Estado, a biomassa ainda é subutilizada para geração de bioeletricidade, frente ao potencial que representa, já que inclui os resíduos da cana-de-açúcar (tais como palhas e pontas, vinhaça e torta de filtro), os resíduos agroindustriais em geral e os resíduos da pecuária de confinamento (dejetos), o lodo de estações de tratamento de esgoto e a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU), entre outros.

Os bioenergéticos produzidos regionalmente podem ser utilizados para geração de energia, o que levaria a um aumento na oferta de bioeletricidade. A utilização de biogás em caldeiras ou em usinas térmicas a biogás representam alternativas para aumento da oferta de bioeletricidade no curto prazo, à medida que aumenta o fator de capacidade da geração das usinas. Iniciativas que utilizam fontes sustentáveis de biomassa, como os resíduos, as infraestruturas de queima conjunta (processos de cogeração), as tecnologias de BECCS e a consideração de atributos de flexibilidade são caminhos para a bioeletricidade sustentável que deverão nortear a expansão da oferta de bioeletricidade no Estado de São Paulo (Figura 10).

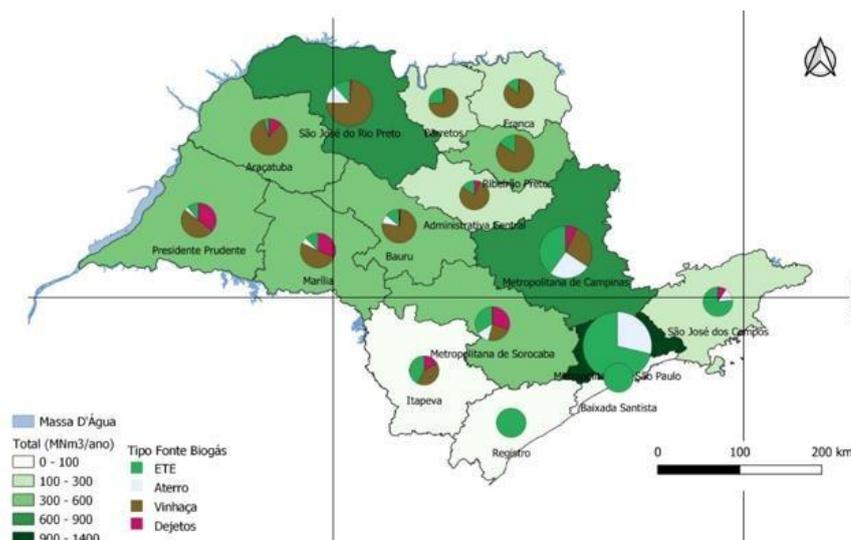
Figura 10 - Condições para expansão da oferta de bioeletricidade



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2022); (IEA, 2021a)

No contexto do PPE/SP 2050 foi avaliado o potencial de produção de biogás a partir de bioenergéticos disponíveis regionalmente, considerando-se os grandes fluxos de resíduos orgânicos agregados por região administrativa. O potencial estimado considerando os três principais setores em termos potenciais (saneamento, agropecuário e sucroenergético) foi da ordem de 5,7 bilhões de Nm<sup>3</sup> por ano, considerando-se os resíduos do lodo de estações de tratamento de efluente, a vinhaça do setor sucroenergético e o gás de aterros sanitários. As regiões de Araçatuba, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto e Campinas aparecem como maiores produtoras de biomassa, onde estão concentradas grande número de usinas de açúcar e álcool no Estado (Figura 11).

Figura 11 - Potencial de produção de biogás por Regiões Administrativas do Estado de São Paulo

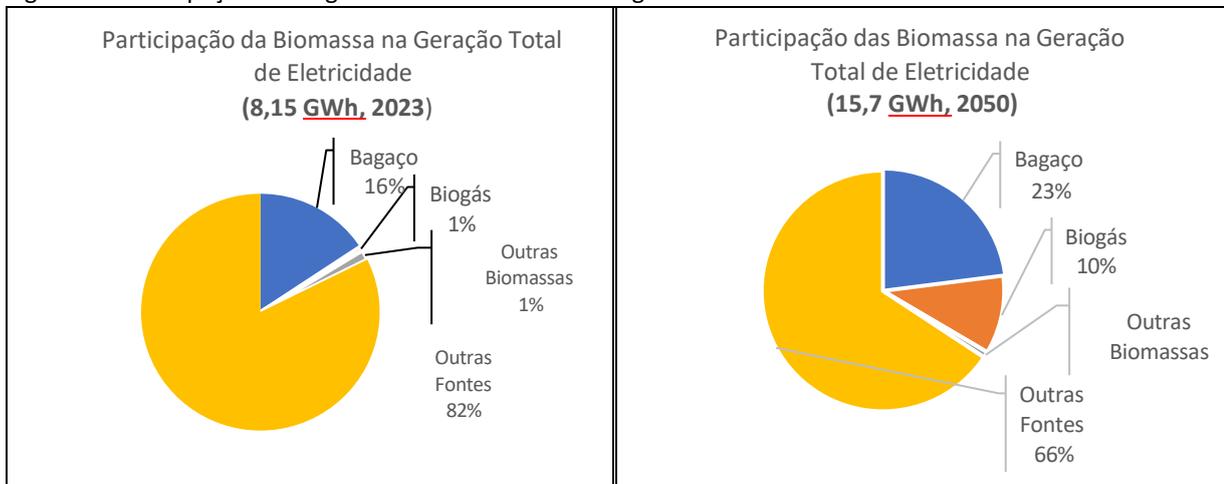


Fonte: Elaboração própria

Esse potencial de produção de biogás poderia contribuir com 1,6 GWm de bioeletricidade até 2050, aumentando a participação do biogás no *mix* de biomassa de 1% para 10%. Nesse cenário

o bagaço ainda terá uma participação importante na matriz elétrica (23%) (Figura 12). Vale destacar que outros resíduos também podem ser utilizados para geração de biogás, tais como a torta de filtro, outro subproduto do setor sucroenergético.

Figura 12: Participação do biogás no mix de oferta de energia elétrica no Estado de SP em 2023 e 2050.



Fonte: Elaboração própria

Atualmente 46 plantas de biogás produzem 1,7 milhões Nm<sup>3</sup>/dia de biogás no Brasil?. A produção de biometano é de 90 mil Nm<sup>3</sup>/dia (ANP, 2022) (ABILOGÁS, 2023). É importante ressaltar que ainda existem vários desafios para que este potencial da ordem de 5,7 bilhões/ano se concretize, tais como logística e ganho de escala, mudança culturais, ajuste regulatórios e de incentivo e viabilização de diferentes modelos de negócios.

Destaca-se ainda que políticas públicas como o RenovaBio<sup>4</sup>, que entrou em vigor em 2020, devem acelerar a produção e uso de biocombustíveis aumentando a quantidade de resíduos deste setor, a qual pode ser destinada à produção de biogás e biometano. Outros resíduos produzidos regionalmente também poderão compor essa oferta, tais como resíduos sólidos urbanos (fração orgânica) ou gás de aterros sanitários.

Com relação à bioeletricidade, os atributos das fontes foram considerados para a competitividade e expansão da fonte. Mecanismos de incentivo devem ser considerados para ampliação da estrutura de distribuição de biometano, bem como para concentração e escalabilidade de biomassa a partir de diferentes fontes.

Entre 2040 e 2050 o uso otimizado e regionalizado de diferentes tipos de bioenergéticos será intensificado. Deverão surgir novos arranjos e modelos de negócio que favoreçam o desenvolvimento da geração distribuída a partir de diferentes tipos de matérias primas. Esses novos modelos de negócios serão baseados em inovação e orientados para digitalização e Economia Circular.

4 O RenovaBio é uma política que reconhece o papel estratégico dos biocombustíveis (etanol, biodiesel, biometano, bioquerosene, segunda geração, entre outros) na matriz energética brasileira no que se refere à sua contribuição para a segurança energética. É composto por três eixos estratégicos: 1) Metas de Descarbonização; 2) Certificação da Produção de Biocombustíveis; e 3) Crédito de Descarbonização (CBIO). Os biocombustíveis considerados no RenovaBio são: etanol anidro e hidratado (de primeira e de segunda geração); biodiesel; biometano, bioquerosene de aviação (bioQAV), além de biocombustíveis alternativos. (<https://www.gov.br>).

O Estado de São Paulo tem potencial para o desenvolvimento de diferentes *hubs* de produção de bioenergia aderentes às vocações regionais. A produção de bioenergia no Estado pode se desenvolver a partir de modelos de negócio sustentáveis voltados para Economia Circular, buscando sinergias possíveis, seja em infraestrutura, desenvolvimento tecnológico ou trocas de matéria prima (resíduos, por exemplo) para ganho de escala. Ou seja, empresas (ou setores) que tradicionalmente são desconectados (ex. agropecuária e saneamento) poderão se unir e obter vantagens competitivas na produção de bioenergéticos em processos simbióticos.

Grandes geradores de biomassa poderão desempenhar papéis de âncoras para o desenvolvimento da cadeia de bioenergia, fomentando condições para que o ecossistema de negócios se consolide no Estado com atração de pequenas empresas, inovação e desenvolvimento tecnológico. Diante das considerações anteriores e análise das questões conjunturais apresentadas e trianguladas com as percepções de diferentes atores da cadeia de produção de bioenergia sugere-se concentrar as ações em quatro macro áreas:

- (i) **Infraestrutura:** fomento da rede de distribuição de gás através de mecanismos de incentivo diretos ou indiretos, tais como incentivo ao uso de biogás e biometano que podem favorecer a expansão da fonte à medida que se desenvolve o mercado consumidor, implicando em atração do setor privado para investimentos em infraestrutura.
- (ii) **Fomento:** mecanismos de incentivo para a inserção da bioenergia, tais como linhas de financiamento direcionadas ou específicas, elaboração de planos e diretrizes para a atração da indústria com vistas a desenvolver a cadeia produtiva em nível estadual (exemplo fabricação de biodigestores, membranas de purificação, equipamento de análise e monitoramento de gases, gaseificadores), programas de colaboração entre indústria, governo e universidade, com o intuito de promover troca de conhecimentos, manter isonomia de informações e inovação, integração setorial (e entre indústrias distintas) com benefícios de competitividade, inovação e avanços tecnológicos através de compartilhamento de infraestrutura e buscando sinergias entre recursos (resíduos) e o fortalecimento do Estado como coordenador institucional para o desenvolvimento de *hubs* de bioenergias, com vocações regionalizadas a partir de grandes geradores de biomassa.
- (iii) **Capacitação e conhecimento:** divulgação de conhecimentos técnicos sobre biogás/biometano e outras rotas tecnológicas, buscando evidenciar a curva de aprendizagem das diferentes tecnologias, difusão de conhecimento sobre viabilidade e retorno de investimento dos projetos, através de cartilhas voltadas para pequenos e médios produtores, fortalecimento de PD&I, através de parcerias com universidades, empresas fabricantes de equipamentos e incentivo às startups, incentivo à elaboração pelos municípios da caracterização dos fluxos de resíduos produzidos regionalmente, com a finalidade de direcionar as políticas públicas e estimular investimentos privados para geração de energia a partir de resíduos pelas diferentes rotas e o estímulo a implantação de projetos de biogás em pequena e média escala, em propriedades rurais, criando soluções integradas de gestão de resíduos e aproveitamento energético.
- (iv) **Regulação:** reconhecimento dos atributos ambientais na aquisição de biometano, criação de produtos específicos para o biogás nos leilões de energia elétrica do

mercado regulado, que considerem os atributos sistêmicos e ambientais da fonte, a promoção de mecanismos que favoreçam a recuperação energética dos aterros sanitários e o desenvolvimento de mecanismos de certificação, a exemplo do Renovabio.

Particularmente sobre a estimativa conservadora de geração eólica *offshore* na expansão de oferta de eletricidade para o Estado de São Paulo, destaca-se que as metas globais para neutralizar as emissões de carbono no horizonte 2050 envolvem, necessariamente, a estratégia de substituição dos combustíveis fósseis por energias renováveis, sendo que a energia eólica *offshore* se apresenta como uma importante modalidade de geração limpa capaz de contribuir de forma significativa com esse processo nas próximas décadas, inclusive associada a projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas marítimas, ajudando a impulsionar a transição energética e a descarbonizar a eletricidade, produzindo combustíveis de baixa intensidade de carbono (ex. hidrogênio), a partir de projetos de grande porte.

Embora o Brasil apresente um potencial energético eólico *offshore* bastante relevante, de 700 GW, este potencial está distribuído ao longo da sua costa, com destaque para o aproveitamento na região Nordeste, que totaliza 356 GW (mais da metade do potencial). Já a costa do Estado de São Paulo não figura como uma região de elevado potencial.

Atualmente, a expansão da eólica *offshore* no Brasil depende da consolidação do marco regulatório. Contudo, avanços como a publicação do Decreto federal nº 10.946/2022, que trata da cessão de espaços e do aproveitamento de recursos em águas da União, permitiram que diversas empresas protocolassem junto ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), pedidos de licenças ambientais para empreendimentos eólicos *offshore*. Somam-se a essas ações, os Projetos de Lei (PL) nº 11.247/2018 e 3.655/2021, apensados ao PL nº 576/2021, que visam disciplinar as atividades de exploração e desenvolvimento da eólica *offshore*, que atualmente tramitam no Congresso Nacional.

Nesta esteira, observa-se forte movimentação nacional, evidenciada, dentre outros fatores, pelo grande número de projetos eólicos (*offshore*) em processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA (189 GW em agosto de 2023). Os empreendimentos planejados concentram-se em Estados com maior potencial energético, como por exemplo o Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte (na Região Nordeste), Rio de Janeiro e Espírito Santo (na Região Sudeste), Santa Catarina e Rio Grande do Sul (na Região Sul). Não há, até o momento, solicitação para projetos no Estado de São Paulo.

A expectativa do mercado é de que os primeiros parques eólicos *offshore* no Brasil entrem em operação entre 2030 e 2035. A partir do horizonte 2030, prevê-se um crescimento exponencial da capacidade instalada nacional em decorrência do grande número de projetos em planejamento atualmente, expectativa essa que supera as indicações do Plano Nacional de Energia da EPE (EPE, 2020), cuja sinalização é de entrada de projetos a partir de 2040, atingindo-se a marca de 16 GW em 2050, sob a premissa de redução de custos de investimento na ordem de 20% em relação aos valores atuais, pautando-se na atratividade de outras alternativas de geração para o país.

Em particular, no caso do Estado de São Paulo, há uma defasagem em relação aos Estados com projetos em planejamento e com ações em curso para atração de investimentos e desenvolvimentos regionais de eólicas *offshore*, de modo que não se visualizam parques em operação antes de 2035.

Embora a região Sudeste apresente um potencial menor de eólica *offshore* do que as demais regiões do Brasil que já possuem projetos em planejamento, a existência de fatores estratégicos, econômicos e energéticos agregam importante peso para se incentivar a promoção desta modalidade de geração de eletricidade no Estado de São Paulo.

De forma geral, no cenário nacional visualiza-se que a expansão da eólica *offshore* ocorrerá direcionada para, sobretudo, a produção de hidrogênio de baixo carbono, visando o atendimento do mercado externo (com destaque para os projetos localizados na região Nordeste). Nesse contexto, o atendimento à demanda de eletricidade seria secundário no processo, uma vez que, dentre outros fatores, há sinalização da existência de *superávit* (excedente de oferta) de energia no Brasil para os próximos anos, além da maior atratividade de outras fontes de geração para essa finalidade.

No caso específico de São Paulo, a eventual produção eólica *offshore* tende a ser direcionada para o atendimento regionalizado da carga (em particular da região da Baixada Santista, São Paulo e Região Metropolitana) e produção de hidrogênio de baixo carbono, sobretudo para consumo dos polos industriais nessas regiões, inclusive para produção de produtos verdes, como aço verde, amônia verde e fertilizantes. A exportação também é opção para o Estado, embora menos atrativa economicamente.

No âmbito do Plano Estadual de Energia, no cenário otimista, estima-se que a eólica *offshore* no Estado de São Paulo teria um potencial de desenvolvimento de até 850 MW de capacidade instalada até 2050, com entrada gradativa a partir de 2035, cronograma que se mostra compatível com o ganho de competitividade paulista frente a outras regiões do País e ao mesmo tempo, condicionado à aprovação do marco legal e estabelecimento de uma política energética estadual que envolva a exploração dessa fonte de geração, visando a maturidade tecnológica e logística para sua exploração extensiva no futuro.

As análises elaboradas, via abordagem *top-down*, consideram aspectos internacionais e nacionais associados à eólica *offshore*, bem como o potencial de exploração dessa fonte no litoral paulista, como observado, que apresenta reduzidas condições energéticas e de disponibilidade de áreas em relação a outros Estados da Federação. No que concerne ao cenário nacional, na metodologia adotada foram considerados o grau de desenvolvimento de projetos nos demais Estados, os potenciais energéticos em cada unidade da Federação, bem como as características do Sistema Interligado Nacional (conexão entre os submercados eletroenergéticos).

Em suma, os principais *drivers* para eventual expansão da oferta de energia eólica *offshore* no Estado de São Paulo estão associados com as possibilidades de: (i) exploração de sinergias com as atividades marítimas de Óleo e Gás da Bacia de Santos, (ii) atendimento da demanda local: Baixada Santista e Grande São Paulo, (iii) produção de hidrogênio de baixo carbono para

atendimento da demanda interna do Estado, inclusive para fabricação de produtos verdes; (iv) indução do desenvolvimento da indústria *offshore* para atendimento nacional.

Os principais pontos que contrapõem a atratividade desta fonte estão associados ao fato de que os Estados do Nordeste e Sul, além do Rio de Janeiro e Espírito Santo no Sudeste, possuem maior potencial energético do que São Paulo e que estes Estados estão em fases mais avançadas para o recebimento e desenvolvimento da indústria *offshore*, como a adequação de portos, cadeia de suprimentos, logística e o desenvolvimento de projetos, inclusive já protocolados no IBAMA.

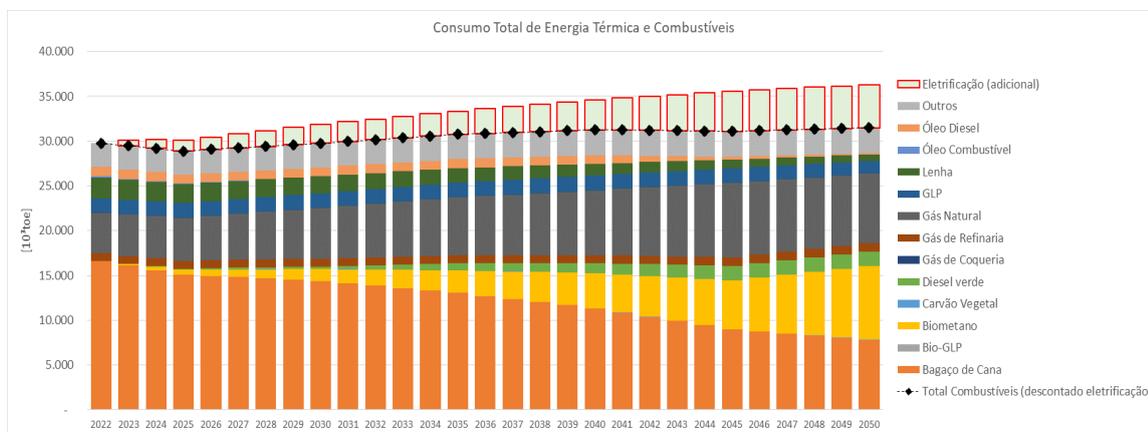
Desta forma, o grande desafio para o Estado de São Paulo reside em promover a atratividade da geração de energia eólica offshore ante a concorrência dos demais Estados de maior potencial energético. Para tanto, entende-se como estrategicamente relevante que a expansão seja promovida via estabelecimento de Política Estratégica Estadual que considere como alavanca de atração as características e atributos presentes no Estado, tais como as potencialidades dos setores industriais, a infraestrutura portuária, logística e energética (conexão, transmissão e distribuição) disponível e a possibilidade de atendimento da carga concentrada na Baixada Santista, na cidade de São Paulo e na Região Metropolitana de São Paulo.

Sinergias com as atividades da indústria de Óleo & Gás também devem ser consideradas e perseguidas, bem como o estabelecimento de incentivo ao desenvolvimento de projetos pilotos como indutores dos desenvolvimentos almejados.

## 1.4 Energia Térmica e Combustíveis

De acordo com os resultados dos estudos elaborados no âmbito do PEE/SP 2050, o consumo de energia térmica e combustíveis no Estado de São Paulo no Estado deve apresentar um crescimento de 22% no horizonte 2023/2050, uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 0,74%, já incluindo uma redução de 30,4% na demanda devido a ganhos de eficiência energética em relação ao cenário sem políticas de redução nas emissões. Os resultados obtidos, por energético, são apresentados na Figura 13 abaixo.

Figura 13 - Projeção de Consumo de Energia Térmica e Combustíveis no Estado de São Paulo para o horizonte 2023/2050



Fonte: Elaboração própria

Os resultados enfatizam a evolução das fontes de energias térmicas e combustíveis onde se observa os esforços de descarbonização e atingimento de emissões neutras que formam a visão de futuro deste segmento. Observa-se um crescimento na participação do gás natural de 9,5% para 16,1% até 2050, incluindo o gás natural destinado à produção de hidrogênio, com uma TCMA de 1,9%.

O biometano aparece no mix com uma participação projetada de 16,9% em 2050. Há também uma expectativa de aumento na presença de combustíveis renováveis, como o Etanol hidratado, Diesel Verde (HVO), BioGLP e hidrogênio verde, de 10,4% para 18,3%. O setor agropecuário será o principal consumidor de HVO, com uma participação projetada de 23,5% (116 toe) em 2050, mas os setores Industrial, Comercial e Público também utilizarão HVO, em uma faixa entre 5 e 6% dos seus respectivos consumos totais. O BioGLP e o GLP Renovável contarão com participações na ordem de 1% a 5% nos setores agropecuário, comercial e público.

A eletrificação em setores da economia tem projeção de 8,4% do mix em 2050. Em contrapartida, prevê-se uma redução na participação de derivados de petróleo, biomassa e lenha, com taxas de -2,1% a.a., -3,1% a.a. e -5,4% a.a., respectivamente.

A bioenergia terá um papel importante na transição energética rumo à descarbonização da economia. O Brasil, e o Estado de São Paulo em particular, por sua pujança agroindustrial, que

resulta em grande potencial de geração de biomassa, especialmente de resíduos orgânicos, entre eles o bagaço de cana e a vinhaça, possui a vocação natural e expressivo potencial, para produção da bioenergia.

O Estado de São Paulo é o Estado que mais se destaca dentro do setor sucroalcooleiro. Na safra 2020/21, o Estado foi responsável, por 56% da produção total de cana e 49% da produção total de etanol do país (CONAB, 2023). Como um dos maiores produtores de cana-de-açúcar do país, São Paulo é o Estado que mais exporta bioeletricidade para o SIN.

O Estado de São Paulo tem potencial para impulsionar a produção de bioenergia, seja pelo aumento da oferta de etanol, seja pela ampliação da geração de energia a partir do bagaço ou pela produção de biogás, a partir da vinhaça entre outros resíduos produzidos regionalmente. Além dos aspectos econômicos, o aproveitamento de biomassa para geração de bioenergia pode contribuir com aspectos importantes relacionados aos pilares ambiental e social da sustentabilidade. Como visão de futuro, considera-se para o Estado de São Paulo, o desenvolvimento de diferentes *Hubs* para produção de bioenergia em função das características regionais, em complementariedade à produção, transporte e consumo de combustíveis fósseis.

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 para o curto prazo (até 2030) e médio prazo (até 2040).

Esse quadro positivo estende-se ao longo do horizonte de planejamento até 2050 na medida que o Estado estabeleça uma agenda positiva em relação à exploração de sua principal bacia sedimentar em terra (*onshore*), a Bacia do Paraná, que pode se mostrar profícua em recursos gasíferos não convencionais. Por outro lado, a maior integração com fontes de recursos fósseis localizadas em outras partes do país e mesmo no exterior (via sistemas de importação dutoviários ou de GNL) garante que São Paulo permanecerá sendo o principal *Hub* de gás natural, petróleo e derivados do país no horizonte de longo prazo.

Historicamente São Paulo é importador líquido de petróleo e gás natural. Entretanto, se tornará autossuficiente e mesmo exportador desses recursos naturais fósseis nas próximas décadas. Desta forma, esses recursos são entendidos, neste Plano Energético com a visão de longo prazo (até 2050), como recursos estratégicos de transição energética para um Estado com pretensões de descarbonizar a sua matriz energética.

Ao longo desse período, a infraestrutura construída ou a ser construída para a movimentação e disponibilização dos recursos fósseis será essencial como vetor de desenvolvimento de recursos naturais renováveis como os biocombustíveis líquidos e gasosos.

O parque de refino de petróleo paulista é o maior do país e atualmente é representado por 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 de petróleo produzidos no país, sendo que parte expressiva dessa produção é destinada aos demais Estados da Federação.

Não se descarta aqui também a contribuição que as refinarias possuem nas emissões de gases de efeito estufa. Durante o processo de refino do petróleo pode-se destacar duas principais fontes de emissões de GEE, emissões do processo e emissões fugitivas. As emissões de GEE no processo ocorrem principalmente devido à queima de combustíveis para suprir a energia necessária aos processos de refino. Emissões de dióxido de carbono de caldeiras, fornos de processo, turbinas, tochas e incineradores são as principais emissões de GEE. Por outro lado, emissões fugitivas são liberações não-intencionais de vazamentos de equipamentos e superfícies seladas, bem como de vazamentos de tubulações subterrâneas.

Estima-se que as refinarias instaladas no estado de São Paulo emitam anualmente cerca de 5,5 milhões de toneladas equivalente de CO<sub>2</sub>. Para reduzir o impacto das refinarias, é possível utilizar-se de estratégias e tecnologias para aumento de eficiência, aproveitamento energético e captura e armazenamento de carbono. A Refinaria de Paulínia, por exemplo, já conta com um turbo-expansor que utiliza gás efluente do regenerador de uma UCCF para geração 14 MW de energia elétrica. Além disso ela também conta com sistemas de cogeração, utilizando um turbogerador a gás natural e uma caldeira de recuperação de calor para geração de vapor de alta pressão. Esta instalação tem como intuito atender a demanda energética das plantas de gasolina e diesel. Portanto a adoção de turbogeradores e unidades de co-geração é um exemplo pode ser expandido internamente na própria Refinaria de Paulina e difundido para outras unidades de refino do Estado de São Paulo.

No entanto, devido ao montante de emissões geradas nos processos das refinarias, O CCS é definitivamente uma das alternativas mais importantes para mitigação de GEE nas refinarias. O Estado de São Paulo possui diversas formações que podem receber este CO<sub>2</sub>, não somente das refinarias, mas também de outras atividades industriais, assim como outros estados brasileiros, tornando-se um hub nacional de CCS. A Bacia de Santos, por exemplo, onde já há atividade exploração de petróleo *offshore* na atualidade, poderá armazenar CO<sub>2</sub> em campos depletados de óleo e gás. A Bacia do Paraná apresenta formações salinas profundas com elevado potencial para armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> (*onshore*). As refinarias localizadas no estado de São Paulo encontram-se em grande vantagem competitiva para a utilização do CCS uma vez que todas elas se encontram em áreas com possibilidade de estocagem em formações geológicas profundas. A utilização da Bacia de Santos como principal *hub* é uma oportunidade interessante, visto a relativa proximidade com as refinarias Paulistas e a existência de infraestrutura que poderia ser utilizada e/ou adaptada para esse fim.

Assim, São Paulo abriga o mais importante *Hub* de processamento de petróleo e de produção/importação de derivados do país. Os terminais de importação e as refinarias paulistas cumprem o duplo papel de atender aos mercados paulistas e de exportação de derivados para outros Estados, 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 Oleoduto São Paulo-Brasília (OSBRA), um polduto 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, incluindo os grandes desafios para se promover a descarbonização desse parque de refino.

O setor de gás natural conta com a infraestrutura de transporte com a maior capacidade do país, mais de 55 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que permite o acesso a 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 de gás do sistema de suprimento sul-sudeste-centro-oeste.

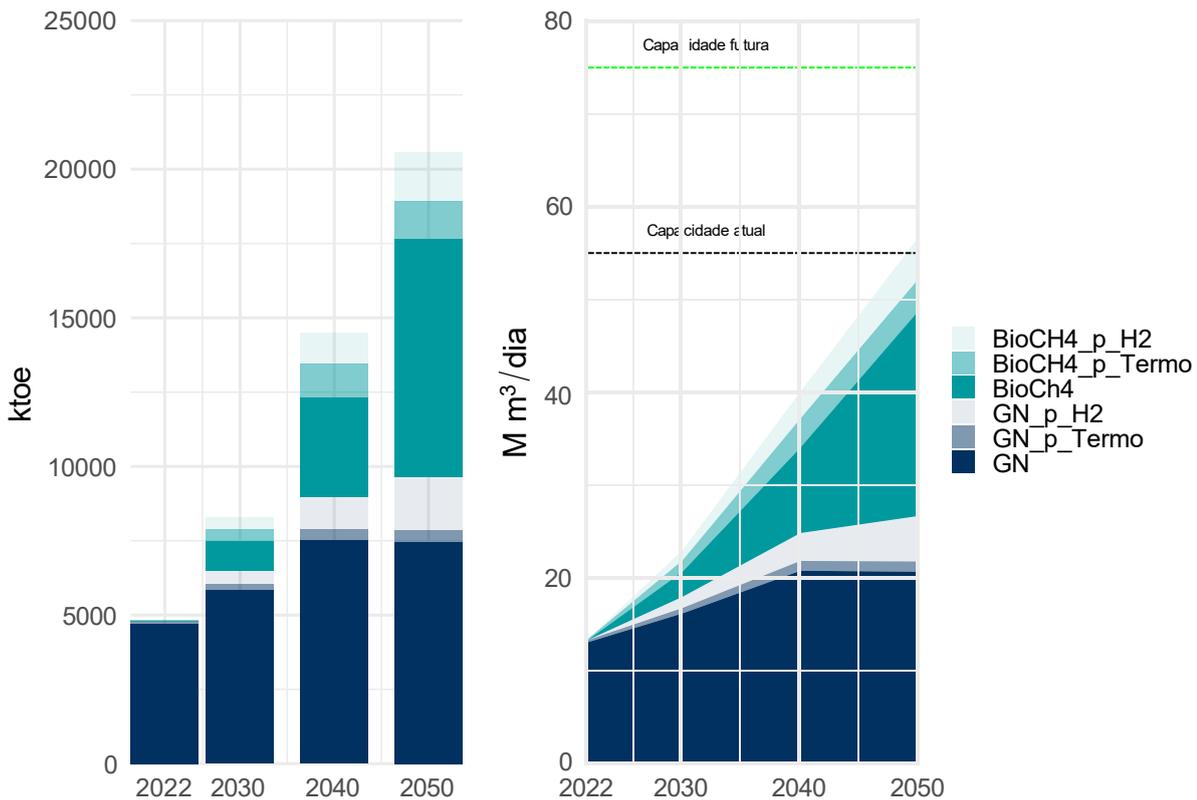
Os mercados paulistas de gás natural consolidaram-se principalmente a partir da construção do maior gasoduto internacional da América do Sul, o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que cruza o Estado de São Paulo. Ademais, São Paulo posiciona-se de forma vantajosa para se beneficiar tanto da produção quanto da importação de GN via Rio de Janeiro, como para aproveitar de um potencial material de gás natural “monetizável” a ser produzido *offshore*, em áreas sob jurisdição paulista, principalmente das áreas produtoras do pré-sal.

Além disso, com a construção do primeiro terminal de importação de GNL no porto de Santos, no Estado de São Paulo, integra-se a um mercado gasífero global que ainda apresentará grande pujança até o final do horizonte de planejamento em 2050. Estes elementos de ampliação da infraestrutura de movimentação de gás natural, expansão de fontes de oferta e ampliação da participação no mix de oferta de energia térmica se apresentam nas projeções e sobretudo são compatíveis com os contratos de concessão vigentes das concessionárias de distribuição cujo mais recente, e da maior distribuidora, tem vigência até 2049.

Os resultados dos estudos elaborados no âmbito do PEE/SP 2050 sinalizam uma crescente demanda por gás natural no Estado de São Paulo. Excluindo-se a geração de termoeletricidade, a oferta de gás natural é projetada para ser de 25,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com uma TCMA de 2,4%. No entanto, quando se inclui a geração termelétrica, essa oferta aumenta ligeiramente para 26,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com uma TCMA de 2,5%.

Essa infraestrutura, conforme ilustrado na Figura 14 abaixo, é capaz de atender a essa demanda crescente, sem grandes investimentos na infraestrutura de transporte. A capacidade atual de movimentação de gás natural já é robusta, sendo duas vezes maior que a oferta para as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) projetada para 2050. Esta capacidade se amplia ainda mais ao se considerar o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP) e o gasoduto Cubatão-SBC, alcançando um valor de 2,8 vezes a demanda projetada.

*Figura 14 – Horizonte de demanda de gás natural e biometano face a capacidade de movimentação de gás natural atual e futura*



Fonte: Elaboração própria

Quanto à geração termelétrica, sua distribuição geográfica é específica, determinada por fatores como infraestrutura e demanda regional. No entanto, mesmo com essa distribuição geograficamente concentrada, a geração termelétrica é compatível com a capacidade de movimentação de gás natural existente no Estado.

Além dessa robustez em termos de capacidade, apontam-se, entre outros pontos fortes, as dimensões das redes de distribuição de gás natural, que alimentam mercados locais com a maior diversidade de usos finais de gás natural. Os mercados industriais são predominantes no Estado de São Paulo e devem beneficiar-se das políticas estaduais de reindustrialização e de modernização do parque fabril.

Esses processos dependerão da disponibilidade de fontes energéticas seguras e adequadas a sistemas energéticos de alto desempenho como cogeração, sistemas de queima direta e mesmo eletrificação. Os gases combustíveis também desempenharão papel crucial nos sistemas energéticos residenciais, comerciais e de transportes. A ampliação gradual do GNV e de combustíveis líquidos verdes se juntarão a outras rotas tecnológicas nos esforços paulistas de se buscar o *Net-Zero*, ou pelo menos, substancial redução nas emissões de GEEs até 2050.

Como pontos fracos, identificam-se a, ainda, ausente infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural em um grande número dos municípios do Estado, inibindo ampliações mais abrangentes dos mercados. Ademais, a expansão das malhas de gasoduto se mostra mais difícil na medida em que os principais centros de consumo já se encontram atendidos e os potenciais novos consumidores encontram-se distantes das fontes de suprimento e são disputados por

ofertantes de outras formas de energia, muitas delas igualmente disponíveis no Estado de São Paulo, nesse aspecto mercadológico, destacam-se os esforços para a promoção do biogás e do biometano, que têm potencial de oferta robusto no interior do Estado e, principalmente, associados ao setor sucroalcooleiro.

Aponta-se ainda, o baixo interesse momentâneo dos operadores *offshore* da Bacia de Santos em disponibilizar e internalizar o gás natural do pré-sal, o qual tem sido maciçamente reinjetado nas zonas de produção. Essa realidade tem sido contrabalançada pela expansão da infraestrutura de importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) ao longo da costa brasileira. Entende-se que, até 2050, a monetização dos recursos gasíferos domésticos se tornará realidade e importantes sinergias serão exploradas para que os produtores nacionais possam dispor de rotas de escoamento do gás para os mercados paulistas e brasileiros.

No campo dos combustíveis líquidos e gasosos, os vetores para o atingimento da neutralidade de emissões de GEE identificados são:

- (i) ampliação dos usos de gases combustíveis (gás natural e GLP) na indústria, na geração termelétrica e no setor de transportes, com foco predominante nos veículos pesados, em substituição ao óleo diesel (com participação crescente do gás natural, GNL e GNV);
- (ii) inserção gradual de combustíveis gasosos e líquidos de origem renovável (biogás, biometano, BioGLP e combustíveis líquidos renováveis (como biodiesel, outros “dieseis” renováveis, BioQAV e, em horizontes mais distantes e nichos específicos, metanol, amônia e hidrogênio);
- (iii) ampliação do uso de gás natural em usos comerciais, residenciais e industriais, decorrente do deslocamento do uso de derivados de petróleo, os quais passam, por sua vez, a deslocar usos finais de carvão e lenha, quando a substituição por gás natural não é possível;
- (iv) eficiência de usos térmicos da energia, com ganhos de eficiência na adoção de sistemas integrados de alto desempenho, como a cogeração;
- (v) avanço gradual da eletrificação de vários processos térmicos em todos os segmentos de uso da energia, com a consequente ampliação da eletrotermia (que se torna atrativa quando associada a fontes renováveis de geração elétrica); e
- (vi) adoção de medidas de abatimento das emissões de GEE, como a promoção do Captura, Armazenamento e Uso de Carbono (CCUS) e dos Sistemas de Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS)<sup>5</sup> (particularmente em associação com

---

<sup>5</sup> BECCS é a sigla para *Biomass Energy with Carbon Capture and Storage*, que pode ser traduzido para o português como Sistemas de Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono.  
(busca em <https://www.rcgi.poli.usp.br/bioenergia-com-captura-e-armazenamento-de-carbono-beccs/>)

os grandes emissores de GEE do Estado, incluindo o parque de refino de petróleo paulista).

Destaca-se para o Estado de São Paulo, o elevado potencial de produção e uso do biogás (e/ou biometano), produzido principalmente a partir de resíduos urbanos (de grandes aglomerações populacionais) e do setor sucroalcooleiro. O Biometano, e o BioGLP, deverão, crescentemente, compor a oferta de gases combustíveis junto com o gás natural e o GLP de origem fóssil.

Isso abre vetores de descarbonização bastante competitivos e atrativos para o Estado de São Paulo, pois são rotas de descarbonização sinérgicas com os sistemas logísticos e os equipamentos de usos finais da energia já disponibilizados para os gases fósseis no Estado.

No entanto, a materialização dessas rotas ainda precisa enfrentar importantes desafios, tais como:

- (i) avanços tecnológicos nas rotas de produção (com ganhos de eficiência e redução de custos);
- (ii) necessidade de expansão das redes de gasodutos e sistemas logísticos que melhor conectem os principais mercados às regiões produtoras dos biogases;
- (iii) aprimoramento dos instrumentos regulatórios e dos sinais econômicos, com o avanço dos mercados de carbono; e
- (iv) introdução de mecanismos adequados de precificação do serviço ambiental proporcionado pelos gases combustíveis de origem renovável.

As visões de futuro apresentadas neste documento para os combustíveis líquidos e gasosos, fósseis e renováveis, estão ao alcance do Estado de São Paulo em suas dimensões tecnológicas, econômicas e de base de recursos naturais. São oportunidades que convergem com as demandas por modicidade de custos da energia e que favorecem o melhor aproveitamento de recursos energéticos domésticos, promovem a maior segurança energética além de induzirem o maior acesso a recursos energéticos de melhor qualidade às camadas sociais mais pobres (redução da pobreza energética).

Nesse sentido, entendem-se que os combustíveis líquidos e gasosos participam obrigatoriamente dos caminhos de transição energética rumo à descarbonização dos usos finais da energia em São Paulo, pois são recursos estratégicos para o Estado em seu desafio de buscar maior sustentabilidade energética com mínimos incrementos nos custos socioambientais.

É de particular interesse, devido ao destaque que tem recebido no cenário mundial, tratar-se as questões acerca da produção, consumo e mercado externo para o hidrogênio de baixo carbono. Embora sua produção esteja geralmente associada a elevado consumo de eletricidade, o hidrogênio pode ser um importante fator a contribuir para atender à diretriz de se zerar, ou pelo menos de se reduzir, as emissões líquidas de GEE's no Estado de São Paulo, uma vez que pode

integrar todas as fontes renováveis de energia, funcionar como um armazenador de eletricidade e descarbonizar diversos setores industriais.

Ainda com relação aos combustíveis líquidos, é importante mencionar a participação do óleo vegetal hidrotratado (HVO), um produto obtido através do hidro-craqueamento de lipídios residuais. Enquanto o biodiesel é formado a partir de processos de transesterificação ou Ester Metílico de Ácido Graxo (FAME) podendo ser usado em até 15% como uma mistura com o óleo diesel fóssil, o HVO pode ser misturado em concentrações mais altas ou usado como uma alternativa sem a necessidade de ajustes mecânicos. Isso ocorre porque o HVO tem uma composição química semelhante ao diesel. O HVO, assim como outros combustíveis verdes, pode ser produzido a partir de materiais orgânicos, óleos vegetais e gorduras animais. O Estado de São Paulo, por sua vez, possui um grande potencial de produção de HVO tanto através da construção de plantas autônomas quanto pela conversão das refinarias existentes.

Assim como para o óleo diesel, o gás natural e o hidrogênio, é possível produzir compostos químicos similares ao gás liquefeito de petróleo por meio de fontes de energia renovável (GLPR) e/ou biogênica (BioGLP). Os processos para sua obtenção já são conhecidos pela indústria assim como suas matérias primas, algumas das quais amplamente disponíveis no Estado de São Paulo. Os custos e o domínio tecnológico ainda são as principais barreiras para a produção de larga escala, não apenas no Brasil, mas em todo o mundo.

O hidrogênio também é fundamental na fabricação de novos combustíveis sintéticos renováveis, essenciais para se substituir as emissões do setor de transporte. Atualmente o hidrogênio é empregado em setores industriais como insumo químico. Em 2021 a demanda mundial desse produto foi de 94 milhões de toneladas, com destaque para aplicações no setor petroquímico (42,5 %), de produção de amônia (36,2 %), de metanol (16,0 %) e redução direta de ferro (5,3 %) (IEA, 2022). Ao Brasil coube cerca de 0,6 % desse total (da ordem de 550 mil t), utilizada principalmente nos setores petroquímico e produção de amônia, de forma que, na atualidade, o Brasil não é um importante player desse mercado. Já as estimativas feitas para São Paulo, indicam uma demanda da ordem de 210 mil t/ano, distribuídas entre os setores petroquímico (76 %), produção de amônia (19 %) e outros setores (5 %), ou seja, pouco mais de um terço da demanda nacional, ou a 0,2 % da global.

A situação futura para São Paulo com respeito ao hidrogênio será resultado da sobreposição de dois quadros evolutivos: o crescimento das atuais demandas e o incremento adicional devido às novas aplicações do hidrogênio, destacando-se a produção de metanol, o aumento da fabricação de amônia e uso em transportes. Considerando-se esses dois cenários, tem-se a previsão de demandas totais de hidrogênio, nos horizontes de 2030, 2040 e 2050, respectivamente da ordem de 500, 900 e 1.400 mil t.

Para que essas previsões sejam alcançadas, diversas ações devem ser promovidas, partindo-se da criação de um Plano Estadual de Hidrogênio, associado a um programa especial junto à FAPESP para a promoção do uso energético do hidrogênio, nos moldes do programa de bioenergia (Bioen). Também a oferta de subsídios financeiros à produção de hidrogênio ou outros combustíveis renováveis, bem como medidas de renúncia fiscal (impostos de importação

de equipamentos; impostos de comercialização sobre hidrogênio sem emissões e novos combustíveis), deverão ser considerados.

Da mesma forma, será igualmente fundamental o financiamento de uma transição na rede de gás natural do Estado, de forma a possibilitar a mistura e o transporte de percentagens relevantes de hidrogênio, bem como a criação de uma malha de gás de baixo carbono<sup>6</sup>, associando biometano e hidrogênio renovável. Outras medidas também poderão ser implementadas, em conjunto aos incentivos das fontes renováveis de energia, como a taxação das emissões de carbono, subsídios às aquisições de veículos com novos combustíveis, ou até mesmo a imposição de percentual de vendas anuais desses veículos.

---

<sup>6</sup> Gases combustíveis produzidos a partir de fontes renováveis, inclusive biomassa, biocombustíveis e resíduos, e gases combustíveis fósseis com captura, armazenamento e/ou uso de carbono e outras tecnologias afins.

## 1.5 Balanço de Emissões de Gases de Efeito Estufa

Segundo o relatório de 2022 do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), as mudanças no clima são atribuídas diretamente às atividades humanas. Experimentos numéricos mostram que sem a inclusão da forçante antrópica, a componente natural do clima não é capaz de reproduzir o aumento observado na temperatura média global nas últimas décadas.

Isto reforça o movimento mundial em prol da descarbonização de todas as atividades humanas, principalmente aquelas que mais emitem gases de efeito estufa, como a produção de energia, indústria e o setor de transportes.

Na área energética, a implantação de processos de geração de energias renováveis tem ganhado espaço na maioria dos países, principalmente nos que mais emitem GEE's devido aos combustíveis fósseis de que se utilizam.

A adoção de novos recursos energéticos renováveis, em função das mudanças no clima, associados à emissão de GEE, têm trazido desafios para o planejamento e operação de sistemas energéticos. Dess, visto que esses se encontram em um processo de transição forma, a previsão das variáveis climáticas em vários horizontes temporais e as projeções para as décadas futuras se tornou um grande desafio não só para as plantas renováveis, que compõem os recursos energéticos, mas também para os recursos hídricos necessários à agricultura e ao abastecimento humano.

Assim, com base em metodologia mundialmente reconhecida, neste trabalho as mudanças climáticas previstas para o Estado de São Paulo, balizadas nos modelos climáticos globais disponíveis no último relatório de avaliação do IPCC (IPCC, 2022). Estudos foram feitos para a projeção do clima até o final do século, indicando aumento de temperatura, poucas variações na precipitação no período de outono, inverno e primavera em relação ao período histórico, incertezas na projeção da precipitação durante o verão no Estado.

Nessa estação do ano, quando há aumento das incertezas das previsões, devido à maior variabilidade observada no histórico, alguns modelos climáticos projetam escassez de chuva, enquanto outros preveem precipitação acima dos valores do período histórico. Esta diversidade é oriunda da dificuldade observada na projeção climática da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) onde está inserido o ESP. No entanto, existe uma certa consonância nos modelos quanto à intensificação dos eventos extremos como os de chuva diária acima do percentil de 95% gera sinais de alerta para o planejamento de estruturas e de sistemas mais resilientes.

Um alerta deve ser feito também ao aumento de temperatura máxima e média, aumentando a evaporação, o consumo de água, aumento na carga energética para climatização e refrigeração além de atuar na eficiência de processos industriais. A partir deste conhecimento é possível traçar possíveis políticas de enfrentamento das ameaças climáticas buscando adaptação dos sistemas energéticos como também de outras estruturas existentes ajustando planos de investimentos em infraestrutura que são construídos sem considerar estas alterações no clima.

Diretamente correlacionadas às alterações no clima, as emissões de GEE são calculadas considerando-se as expectativas de demanda da energia elétrica, bem como o consumo de outros energéticos nas várias frentes da atividade econômica e usos na indústria, comércio e residências, além do setor de transportes, foram definidos dois cenários de evolução para as emissões de GEE, o primeiro cenário, considerado Cenário Base, onde não são adotadas medidas de mitigação propostas neste trabalho e o segundo, Cenário de Mitigação, em que essas medidas são consideradas.

Para efeito deste texto, para evitar confusão entre o Cenário de Referência adotado para definir a trajetória de evolução do PIB e o cenário em que não se adotam as medidas de mitigação de emissões, definiu-se que quando se refere à expectativa de emissões, utiliza-se a denominação de Cenário Base.

Considerando-se as metodologias mundialmente consagradas para cálculo das emissões, quantificou-se em que medida as ações e projeções propostas são capazes de afetar e mitigar as emissões de GEE's a partir da comparação do cenário base o cenário de mitigação.

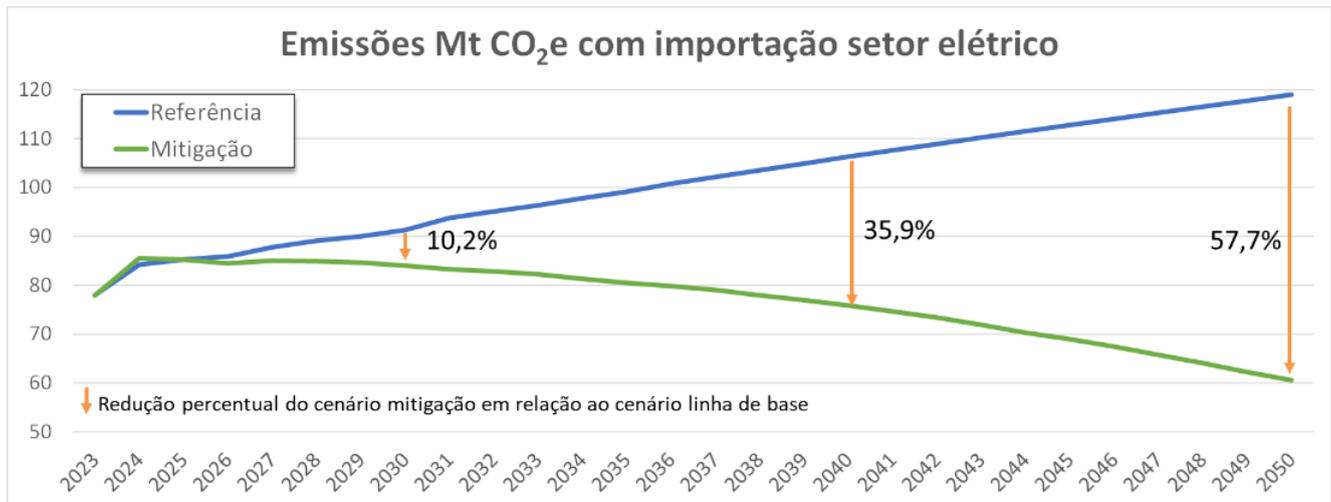
A implementação das propostas mitigadoras das emissões e alternativas apresentadas, especialmente no que diz respeito à Mensuração, o Reporte e a Verificação (MRV) das suas ações, deverão ser implementadas de maneira a oferecer subsídios para eventuais correções e ajustes periódicos de rotas do presente plano.

Os fatores de conversão energética, volumétrica, mássica e de equivalência de combustíveis seguiram os dados do BEESP 2022 sempre que possível e os dados do Balanço Energético Nacional 2022 quando necessário, na ausência de informações no BEESP, particularmente no que diz respeito aos fatores de emissão utilizados no modelo de cálculo.

Ao multiplicar os fatores de emissão com os dados de consumo de cada setor, oriundos das atividades necessárias de cada um deles para se atender a demanda projetada, obteve-se a trajetória de emissão de GEE para cada um dos cenários. A fim de se contabilizar as emissões de GEE em termos de potencial de aquecimento em função do carbono equivalente, foram utilizados os fatores de aquecimento do metano e do óxido nitroso conforme o último relatório (IPCC, 2022) que define que para um horizonte de 100 anos o potencial desses gases é de 29,8 CO<sub>2</sub>e e 273 CO<sub>2</sub>e, respectivamente.

Na Figura 15 é possível observar o quanto as trajetórias de emissões de GEE dos cenários Linha de Base e Mitigação divergem, chegando a uma diferença de 57,7% do segundo em relação ao primeiro em 2050.

Figura 15 - Emissões de GEE para os cenários base e de mitigação

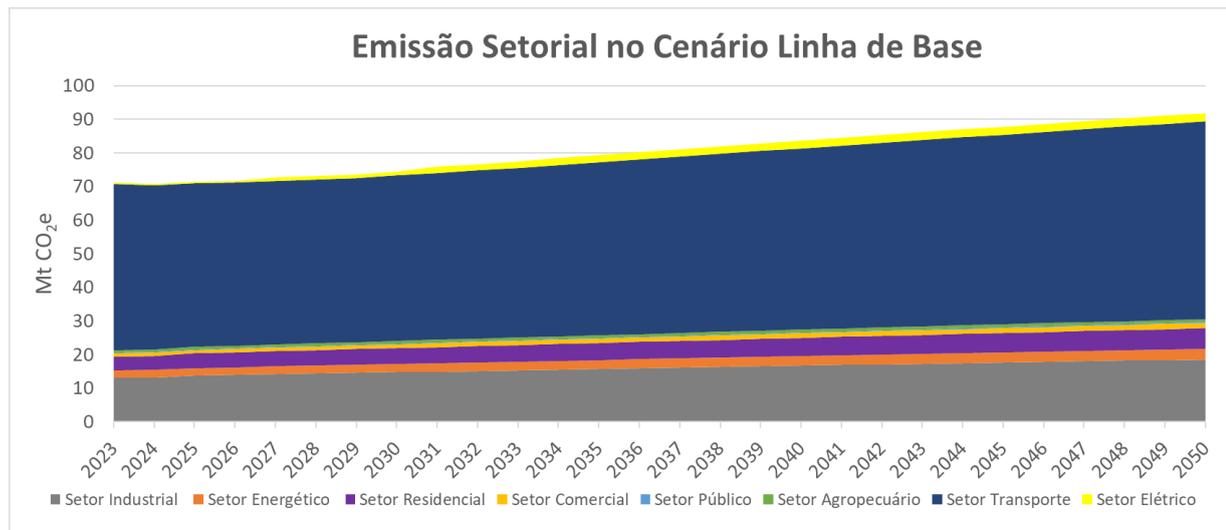


Fonte: Elaboração própria

Aspecto relevante a se considerar é que as medidas propostas neste plano representam redução nas emissões atuais da ordem de 63 MtCO<sub>2</sub>e para algo em torno de 35MtCO<sub>2</sub>e em 2050, representando uma queda da ordem de 43% no total de emissões de 2023 a 2050, o que demonstra a potencial eficácia das medidas propostas, à medida em que, se implementadas, essas medidas farão com que em 2050, o Estado de São Paulo, reduza as emissões em relação às emissões verificadas em 2023.

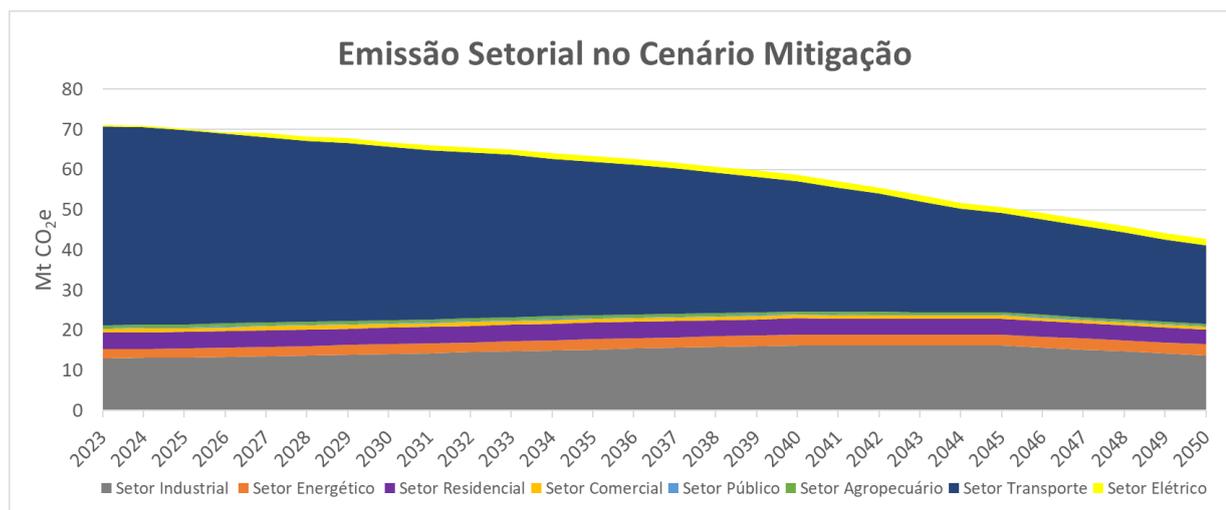
É possível desmembrar tais resultados a nível setorial e entender como a projeção de cada setor contribuiu para a redução e/ou aumento das emissões de GEE a depender do cenário. A Figura 16 e Figura 17 ilustram a variação total de emissão de carbono equivalente para os cenários base e mitigação, respectivamente. Nota-se que em ambos os casos o setor de transporte apresenta um acentuado impacto na evolução das emissões de GEE em relação a 2023. O cômputo das emissões de GEE do cenário linha de base do transporte baseou-se no trabalho desenvolvido no âmbito do PAC. Definiu-se o valor de 2023 igual ao valor do cenário de mitigação e projetou-se o crescimento relativo igual ao verificado no PAC.

Figura 16 - Evolução das emissões de GEE para o cenário base



Fonte: Elaboração própria

Figura 17 - Evolução das emissões de GEE para o cenário mitigação

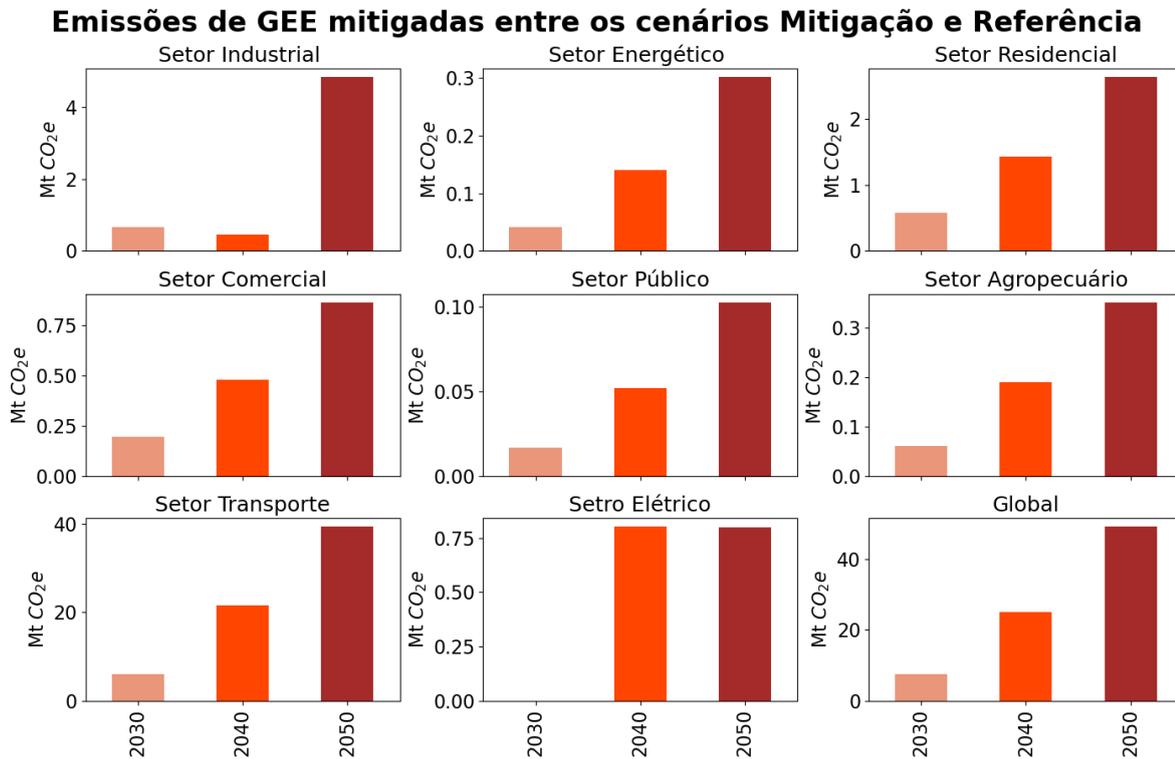


Fonte: Elaboração própria

Os outros setores, além do transporte, que é o principal setor da economia paulista que contribui com as emissões de GEE, e por isso será destacado no item a seguir, também foram capazes de contribuir para a redução das emissões desses gases até 2050 no cenário mitigação, tanto em termos absolutos, mas especialmente quando comparados com o cenário de linha de base, o qual apresenta um crescimento nas emissões de GEE de 2023 até 2050 para todos os setores.

A Figura 18 mostra o quanto cada um dos setores foi capaz de reduzir as emissões no cenário mitigação em relação ao cenário de linha de base. Percebe-se o grande destaque do setor de transporte, mas que há também espaço para contribuição dos outros setores.

Figura 18 - Emissões mitigadas do cenário mitigação em relação ao cenário linha de base.



Fonte: Elaboração própria

A maior parte da mitigação de GEE se dá devido a uma transição de combustíveis fósseis para fontes energéticas renováveis, eletrificação e a um ganho de eficiência associado. Tais aspectos não são considerados no cenário Base. Muitos dos setores, ou têm pouco espaço para transição, ou diversos desafios associados a um encerramento do uso de fontes fósseis. O setor de transporte, apesar de apresentar desafios logísticos e alguns técnicos, por sua vez apresenta grande potencial de mitigação que foi altamente explorado no presente plano.

Com base nas expectativas de emissões ainda remanescentes do cenário mitigação, da ordem de 35 MtCO<sub>2</sub>e em 2050, levando a uma situação em que as expectativas de emissão são drasticamente reduzidas com as ações propostas neste PEE/SP 2050, mas que não atingem a meta da pegada neutra de carbono no final do horizonte do estudo, é necessário que se estabeleçam mecanismos adicionais para potencializar a redução nas emissões, por exemplo, a partir da implantação de mecanismos de mercado para os créditos de carbono. Destaca-se que tal resultado era esperado uma vez que o setor energético é um setor de difícil descarbonização, sendo tal redução expressiva para colaborar com o objetivo global do ESP.

Nenhum segmento da economia pode ser encarado como apresentando soluções de fácil resultado. Ainda mais, as iniciativas possuem elevada transversalidade nos seus objetivos e nos resultados esperados. Entre as iniciativas com características dessa elevada transversalidade

podem ser citados os Mecanismos de Mercado. Deve-se entender Mecanismos de Mercado (MM) como as transformações econômicas influenciadas por Políticas Públicas e por Regulações que redirecionem o comportamento dos mercados econômicos no geral e dos agentes em específico, visando a redução das emissões de GEE, condição necessária para combater os efeitos deletérios das Mudanças Climáticas (MC).

Pela abrangência desta contextualização, os MM podem ter sua concepção a partir de acordos internacionais, políticas nacionais ou regionais e mesmo ações voluntárias de empresas e demais entidades.

De forma geral, estes MM se consolidam em três vertentes principais:

- (I) Taxações e/ou impostos sobre emissões, podendo incluir alternativas políticas de ajustes de fronteira que aplicam taxas sobre importações de países com leniência nas suas medidas de redução de missões
- (II) Criação de mercados de permissões (Cap and trade);
- (III) Iniciativas Voluntárias.

Todas essas opções implicam em tornar as emissões mais caras e, conseqüentemente, incentivar as iniciativas da economia visando reduzi-las, por essa razão denominadas de Mecanismos de Mercado.

Para cada uma dessas alternativas, o Plano de Ação e o caderno temático conexo tratam, dos aspectos conceituais, de suas vantagens, desvantagens e de sua factibilidade, de experiências progressas já desenvolvidas internacionalmente e das tendências esperadas para o cenário 2050.

Especial atenção é destinada às condições da legislação brasileira que vem se adaptando na criação de um mercado de permissões ( "cap and trade"). Em detalhe para o Estado de São Paulo , o Plano de Ação busca identificar as potencialidades de seu protagonismo em um futuro Mercado de Emissões tal como sinalizado pelo encaminhar da legislação na Câmara federal e no Senado.

Cabe observar que mesmo em economias onde os MM já se encontram em um patamar de maior maturidade, esses não devem ser encarados como tendo o potencial de solucionar os problemas de descarbonização de forma única. Há que se contar com soluções tecnológicas e com inovações nos processos produtivos, bem como com outras políticas públicas que venham se somar com os MM. Como já afirmado os cenários otimistas de emissões líquidas 2050 necessitam de efeitos de sinergias de ações envolvendo ampla gama de possibilidades.

## 1.6 Setor de Transportes

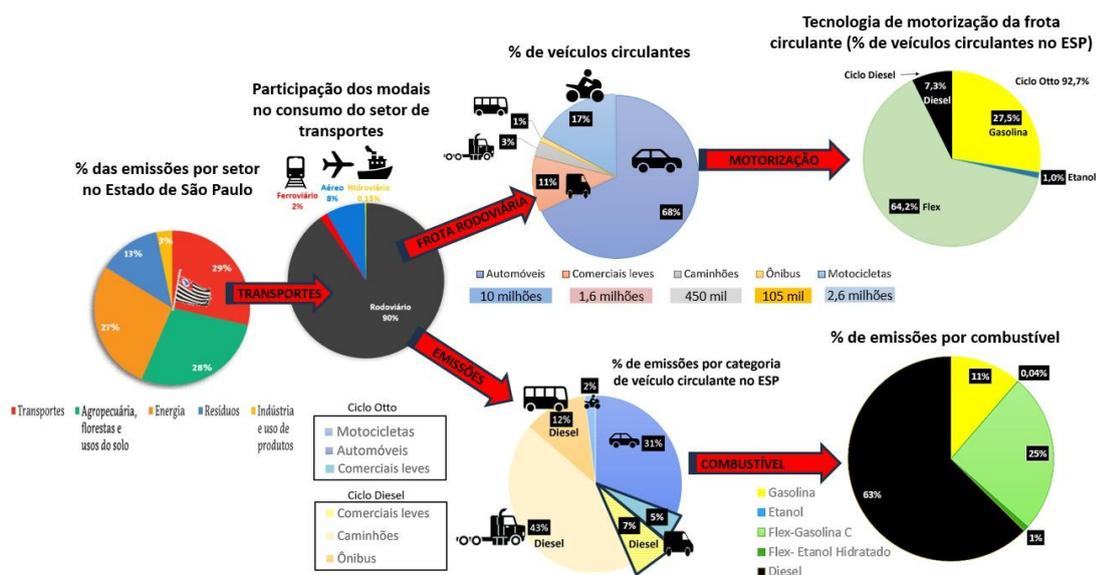
O Balanço Energético do Estado de São Paulo 2022 mostra o consumo de energéticos no setor de transportes, com predominância do óleo diesel (42,3%), seguido da gasolina (22,6%), querosene de aviação (8,2%), gás natural (1,0%) e óleo combustível (0,1%). O etanol participa com 25,5% e a eletricidade de 0,4%, respectivamente no consumo (GOV-SP, 2022).

A estrutura do setor de transporte do Estado é composta por quatro modais: rodoviário, ferroviário, hidroviário e aéreo, sendo o modal rodoviário responsável por 90,1% da demanda total setorial e os modais ferroviário, aéreo e hidroviário por parcelas de 1,5%, 8,2% e 0,15% (GOV-SP, 2022).

As emissões de GEE do modal rodoviário atingem 40,9 MtCO<sub>2</sub>e, 87% das emissões estaduais do setor de transporte (CETESB, 2022). Os demais modais respondem pelos 13% restantes, cerca de 6 MtCO<sub>2</sub>e (GOV-SP, 2022).

Os caminhões, ônibus e parte dos comerciais leves com motorização ciclo diesel, representam 7,3% dos 15 milhões de veículos da frota rodoviários e respondem por 63% das emissões deste modal. Automóveis, comerciais leves e as motocicletas, representam 92,7% dessa frota e respondem pelos demais 37% das emissões, consumindo gasolina C, etanol hidratado e uma parcela minoritária de GNV (CETESB, 2022). O diagrama da Figura 19, apresenta um resumo da situação atual do setor de transportes do Estado de São Paulo.

Figura 19 - Frota, motorização, combustíveis e emissões de GEE do setor de transportes no Estado de São Paulo - 2021



Fonte: Elaboração própria com dados da (CETESB, 2022), (GOV-SP, 2022) e (PAC2050/SEEG, 2022)

O cenário de referência utiliza o histórico de demanda do setor de transporte do BEESP 2022 e a projeção do PIB paulista, considerando o cenário base do PAC 2050.

Para o cenário de mitigação do modal rodoviário foi utilizada uma abordagem *bottom-up* para projeções do consumo energético, considerando as categorias de veículos adotadas pela CETESB (CETESB, 2022). Já para os modais ferroviário, hidroviário e aéreo foi utilizado uma abordagem *top-down*, a partir do histórico do consumo energético e informações setoriais.

O cenário de mitigação prioriza a redução do consumo de diesel fóssil, em segundo lugar, busca o deslocamento da gasolina, por fim, o deslocamento de querosene fóssil (QAV).

A descarbonização do setor de transportes segue três alternativas utilizadas de forma complementar e/ou combinadas: **(i)** a eletrificação da frota de veículos (elétrico puro, híbrido plug-in, híbrido e célula combustível); **(ii)** a utilização de biocombustíveis (biodiesel, diesel verde, etanol, etanol 2G, BioQAV), hidrogênio e derivados, combustíveis sintéticos baixo carbono e **(iii)** a utilização de gás metano (GNV e biometano).

Para a transição da frota de ônibus urbanos, ancorada pela aprovação da Lei nº 16.802 de 2018 (Município SP, 2018), o cenário projeta para 2050 um aumento dos ônibus elétricos para 61 mil veículos, 60% dessa frota. Já os veículos movidos a gás (privilegiando o biometano) alcançam 12 mil unidades, e cerca de 2 mil ônibus movidos a hidrogênio, respectivamente 12% e 2,2% da frota.

Para a categoria dos ônibus rodoviários, o cenário projeta para 2050 a participação da eletrificação de 35% nessa frota, com 10,3 mil veículos no horizonte. O gás alcança 17,8% da frota, representando 5,2 mil unidades, e o hidrogênio participa a partir da metade do período de estudo, chegando a 6% da frota (1,8 mil unidades).

A frota de caminhões urbanos percorre uma trajetória e apresenta, em 2050, uma relevante eletrificação, com 35% de participação e uma frota de 56 mil veículos. O gás alcança 15% de participação com 24 mil veículos, e o hidrogênio participa com cerca de 2%, representando 3 mil unidades.

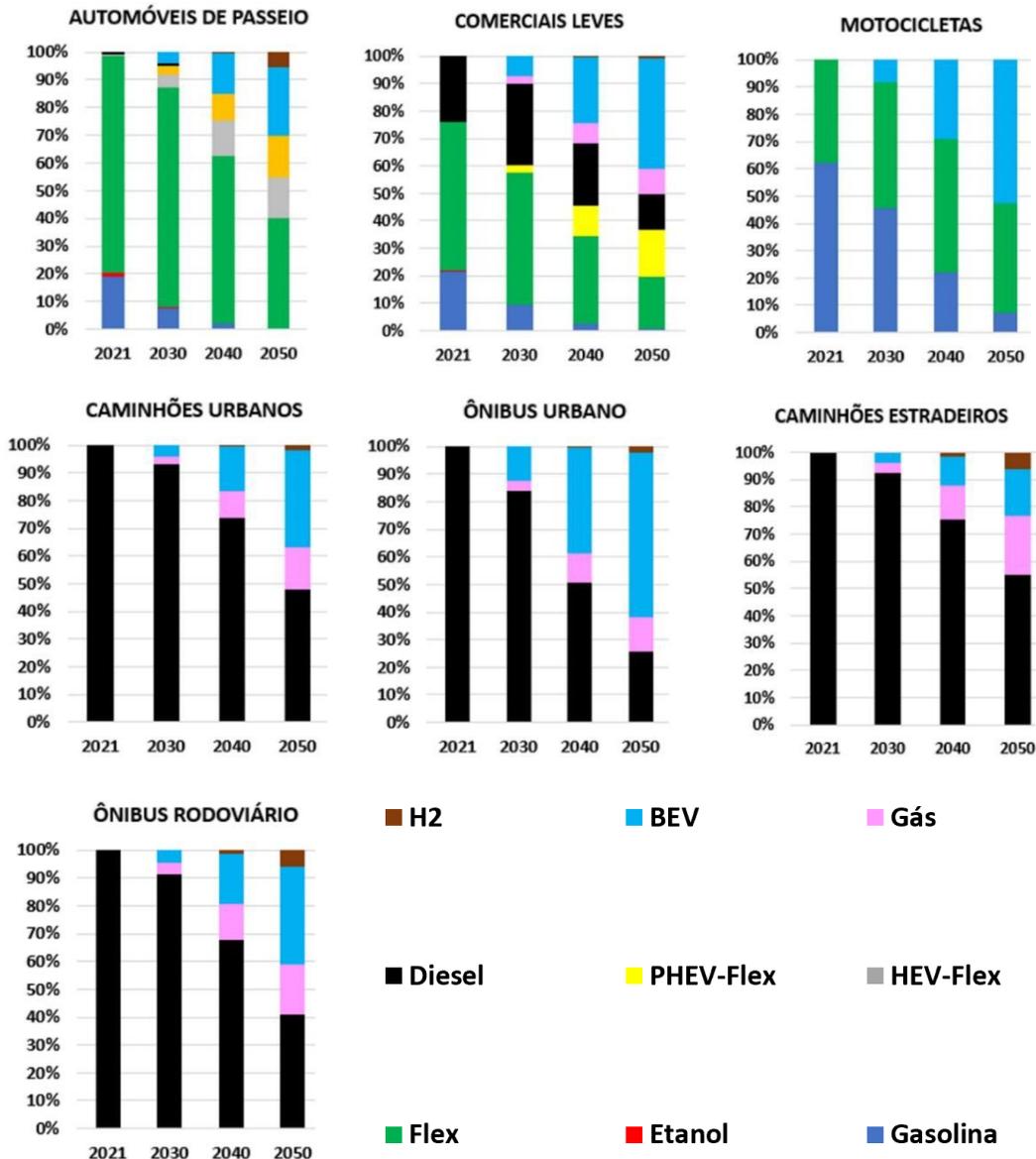
A trajetória de descarbonização dos caminhões estradeiros é mais desafiadora, com a entrada de 74 mil caminhões elétricos, 94 mil movidos a gás, e 26 mil movidos a hidrogênio, representando, respectivamente, 17%, 22% e 6% da frota em 2050.

Para a categoria dos comerciais leves, projeta-se uma frota total de 1,3 milhões de veículos em 2050, com 40% de veículos puramente elétricos, 17% de híbridos plug-in flex e 9% movidos com a gás, permanecendo 13% da frota operando com diesel e cerca de 1% com gasolina.

Na frota de automóveis de passageiros, aumenta a parcela de puramente elétricos (BEV) e eletrificados (HEV-flex e PHEV-flex), chegando aos 7,4 milhões em 2050, e reduz a de veículos ciclo Otto flex (gasolina e etanol hidratado), que cai para 40% dessa frota. Para as motocicletas, projeta-se a entrada da eletrificação alcançando 53% da frota.

A Figura 20 resume as trajetórias, para o modal rodoviário, da estrutura de participação das tecnologias de motorização, para cada respectiva categoria.

Figura 20 - Trajetórias da estrutura de participação das tecnologias de motorização na frota modal rodoviário, por categoria



O cenário de mitigação resulta na transição da estrutura da demanda de energéticos do setor de transportes rodoviário do Estado ao longo do período até o horizonte de 2050.

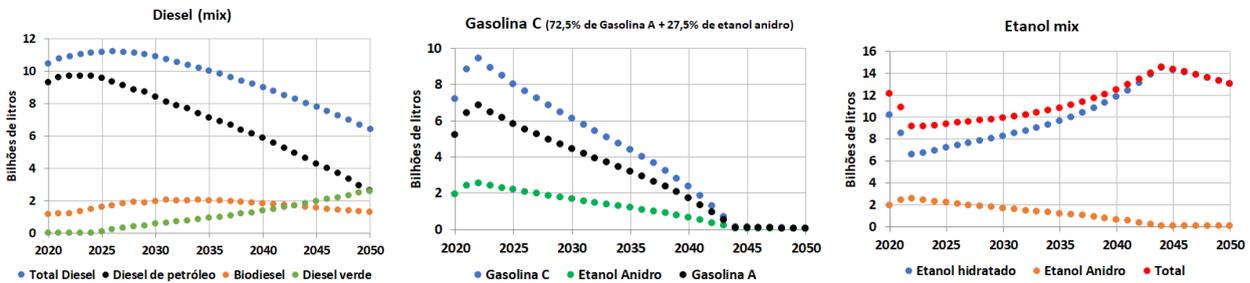
A demanda total de diesel no modal rodoviário recua para 6,4 bilhões de litros em 2050, com 60% de biocombustíveis no mix ofertado, e relevante redução da demanda de diesel fóssil.

O cenário projeta uma redução de mais de 99% da demanda da gasolina C, passando de 9,4 bilhões de litros em 2022 para menos de 40 milhões de litros em 2050, com a eletrificação e utilização do Etanol.

A demanda do Etanol apresentará crescimento, alcançando 14,5 bilhões de litros em 2044 e passando a decrescer a partir desse ano com a progressiva participação da eletrificação.

A Figura 21 apresenta as trajetórias no cenário de mitigação para o diesel, gasolina e etanol no modal rodoviário.

Figura 21 - Trajetória da Demanda de diesel, gasolina e etanol no modal rodoviário



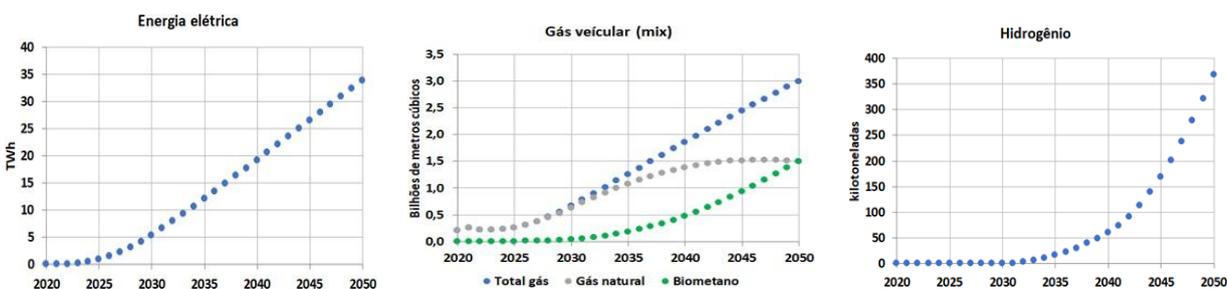
A eletrificação no modal rodoviário desloca o consumo de gasolina e reduz a demanda do diesel. A demanda alcança 33,8 TWh em 2050, sendo 40% demandado pela frota de automóveis.

A participação do gás metano no modal rodoviário, desloca parte da demanda de diesel, com uso do GNV e participação do biometano, em 50% da demanda total de 3 bilhões de m<sup>3</sup> em 2050.

O hidrogênio, em menor proporção, começa a penetrar de forma significativa no modal rodoviário a partir de 2030, até chegar a 60 mil t/ano em 2040, e atingir 368 mil t/ano em 2050.

A Figura 22 apresenta as trajetórias no cenário de mitigação da demanda de eletricidade, gás metano veicular e hidrogênio no modal rodoviário.

Figura 22 - Trajetórias dos energéticos: eletricidade, gás metano veicular e hidrogênio no modal rodoviário

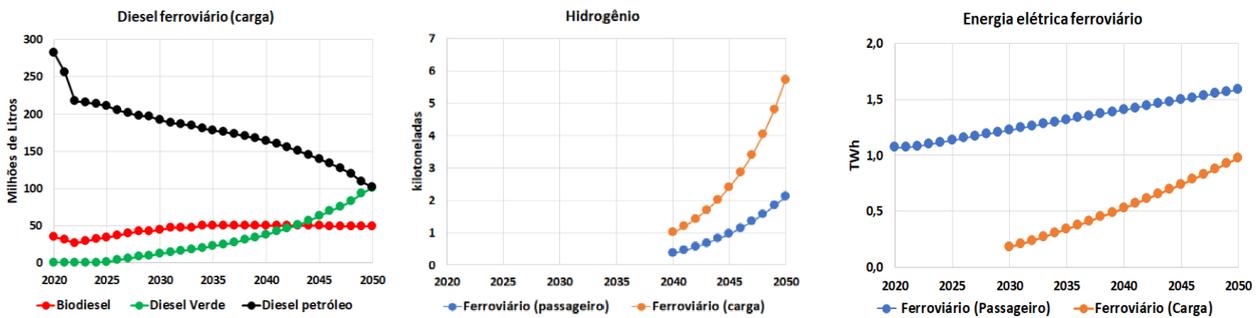


Para o modal ferroviário de carga, o cenário de mitigação mantém o consumo de diesel em torno de 250 milhões de litros até o horizonte 2050, com 60% de biocombustível no mix. O cenário apresenta aumento de eletrificação à bateria, alcançando a cerca de 1 TWh em 2050. O hidrogênio apresenta demanda de cerca de 1 kt em 2040, chegando a pouco mais de 5,7 kt em 2050.

Para o modal ferroviário de passageiros o cenário projeta o consumo de energia elétrica a partir da expansão do Metrô de São Paulo e dos TICs / CPTM, passando de 1 TWh em 2021 para 1,6 TWh em 2050. O hidrogênio também participa, com demanda de 0,4 kt em 2040 e 2,1 kt em 2050.

A Figura 23 apresenta as trajetórias no cenário de mitigação dos energéticos para o modal ferroviário.

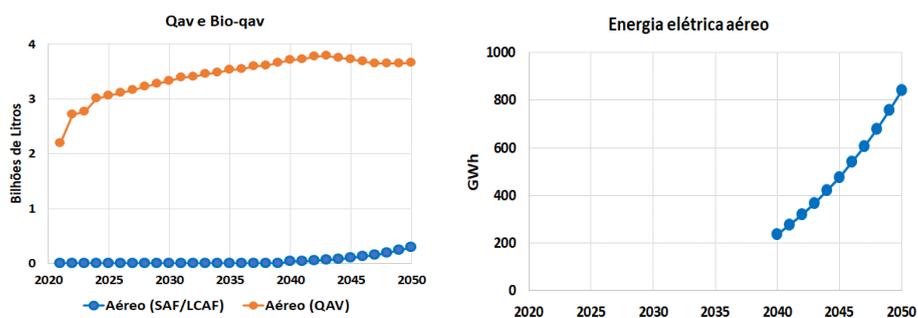
Figura 23 - Trajetória no cenário de mitigação dos energéticos no modal ferroviário



No modal aéreo, o cenário prevê a penetração de novas alternativas tecnológicas a partir da última década do período, com combustíveis sustentáveis na forma de sintéticos (e-metanol, amônia, e-querosene) chegando a 150 milhões de litros, e bioquerosene com a demanda de 300 milhões de litros em 2050, os quais juntos compõem cerca de 12% da demanda total do aéreo.

A penetração menos relevante da eletrificação a partir do horizonte de 2040, restrita a aeronaves de menor porte e de curto curso, alcança 0,8 TWh em 2050. A Figura 24 apresenta a trajetória dos energéticos no setor aéreo, e para sintéticos, na Figura 25.

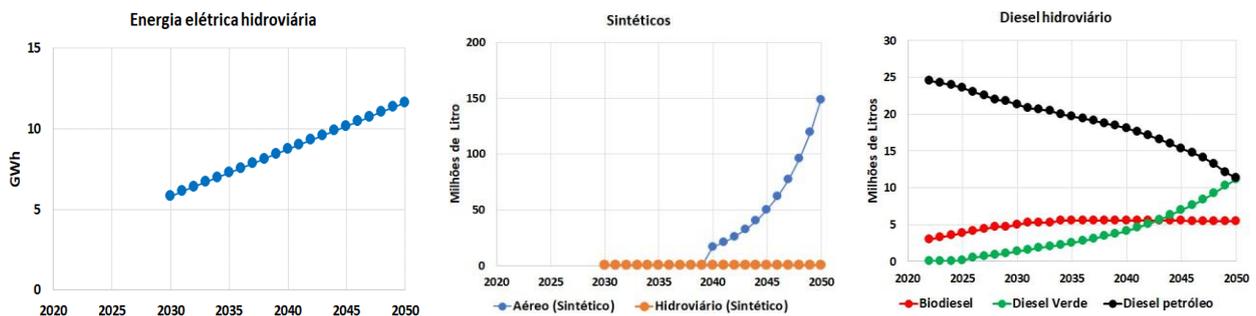
Figura 24- Trajetória dos energéticos no modal aéreo



No modal hidroviário, a demanda total de diesel com participação dos biocombustíveis de 60% no mix ofertado em 2050. Eletrificação para embarcações de pequeno porte, balsas e empurradores chega a uma demanda de 12 GWh em 2050.

No cenário de mitigação, os combustíveis sintéticos para atender o modal hidroviário, apresentam indefinições, atendendo apenas a demanda de desenvolvimento e de projetos pilotos. Porém, no âmbito internacional caminha por meio de um conjunto um pouco mais amplo de combustíveis substitutos, utilizando combustíveis avançados e tradicionais.

Figura 25 - Trajetórias no cenário de mitigação dos energéticos modal hidrovial



Considerando todos os modais de transporte, o cenário de mitigação propicia uma trajetória de redução da demanda total de diesel e, adicionalmente, redução expressiva na parcela de participação do diesel fóssil no mix do combustível ofertado. Especialmente para o diesel fóssil, o consumo de 2021 é de 10 bilhões de litros, se reduziria para 2,7 bilhões de litros em 2050, uma redução de 72%.

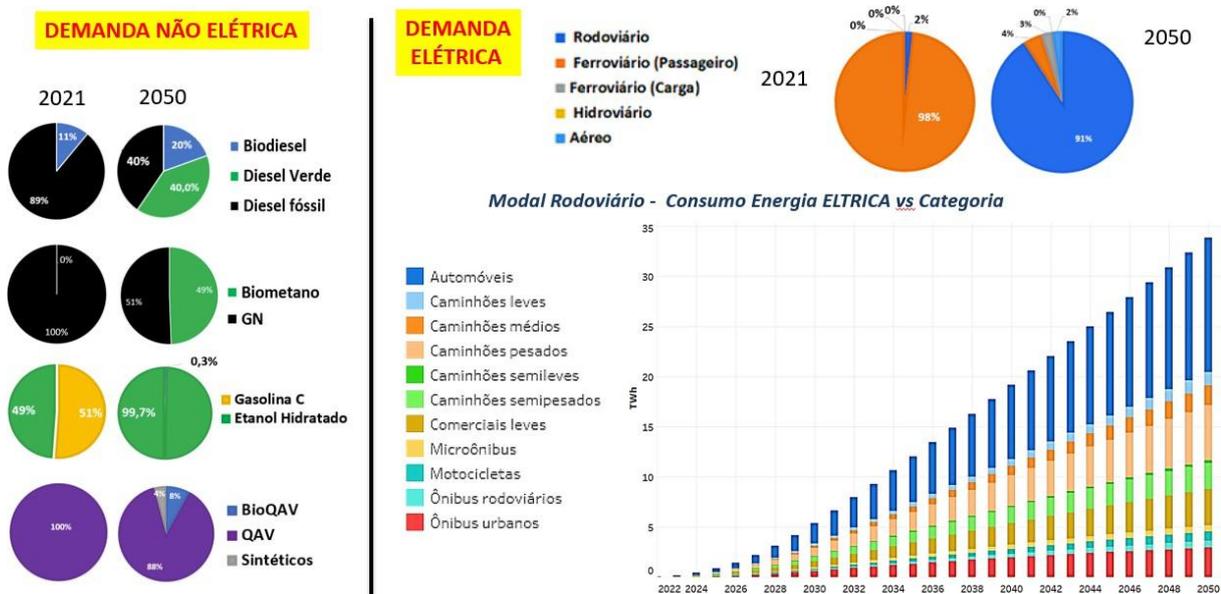
A trajetória do gás natural fóssil evolui de 250 milhões de m<sup>3</sup> (100% da demanda de gás veicular) em 2021 para 651 milhões de m<sup>3</sup> (95% da demanda total) em 2030, 1,4 bilhões de m<sup>3</sup> (75 % de participação) em 2040 e 1,5 bilhões de m<sup>3</sup> (51% da demanda) em 2050. A penetração do biometano alcança 34 milhões de m<sup>3</sup> em 2030, 470 milhões de m<sup>3</sup> em 2040 e 1,5 bilhões de m<sup>3</sup> em 2050.

A gasolina C e o etanol hidratado apresentam importante trajetória de mudanças na demanda, conforme resume a

O cenário de eletrificação considerando todos os modais de transporte evoluíram do consumo de 1,1 TWh, em 2021, para 6,7 TWh, em 2030, 21 TWh, em 2040, alcançando 37 TWh em 2050. O modal rodoviário responde por 79% da demanda de energia elétrica em 2030 (5,4 TWh), e chega a 91% em 2050 (34 TWh).

A Figura 26 apresenta a trajetória da demanda total e participação dos modais.

Figura 26 – Resumo da demanda de energéticos para o setor de transportes no estado de São Paulo



## 1.7 Conclusão – Plano de Ações

O plano de ações foi construído em quatro etapas seguindo a metodologia *foresight*: Planejamento, Diagnóstico, Visão de Futuro e Posicionamento (CGEE, 2017; CGEE, 2017).

Na etapa de planejamento foi definida as informações norteadoras do pensamento estratégico, a divisão de temas e o processo de integração entre os grupos alinhados aos eixos estratégicos. Vale ressaltar que nesta etapa adotou-se os 3 pilares do setor energético - modicidade, segurança e sustentabilidade-; a diretriz oriunda do PAC – A contribuição do setor e energia para o Estado alcançar a neutralidade de emissões líquidas de GEE até 2050; os eixos estratégicos que deve tipificar as ações estratégicas – Tecnologia; infraestrutura; socioambiental; Mercado; Regulação; Planejamento – e a divisão da equipe por grupos cada um associado a um temas de avaliação.

Na etapa de Diagnóstico foi a fase de análise e levantamento de dados, especialmente os dados secundários, internos e externos ao Estado de SP referentes a atualidade e as potencialidades e desafios futuros oriundas a cada tema elencado no planejamento. O objetivo desta etapa é definir ou orientar o estabelecimento de visão geral de cada tema.

Na terceira etapa, Prospecção e Visão de Futuro, serão detalhadas e estudadas com maior propriedade as tendências e estratégias de futuro já descritas. Nesta etapa são definidas as premissas e realizadas as primeiras projeções que consolida a visão de todos os segmentos estudados.

A quarta etapa, é o Posicionamento. Neste momento, são consolidadas analisadas as metas propostas, que no caso do PEESP/2050 é o balanço de emissões que assegura quanto o segmento pode contribuir com *o Race to Zero* e *Race to Resilience*. Por fim, são consolidadas nesta etapa as estratégias e a rota para alcançar a Visão de Futuro, sintetizados no *Roadmap* (plano de ações) segmentado por eixo estruturante.

De forma geral, o plano considerou um conjunto de métodos e ferramentas que inclui dados secundários e primários. No primeiro grupo de dados consta um vasto levantamento bibliográfico que foram trabalhados e analisados por cada equipe.

No segundo grupo de dados, o levantamento utilizou a metodologia participativa de forma a agregar ao processo uma visão dos *stakeholder* setoriais. Foram realizadas 8 reuniões aberta com público amplo e 82 reuniões bilaterais com diferentes perfis (governo e instituições estaduais; governo e instituições federais; indústria; academia, consultoria e outros especialistas). Soma-se a isto mais de 100 reuniões entre os grupos técnicos que compõe a equipe de construção do plano. O processo de construção ainda contará com um processo interativo de avaliações do Secretaria SIMA e, por fim, a consulta pública. Vale ressaltar que a metodologia participativa propõe formatos de levantar informações especializadas de *stakeholder* setoriais impactantes no processo de forma rápida e de menor custo, mas é

fundamental deixar claro que este formato não representa estatisticamente uma amostra do universo do Estado.

Cada grupo temático se utilizou de diferentes ferramentas qualitativas e quantitativas adequadas para definir a visão de futuro, as premissas e projeções ao tema em questão e sua integração na projeção de consumo, oferta e balanço de emissões.

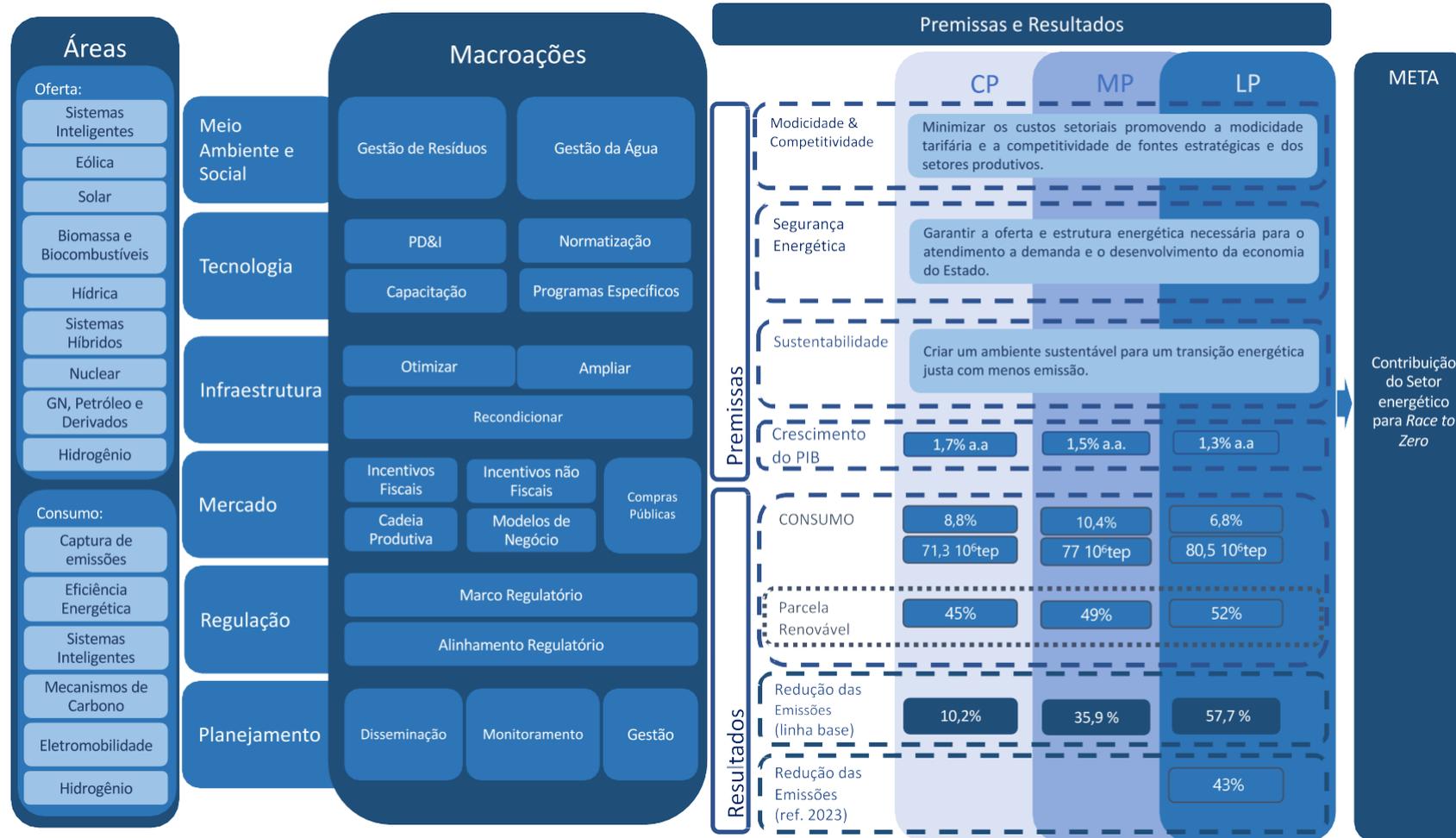
A consolidação deste processo no plano de ação, contemplou uma fase inicial de levantamentos das ações, programas, políticas, entre outros, existentes no Estado. Na sequência houve um processo de interação com os grupos técnicos por meio de um mapa conceitual que buscou identificar as ações, seus objetivos e impactos referente a cada eixo estruturante. Cada grupo trabalhou, suas propostas com *stakeholders* por meio de reuniões bilaterais e reuniões temáticas abertas. A construção final do plano de ações, deve contemplar uma nova rodada de reuniões com os grupos técnicos e com o governo Estadual. Após a análise e aprovação da Secretaria, passará por uma consulta pública.

O Plano apresenta soluções do setor energético de SP para a redução de emissões de GEE, contribuindo para a diretriz Race to Zero no Estado e para uma visão de futuro atenta às tendências 4Ds (Digitalização; Descarbonização; Descentralização; Diversificação) e aos pilares da política energética. Do lado consumo, as soluções contemplam um forte investimento em eficiência, medições inteligentes, recursos integrados, GD/hibridização e eletrificação. Pelo lado da oferta, há também investimentos em eficiência e soluções inteligentes que contemple hibridização, soluções de armazenamentos, gestão de recursos distribuídos e tecnologias de mitigação como a captura de carbono associados a fontes de energia menos intensivas em energia. Todavia, a grande mudança estrutural vislumbrada se dá no segmento de transporte onde há uma alteração significativa na composição da frota, gerando um grande desafio para a gestão, em especial porque parte desta mudança depende da decisão do consumidor.

As ações deste plano visam criar um mercado a novas tecnologias, com segurança, e acelerar a curva de aprendizado de tecnologias ainda em desenvolvimento, requerendo atuação em todos os eixos estratégicos, desde o PD&I, normatização e capacitação da mão de obra, até a elaboração de novo marco regulatório, refinamento de incentivos e compras públicas para acelerar a escalabilidade e reduzir custos no futuro. Com atenção à diretriz Race to Zero, o biogás e o GN com captura de CO<sub>2</sub> tem um papel fundamental no sentido de reduzir emissões, sem comprometer a segurança energética do Estado. Portanto, o plano teve um forte foco na biomassa e no GN com soluções mitigadoras, e inclui a participação, com menor destaque, do hidrogênio de baixo carbono e combustíveis sintéticos em geral. A Figura 27 sintetiza as principais informações em um *roadmap* resumido que percorre várias temáticas e as macroações em todos os eixos estruturantes. Do lado esquerdo mostra as áreas contempladas e cenarizadas nas projeções e alinhados aos eixos estratégicos e subsequentes macroações trabalhadas no plano de ações. Do lado direito a figura apresenta as premissas gerais que direcionaram todo o estudo que foram os 3 pilares (modicidade; segurança; e sustentabilidade) e o crescimento do PIB. O objetivo é que com estas iniciativas, nas áreas de oferta e consumo, o Estado alcance uma redução de 43% das emissões de carbono em 2050 (comparativo ao ano de

2023), mesmo aumentando o consumo de energia em 22% e apresentando um crescimento médio da economia acima de 1,3%a.a. Vale ressaltar, que o percentual renovável da matriz energética sai dos atuais 45% e alcança 51% no final do período. Portanto, o plano mostra uma rota possível para o setor de energia do Estado contribuir de forma substancial com a neutralidade líquida das emissões do estado de SP.

Figura 27 – Plano de macroações – Roadmap resumido



Fonte: Elaboração Própria

# VERSÃO DE CONSULTA PÚBLICA